

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

**Power transformers –
Part 6: Reactors**

**Transformateurs de puissance –
Partie 6: Bobines d'inductance**

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60076-6:2007



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2007 IEC, Geneva, Switzerland

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

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

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

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

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

About the IEC

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

About IEC publications

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

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

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 It also gives information on projects, withdrawn and replaced publications.

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

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

- Electropedia: www.electropedia.org

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

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

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

Email: csc@iec.ch

Tel.: +41 22 919 02 11

Fax: +41 22 919 03 00

A propos de la CEI

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

A propos des publications CEI

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

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

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

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

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

- Electropedia: www.electropedia.org

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

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

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

Email: csc@iec.ch

Tél.: +41 22 919 02 11

Fax: +41 22 919 03 00



IEC 60076-6

Edition 1.0 2007-12

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

**Power transformers –
Part 6: Reactors**

**Transformateurs de puissance –
Partie 6: Bobines d'inductance**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

PRICE CODE
CODE PRIX

XF

ICS 29.180

ISBN 2-8318-9507-3

CONTENTS

FOREWORD.....	9
INTRODUCTION.....	11
1 Scope.....	12
2 Normative references	12
3 Terms and definitions	13
3.1 Types of reactor	13
3.2 Other definitions.....	14
4 Symbols and abbreviations.....	17
5 Service conditions	18
5.1 General.....	18
5.2 Seismic conditions	18
6 Design, testing, tolerances and application.....	18
7 Shunt reactors.....	20
7.1 General.....	20
7.2 Design.....	20
7.3 Terms and definitions	20
7.4 Rating	21
7.4.1 Rated voltage	22
7.4.2 Maximum operating voltage	22
7.4.3 Rated power.....	22
7.4.4 Zero-sequence reactance of a three-phase star-connected reactor.....	22
7.4.5 Mutual reactance of a three-phase reactor.....	22
7.4.6 Inrush current level.....	22
7.4.7 Linearity of the shunt reactor	22
7.5 Temperature rise	22
7.6 Insulation level	23
7.7 Rating plates.....	23
7.8 Tests.....	23
7.8.1 General	23
7.8.2 Routine tests	23
7.8.3 Type tests	24
7.8.4 Special tests.....	24
7.8.5 Determination of reactance and linearity of reactance.....	24
7.8.6 Measurement of loss (routine test, special test)	25
7.8.7 Measurement of harmonics of the current (special test).....	26
7.8.8 Measurement of zero-sequence reactance on three-phase reactors (special test).....	27
7.8.9 Measurement of mutual reactance on three-phase reactors (special test).....	27
7.8.10 Dielectric tests.....	27
7.8.11 Measurement of magnetic characteristic (special test).....	30
7.8.12 Measurement of acoustic sound level (type test, special test).....	30
7.8.13 Measurement of vibration (type test).....	31
7.8.14 Temperature rise test (type test).....	32
7.9 Tolerances	33

7.9.1	General	33
7.9.2	Tolerances on reactance at rated voltage and rated frequency	33
7.9.3	Tolerances on the linearity of reactance	33
7.9.4	Tolerance on loss	33
8	Current-limiting reactors and neutral-earthing reactors	33
8.1	General	33
8.2	Design	34
8.3	Terms and definitions	34
8.4	Rating	36
8.4.1	Rated continuous current	36
8.4.2	Rated thermal short-circuit current	37
8.4.3	Rated thermal short-circuit current duration	37
8.4.4	Rated mechanical short-circuit current	37
8.4.5	Rated short-time current	37
8.4.6	Rated short-time current duration or duty-cycle	37
8.4.7	Coupling factor	38
8.4.8	Rated short-circuit impedance	38
8.4.9	Rated short-time impedance	39
8.4.10	Rated continuous impedance	39
8.5	Ability to withstand rated thermal and rated mechanical short-circuit current	39
8.6	Temperature rise	39
8.6.1	Temperature rise at rated continuous current	39
8.6.2	Temperature due to rated thermal short-circuit current and rated short-time current loading	40
8.7	Insulation level	40
8.7.1	General	40
8.8	Rating plates	40
8.9	Tests	41
8.9.1	General	41
8.9.2	Routine tests	41
8.9.3	Type tests	41
8.9.4	Special tests	42
8.9.5	Measurement of impedance at rated continuous current (routine test)	42
8.9.6	Measurement of impedance at rated short-time current (routine test)	43
8.9.7	Measurement of loss (routine test, special test)	43
8.9.8	Separate source a.c. withstand voltage test (routine test, special test)	44
8.9.9	Winding overvoltage test for current-limiting reactors (routine test)	44
8.9.10	Winding overvoltage test for neutral-earthing reactors (routine test)	45
8.9.11	Temperature rise test at rated continuous current (type test)	45
8.9.12	Lightning impulse test for current-limiting reactors (type test)	46
8.9.13	Short-circuit current test (special test)	46
8.9.14	Measurement of acoustic sound level at rated continuous current (special test)	47
8.9.15	Vibration measurement at rated continuous current (special test)	47
8.9.16	Switching impulse test (special test)	48
8.9.17	Double-ended lightning impulse test (special test)	48
8.9.18	Measurement of coupling factor (special test)	49
8.9.19	Wet winding overvoltage test (special test)	49

8.9.20	Wet separate source a.c. withstand voltage test (special test)	49
8.9.21	Measurement of reactance of the winding in the case of gapped-core and magnetically-shielded air-core reactors (special test)	49
8.10	Tolerances	50
8.10.1	Tolerance on impedances of reactors without compensation for mutual coupling	50
8.10.2	Tolerance on impedance of reactors with compensation for mutual coupling	50
8.10.3	Tolerance on loss	50
9	Filter, damping and discharge reactors associated with capacitors	50
9.1	General	50
9.2	Design	51
9.3	Terms and definitions	51
9.4	Rating	53
9.4.1	Rated power frequency current	53
9.4.2	Rated current spectrum	53
9.4.3	Rated inrush current	54
9.4.4	Rated inrush frequency	54
9.4.5	Rated discharge current	54
9.4.6	Rated discharge frequency	54
9.4.7	Rated thermal short-circuit current	54
9.4.8	Rated thermal short-circuit current duration	54
9.4.9	Rated mechanical short-circuit current	55
9.4.10	Rated inductance	55
9.4.11	Quality factor	55
9.5	Ability to withstand rated thermal and rated mechanical short-circuit current	55
9.6	Ability to withstand inrush or discharge current	56
9.7	Temperature rise	56
9.7.1	Temperature rise at equivalent current at power frequency	56
9.7.2	Temperature due to rated thermal short-circuit current loading	56
9.8	Insulation level	56
9.8.1	General	56
9.8.2	Insulation requirements	56
9.9	Rating plates	57
9.10	Tests	57
9.10.1	General	57
9.10.2	Routine tests	58
9.10.3	Type tests	58
9.10.4	Special tests	58
9.10.5	Measurement of inductance (routine test, type test)	58
9.10.6	Measurement of loss and quality factor (routine test, type test)	59
9.10.7	Winding overvoltage test (routine test)	59
9.10.8	Temperature rise test at rated continuous current (type test)	60
9.10.9	Lightning impulse test (type test)	60
9.10.10	Short-circuit current test (special test)	60
9.10.11	Measurement of acoustic sound level at rated continuous current (special test)	61
9.10.12	Separate source a.c. withstand voltage test (special test)	62
9.10.13	Inrush current withstand test (special test)	62
9.10.14	Discharge current test (special test)	63

9.10.15	Modified short-circuit/discharge current test (special test)	63
9.10.16	Mechanical resonance test (special test)	63
9.11	Tolerances	63
9.11.1	Tolerance on rated inductance	63
9.11.2	Tolerance on measured loss and quality factor	63
10	Earthing transformers (neutral couplers)	63
10.1	General	63
10.2	Design	64
10.3	Terms and definitions	64
10.4	Rating	66
10.4.1	Rated voltage	66
10.4.2	Maximum operating voltage	66
10.4.3	Rated zero-sequence impedance	66
10.4.4	Rated continuous neutral current	66
10.4.5	Rated short-time neutral current	67
10.4.6	Rated short-time neutral current duration	67
10.4.7	Rated voltage of the secondary winding	67
10.4.8	Further ratings for the combination of an earthing transformer and an arc-suppression reactor	67
10.5	Ability to withstand the rated short-time neutral current	67
10.6	Temperature rise	68
10.6.1	Temperature rise at rated voltage, rated continuous neutral current and rated power of the secondary winding	68
10.6.2	Temperature after rated short-time neutral current loading	68
10.7	Insulation level	68
10.8	Rating plates	68
10.9	Tests	69
10.9.1	General	69
10.9.2	Routine tests	69
10.9.3	Type tests	70
10.9.4	Special tests	70
10.9.5	Measurement of zero-sequence impedance (routine test)	70
10.9.6	Temperature rise test (type test)	71
10.9.7	Dielectric tests (routine test, type test)	72
10.9.8	Demonstration of ability to withstand rated short-time neutral current (special test)	72
10.9.9	Measurement of loss at rated continuous neutral current (special test)	73
10.9.10	Measurement of neutral current with three-phase excitation under single-phase fault condition (type test)	73
10.10	Tolerances	73
11	Arc-suppression reactors	74
11.1	General	74
11.2	Design	74
11.3	Terms and definitions	74
11.4	Rating	75
11.4.1	Rated voltage	75
11.4.2	Maximum continuous voltage	75
11.4.3	Rated current	75
11.4.4	Rated current duration	76

11.4.5	Adjustment range	76
11.4.6	Auxiliary winding	76
11.4.7	Secondary winding	76
11.4.8	Linearity of the arc-suppression reactor	76
11.5	Temperature rise	76
11.6	Insulation level	77
11.7	Rating plates	77
11.8	Tests	77
11.8.1	General	77
11.8.2	Routine tests	78
11.8.3	Type tests	78
11.8.4	Special tests	78
11.8.5	Measurement of current at rated voltage (type test), measurement of current (routine test)	78
11.8.6	Measurement of no-load voltage of the auxiliary and secondary windings (routine test)	78
11.8.7	Temperature rise test (type test)	79
11.8.8	Dielectric tests (routine test, type test)	79
11.8.9	Measurement of loss (special test)	79
11.8.10	Measurement of linearity (special test)	80
11.8.11	Measurement of acoustic sound level (special test)	80
11.8.12	Endurance tests of the inductance regulation mechanism (special test)	80
11.8.13	Demonstration of ability to withstand the dynamic effects of the rated current (special test)	80
11.9	Tolerances	81
12	Smoothing reactors	81
12.1	General	81
12.2	Design	81
12.3	Terms and definitions	81
12.4	Rating	82
12.4.1	Rated voltage	82
12.4.2	Maximum operating voltage	82
12.4.3	Rated continuous direct current	83
12.4.4	Rated continuous current spectrum	83
12.4.5	Short-time overload current, current spectrum and current duration or duty-cycle	83
12.4.6	Rated transient fault current	83
12.4.7	Rated incremental inductance	83
12.4.8	Linearity of the smoothing reactor	83
12.4.9	Additional requirements for reactors with directly liquid cooled windings	83
12.5	Temperature rise	84
12.6	Insulation levels	84
12.6.1	Lightning impulse levels	84
12.6.2	Switching impulse levels	84
12.6.3	Separate source d.c. withstand voltage level	84
12.6.4	Polarity-reversal withstand voltage level	84
12.6.5	Separate source a.c. withstand voltage level	84
12.7	Rating plates	85

12.8 Tests	85
12.8.1 General	85
12.8.2 Routine tests	85
12.8.3 Type test	86
12.8.4 Special tests	86
12.8.5 Measurement of incremental inductance (routine test)	86
12.8.6 Measurement of the harmonic current loss and calculation of the total loss (routine test)	87
12.8.7 Separate source a.c. withstand voltage test (routine test)	88
12.8.8 Separate source d.c. withstand voltage test for liquid-immersed reactors (routine test)	88
12.8.9 Polarity-reversal withstand test for liquid-immersed reactors (routine test)	89
12.8.10 Lightning impulse test (routine test)	90
12.8.11 Switching impulse test (routine test, type test)	90
12.8.12 Wet separate source d.c. withstand voltage test for dry-type reactors (type test)	90
12.8.13 Temperature rise test (type test)	90
12.8.14 Measurement of acoustic sound level (special test)	91
12.8.15 Measurement of high frequency impedance (special test)	92
12.8.16 Test of the tightness of the liquid cooling circuit for reactors with directly liquid cooled windings (routine test)	92
12.8.17 Measurement of the pressure drop for reactors with directly liquid cooled windings (type test)	93
12.8.18 Transient fault current test (special test)	93
12.8.19 Chopped wave impulse test for liquid-immersed reactors (special test)	94
12.9 Tolerances	94
Annex A (informative) Information on shunt reactor switching and on special applications	95
Annex B (informative) Magnetic characteristic of reactors	98
Annex C (informative) Mutual reactance, coupling factor and equivalent reactances of three-phase reactors	105
Annex D (informative) Temperature correction of losses for liquid-immersed gapped- core and magnetically-shielded air-core reactors	108
Annex E (informative) Turn-to-turn overvoltage test for dry-type reactors	110
Annex F (informative) Short-circuit testing	112
Annex G (informative) Resistors – Characteristics, specification and tests	114
Bibliography	117
Figure 1 – Types of magnetic characteristics for reactors	15
Figure 2 – Parameters for non-linear magnetic characteristic	16
Figure 3 – Measurement of mutual reactance for three-phase reactors or banks of three single-phase reactors	27
Figure 4 – Phase-to-earth test circuit for single-phase excitation	29
Figure 5 – Phase-to-phase test circuit for single-phase excitation	29

Figure 6 – Single-phase excitation circuit for reactors with magnetic shield for zero-sequence flux	29
Figure 7 – Measurement of mutual reactance for three-phase reactors or banks of three single-phase reactors	49
Figure 8 – Single-phase fault test circuit with earthed neutral	73
Figure 9 – Single-phase fault test circuit with earthed voltage-supply.....	73
Figure 10 – Measuring circuit for determining incremental inductance of two identical smoothing reactors	87
Figure 11 – Double reversal test voltage profile	89
Figure B.1 – Illustration of linked flux and current waveshapes with a sinusoidal voltage applied to a reactor with a non-linear magnetic characteristic according to Figure B.6.....	99
Figure B.2 – Circuit for measurement the magnetic characteristic according to B.7.1	102
Figure B.3 – Equivalent circuit with the reactor short-circuited	102
Figure B.4 – Measured curves of a reactors d.c. charge and discharge current.....	103
Figure B.5 – Calculated linked flux during discharge period (see equations B7 and B9)	104
Figure B.6 – Magnetic characteristic	104
Figure C.1 – Equivalent scheme of a three-phase reactor including the magnetic coupling between phases.....	105
Figure E.1 – Test circuit for turn-to-turn overvoltage test and sample oscillograms	111
Table 1 – Temperature limits for winding terminals of dry-type reactors	19
Table 2 – Tolerances	74
Table 3 – Tolerances	81
Table C.1 – Reactance and flux ratios for reactors with uniform magnetic coupling.....	106
Table C.2 – Coupling values for reactors with non-uniform magnetic coupling	107

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60076-6:2007

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

POWER TRANSFORMERS –

Part 6: Reactors

FOREWORD

- 1) The International Electrotechnical Commission (IEC) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, IEC publishes International Standards, Technical Specifications, Technical Reports, Publicly Available Specifications (PAS) and Guides (hereafter referred to as “IEC Publication(s)”). Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested IEC National Committees.
- 3) IEC Publications have the form of recommendations for international use and are accepted by IEC National Committees in that sense. While all reasonable efforts are made to ensure that the technical content of IEC Publications is accurate, IEC cannot be held responsible for the way in which they are used or for any misinterpretation by any end user.
- 4) In order to promote international uniformity, IEC National Committees undertake to apply IEC Publications transparently to the maximum extent possible in their national and regional publications. Any divergence between any IEC Publication and the corresponding national or regional publication shall be clearly indicated in the latter.
- 5) IEC provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with an IEC Publication.
- 6) All users should ensure that they have the latest edition of this publication.
- 7) No liability shall 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 60076-6 has been prepared by IEC technical committee 14: Power Transformers.

This first edition of IEC 60076-6 cancels and replaces the second edition of IEC 60289 published in 1988. This first edition constitutes a technical revision.

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

- wide extension of the “Definitions”, “Rating” and “Tests” Clauses,
- more consequent distinction between definition and rating,
- “Tests” subclauses take into account the latest revisions of relevant IEC 60076 standards,
- dielectric testing of reactors is now in line with dielectric testing of transformer according IEC 60076-3:2000,
- consequent distinction between oil-immersed and dry-type reactor,
- document offers an easier handling and is a more stand-alone document than IEC 60289,

- introduction of the discharge reactor as part of Clause 9,
- introduction of the turn-to-turn overvoltage test for dry-type reactors (Annex E),
- important background information given by newly introduced informative annexes,
 - ANNEX A (informative) – Information on shunt reactor switching and on special applications
 - ANNEX B (informative) – Magnetic characteristic of reactors
 - ANNEX C (informative) – Mutual reactance, coupling factor and equivalent reactances of three-phase reactors
 - ANNEX D (informative) – Temperature correction of losses for liquid-immersed gapped-core and magnetically shielded air-core reactors
 - ANNEX F (informative) – Short-circuit testing
 - ANNEX G (informative) – Resistors – Characteristics, Specification, Tests

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

CDV	Report on voting
14/538/CDV	14/547A/RVC

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, under the general title Power transformers, can be found on the IEC website.

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

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

IEC thanks The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. (IEEE) for permission to reproduce information from its Standard IEEE C57.21-1990, 10.3.3.2 and 10.7 and from its Standard IEEE C57.16-1996, 11.6. All such excerpts are copyright of IEEE, New York, NY, USA. All rights reserved. Further information on the IEEE is available from <http://www.ieee.org>. IEEE has no responsibility for the placement and context in which the excerpts and contents are reproduced by IEC; nor is IEEE in any way responsible for the other content or accuracy therein.

INTRODUCTION

This part of IEC 60076 is intended to provide the basis for the specification and testing of the types of reactor given in the scope. The document also gives some important information on certain reactor applications to aid the preparation of a reactor specification.

Wherever possible, references to technical Clauses in the other parts of IEC 60076 which are relevant to power transformers have been made. However, because reactors have some fundamental differences to transformers there are special considerations that apply to the specification, testing and application of reactors. These are included in this part of IEC 60076.

Clauses 1 to 6 form the general parts of the document, which apply to all types of reactor. Clauses 7 to 12 deal individually with each different type of reactor. Generally, only one of the Clauses 7 to 12 will apply to a specific reactor.

This part of IEC 60076 has more than one definition Subclause. The general definitions given in Clause 3 apply to the whole document. Each of the Clauses 7 to 12 dealing with a certain type of reactor includes a definition Subclause relevant and applying only to that Clause.

Clauses 7 to 12 have been given a uniform structure. Within this structure, the Rating Subclause sets out the minimum information that a purchaser shall supply with the reactor specification. The test Subclause in each Clause defines the relevant tests that can be applied to that particular type of reactor and may include some additional items that shall be agreed on at the time of order.

Annexes A, B, C, D, F and G provide further information for certain reactor applications and testing. Annex E describes the dielectric turn-to-turn test.

This part of IEC 60076 covers both dry-type and liquid-immersed reactors and where Clauses or Subclauses apply to only one type this is made clear.

Where possible, the requirements of this part of IEC 60076 have been harmonised with the equivalent IEEE standard.

POWER TRANSFORMERS –

Part 6: Reactors

1 Scope

This part of IEC 60076 applies to the following types of reactors:

- shunt reactors;
- series reactors including current-limiting reactors, neutral-earthing reactors, power flow control reactors, motor starting reactors, arc-furnace series reactors;
- filter (tuning) reactors;
- capacitor damping reactors;
- capacitor discharge reactors;
- earthing transformers (neutral couplers);
- arc-suppression reactors;
- smoothing reactors for HVDC and industrial application;

with the exception of the following reactors:

- reactors with a rating less than 1 kvar single-phase and 5 kvar three-phase;
- reactors for special purposes such as high-frequency line traps or reactors mounted on rolling stock.

Where IEC standards do not exist for small or special reactors, this part of IEC 60076 may be applicable as a whole or in part.

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 60060-1:1989, *High-Voltage test techniques – Part 1: General definitions and test requirements*

IEC 60076-1:1993, *Power transformers – Part 1: General*
Amendment 1 (1999)

IEC 60076-2:1997, *Power transformers – Part 2: Temperature rise*

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

IEC 60076-4:2002, *Power transformers – Part 4: Guide to lightning impulse and switching impulse testing – Power transformers and reactors*

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

IEC 60076-7:2005, *Power transformers – Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers*

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

IEC 60076-10:2005, *Power transformers – Part 10: Determination of sound levels*

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

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

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

IEC 60721-2-6, *Classification of environmental conditions – Part 2: Environmental conditions appearing in nature. Earthquake vibration and shock*

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

IEC 60905:1987, *Loading guide for dry-type power transformers*

IEC 60943:1998, *Guidance concerning the permissible temperature rise for parts of electrical equipment, in particular for terminals*

3 Terms and definitions

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

The definitions given in this Clause are of a general nature. Additional definitions are given in those Clauses of this part of IEC 60076 which are specific to a particular type of reactor or which are given a particular meaning when related to that type of reactor.

There are frequent references to technical Clauses in IEC 60076 concerning transformers and transformer testing. The terminology of those standards may not always be strictly relevant in the context of reactors. For example “induced a.c. withstand voltage test” is a test on a reactor where there is a test voltage across the winding although it is not “induced” from another winding, but applied directly from the test source.

3.1 Types of reactor

3.1.1

shunt reactor

reactor connected phase-to-earth, phase-to-neutral or between phases in a power system to compensate for capacitive current

3.1.2

current-limiting reactor

reactor connected in series in a power system to limit the current under system fault conditions

3.1.3

neutral-earthing reactor

reactor connected between the neutral of a power system and earth to limit the line-to-earth current under system earth fault conditions to a desired value

3.1.4

power flow control reactor

reactor connected in series in a power system to control the power flow

3.1.5

motor starting reactor

reactor connected in series with a motor to limit the inrush current during the motor starting operation

3.1.6

arc-furnace series reactor

reactor connected in series with an arc-furnace to increase the efficiency of the metal melting operation and reduce voltage variation on the power system

3.1.7

damping reactor

reactor connected in series with shunt capacitors to limit the inrush current when the capacitor is energised, limit the outrush current during close-in faults or adjacent capacitor switching and/or to detune capacitor banks in order to avoid resonance with the power system

3.1.8

filter reactor

reactor connected in series or in parallel with capacitors to reduce or block harmonics or control signals (ripple signals) with frequencies up to 10 kHz

3.1.9

discharge reactor

reactor used in the bypass/discharge circuit of high voltage power system series capacitor bank applications to limit the current under fault conditions

3.1.10

earthing transformer (neutral coupler)

three-phase transformer or reactor connected in a power system to provide a neutral connection for earthing either directly or via an impedance

NOTE Earthing transformers may in addition supply a local auxiliary load.

3.1.11

arc-suppression reactor

reactor connected between the neutral of a power system and earth to compensate for the capacitive line-to-earth current due to a single-phase earth-fault (resonant-earthed system)

3.1.12

smoothing reactor

reactor connected in series in a d.c. system to reduce the flow of alternating currents and transient overcurrents

3.2 Other definitions

3.2.1

highest voltage for equipment

U_m

the basis for the insulation level of the reactor according to IEC 60076-3

3.2.2

magnetic shield

ferromagnetic part of a reactor designed for flux control purposes located outside the reactor winding

NOTE This includes yokes, unwound limbs, magnetic tank shunts etc.

3.2.3

air-core reactor

a reactor designed without any ferromagnetic material inside or outside the winding for flux control purposes (usually dry-type reactors)

3.2.4

gapped-core reactor

reactor designed with a gapped ferromagnetic core inside the winding (usually liquid-immersed reactors)

3.2.5

magnetically-shielded air-core reactor

reactor designed without any ferromagnetic material inside the winding but incorporating a magnetic shield outside the winding for flux control purposes

3.2.6

air-core reactance of a gapped-core or magnetically-shielded air-core reactor

reactance calculated from the differential inductance (see Clause B.4) of a reactor which contains ferromagnetic material for flux control purposes when all the ferromagnetic parts of the reactor are fully saturated

3.2.7

magnetic characteristic

the magnetic characteristic of a reactor is the relationship of the linked flux of the reactor winding versus current (see Figure 1 and Figure 2)

NOTE The magnetic characteristic may be linear as shown in Figure 1a, non-linear as shown in Figure 1b or saturated as shown in Figure 1c.

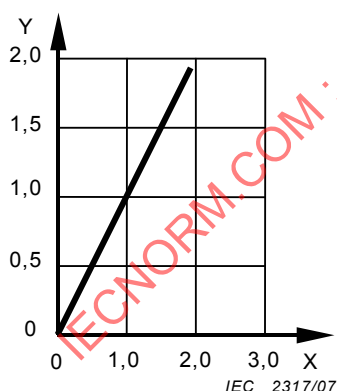


Figure 1a – Linear

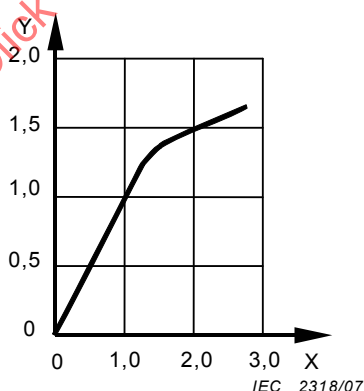


Figure 1b – Non-linear

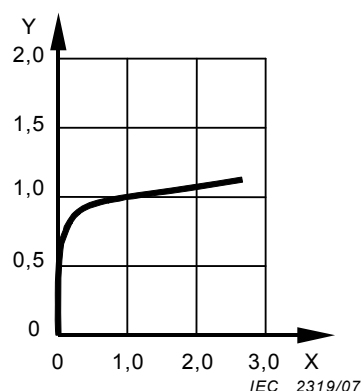


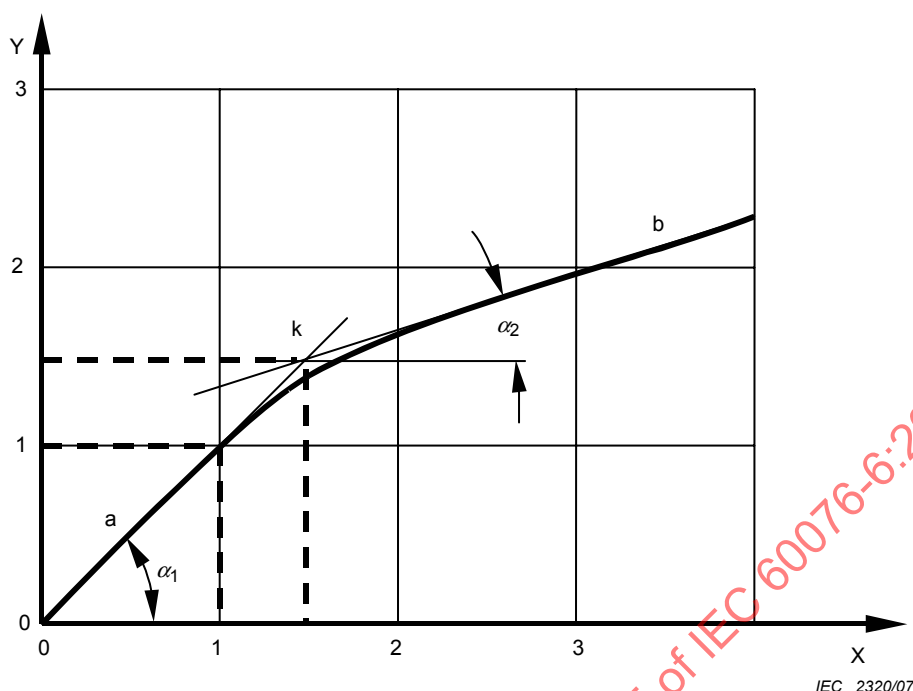
Figure 1c – Saturated

Key

X axis – instantaneous value of current expressed in p.u. of the rated value.

Y axis – instantaneous value of linked flux expressed in p.u. of the value at rated current.

Figure 1 – Types of magnetic characteristics for reactors



Key

X axis – instantaneous value of current expressed in p.u. of the rated value.

Y axis – instantaneous value of linked flux expressed in p.u. of the value at rated current.

α_1 = slope angle (differential inductance) of the characteristic in the non-saturated part.

α_2 = slope angle (differential inductance) of the characteristic in the saturated part.

k = saturation knee point, intersection of the two straight lines a and b.

Figure 2 – Parameters for non-linear magnetic characteristic

3.2.8

linear reactor

reactor having a constant reactance (for smoothing reactors: a constant inductance) within the tolerance given in the relevant Clause up to the relevant value of current or voltage

NOTE A linear reactor may have a linear magnetic characteristic as shown in Figure 1a if there is no ferromagnetic component, or a non-linear magnetic characteristic as shown in Figure 1b if the design incorporates a ferromagnetic core or shield.

3.2.9

saturated reactor

reactor specifically designed so that the reactance varies in value with the operating voltage or current

NOTE An example of a reactor with a saturated magnetic characteristic is provided in Figure 1c.

3.2.10

power frequency

rated frequency of the power system in which the reactor is to be installed

3.2.11

reference temperature

for liquid-immersed reactors, the reference temperature is 75 °C; for dry-type reactors, the reference temperature is as given in IEC 60076-11 according to the insulation class

NOTE For dry-type reactors where the temperature rise under normal operation is significantly less than that allowed for the particular insulation class, a lower reference temperature should be agreed upon.

4 Symbols and abbreviations

Symbol	Meaning	Units
f_r	Rated frequency (see NOTE)	Hz
f_{rd}	Rated discharge frequency	Hz
f_{rIN}	Rated inrush frequency	Hz
f_{rt}	Rated tuning frequency	Hz
I_{equ}	Equivalent current at power frequency	A
I_d	Rated continuous direct current	A
I_h	Harmonic current of the h^{th} harmonic	A
I_{Nr}	Rated continuous neutral current	A
I_{NSTr}	Rated short-time neutral current	A
I_{MSCr}	Rated mechanical short-circuit current	A
I_r	Rated current (see NOTE)	A
I_{rd}	Rated discharge current	A
I_{rIN}	Rated inrush current	A
I_{SCr}	Rated thermal short-circuit current (see NOTE)	A
I_T	Equivalent direct test current	A
I_{test}	Test current	A
I_{STr}	Rated short-time current	A
k	Coupling factor (see NOTE)	
L_{inc}	Incremental inductance	H
L_r, L_{SCr}	Rated inductance (see NOTE)	H
Q_f	Quality factor	
R	d.c. resistance	Ω
T_{NSTr}	Rated short-time neutral current duration	s
T_r	Rated current duration	s
T_{SCr}	Rated thermal short-circuit current duration	s
T_{STr}	Rated short-time current duration	s
U_{ac}	AC withstand voltage	V
U_d	Rated d.c. voltage	V
U_{dc}	DC withstand voltage	V
U_{dmax}	Highest continuous d.c. voltage	V
U_m	Highest voltage for equipment (see IEC 60076-3:2000, 3.1)	V
U_{max}	Maximum operating voltage, Maximum continuous voltage (see NOTE)	V
U_{pr}	Polarity-reversal test voltage	V
U_r	Rated voltage (see NOTE)	V
U_{test}	Test voltage	V
X_0	Zero-sequence reactance	Ω
X_m	Mutual reactance	Ω
X_r, X_{SCr}	Rated reactance (see NOTE)	Ω
Z_0	Zero-sequence impedance	Ω
Z_r	Rated continuous impedance	Ω

Symbol	Meaning	Units
Z_{r1}	Rated single-phase continuous impedance	Ω
Z_{r3}	Rated three-phase continuous impedance	Ω
Z_{SCr}	Rated short-circuit impedance	Ω
Z_{SCr1}	Rated single-phase short-circuit impedance	Ω
Z_{SCr3}	Rated three-phase short-circuit impedance	Ω
Z_{STr}	Rated short-time impedance	Ω
Z_{STr1}	Rated single-phase short-time impedance	Ω
Z_{STr3}	Rated three-phase short-time impedance	Ω
NOTE The definition of this rating is given in the relevant Clause pertaining to the specific type of reactor.		

5 Service conditions

5.1 General

Normal service conditions for reactors and the requirements for unusual service conditions are the same as those specified for power transformers in IEC 60076-1 and IEC 60076-11, as applicable.

The purchaser shall identify in his enquiry any service conditions not covered by the normal service conditions as specified in IEC 60076-1 and IEC 60076-11.

NOTE Examples of such conditions are:

- high or low ambient temperature outside the limits prescribed in IEC 60076-1;
- altitude in excess of the limits prescribed in IEC 60076-1;
- an environment with a pollution level (see IEC 60137 and IEC 60815) that requires special consideration regarding the external insulation of the reactor or of the reactor itself; examples are:
 - damaging fumes and vapours;
 - excessive or abrasive dust;
 - industrial pollution;
 - salt spray;
 - tropical humidity.

This is of particular relevance to dry-type reactors. The manufacturer should state the measures to meet these pollution requirements (special coatings, weather shields, etc.) and the maintenance requirements for these measures.

5.2 Seismic conditions

Reactors for operation under seismic conditions should be qualified by calculation in accordance with IEC 60721-2-6, subject to agreement between manufacturer and purchaser.

6 Design, testing, tolerances and application

The application of tests to reactors generally follows the corresponding rules for transformers in IEC 60076, but there may be special factors applicable to certain reactors, set out in this part of IEC 60076, which may limit the test levels achievable. Any limitations on the achievable test levels shall be made clear to the purchaser by the manufacturer at the time of tender.

Irrespective of the actual test levels achievable, reactors shall be designed to withstand the appropriate test levels specified in IEC 60076. Where, exceptionally, the actual test levels are below the levels given in IEC 60076, the manufacturer shall demonstrate to the purchaser by

calculation and reference to other similar tested designs that the insulation, clearances and other relevant factors are adequate to meet the IEC 60076 test levels.

Under some circumstances, the use of a test winding with a test core can be appropriate in order to achieve the full test levels.

The tests shall be carried out with the reactor erected substantially as in service, as far as features affecting the test results are concerned. Clause 10.1 of IEC 60076-1:1993 applies, however dry-type reactors may be tested at any ambient temperature.

The purchaser may request calculations and/or comparison with similar rated units instead of type or special tests where these tests have been previously performed on similar units.

As the power factor of reactors is normally very low, the measurement of loss using analog wattmeters may be subject to considerable errors. The measurement of loss using flux compensated current transformers, standard capacitors as voltage transducers and digital wattmeters may provide the required accuracy. A suitable bridge method may also provide the required accuracy. For more information see Clause 10 of IEC 60076-8:1997. At the purchaser's request, satisfactory documentation regarding the accuracy of the proposed method shall be provided.

A dry-type reactor is not generally enclosed in a steel tank or enclosure. All parts of the reactor assembly shall be considered as live. Therefore, consideration shall be given to prevention of accidental contact by personnel when the reactor is in service. If the purchaser has a particular requirement for the reactor to be mounted in an elevated position, this shall be stated in the tender. Safety precautions such as fencing are likely to be required and shall be considered as part of the substation design. Where there are specific limits for the magnetic field strength specified by the purchaser, the manufacturer shall supply a plot indicating the magnetic field strength in the vicinity of the reactor.

The magnetic field in the immediate vicinity of a dry-type air-core reactor may be of sufficient magnitude to induce heating and reaction forces in nearby metallic objects. Where applicable, guidance concerning the appropriate magnetic clearance is to be supplied by the manufacturer.

The temperature, at specified maximum ambient temperature, of the winding terminals of dry-type reactors shall not exceed the limits given in Table 1.

Table 1 – Temperature limits for winding terminals of dry-type reactors

	Temperature
Bare terminals of copper, copper alloy, aluminium or aluminium alloy:	90 °C
Silver-plated or nickel-plated terminals made of copper, copper alloy, aluminium or aluminium alloy:	115 °C
Tin-plated terminals made of copper, copper alloy, aluminium or aluminium alloy:	105 °C

For more information see IEC 60943.

Tolerances on certain rated and guaranteed values are given in the relevant Clauses. For other quantities, when they are subject to guarantees, reference shall be made to IEC 60076-1, as applicable.

NOTE Other tolerances and tolerances on other quantities may be specified in the enquiry and in the order.

7 Shunt reactors

7.1 General

This Clause describes the requirements for reactors that are intended for connection phase-to-earth, phase-to-neutral or between phases in a power system to compensate for capacitive current. The absorbed reactive power at rated voltage can be fixed, or it may be adjusted by the use of additional means such as:

- phase-controlled switching by a power electronic device (e.g. in a static var scheme);
- d.c. magnetisation of the iron core;
- winding tapping for on-load or off-load setting.

NOTE Information on special applications is given in Annex A.

7.2 Design

With regard to design and installation, the reactor is identified as:

- single-phase or three-phase;
- dry-type or liquid-immersed;
- air-core or gapped-core;
- with or without magnetic shield;
- for indoor or outdoor installation;
- for fixed or variable reactance;
- linear or saturated.

Knowledge of the magnetic characteristic may be necessary for the purchaser and shall be provided on request. It may be determined by measurement or by calculation. For detailed information, see Annex B.

7.3 Terms and definitions

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

7.3.1

rated voltage

U_r

voltage at rated frequency assigned to be applied between the line terminals of a winding of a three-phase reactor, or between the terminals of a winding of a single-phase reactor.

NOTE For single-phase reactors intended to be associated in a three-phase bank, the rated voltage of each individual unit intended for star connection is indicated by a fraction, in which the numerator is the line-to-line voltage and the denominator is $\sqrt{3}$, for example:

$$U_r = \frac{525}{\sqrt{3}} \text{ kV}$$

7.3.2

maximum operating voltage

$U_{\max}$

specified highest voltage at rated frequency at which the reactor shall be capable of operating continuously

NOTE $U_{\max}$ is not the same as U_m (see 3.2.1) but in particular cases, it may have the same value.

7.3.3**rated power**

reactive power of the shunt reactor specified for operation at rated voltage and rated frequency. See also note in 7.4.3.

In the case of reactors with adjustable reactance, the rated power refers to the setting of the reactor with highest reactive power, unless otherwise specified.

NOTE In the case of tapped reactors, the rated power refers to the tapping position with the minimum number of turns.

7.3.4**rated current** I_r

line current derived from rated power and rated voltage

NOTE For single-phase reactors intended to be associated in a three-phase bank, the rated current of each individual unit intended for delta connection is indicated by a fraction in which the numerator is the corresponding line current and the denominator is $\sqrt{3}$, for example:

$$I_r = \frac{500}{\sqrt{3}} \text{ A}$$

For reactors used in a static var scheme with phase-controlled current, the rated current is referred to the full load current with a sinusoidal waveform unless otherwise specified.

7.3.5**rated reactance (rated inductance)** $X_r (L_r)$

reactance specified at rated voltage and rated frequency in ohms per phase. It is derived from rated power and rated voltage. For reactors with phase-controlled current, the rated inductance ($L_r = X_r / (2\pi f_r)$) shall be specified.

7.3.6**zero-sequence reactance of a three-phase star-connected reactor** X_0

reactance per phase at rated frequency equal to three times the value of reactance measured between the line terminals connected together and the neutral terminal. The ratio X_0/X_r depends upon the reactor design. For more information, see Annex C.

7.3.7**mutual reactance of a three-phase reactor** X_m

ratio between the induced voltage in an open phase and the current in an excited phase at rated frequency in ohms per phase. It is normally expressed as per unit of the rated reactance.

7.3.8**inrush current level**

ratio of the maximum peak current which may occur during reactor energizing and $\sqrt{2}$ times the rated current

7.4 Rating

The rating of a shunt reactor refers to continuous duty, unless otherwise specified.

For reactors used in a static var source scheme with phase-controlled current, the guaranteed values are referred to full load current with sinusoidal waveform, unless otherwise specified.

7.4.1 Rated voltage

The rated voltage U_r at rated frequency is assigned by the purchaser. The rated voltage provides the basis for the design, the manufacturer's guarantees and the tests unless otherwise specified in 7.8. The rated voltage would usually be specified as the normal operating voltage of the power system.

7.4.2 Maximum operating voltage

The maximum operating voltage $U_{\max}$ is specified by the purchaser. It shall not be less than the highest continuous operating voltage applied to the reactor in service. It may be equal to the rated voltage U_r .

7.4.3 Rated power

The rated power shall be specified by the purchaser.

NOTE Where three single-phase reactors are supplied for connection as a three-phase bank, the rated power is normally quoted as the power of a single-phase reactor. If three-phase power is specified, this shall be clearly stated.

7.4.4 Zero-sequence reactance of a three-phase star-connected reactor

Any specific ratio X_0/X_r preference shall be stated by the purchaser at the time of enquiry and shall be agreed upon between purchaser and manufacturer at the time of order.

NOTE For more information on the design dependence of the zero-sequence reactance, see Annex C.

7.4.5 Mutual reactance of a three-phase reactor

The maximum value of the mutual reactance X_m may be specified by the purchaser if it is important for the system.

NOTE 1 The mutual reactance will generally be negligible for:

- a bank of three separate single-phase liquid-immersed reactors;
- a bank of three single-phase air-core (dry-type) reactors in a side-by-side arrangement;
- a three-phase reactor having a magnetic shield for zero-sequence flux.

NOTE 2 For more information on the design dependence of the mutual reactance, see Annex C.

7.4.6 Inrush current level

Unless otherwise specified, the maximum peak inrush current calculation is based on rated voltage U_r , rated frequency and most onerous switching angle. The inrush current level shall be provided by the manufacturer on purchaser request.

NOTE More information on the inrush current characteristic is given in Clause B.6.

7.4.7 Linearity of the shunt reactor

Unless otherwise specified, the reactor shall be a linear reactor within the tolerance given in 7.9.3 up to $U_{\max}$. Alternatively, a maximum harmonic current as a percentage of the fundamental component may be specified at U_r or $U_{\max}$.

7.5 Temperature rise

The temperature rise limits given in IEC 60076-2 for liquid-immersed transformers and in IEC 60076-11 for dry-type transformers apply at the maximum operating voltage $U_{\max}$.

7.6 Insulation level

For specification of the insulation level, see IEC 60076-3.

7.7 Rating plates

Each reactor shall be provided with a rating plate of weatherproof material, fitted in a visible position, showing in all cases the appropriate items indicated below. The entries on the plate shall be indelibly marked (for example by etching, engraving or stamping).

- type of reactor;
- outdoor/indoor application;
- number of this part of IEC 60076;
- manufacturer's name;
- manufacturer's serial number;
- year of manufacture;
- insulation level(s);
- number of phases;
- rated power (for tapped reactors, the power on each tapping position);
- rated frequency;
- rated voltage;
- rated current;
- maximum operating voltage;
- winding connection (where applicable);
- reactance at rated voltage and frequency or inductance at rated voltage, measured value;
- type of cooling;
- thermal class of insulation (for dry-type reactors only);
- temperature rise of top-oil and average winding (for liquid-immersed reactors only);
- total mass;
- transportation mass (for liquid-immersed reactors);
- untanking mass (for liquid-immersed reactors);
- mass of insulating liquid (where applicable);
- type of insulating liquid, if not mineral oil (where applicable);
- connection diagram showing tapplings and instrument transformers (where applicable);
- type of tap changer (where applicable);
- zero-sequence reactance, measured value (where applicable on request);
- mutual reactance, measured value (where applicable on request).

7.8 Tests

7.8.1 General

The general requirements for routine, type and special tests are prescribed in IEC 60076-1.

7.8.2 Routine tests

The following routine tests shall be performed:

- measurement of winding resistance (IEC 60076-1);

- measurement of reactance (7.8.5);
- measurement of loss at ambient temperature (7.8.6);
- dielectric tests (7.8.10);
- measurement of insulation resistance and/or capacitance and dissipation factor ($\tan \delta$) of the winding insulation to earth for liquid-immersed reactors. (These are reference values for comparison with later measurements in the field. No limitations for the values are given here.)

7.8.3 Type tests

The following type tests shall be performed:

- temperature rise test (7.8.14);
- measurement of vibration for liquid-immersed reactors (7.8.13);
- measurement of acoustic sound level (7.8.12);
- dielectric tests (7.8.10);
- measurement of power consumption of fans and oil pumps, if any.

7.8.4 Special tests

The following special tests shall be performed when specifically requested by the purchaser:

- measurement of zero-sequence reactance on three-phase reactors (7.8.8);
- measurement of mutual reactance on three-phase reactors (7.8.9);
- measurement of harmonics of the current (7.8.7);
- measurement of loss close to reference temperature in the case of liquid-immersed reactors (7.8.6);
- determination of linearity of reactance (7.8.5.3);
- measurement of magnetic characteristic for gapped-core reactors and magnetically-shielded air-core reactors (7.8.11);
- dielectric tests (7.8.10);
- measurement of acoustic sound level close to service temperature (7.8.12).

7.8.5 Determination of reactance and linearity of reactance

7.8.5.1 Method

- The reactance shall be determined at rated frequency by applying an approximately sinusoidal voltage.
- The reactance is determined from the applied voltage and the measured current (r.m.s. value). It is assumed that the resistive component of impedance is negligible.
- The reactance of three-phase reactors shall be measured with symmetrical three-phase voltages applied to the reactor terminals.

The reactance shall be taken as
$$\frac{\text{line – to – line applied voltage}}{\text{average measured line current} \times \sqrt{3}}$$

NOTE 1 Consideration should be given to the possible flow of zero-sequence current through the shunt reactor under test. This may impact the test result.

NOTE 2 For three-phase reactors with a magnetic shield for zero-sequence flux, by special agreement between manufacturer and purchaser, a reactance measurement may be made with single-phase excitation. In this case, a

comparison at a lower voltage between single-phase and three-phase measurements should be made and a suitable correction factor agreed upon.

7.8.5.2 Measurement of reactance at rated voltage (routine test)

The measurement of the reactance shall be made according to 7.8.5.1 at rated voltage and rated frequency except for air-core reactors. In this case, measurements shall be made at rated frequency at any voltage up to rated voltage.

In exceptional cases, for example in the case of reactors with extremely large rated power and high system voltage, it may be difficult to perform the test at rated voltage. For gapped-core reactors and magnetically-shielded air-core reactors designed to be linear, the test voltage shall be the maximum available from the test plant, but at least $0,9 U_r$. In this case, the reactor shall be shown to be a linear reactor according to 7.8.5.3. If the manufacturer is not able to measure at U_r , then the achievable test level shall be stated in the tender.

7.8.5.3 Determination of linearity of reactance (special test)

The reactance shall be measured with the method as described in 7.8.5.1 at $\leq 0,7 U_r$, $0,9 U_r$, U_r and U_{max} or other specified voltages up to maximum operating voltage or, by agreement between purchaser and manufacturer, slightly above this value.

Where the test plant is not adequate to perform the test at these voltages or it is desired to determine the linearity above U_{max} , the test may be done at a lower frequency (and the corresponding lower voltage). Alternatively, the reactor may be shown to be linear by measurement of the magnetic characteristic according to 7.8.11 and the reactance calculated.

NOTE For more information, see also Annex B.

7.8.6 Measurement of loss (routine test, special test)

7.8.6.1 General

Losses are based on reactor operation with rated current at rated frequency and at reference temperature. Measured losses shall be corrected to rated current and reference temperature.

Satisfactory documentation regarding the accuracy of the proposed method shall be provided on request.

For three-phase reactors, the measurement of loss shall be performed under three-phase excitation.

NOTE 1 In case of low loss three-phase reactors, the measured loss of the individual phases may be unequal or even negative in one phase. The arithmetic sum of the three loss values gives the total loss.

NOTE 2 For three-phase reactors with a magnetic shield for zero-sequence flux, by special agreement between manufacturer and purchaser, a measurement of loss may be made with single-phase excitation. In this case, a comparison, at lower voltage, between single-phase and three-phase measurement must be made and a suitable correction factor agreed upon.

7.8.6.2 Air-core reactors

For air-core reactors, the measurements may be made at any voltage up to rated voltage at rated frequency. The loss at rated current shall be obtained by multiplying the measured loss by the square of the ratio of rated current to the current measured at the reduced voltage.

The presence of metal parts in the vicinity around or under reactors will significantly affect the measurement of loss. Therefore metal parts that belong to the support structure when supplied by the manufacturer of the reactor shall be in place during the test and other metal parts shall be avoided.

The total loss is composed of ohmic loss and additional loss. The ohmic loss portion is taken to be equal to $I_r^2 \cdot R$, R being the measured d.c. resistance, I_r being the rated current. The additional loss portion is the difference between the total loss and the ohmic loss $I_r^2 R$.

The measurement of loss may be performed at any convenient ambient temperature and corrected to reference temperature according to the method given in IEC 60076-1.

7.8.6.3 Gapped-core reactors and magnetically-shielded air-core reactors

For gapped-core reactors and magnetically-shielded air-core reactors, the loss shall be measured at rated voltage and rated frequency. The voltage shall be measured with a voltmeter responsive to the mean value of voltage, but scaled to read the r.m.s. value of a sinusoidal wave having the same mean value. If, at rated voltage, the current measured is different from the rated current, the measured loss shall be corrected to the rated current by multiplying the measured loss with the square of the ratio of rated current to measured current.

In exceptional cases, for example extremely large rated power and high system voltage, it may be difficult to meet this test condition. In these cases, the loss at rated current shall be obtained by multiplying the measured loss by the square of the ratio of rated current to the current measured at the reduced voltage. The test voltage shall be at least $0,9 U_r$.

The total loss is composed of ohmic loss, iron loss and additional loss. The ohmic loss portion is taken to be equal to $I_r^2 R$, R being the measured d.c. resistance, I_r being the rated current. Iron loss and additional loss cannot be separated by measurement. The sum of iron loss and additional loss is therefore the difference between the total loss and the ohmic loss.

The measurement of loss shall be performed as a routine test at the factory ambient temperature and corrected to reference temperature. The ohmic loss is corrected to reference temperature according to the method given in IEC 60076-1. A correction of iron loss and additional loss to reference temperature is not normally practical. Therefore, iron loss and additional loss shall be deemed independent of temperature. This assumption normally gives a slightly higher loss figure at the reference temperature than actually exists.

When a special measurement of loss test close to reference temperature is specified, the measurement of loss can be performed in conjunction with the temperature rise test. The routine measurement of loss at ambient temperature shall also be made on the same unit to establish a temperature coefficient for total loss (assuming linear variation). The loss figure of all reactors of the same design shall be corrected to reference temperature using the temperature coefficient established on this unit.

NOTE Annex D gives an example of temperature correction of losses.

7.8.7 Measurement of harmonics of the current (special test)

The harmonics of the current in all three phases are measured at rated voltage or, if specified, at maximum operating voltage, by means of a harmonic analyser. The magnitude of the relevant harmonics is expressed as a percentage of the fundamental component. Alternatively, or if the voltage test level cannot be achieved, the harmonics of the current at rated voltage or maximum operating voltage as specified, can be derived from the measured magnetic characteristic or by calculation. For more information on the magnetic characteristic, see Annex B.

The harmonics of the applied voltage shall be adequately measured at the same time.

NOTE 1 Unless the purchaser has particular harmonic current requirements, this test is not normally performed on linear shunt reactors.

NOTE 2 This measurement is practicable only if the distortion factor (see Clause B.5) of the applied voltage is less than 2 %.

7.8.8 Measurement of zero-sequence reactance on three-phase reactors (special test)

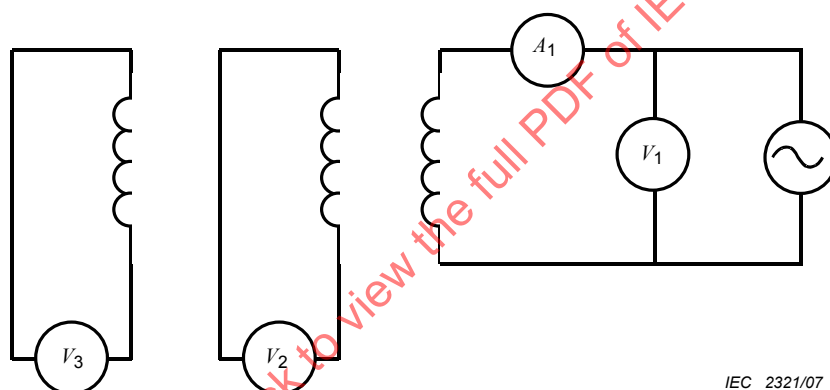
See IEC 60076-1.

This measurement shall be carried out at a voltage corresponding to a neutral current not exceeding the rated phase current. The current in the neutral and the duration of application may be limited to avoid any metallic constructional parts reaching an excessive temperature.

7.8.9 Measurement of mutual reactance on three-phase reactors (special test)

Unless otherwise specified, the measurement shall be made at rated voltage according to Figure 3 for gapped-core reactors and magnetically-shielded air-core reactors. For other reactors, any convenient voltage may be used for this measurement.

The current in the neutral and the duration of application may be limited to avoid any metallic constructional parts reaching an excessive temperature.



IEC 2321/07

Key

V_1 , V_2 , V_3 : voltmeter reading

A_1 : ammeter reading

Mutual reactance $X_m = V_2/A_1$ or V_3/A_1 respectively

Figure 3 – Measurement of mutual reactance for three-phase reactors or banks of three single-phase reactors

7.8.10 Dielectric tests

7.8.10.1 General

The application of dielectric tests to shunt reactors in general follows the corresponding rules for transformers in IEC 60076-3, IEC 60076-4 and IEC 60076-11.

7.8.10.2 Separate source a.c. withstand voltage test (routine test, special test)

This test applies as a routine test for liquid-immersed reactors. See Clause 11 of IEC 60076-3:2000.

Dry-type air-core reactors usually employ standard station post or bus support insulators to form the reactor mounting and the insulation between reactor windings and earth, and

between phases where two or more units are stacked. Therefore, this test is a test of the support insulators and will only be performed as a special test when specifically requested.

NOTE Unless otherwise indicated in the tender by the manufacturer, the support insulators are assumed to be designed according to IEC 60273 and tested in accordance with IEC 60168.

7.8.10.3 Induced a.c. withstand voltage test (routine test)

Test voltages U_1 and U_2 and the relevant test methods as specified in IEC 60076-3 shall be agreed upon between manufacturer and purchaser at the time of the order.

The induced a.c. withstand voltage test of reactors requires a high reactive power level at a high voltage level. A supply suitable for the high voltage level and the full power rating is necessary.

Exceptionally, the required test level according to IEC 60076-3 for the induced a.c. withstand voltage tests may not be practically achievable when testing large reactors. Any restrictions in the test levels achievable shall be stated by the manufacturer in the tender. In this case, by agreement between purchaser and manufacturer, the induced a.c. withstand voltage test may be performed at lower levels and the dielectric withstand capability of the reactor tested by additional lightning impulse tests for reactors with $U_m < 170$ kV and by additional lightning impulse tests and switching impulse tests for reactors with $U_m \geq 170$ kV.

Furthermore special considerations apply to single-phase tests on three-phase reactors without magnetic shield for zero-sequence flux.

Reactors with $U_m \leq 72,5$ kV and uniform insulation shall be tested according to IEC 60076-3:2000, 12.2.1 (short-duration a.c. withstand voltage test).

Reactors with $72,5$ kV $< U_m \leq 170$ kV and uniform insulation shall be tested according to IEC 60076-3:2000, 12.2.2 (short-duration a.c. withstand voltage test). Single-phase reactors shall be tested with the test level U_1 equal to two times the rated voltage across the winding.

If the power and voltage requirements for the test level U_1 exceeds those available at the test station this shall be stated by the manufacturer in the tender. In this case, the test level U_1 may be reduced or omitted and the test duration extended by agreement between purchaser and manufacturer.

Reactors with $72,5$ kV $< U_m \leq 170$ kV and non-uniform insulation shall be tested according to IEC 60076-3:2000, 12.3 a) and 12.3 b) (short-duration a.c. withstand voltage test). The excitation circuit applicable for all types of reactor design for the phase-to-earth test according 12.3 a) is given in Figure 4. In this case, the neutral will be subjected to a voltage of $1/3 U_{\text{test}}$. In the special case of a reactor design with a magnetic shield for zero-sequence flux, the test circuit given in Figure 6, may also be used. In this case, there is no voltage stress on the neutral.

By agreement between manufacturer and purchaser, the three-phase test 12.3 b) of IEC 60076-3:2000 may be replaced by three single-phase tests as shown in Figure 5. In this case the test level U_1 is equal to $2 U_r/\sqrt{3}$.

NOTE 1 During this test, the voltage between phases is lower by a factor of $1,5/\sqrt{3}$ than for a three-phase test.

For single-phase reactors, only test 12.3 a) of IEC 60076-3:2000 applies. The neutral is normally earthed during this test. Alternatively, the voltage at the neutral terminal may be raised by connection to an auxiliary booster transformer to limit the test voltage across the winding to two times the rated voltage across the winding. In such cases, the neutral shall be insulated accordingly.

If the power and voltage requirement for these tests exceeds those available at the test station, this shall be stated by the manufacturer in the tender. In this case, only the test 12.3 b) of IEC 60076-3:2000 may be performed with the test level U_1 being reduced or omitted and the test duration extended by agreement between manufacturer and purchaser.

Reactors with $U_m > 170$ kV and non-uniform insulation shall be tested according to IEC 60076-3:2000, 12.4 (long-duration a.c. withstand voltage test). For three-phase reactors the test may be performed as a three-phase test or as three single-phase tests with an excitation circuit as given in Figure 5. If the power and voltage requirement for these tests exceeds those available at the test station, by agreement between manufacturer and purchaser, the short-time application of the test level U_1 may be reduced or omitted and the test duration extended.

If the power and voltage requirement for these tests exceeds those available at the test station, for reactors with a magnetic shield for zero-sequence flux, the single-phase test application as given in Figure 6 may be agreed between purchaser and manufacturer.

NOTE 2 The circuit shown in Figure 6 is not in accordance with IEC 60076-3:2000, 12.4, Figure 3. In the circuit shown in Figure 6, the voltage induced along the windings is equal to the voltage induced during the test according 12.4 but the voltage between windings of different phases is only 2/3 of the voltage induced during the test according 12.4 and is slightly less than U_m .

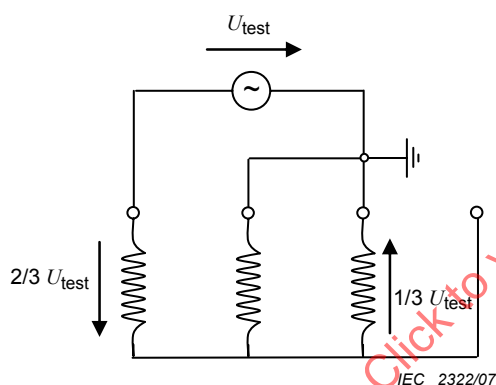


Figure 4 – Phase-to-earth test circuit for single-phase excitation

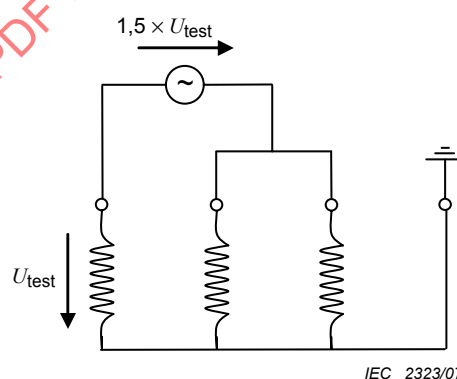


Figure 5 – Phase-to-phase test circuit for single-phase excitation

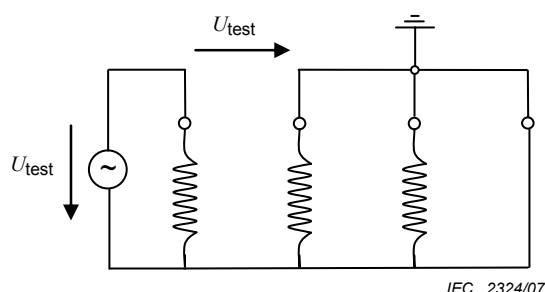


Figure 6 – Single-phase excitation circuit for reactors with magnetic shield for zero-sequence flux

Dry-type reactors shall be tested as single-phase units. By agreement between purchaser and manufacturer, the induced a.c. withstand voltage test may be replaced by additional lightning impulse voltage tests. Alternatively, the turn-to-turn overvoltage test as described in Annex E may be used as a replacement test for equipment with $U_m \leq 36$ kV unless otherwise specified.

7.8.10.4 Lightning impulse test (routine test)

A lightning impulse test including chopped waves shall be a routine test for liquid-immersed reactors, see Clauses 13 and 14 of IEC 60076-3:2000 and Clause 7 of IEC 60076-4:2002.

For dry-type reactors, a lightning impulse test according to Clause 13 of IEC 60076-3:2000 and Clause 7 of IEC 60076-4:2002 shall be applied. Alternatively, the turn-to-turn overvoltage test as described in Annex E may be used for reactors with $U_m \leq 36$ kV as a replacement test, unless otherwise specified.

7.8.10.5 Wet lightning impulse test applicable for dry-type reactors (special test)

When specified, the wet lightning impulse test shall be performed as described in 7.8.10.4 and with application of water spray as described in Clause 9 of IEC 60060-1:1989.

7.8.10.6 Switching impulse test (type test, routine test)

See Clause 15 of IEC 60076-3:2000 and 8.3 of IEC 60076-4:2002.

NOTE Usually, it is difficult to achieve the required waveshape during the test. When the manufacturer anticipates a difficulty in achieving the required waveshape, this should be discussed between manufacturer and purchaser at the earliest possible stage.

In the case of three-phase reactors, the voltage developed between phases during the switching impulse test will be less than 1,5 times the test voltage. The reactor shall however be designed to withstand 1,5 times the test voltage between phases.

7.8.11 Measurement of magnetic characteristic (special test)

Measurement of the magnetic characteristic may be specified when the magnetic characteristic of the reactor is non-linear (Figure 1b) or saturated (Figure 1c).

The linked flux of the reactor windings cannot be measured directly. Therefore, an indirect method shall be used to establish the magnetic characteristic. The methods of measurement include instantaneous measurements of voltage and current at rated frequency, lower frequency measurements or the d.c. discharge test method, see Annex B. Alternative methods of measurement with an equivalent accuracy may also be used.

NOTE In the case of reactors without magnetic shield for zero-sequence flux (usually three limb reactors), a single-phase measurement may not use a flux path representative of the three-phase service condition and this should be taken into account.

7.8.12 Measurement of acoustic sound level (type test, special test)

This measurement shall be made at rated voltage and frequency.

The test shall be made generally in accordance with IEC 60076-10. In some cases, the reactor noise may be disturbed by the noise of the test step-up transformer if it is placed near the reactor. Sound intensity measurements may be used to exclude any disturbing noise.

The test may be performed at any oil, winding and core temperature, but shall be carried out at an ambient temperature not lower than 10 °C. If the test is carried out as a special test, it shall be done at oil, winding and core temperatures as near as possible to service conditions, preferably in conjunction with the heat run test.

NOTE 1 The noise level of the reactor may be temperature dependent. Where a wide range of operating temperature is anticipated, noise measurements at two or more temperatures may be specified.

During measurements on dry-type reactors, sufficient safety clearances to the winding under test shall be ensured. The contour defined in Clause 7 of IEC 60076-10:2005 shall be located

2 m from the winding surface. The prescribed contour shall be located on a horizontal plane at half the winding height.

NOTE 2 For reactors with a high power rating, the test may be carried out on site subject to agreement between purchaser and manufacturer at the time of order, if the test cannot be carried out in the factory.

7.8.13 Measurement of vibration (type test)

7.8.13.1 General

The design and construction of liquid-immersed reactors shall be such as to avoid the detrimental effects of excessive stress due to vibration. Areas of primary concern in the control of vibration to ensure proper performance are as follows:

- vibration of core and coil assembly;
- vibration of tank with associated stresses developed in plates, braces, and welded seams;
- vibration of instruments, accessories, and cooling equipment.

7.8.13.2 Test conditions

The reactor under test shall be completely assembled in the service condition with cooling equipment, gauges, and accessories mounted and connected.

NOTE Where a reactor is equipped with a tank wall mounted noise enclosure, the test may need to be performed without the enclosure by agreement between purchaser and manufacturer.

The reactor shall be mounted on a level surface that will provide proper support for the base, in order to eliminate the generation of abnormal tank stresses.

The reactor shall be energized at maximum operating voltage and the rated frequency. Three-phase excitation is required for three-phase units. When the available test power is insufficient for testing at maximum operating voltage and/or three-phase excitation, the manufacturer shall demonstrate to the purchaser that reduced-voltage testing will produce sufficiently accurate results at the specified conditions. The test should preferably be performed at operating temperature, but may be done at ambient temperature.

7.8.13.3 Method of measurement

The vibration of reactor components shall be measured by transducers, optical detectors, or equivalent measuring devices. The peak-to-peak amplitude of the displacement shall be determined by direct measurement, or calculated from acceleration or velocity measurements. The accuracy of the measurement at twice the rated frequency shall be within 10 μm .

Measurements shall be taken on all four sides of the tank wall at a sufficient number of points to ensure that the maximum value of vibration has been measured.

Measurements or observations shall be made of the vibration of equipment mounted on the tank.

7.8.13.4 Maximum vibration level

The maximum amplitude of tank wall displacement shall not exceed 200 μm peak-to-peak.

For the equipment mounted on the tank, the manufacturer shall, where reasonable, demonstrate that the vibrations measured or observed on test have no long-term effects on the stability and performance of the equipment.

7.8.14 Temperature rise test (type test)

The test shall be made generally in accordance with IEC 60076-2. For dry-type reactors, the temperature class limits as stated in IEC 60076-11 apply.

This test shall be performed at maximum operating voltage $U_{\max}$ and rated frequency.

In exceptional cases, for example extremely large rated power and high system voltage, it may be difficult to maintain these test conditions. In this case, the test may be performed at reduced voltage, but not less than 0,9 times the rated voltage U_r . The test level shall be stated in the tender by the manufacturer and agreed upon between manufacturer and purchaser at the time of order.

The temperature rises shall be corrected to the maximum operating voltage.

For liquid-immersed reactors, the oil temperature rise shall be multiplied by $\left(\frac{U_{\max}}{U_{\text{test}}}\right)^{2 \cdot x}$ and the winding temperature rise above the oil temperature shall be multiplied by $\left(\frac{U_{\max}}{U_{\text{test}}}\right)^y$ with x and y according to the following:

- for reactors with ON cooling $x = 0,8$ $y = 1,3$
- for reactors with OF cooling $x = 1,0$ $y = 1,3$
- for reactors with OD cooling $x = 1,0$ $y = 2,0$

NOTE 1 OF and OD cooling would be unusual for a shunt reactor.

NOTE 2 For three-phase reactors with magnetic shield for zero-sequence flux, by agreement between manufacturer and purchaser, a temperature rise test may be made with d.c. current application to the windings. The oil temperature rises are measured at the d.c. current supplying the total corrected losses as determined according to 7.8.6.1. AC excitation of a single-phase at maximum voltage $U_{\max}$ is then used to measure the winding temperature rise above the oil temperature.

For dry-type reactors, the winding temperature rise above ambient temperature shall be multiplied by $\left(\frac{U_{\max}}{U_{\text{test}}}\right)^y$ with y according to the following:

- for reactors with AN cooling $y = 1,6$
- for reactors with AF cooling $y = 1,8$

In most cases the total reactor loss at the steady-state condition is somewhat smaller than at reference temperature because the ambient temperature is normally lower than the design value during the test. This effect shall be neglected.

Care shall be taken in providing appropriate connectors and electrical leads to connect the reactor to the power supply during the temperature rise test. This is of particular importance for dry-type air-core reactors.

For dry-type air-core reactors, if requested, the temperature rise of the reactor terminals shall be measured during the reactor temperature rise test. In order to obtain meaningful terminal temperature rise measurements, the purchaser shall supply a connector and at least one meter of incoming conductor of the type that will be used on site, to the manufacturer for use during the temperature rise test. Terminal temperature rise limits shall be as given in Clause 6 (see also IEC 60943).

7.9 Tolerances

7.9.1 General

Unless otherwise specified, for shunt reactors with tapplings, the tolerances apply to the principal tapping.

7.9.2 Tolerances on reactance at rated voltage and rated frequency

The tolerance shall be within ± 5 % of rated reactance.

In the case of three-phase shunt reactors or banks of three single-phase reactors, the reactance in the three phases, when connected to a power system of symmetrical voltages, shall not deviate from the average by more than ± 2 % but always within the above-mentioned ± 5 % tolerance.

7.9.3 Tolerances on the linearity of reactance

For a linear reactor, the measurements of reactance made according to 7.8.5.3 shall be within ± 5 % of the reactance value measured at rated voltage.

7.9.4 Tolerance on loss

The total loss measured and corrected according to 7.8.6 shall not exceed the guaranteed loss by more than 10 %.

8 Current-limiting reactors and neutral-earthing reactors

8.1 General

This Clause describes the requirements for reactors designed to be connected in series with the power system or between the neutral and earth to limit or control the current. These reactors include:

- Current-limiting reactors intended to limit the short-circuit or short-time current. During normal operation, a continuous current flows through this type of reactor.
- Single-phase neutral-earthing reactors for three-phase power systems, connected between the neutral of a power system and earth, for limiting the line-to-earth current under system fault conditions. Neutral-earthing reactors generally carry very little or no continuous current.

Reactors for other current-limiting or controlling purposes, not covered in other Clauses of this part of IEC 60076, are covered by this Clause. Examples of reactor applications covered by this Clause include:

- Single-phase neutral-earthing reactors connected between the neutral of shunt reactors and earth which are intended to suppress the arc during single-pole switching of a transmission line. For more information, see also Annex A.
- Bus tie reactors connected between two different bus sections or power systems to limit fault current transfer.
- Motor starting reactors connected in series with an a.c. motor for limiting the starting current.
- Power flow control reactors connected in series in a power system to control the power flow.
- Arc-furnace series reactors connected in series with an arc-furnace to increase the efficiency of the metal melting operation and reduce voltage variation on the power system.

- Insertion reactors momentarily connected across the contacts of a switching device for synchronising and/or for damping switching transients.
- Test reactors used in the electrical test circuit of a high power laboratory for adjusting the test current to the required value.
- Converter or phase reactors connected in series to a voltage source converter to accommodate the voltage caused by the dissimilar wave shapes at the converter terminals and the a.c. bus.

Depending on the specific application of such reactors, the requirements and tests as per Clause 8 of this part of IEC 60076 may not fully apply. Any deviation shall be agreed upon between manufacturer and purchaser.

8.2 Design

With regard to design and installation, reactors covered under this Clause are classified as:

- single-phase or three-phase;
- dry-type or liquid-immersed type;
- air-core or gapped-core;
- with or without magnetic shield;
- with or without taps;
- for indoor or outdoor installation;
- dry-type with each phase mounted side-by-side or in a vertical stack.

NOTE 1 The magnetic shield of a current-limiting reactor is generally designed to be saturated when the reactor carries a high short-circuit current. This will have the effect of reducing the reactance under short-circuit conditions. The rated reactance at short-circuit current is therefore smaller than the reactance at rated continuous current.

NOTE 2 The magnetic shield of a reactor to be connected to the neutral of a shunt reactor is generally designed not to be saturated up to the rated short-time current. Therefore the reactance is regarded as constant over its operational current range.

8.3 Terms and definitions

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

8.3.1

rated continuous current

I_r

specified steady-state r.m.s. value of current at rated frequency

8.3.2

rated thermal short-circuit current

I_{scr}

specified r.m.s. value of the steady-state symmetrical component of the short-circuit current at rated frequency to be carried for the specified duration. This is valid for current-limiting reactors and for neutral-earthing reactors to be connected to the neutral of the power system.

8.3.3

rated thermal short-circuit current duration

T_{scr}

specified duration of the rated thermal short-circuit current

8.3.4**rated mechanical short-circuit current** I_{MSCr}

specified asymmetrical (peak) fault current. If not specified, the asymmetrical (peak) fault current is derived from the rated thermal short-circuit current.

8.3.5**rated short-time current** I_{STr}

For motor-starting and for test reactors: the specified r.m.s. value of the current at rated frequency which is applied for a specified duty-cycle

For neutral-earthing reactors to be connected to the neutral of a shunt reactor: the specified r.m.s. value of the arc-suppression current of the faulted line at rated frequency

8.3.6**rated short-time current duration T_{STr} or duty-cycle**

specified duration of the rated short-time current. The duty-cycle is the specified duration of each application, the interval between applications and the number of applications of the rated short-time current.

8.3.7**rated inductance** L_{SCR}

specified inductance at rated frequency and at rated thermal short-circuit current I_{SCR} . The rated inductance also includes mutual inductance, if applicable.

8.3.8**rated reactance** X_{SCR}

product of rated inductance and rated frequency multiplied by 2π . The rated reactance is expressed in Ohms per phase.

8.3.9**mutual reactance X_m of a three-phase reactor**

ratio between induced voltage in an open phase and the current in an excited phase in Ohms per phase at rated continuous current I_r and rated frequency (see also Figure 7)

8.3.10**coupling factor** k

mutual reactance expressed in per unit or percent of rated reactance

8.3.11**rated short-circuit impedance** Z_{SCR}

specified impedance per phase at rated frequency and rated thermal short-circuit current I_{SCR} .

The rated short-circuit impedance is the phasor sum of the rated reactance and the effective resistance (derived from the losses) of the reactor. Normally, the resistance is much smaller than the reactance.

8.3.11.1**rated three-phase short-circuit impedance** Z_{SCR3}

specified impedance per phase at rated frequency and rated three-phase thermal short-circuit current I_{SCR} , as an average of the three phases

8.3.11.2

rated single-phase short-circuit impedance

Z_{SCR1}

specified impedance per phase at rated frequency and rated thermal short-circuit current I_{SCR} , with the other two phases open-circuited

8.3.12

rated short-time impedance

Z_{STr}

specified impedance per phase at rated frequency and rated short-time current I_{STr}

8.3.12.1

rated three-phase short-time impedance

Z_{STr3}

specified impedance per phase at rated frequency and rated three-phase short-time current I_{STr} , as an average of the three phases

8.3.12.2

rated single-phase short-time impedance

Z_{STr1}

specified impedance per phase at rated frequency and rated short-time current I_{STr} with the other two phases open-circuited

8.3.13

rated continuous impedance

Z_r

specified impedance per phase at rated frequency and rated continuous current I_r

8.3.13.1

rated three-phase continuous impedance

Z_{r3}

specified impedance per phase at rated frequency and rated three-phase continuous current I_r , as an average for the three phases

8.3.13.2

rated single-phase continuous impedance

Z_{r1}

specified impedance per phase at rated frequency and rated continuous current I_r with the other two phases open-circuit

8.4 Rating

8.4.1 Rated continuous current

The rated continuous current I_r shall be specified by the purchaser. For reactors connected in series in each phase, the rated continuous current may be derived from the system voltage and throughput power specified by the purchaser.

Unless otherwise specified, for reactors connected in series in each phase, the rated continuous current is a symmetrical three-phase current.

In the case of neutral-earthing reactors (either to be connected at the neutral of a three-phase power system or at the neutral of a shunt reactor), a rated continuous current shall be specified by the purchaser if it is more than 5 % of the rated thermal short-circuit current or the rated short-time current.

In the case of motor starting reactors, for applications where the reactor is not bypassed after the motor starting operation, a rated continuous current shall be specified by the purchaser.

8.4.2 Rated thermal short-circuit current

The rated thermal short-circuit current I_{SCr} shall be specified by the purchaser for current-limiting and neutral-earthing reactors connected to the neutral of a three-phase power system. It shall be specified by the purchaser as not less than the highest value of symmetrical r.m.s. current under recognized fault conditions, which may be seen by the reactor in service. Alternatively, the rated thermal short-circuit current may be derived from the specified system short-circuit power, system voltage and reactor impedance.

8.4.3 Rated thermal short-circuit current duration

The rated thermal short-circuit current duration T_{SCr} , where applicable, shall either be specified by the purchaser or otherwise the standard values as indicated below shall be used:

- for current-limiting reactors, 2 s.

NOTE 1 The duration selected should reflect the cumulative thermal effects of the utility's auto re-closure philosophy and the time a fault is allowed to exist before it is interrupted.

NOTE 2 The duration of thermal short-circuit current can impact the cost of the reactor where the short-circuit current exceeds about twenty-five times the rated continuous current.

- for neutral-earthing reactors connected to the neutral of a power system, 10 s.

If several successive faults may occur within a short period of time, the duration, the interval of time between applications, and the number of applications shall be specified by the purchaser. The rated thermal short-circuit current duration shall be selected accordingly.

8.4.4 Rated mechanical short-circuit current

The specified rated mechanical short-circuit current I_{MSCr} depends on the X/R ratio of the system and shall be calculated as per 4.2.3 of IEC 60076-5:2006. If the system impedance and X/R ratio are not specified by the purchaser, the rated mechanical short-circuit current shall be taken to be a value equal to $1,8 \sqrt{2}$ times the rated thermal short-circuit current value ($I_{MSCr} = 2,55 I_{SCr}$).

8.4.5 Rated short-time current

The rated short-time current I_{STr} shall be specified, where applicable, by the purchaser along with the associated rated short-time current duration, T_{STr} or duty-cycle.

For neutral-earthing reactors to be connected at the neutral of a shunt reactor, this current is the arc-suppression current of the faulty line following single-pole switching.

NOTE A rated short-time current can be specified for any type of reactor that is intended for applications where the current will be applied repetitively.

8.4.6 Rated short-time current duration or duty-cycle

The rated short-time current duration T_{STr} or duty-cycle shall be specified by the purchaser, where applicable. For example, it may be associated with motor starting operations or test circuit duty where a prescribed cycle of short-time current and zero current conditions is specified. Subsequent to the starting/test cycle, the reactor may carry rated continuous current or be removed from service.

All information regarding the short-time current duty-cycle shall be provided in the reactor specification, including, where applicable, the maximum magnitude and duration of short-time current, minimum duration between successive short-time current applications, the level of current between short-time current applications and the maximum number of consecutive applications of short-time current of the specified duration.

NOTE Several different duty-cycles may be specified for different operating conditions, for example for cold and warm starting of motors.

For neutral-earthing reactors to be connected to the neutral of a shunt reactor, the rated short-time current duration shall be specified by the purchaser. It is related to the time between the appearance of the fault and either the successful re-closing of the faulted phase or the disconnection of all three phases.

8.4.7 Coupling factor

Where the purchaser requires that the rated single-phase short-circuit impedance is to be approximately equal to the three-phase short-circuit impedance, the maximum allowable coupling factor shall be specified in the enquiry.

For a three-phase reactor, or a bank of separate single-phase reactors with defined installation, the manufacturer shall, on request, supply information on the coupling factors or mutual reactances between phases (see Annex C for details).

8.4.8 Rated short-circuit impedance

The rated short-circuit impedance Z_{SCR} shall be specified by the purchaser. Alternatively, the purchaser may specify the system short-circuit current or power and the desired thermal short-circuit current. The rated short-circuit impedance shall be derived from these values.

In the case of reactors that do not have a thermal short-circuit current rating, rated impedances shall be specified at the rated short-time current I_{STR} (see 8.4.9) and/or at the rated continuous current I_r (see 8.4.10), as applicable.

8.4.8.1 Reactors with a coupling factor less than 5 %

In the case of three-phase reactors where the coupling factor is less than 5 %, only the rated three-phase short-circuit impedance Z_{SCR3} as defined in 8.3.11.1 needs to be specified.

8.4.8.2 Reactors with a coupling factor of 5 % or more

If the coupling factor is 5 % or more (this will normally be the case for three-phase vertically stacked reactors), two different impedances shall be recognised: The rated three-phase short-circuit impedance Z_{SCR3} and the rated single-phase short-circuit impedance Z_{SCR1} .

The duty on three-phase current-limiting reactors is dependent on system earthing. If there is high impedance system earthing, the duty on reactors connected in series in each phase is to limit symmetrical three-phase fault currents. In this case, only Z_{SCR3} shall be specified.

If the power system is effectively earthed, both single-phase and three-phase system fault currents are to be evaluated, and both Z_{SCR3} and Z_{SCR1} shall be considered. One or both of these impedances shall be specified and the measured values provided upon request. If only one impedance value is specified, it is understood that both Z_{SCR3} and Z_{SCR1} shall meet the specified impedance value within the tolerances identified in 8.10. It shall be kept in mind that in some cases, such as where the reactors are mounted in vertical stacked arrangements and coupling factors of adjacent units are significant, reactor impedance during a single-phase fault may be significantly different than during a three-phase fault.

Generally, for the three-phase reactor applications dealt with in this Clause, each phase reactor is designed to have the same self-inductance. However, where it is desirable to vertically stack reactors and also maintain three equal current magnitudes during three-phase fault conditions, the purchaser shall specify this and the reactors shall be compensated for mutual inductance. In this case, the self-inductance of each phase reactor is uniquely adjusted. Therefore, the self-inductance of each phase reactor will not be the same as that of the other phases and the effective phase impedance during a single-phase fault will be lower than that for a three-phase fault. For more information, see Annex C.

8.4.9 Rated short-time impedance

A short-time impedance Z_{STr} together with the rated short-time current I_{STr} , and the rated short-time current duration T_{STr} or duty-cycle shall be specified by the purchaser, where applicable.

The reactor shall be a linear reactor for all currents up to and including the rated short-time current I_{STr} .

In the case of three-phase reactors where the coupling factor is less than 5 %, only the rated three-phase short-time impedance shall be specified.

If the coupling factor is 5 % or more (this will normally be the case for three-phase vertically stacked reactors), two different impedances shall be recognised: the rated three-phase short-time impedance Z_{STr3} and the rated single-phase short-time impedance Z_{STr1} . One or both of these impedances shall be specified and the measured values provided upon request (see also 8.4.8.2).

8.4.10 Rated continuous impedance

In the case of air-core reactors, the rated continuous impedance Z_r , rated short-time impedance Z_{STr} , and the rated short-circuit impedance Z_{SCr} , are identical.

In the case of three-phase reactors where the coupling factor is less than 5 %, only the rated three-phase short-time impedance shall be specified.

If the coupling factor is 5 % or more (this will normally be the case for three-phase vertically stacked reactors), two different impedances shall be recognised: The rated three-phase continuous impedance Z_{r3} and the rated single-phase continuous impedance Z_{r1} . One or both of these impedances shall be specified and the measured values provided upon request (see also 8.4.8.2).

For gapped-core reactors and magnetically-shielded air-core reactors, the rated continuous impedance Z_r , will be greater than the rated short-circuit impedance Z_{SCr} and rated short-time impedance Z_{STr} .

In this case, the purchaser may specify a maximum value for the rated continuous impedance where this is important for voltage control or other reasons. If this maximum value is not specified, the impedance for rated continuous current shall be provided by the manufacturer upon request, be measured, and appear on the rating plate.

The reactor shall be a linear reactor for all currents up to and including the rated continuous current I_r .

8.5 Ability to withstand rated thermal and rated mechanical short-circuit current

Current-limiting reactors and neutral-earthing reactors to be connected to the neutral of the power system shall be designed to withstand the thermal and dynamic effects of the rated short-circuit current including the associated electrical stress for its rated duration. Unless otherwise specified by the purchaser, the interval between fault conditions totalling the rated duration is at least 6 h. If the expected frequency of short-circuit application is more than approximately ten times per year on average, this shall be specified by the purchaser.

8.6 Temperature rise

8.6.1 Temperature rise at rated continuous current

The temperature rise limits given in IEC 60076-2 and in IEC 60076-11 respectively apply. Reactors connected in series in the power system shall be designed for loading and overload

according to the guidelines set out in IEC 60076-7 for liquid-immersed and IEC 60905 for dry-type reactors.

8.6.2 Temperature due to rated thermal short-circuit current and rated short-time current loading

The calculated temperature of the winding after rated thermal short-circuit current I_{SCr} or rated short-time current I_{STr} loading shall not exceed the values prescribed for transformer windings under short-circuit conditions given in 4.1.4 of IEC 60076-5:2006.

8.7 Insulation level

8.7.1 General

For specification of the insulation level, see IEC 60076-3.

8.7.1.1 Insulation requirements for current-limiting reactors

The insulation requirements between phases and to earth shall generally correspond to the highest voltage of equipment U_m . The insulation requirements across the winding may be specified to be lower, particularly if surge arresters are connected in parallel with the winding. It is recommended that the rated voltage of the parallel connected surge arrester is selected to be not less than 1,2 times the voltage developed across the reactor by the rated thermal short-circuit current.

NOTE The manufacturer shall ensure the reactor is designed to withstand the voltages experienced across the winding during short-circuit conditions.

If the reactor is to be installed with a by-pass arrangement which may be closed when the reactor is energized, this shall be stated by the purchaser and a double-ended lightning impulse test should be specified.

8.7.1.2 Insulation requirements for neutral-earthing reactors

The insulation requirements shall correspond to the insulation of the neutral of the power system or the shunt reactor in which the reactor is to be installed. For the earth terminal, the selection of a reduced insulation level may be appropriate (non-uniform insulation).

8.8 Rating plates

Each reactor shall be provided with a rating plate of weatherproof material, fitted in a visible position, showing in all cases the appropriate items indicated below. The entries on the plate shall be indelibly marked (for example by etching, engraving or stamping).

- type of reactor;
- outdoor/indoor application;
- number of this part of IEC 60076;
- manufacturer's name;
- manufacturer's serial number;
- year of manufacture;
- insulation level(s);
- number of phases;
- rated frequency;
- highest voltage for equipment;
- rated continuous current (where applicable);
- rated thermal short-circuit current and duration (where applicable);

- rated mechanical short-circuit current (where applicable);
- rated short-time current and duration or duty-cycle (where applicable);
- impedance at rated continuous current at single-phase and at three-phase excitation, measured values (where applicable);
- impedance at rated short-circuit current, calculated or measured value (for gapped-core reactors and magnetically-shielded air-core reactors);
- impedance at rated short-time current, calculated or measured value (for reactors where short-time current is specified);
- type of cooling;
- thermal class of insulation (for dry-type reactors only);
- total mass;
- transportation mass (for liquid-immersed reactors);
- untanking mass (for liquid-immersed reactors);
- mass of insulating liquid (where applicable);
- type of insulating liquid, if not mineral oil (where applicable);
- insulation level of the earth terminal of the winding for neutral-earthing reactors with non-uniform insulation;
- connection diagram showing tapplings and instrument transformers (where applicable);
- type of tap changer (where applicable).

8.9 Tests

8.9.1 General

The general requirements for routine, type and special tests shall be as prescribed in IEC 60076-1.

8.9.2 Routine tests

The following routine tests shall be performed:

- measurement of winding resistance (IEC 60076-1);
- measurement of impedance at rated continuous current (8.9.5);
- measurement of impedance at rated short-time current for neutral-earthing reactors to be connected to the neutral of a shunt reactor, starter reactors and test reactors (8.9.6);
- measurement of loss at ambient temperature (8.9.7);
- separate source a.c. withstand voltage test for liquid-immersed reactors (8.9.8);
- winding overvoltage test for current-limiting reactors (8.9.9);
- winding overvoltage test for neutral-earthing reactors (8.9.10);
- measurement of insulation resistance and/or capacitance and dissipation factor ($\tan \delta$) of the winding insulation to earth for liquid-immersed reactors. (These are reference values for comparison with later measurements in the field. No limitations for the values are given here).

8.9.3 Type tests

The following type tests shall be performed:

- temperature rise test at rated continuous current (8.9.11);
- lightning impulse test for current-limiting reactors (8.9.12);

- measurement of power consumption of fans and oil pumps, if any.

8.9.4 Special tests

The following special tests shall be performed when specifically requested by the purchaser:

- short-circuit test for current-limiting reactors, neutral-earthing reactors to be connected to a neutral of a power system and for test reactors (8.9.13);
- measurement of reactance of the winding in the case of gapped-core and magnetically-shielded air-core reactors (8.9.21);
- measurement of acoustic sound level (8.9.14);
- separate source a.c. withstand voltage test for dry-type reactors mounted on support insulators (8.9.8);
- measurement of loss close to reference temperature in case of liquid-immersed reactors (8.9.7);
- measurement of vibration at rated continuous current for liquid-immersed reactors (8.9.15);
- switching impulse test (8.9.16);
- double-ended lightning impulse test (8.9.17);
- measurement of coupling factor (8.9.18);
- wet winding overvoltage test (8.9.19);
- wet separate source a.c. withstand voltage test for dry-type reactors mounted on support insulators (8.9.20).

8.9.5 Measurement of impedance at rated continuous current (routine test)

The impedance shall be measured at rated frequency.

For air-core reactors, the measurements may be made at any current up to rated continuous current.

For gapped-core reactors and magnetically-shielded air-core reactors, the measurements shall be made at rated continuous current where a rated continuous current has been specified. If not specified, the highest available (practicable) continuous current to be used for test shall be agreed upon by the manufacturer and purchaser at the tender stage.

For three-phase reactors where the coupling factor between phases exceeds 5 %, the current in each phase shall be measured while applying a system of symmetrical three-phase voltages to the star-connected phase windings.

The impedance shall be taken as
$$\frac{\text{line – to – line applied voltage}}{\text{average measured line current} \times \sqrt{3}}$$

For three-phase reactors with coupling factors greater than 5 %, the mutual reactances between each pair of phases shall be measured and their polarities shall be checked. For the method of measurement, see Figure 7. In the event that it is not possible to totally shield connecting leads from one another in order to prevent induced voltages, a more rigorous determination of mutual reactances can be obtained by measuring the reactances of each single-phase coil and of each pair of phase coils connected in series. The mutual reactances can be derived from the measured results by calculation.

For all air-core reactors, the single-phase impedance of each phase reactor shall also be measured with a single-phase source.

For three-phase reactors with a coupling factor less than or equal to 5 %, the impedance may be measured with a single-phase source only.

NOTE For air-core reactors, this test will also verify the rated short-circuit or short-time impedance.

8.9.6 Measurement of impedance at rated short-time current (routine test)

This measurement applies for neutral-earthing reactors that are to be connected to the neutral of a shunt reactor, starter reactors and test reactors having a gapped-core and/or a magnetic shield.

The impedance shall be measured at rated frequency and at rated short-time current. The duration of the measurement shall be limited to avoid excessive temperature appearing on any part of the reactor.

NOTE If this test is particularly onerous because of a requirement for a high power test facility, then by agreement, it may be performed at rated short-time current as a type test and at reduced current as a routine test.

8.9.7 Measurement of loss (routine test, special test)

8.9.7.1 General

This measurement applies only to reactors where a rated continuous current is specified.

Losses are based on reactor operation with rated continuous current at rated frequency and at reference temperature. Measured losses shall be corrected to rated continuous current and reference temperature.

Satisfactory documentation regarding the accuracy of the proposed method shall be provided on request.

For three-phase reactors, the measurement of loss shall be performed under three-phase excitation.

NOTE 1 In case of low loss three-phase reactors, the measured loss of the individual phases may be unequal or even negative in one phase. The arithmetic sum of the three loss values gives the total loss.

NOTE 2 For three-phase reactors with a magnetic shield for zero-sequence flux, by special agreement between manufacturer and purchaser, a measurement of loss may be made with single-phase excitation. In this case, a comparison, at lower voltage, between single-phase and three-phase measurements should be made and a suitable correction factor agreed upon.

8.9.7.2 Air-core reactors

The measurement of loss may be performed at any current at rated frequency and corrected to rated continuous current by multiplying the measured loss by the square of the ratio of rated continuous current to the test current.

Metal parts belonging to the support structure when supplied by the manufacturer of the reactor that might affect the measurement of loss, shall be in place for the test.

NOTE The presence of metal parts in the vicinity around or under reactors will significantly affect the measurement of loss. Therefore, metal parts that belong to the support structure of the reactor shall be present during the test and other metal parts shall be avoided.

The total loss is composed of ohmic loss and additional loss. The ohmic loss portion is taken to be equal to $I_r^2 R$, R being the measured d.c. resistance, I_r being the rated continuous current. The additional loss portion is the difference between the total loss and the ohmic loss $I_r^2 R$.

The measurement of loss may be performed at any convenient ambient temperature and corrected to reference temperature according to the method given in IEC 60076-1.

8.9.7.3 Gapped-core reactors and magnetically-shielded air-core reactors

The measurement of loss shall be performed at rated continuous current and at rated frequency.

In exceptional cases, for example extremely large rated power, it may be difficult to meet this test condition. In these cases, the loss at rated continuous current shall be obtained by multiplying the measured loss by the square of the ratio of rated continuous current to the test current. The test current shall be at least $0,9I_r$.

The total loss is composed of ohmic loss, iron loss and additional loss. The ohmic loss portion is taken to be equal to $I_r^2 R$, R being the measured d.c. resistance and I_r being the rated continuous current. Iron loss and additional loss cannot be separated by measurement. The sum of iron loss and additional loss is therefore the difference between the total loss and the ohmic loss.

The measurement of loss shall be performed as a routine test at the factory ambient temperature and corrected to reference temperature. The ohmic loss is corrected to reference temperature according to the method given in IEC 60076-1. A correction of iron loss and additional loss to reference temperature is not normally practical. Therefore, iron loss and additional loss shall be deemed independent of temperature. This assumption normally gives a slightly higher loss figure at the reference temperature than actually exists.

When a special measurement of loss test close to reference temperature is specified, the measurement of loss can be performed in conjunction with the temperature rise test. The routine measurement of loss at ambient temperature shall also be made on the same unit to establish a temperature coefficient for total loss (assuming linear variation). The loss figure of all reactors of the same design shall be corrected to the reference temperature using the temperature coefficient established on this unit.

NOTE Annex D gives an example of temperature correction of losses.

8.9.8 Separate source a.c. withstand voltage test (routine test, special test)

The test shall be carried out in general accordance with Clause 11 of IEC 60076-3:2000 and is a routine test for all liquid-immersed reactors.

The test voltage shall be applied:

- between each winding and earth;
- between different windings where applicable.

Dry-type air-core reactors usually employ standard station post or bus support insulators to form the reactor mounting and the insulation between reactor windings and earth, and between phases where two or more units are stacked. Therefore, this test is a test of the support insulators and will only be performed as a special test when specifically requested.

NOTE Unless otherwise indicated in the tender by the manufacturer, the support insulators are assumed to be designed according to IEC 60273 and tested in accordance with IEC 60168.

8.9.9 Winding overvoltage test for current-limiting reactors (routine test)

Since the induced a.c. withstand voltage test cannot be carried out in accordance with Clause 12 of IEC 60076-3:2000 this test shall be carried out as a lightning impulse test on each end of each winding in turn with the other end of the winding directly earthed. The terminals of all other windings, where applicable, are also to be earthed. The test level shall be according to

IEC 60076-3. If reduced insulation requirements across the winding are specified, the lightning impulse test procedure shall be performed by using the specified reduced insulation level value.

Due to the low impedance of the reactor, the standard waveshape usually cannot be met. For more information see IEC 60076-4:2002, Clause A.3.

NOTE The correct time to half value may not be achievable. This shorter time should normally be accepted.

Alternatively, for dry-type reactors, the turn-to-turn overvoltage test as described in Annex E may be performed in lieu of the lightning impulse test for equipment with $U_m \leq 36$ kV, unless otherwise specified.

8.9.10 Winding overvoltage test for neutral-earthing reactors (routine test)

This test shall be carried out as a lightning impulse test applied to the terminal which is to be connected to the transformer or shunt reactor neutral, with the other terminal earthed. The test is made in accordance with 13.3.2 b) of IEC 60076-3:2000. A longer duration of the impulse voltage front time is allowed, up to 13 μ s.

NOTE The correct time to half value may not be achievable. This shorter time should normally be accepted.

Alternatively, for dry-type reactors, the turn-to-turn overvoltage test as described in Annex E may be performed in lieu of the lightning impulse test for equipment with $U_m \leq 36$ kV, unless otherwise specified.

8.9.11 Temperature rise test at rated continuous current (type test)

The test shall be carried out in general accordance with IEC 60076-2. For dry-type reactors, the temperature class limits as stated in IEC 60076-11 apply.

This test shall be performed at rated continuous current I_r and rated frequency.

In exceptional cases, for example extremely large rated power, it may be difficult to meet this test condition. In these cases, the test may be performed at a reduced current value but not less than $0,9 \cdot I_r$. The test level shall be stated in the tender by the manufacturer and agreed between manufacturer and purchaser at the time of order.

The temperature rises shall be corrected to the rated continuous current.

For liquid-immersed reactors, the oil temperature rise shall be multiplied by $\left(\frac{I_r}{I_{\text{test}}}\right)^{2 \cdot x}$ and the

winding temperature rise above the oil temperature shall be multiplied by $\left(\frac{I_r}{I_{\text{test}}}\right)^y$ with x and y

according to the following:

- | | | |
|--------------------------------|-----------|-----------|
| • for reactors with ON cooling | $x = 0,8$ | $y = 1,3$ |
| • for reactors with OF cooling | $x = 1,0$ | $y = 1,3$ |
| • for reactors with OD cooling | $x = 1,0$ | $y = 2,0$ |

NOTE For three-phase reactors with magnetic shield for zero-sequence flux, by agreement between manufacturer and purchaser, a temperature rise test may be made with d.c. current application to the windings. The oil temperature rises are measured at the d.c. current supplying the total corrected losses as determined according to 8.9.7.1. a.c. excitation of a single-phase at rated continuous current I_r is then used to measure the winding temperature rise above the oil temperature.

For dry-type reactors, the winding temperature rise above ambient temperature shall be multiplied by $\left(\frac{I_r}{I_{\text{test}}}\right)^y$ with y according to the following:

- for reactors with AN cooling $y = 1,6$
- for reactors with AF cooling $y = 1,8$

In most cases, the total reactor loss at the steady-state condition is somewhat smaller than at reference temperature because the ambient temperature is normally lower than the design value during the test. This effect shall be neglected.

For dry-type air-core reactors, if requested, the temperature rise of the reactor terminals shall be measured during the reactor temperature rise test. In order to obtain meaningful terminal temperature rise measurements, the purchaser shall supply a connector and at least one meter of incoming conductor of the type that will be used on site, to the manufacturer for use during the temperature rise test. Terminal temperature rise limits shall be as given in Clause 6 (see also IEC 60943).

8.9.12 Lightning impulse test for current-limiting reactors (type test)

For general information, see Clause 13 of IEC 60076-3:2000 and for dry-type reactors, Clause 21 of IEC 60076-11:2004. See also IEC 60076-4.

This test is intended to test the insulation between the tested terminals and earth.

The test voltage is applied to each terminal of the tested winding in turn, while the other terminal is earthed through a resistor, if necessary, to achieve the standard impulse waveshape. The terminals of the other windings, where applicable, shall also be earthed.

8.9.13 Short-circuit current test (special test)

8.9.13.1 General

For general information, IEC 60076-5 applies.

When a short-circuit current test is specified, it shall be carried out generally in accordance with 4.2.2 to 4.2.7 of IEC 60076-5:2006.

The specification for the short-circuit current test shall include the test current level, the duration of each applied shot, the number of test current shots and the tap terminal connection desired (in the case of tapped reactors).

If this information is not specified, the test shall consist of two test shots of 0,25 s on each reactor phase with the first peak of the applied current at the rated mechanical short-circuit current value. The test shall be performed at the maximum inductance tap position (in the case of tapped reactors).

Three-phase reactors, or a three-phase bank of separate reactors with defined installation, shall undergo three, three-phase short-circuit tests, each consisting of two shots. In each test, a different reactor phase shall be selected to experience the first maximum offset peak current.

The peak value of the current obtained during the test shall not deviate by more than 5 % from the respective specified value.

If a thermal short-circuit test is specified, it shall consist of one symmetrical current shot at the rated thermal short-circuit current I_{SCr} for the rated duration. If the rated thermal short-

circuit current cannot be achieved, the duration shall be extended up to 6 s at reduced current to give at least the specified I^2t value.

The thermal short-circuit test may be also combined with the mechanical short-circuit test to reduce the total number of shots, provided all the test parameters can be met.

For more information see Annex F.

8.9.13.2 Acceptance criteria

The ability of the reactor to withstand the test shall be determined in accordance with 4.2 of IEC 60076-5:2006.

Before and after the short-circuit test, routine tests including measurement of impedance and losses and the performance of a winding overvoltage test according to 8.9.9 or 8.9.10 at 100 % of specified voltage shall be carried out on the reactor. Impedance and loss values shall be consistent within measurement tolerance limits. Oscillograms from the required dielectric test shall show no change; agreeing within the limits of the high voltage dielectric test systems.

For liquid-immersed reactors general information concerning fault detection is provided in 4.2.7 of IEC 60076-5:2006.

For dry-type reactors, visual inspection of the reactor and supporting structure shall give no indication that there has been any change in mechanical condition that will impair the function of the reactor. If after the short-circuit test program, the winding clamping system has deteriorated, or surface cracks have increased significantly in number or dimensions, the reactor is considered to have failed the short-circuit test. In case of doubt, up to three more short-circuit tests with fully offset current shall be applied to verify that the monitored condition has stabilized. If the deterioration continues, the reactor shall be considered to have failed the test. If conditions stabilize after one or two extra short-circuit tests and coupled with successful routine tests after short-circuit tests, the reactor shall be considered to have passed the short-circuit test. For more information, see Annex F.

8.9.14 Measurement of acoustic sound level at rated continuous current (special test)

This measurement shall be made at rated continuous current and rated frequency. The method prescribed in IEC 60076-10 applies. In some cases, the reactor noise may be disturbed by the noise of the test transformer if it is placed near the reactor. Sound intensity measurements may be used to exclude any disturbing noise.

During measurements on dry-type reactors, sufficient safety clearances to the winding under test shall be ensured. The contour defined in Clause 7 of IEC 60076-10 shall be located 2 m from the winding surface. The prescribed contour shall be located on a horizontal plane at half the winding height.

In order to simulate steady-state in service conditions (i.e. elevated winding temperature), this test should be performed toward the end of a full temperature rise test, where possible.

NOTE For reactors with a high power rating, the test may be carried out on site subject to agreement between purchaser and manufacturer at the time of order, if the test cannot be carried out in the factory.

8.9.15 Vibration measurement at rated continuous current (special test)

8.9.15.1 General

The design and construction of liquid-immersed reactors shall be such as to avoid the detrimental effects of excessive stress due to vibration. Areas of primary concern in the control of vibration to ensure proper performance are as follows:

- vibration of core and coil assembly;
- vibration of tank with associated stresses developed in plates, braces, and welded seams;
- vibration of instruments, accessories, and cooling equipment.

8.9.15.2 Test conditions

The reactor under test shall be completely assembled in the service condition with cooling equipment, gauges, and accessories mounted and connected.

NOTE Where a reactor is equipped with a tank wall mounted noise enclosure, the test may need to be performed without the enclosure by agreement between purchaser and manufacturer.

The reactor shall be mounted on a level surface that will provide proper support for the base, in order to eliminate the generation of abnormal tank stresses.

The reactor shall be energized at rated continuous current and rated frequency. Three-phase excitation is required for three-phase units. When the available test power is insufficient for testing at rated continuous current and/or three-phase excitation, the manufacturer shall demonstrate to the purchaser that reduced-current testing will produce sufficiently accurate results at rated conditions. The test should preferably be done at operating temperature, but may be done at ambient temperature.

8.9.15.3 Method of measurement

The vibration of reactor components shall be measured by transducers, optical detectors, or equivalent measuring devices. The peak-to-peak amplitude of the displacement shall be determined by direct measurement, or calculated from acceleration or velocity measurements. The accuracy of the measurement at twice the rated frequency shall be within 10 μm .

Measurements shall be taken on all four sides of the tank wall at a sufficient number of points to ensure that the maximum value of vibration has been measured.

Measurements or observations shall be made of the vibration of equipment mounted on the tank.

8.9.15.4 Maximum vibration level

The maximum amplitude of tank wall displacement shall not exceed 200 μm peak-to-peak.

For the equipment mounted on the tank, the manufacturer shall, where reasonable, demonstrate that the vibrations measured or observed on test have no long-term effects on the stability and performance of the equipment.

8.9.16 Switching impulse test (special test)

The switching impulse test is performed generally as outlined in IEC 60076-3. However, this test is only applicable for reactors with sufficiently high impedance to make this test practical. The method of test and wave-shape shall be discussed between manufacturer and purchaser.

8.9.17 Double-ended lightning impulse test (special test)

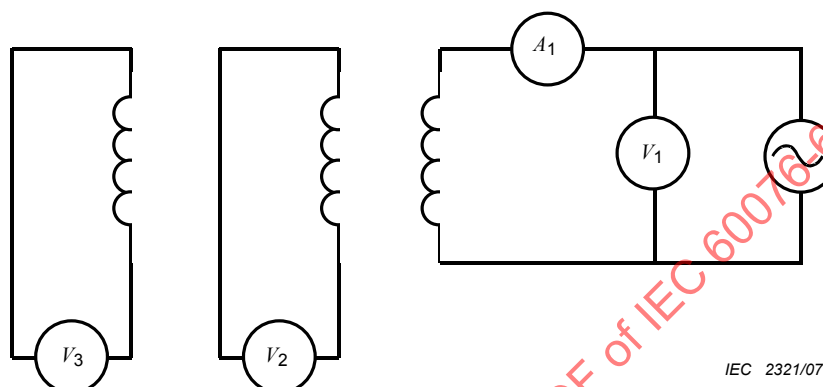
This test is applicable to reactors with a by-pass arrangement which may be closed when the reactor is energized.

The test shall be carried out on each phase in turn, with both terminals of the tested winding connected together and the other terminals earthed.

For general information see Clause 13 of IEC 60076-3:2000.

8.9.18 Measurement of coupling factor (special test)

The measurement shall be made, according to Figure 7, preferably at rated continuous current for gapped-core reactors and magnetically-shielded air-core reactors. If this is impracticable, the test current chosen shall be as close as possible to rated continuous current. For other reactors, any convenient current may be used for this measurement.



Key

V_1, V_2, V_3 : voltmeter reading

A_1 : ammeter reading

Mutual reactance $X_m = V_2/A_1$ or V_3/A_1 respectively

Coupling factor $k = \text{Mutual reactance } X_m / \text{Rated reactance } X_{SCR}$

Figure 7 – Measurement of mutual reactance for three-phase reactors or banks of three single-phase reactors

8.9.19 Wet winding overvoltage test (special test)

When specified, the wet winding overvoltage test shall be performed as described in 8.9.9 or 8.9.10 with the application of water spray as described in Clause 9 of IEC 60060-1:1989 with the test levels multiplied by a factor of 0,75.

8.9.20 Wet separate source a.c. withstand voltage test (special test)

When specified, the wet separate source a.c. withstand voltage test shall be performed as described in 8.9.8 with the application of water spray as described in Clause 9 of IEC 60060-1:1989, with the full test levels.

8.9.21 Measurement of reactance of the winding in the case of gapped-core and magnetically-shielded air-core reactors (special test)

When specified, the reactance of one phase winding shall be measured. The measurement shall be performed without associated gapped-core, magnetic shield or any other ferromagnetic materials in the vicinity. This value is equivalent to the air-core reactance as defined in 3.2.6.

8.10 Tolerances

8.10.1 Tolerance on impedances of reactors without compensation for mutual coupling

For current-limiting reactors, neutral-earthing reactors to be connected to the neutral of the power system and other types of reactors whose primary function is to limit short-circuit currents: the tolerance on the impedance established by test and/or calculation at rated thermal short-circuit current shall be within $+10\%$ to -0% of rated short-circuit impedance. The same tolerance applies for the specified impedance at rated continuous current.

For all other types of reactors covered in this Clause: The tolerance on the impedance established by test and/or calculation at rated short-time current shall be within $\pm 5\%$ of rated short-time impedance. The same tolerance applies for the specified impedance at rated continuous current.

8.10.2 Tolerance on impedance of reactors with compensation for mutual coupling

When three-phase reactors are specified to be compensated for the effects of mutual impedance, the current measured in each phase winding, under the conditions defined in 8.9.5, shall not deviate by more than 5 % from the average value. In this case, the single-phase impedances (Z_{SCr1} , Z_{r1} , Z_{STr1}) of each phase reactor shall not be less than 85 % of the specified rated value. The measured impedance of each phase reactor including the effects of mutual coupling (Z_{SCr3} , Z_{r3} , Z_{STr3}) shall be within $+10\%$ to -0% or $\pm 5\%$ of the specified rated value, as applicable according 8.10.1.

NOTE The minimum value of single-phase impedance, Z_{SCr1} , is relevant when determining the maximum rated single-phase fault current for the reactor.

8.10.3 Tolerance on loss

The total loss measured and corrected according to 8.9.7 shall not exceed the guaranteed loss by more than 10 %.

9 Filter, damping and discharge reactors associated with capacitors

9.1 General

This Clause describes the requirements for reactors designed to be used in association with capacitors.

The typical applications include

- filter reactors connected in series or in parallel with capacitors to reduce or block harmonics or control signals (ripple signals) with frequencies up to 10 kHz;

NOTE This part of IEC 60076 does not cover line traps (see IEC 60353) but it does cover reactors for the purpose of blocking control signals used for the remote switching of demand.

- damping reactors connected in series with shunt capacitors to limit the inrush current when the capacitor is energised, limit the outrush current during close-in faults or adjacent capacitor switching and/or to detune capacitor banks in order to avoid resonance with the power system;
- discharge reactors used in the bypass/discharge circuit of high voltage power system series capacitor bank applications to limit the current under fault conditions.

The steady-state voltage across these reactors is usually low compared to the system voltage; however switching will cause transient voltages at the resonant frequencies formed by the capacitors and reactors which may be considerably higher.

For filter and damping reactors under normal operation, the current flowing through the reactor is composed of a power frequency current and a superimposed harmonic current. For damping reactors, the power frequency current is usually much greater than the harmonic current whereas for filter reactors the specific application will determine the ratio of the two current components.

Discharge reactors do not carry a continuous current during normal service, but are normally specified with a continuous current to allow operation with the capacitor bypassed by the reactor.

Damping, discharge and some filter reactors are subject to high short-time current during switching and fault conditions. Damping reactors may be switched very frequently, often several times per day, and are therefore subject to routine transient overvoltages. In some applications, the fault currents arising from a short circuit across the capacitor need to be considered.

Discharge reactors are usually installed with the associated series capacitor bank on an insulated platform. Therefore, the reactor insulation requirements are dictated by the insulation coordination for the series capacitor arrangement rather than by the system voltage.

Reactors covered by this Clause are almost exclusively of a dry-type air-core design, the rating and testing parts of this Clause are generally only applicable to reactors of this design.

NOTE Guidance concerning shunt capacitors is provided in IEC 60871-1 and concerning series capacitors is provided in IEC 60143.

9.2 Design

With regard to design and installation, reactors covered under this Clause are a dry-type air-core design and shall be classified as:

- single-phase or three-phase;
- for indoor or outdoor installation;
- with each phase mounted side-by-side or in a vertical stack;
- with or without taps.

NOTE Other methods for variation of the inductance may be applied, but these are not specifically considered by this part of IEC 60076.

9.3 Terms and definitions

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

9.3.1

rated power frequency current

I_r

specified continuous r.m.s. value of current at power frequency

9.3.2

rated current spectrum

specified continuous r.m.s. values of current at specified frequencies other than power frequency

9.3.3

RSS current

root-sum-square of rated power frequency current and all the values of currents at the specified frequencies in the rated current spectrum

9.3.4

equivalent current at power frequency

I_{equ}

calculated r.m.s. value of current at power frequency which gives the same winding losses as those arising from the power frequency current and the rated current spectrum

9.3.5

rated inrush current

I_{rIN}

specified peak value of the highest transient current that may occur through a filter or damping reactor during energization of the associated capacitor or a nearby capacitor or due to system faults

NOTE Transient currents due to system faults or energization of a nearby capacitor are sometimes also called outrush current and are covered by this definition.

9.3.6

rated inrush frequency

f_{rIN}

for damping reactors, the specified resonant frequency associated with the rated inrush current

9.3.7

rated tuning frequency

f_{rt}

for filter reactors, the specified resonant frequency of the filter circuit in which the reactor is a component

9.3.8

rated discharge current

I_{rd}

for discharge reactors, the specified peak value of the highest current that will be experienced by the reactor

9.3.9

rated discharge frequency

f_{rd}

for discharge reactors, the specified resonant frequency of the reactor and the associated series capacitor

9.3.10

rated frequency

for filter reactors, the rated tuning frequency; for damping reactors, the rated inrush frequency and for discharge reactors, the rated discharge frequency

9.3.11

rated thermal short-circuit current

I_{SCR}

specified r.m.s. value of the steady-state symmetrical component of the short-circuit current at power frequency to be carried for the specified duration

9.3.12

rated thermal short-circuit current duration

T_{SCR}

specified duration of the rated thermal short-circuit current

9.3.13**rated mechanical short-circuit current** I_{MSCr}

specified asymmetrical (peak) fault current. If not specified, the asymmetrical (peak) fault current is derived from the rated thermal short-circuit current

9.3.14**rated inductance** L_r

specified inductance at rated frequency. The rated inductance also includes mutual inductance between phases, if applicable

9.3.15**rated reactance** X_r

for damping and discharge reactors, the specified reactance of the reactor at power frequency. The rated reactance is expressed in Ohms per phase

9.3.16**coupling factor** k

mutual inductance between two phases of a three-phase reactor expressed in per unit or percent of the square root of the product of the self inductances of the two individual phases

NOTE For phases 1 and 2, the coupling factor follows as $k = \frac{M_{12}}{\sqrt{L_1 \times L_2}}$.

9.3.17**effective resistance**

resistance derived from the power loss of the reactor at the specified frequency and reference temperature

NOTE The power loss includes the ohmic loss and all additional stray losses at the specified frequency.

9.3.18**quality factor** Q_f

ratio of reactance to effective resistance at the specified frequency

9.4 Rating**9.4.1 Rated power frequency current**

The rated power frequency current I_r shall be specified by the purchaser to be not less than the maximum continuous value of power frequency current that will be carried by the reactor in service. For damping reactors, see also 9.4.2.

In the case of discharge reactors, the rated power frequency current shall be specified to be not less than the current that may be carried by the reactor when operating as a series element in the transmission line.

9.4.2 Rated current spectrum

For filter reactors, the current at each frequency of the rated current spectrum shall be specified by the purchaser to be not less than the maximum continuous values that will be carried by the reactor in service.

NOTE 1 All available information on the current spectrum shall be provided by the purchaser to allow the proper thermal design of the reactor.

For damping reactors, the rated current spectrum may be, but is not normally specified. In the latter case, higher frequency current components shall be allowed for by specifying the power frequency current to be not less than the maximum permissible current of the associated capacitor bank.

NOTE 2 The presence of higher frequency currents through a filter or damping reactor requires special consideration as the higher frequency currents will both increase the losses in the reactor and increase the voltage drop across the reactor winding.

NOTE 3 The maximum permissible current according to IEC 60871-1 is a current with a r.m.s. value equal to 1,3 times the value obtained at rated sinusoidal voltage across the capacitor.

For discharge reactors, the rated current spectrum is normally not applicable.

9.4.3 Rated inrush current

The rated inrush current I_{rIN} shall be specified by the purchaser for filter and damping reactors to be not less than the peak current that may occur in all recognized cases of switching the associated capacitor and any nearby capacitors or due to system faults. The estimated number of switching operations per day shall be specified in the inquiry.

NOTE System faults referred to in this Clause are those which result in the discharge of the capacitor through the reactor, but do not result in a power frequency fault current through the reactor.

9.4.4 Rated inrush frequency

The rated inrush frequency f_{rIN} shall be specified by the purchaser.

9.4.5 Rated discharge current

The rated discharge current I_{rd} shall be specified by the purchaser for discharge reactors as not less than the highest peak value of current based on all recognized cases of discharge of the associated series capacitor. Both the high frequency capacitor discharge current and the power frequency fault current shall be evaluated in establishing the appropriate rated discharge current.

9.4.6 Rated discharge frequency

The rated discharge frequency f_{rd} shall be specified by the purchaser.

9.4.7 Rated thermal short-circuit current

For filter and damping reactors, the rated thermal short-circuit current I_{SCR} shall be specified by the purchaser to be not less than the steady-state symmetrical component of the short-circuit current at power frequency to be carried for the specified duration when the reactor shall be designed to withstand a particular short-circuit condition.

NOTE In the case where the reactor is connected on the neutral side of the capacitor or where the connection between the capacitor and reactor is very short, the probability for a short circuit may be sufficiently low that the specification of a rated thermal short-circuit current is not justified. The possibility of the inadvertent energization of the capacitor bank with maintenance earths in place should be considered.

For discharge reactors, the rated thermal short-circuit current I_{SCR} shall be specified by the purchaser to be not less than the highest value of symmetrical r.m.s. current under recognized fault conditions that may be seen by the reactor in service. Alternatively, it may be derived from the specified system short-circuit power, system voltage and reactor impedance.

9.4.8 Rated thermal short-circuit current duration

The rated thermal short-circuit current duration T_{SCR} , where applicable, shall either be specified by the purchaser or otherwise, a standard value of 1 s for filter and damping reactors and 2 s for discharge reactors shall be used.

NOTE 1 The duration selected should reflect the cumulative thermal effects of the utilities auto re-closure philosophy and the time a fault is allowed to exist before it is interrupted.

NOTE 2 The duration of thermal short-circuit current can impact the cost of the reactor where the short-circuit current exceeds about twenty-five times the rated continuous current.

NOTE 3 If several successive faults may occur within a short period of time, the duration, the interval of time between applications, and the number of applications shall be specified by the purchaser. The rated thermal short-circuit current duration shall be selected accordingly.

9.4.9 Rated mechanical short-circuit current

For reactors where a thermal short-circuit current I_{SCr} is specified, the purchaser shall specify the rated mechanical short-circuit current. This current depends on the X/R ratio of the system and shall be calculated as per 4.2.3 of IEC 60076-5:2006. If the system impedance and X/R ratio are not specified by the purchaser, the rated mechanical short-circuit current I_{MSCr} shall be taken to be a value equal to $1,8 \sqrt{2}$ times the rated thermal short-circuit current value ($I_{MSCr} = 2,55 I_{SCr}$).

9.4.10 Rated inductance

The rated inductance L_r of the reactor shall be specified by the purchaser. It shall be the value required to provide the desired filter, damping or discharge characteristic.

Where filter reactors are to be installed in a three-phase stacked configuration, the inductance of each single-phase reactor shall be compensated for the effects of mutual coupling, to provide the specified inductance value in the stacked arrangement with a three-phase supply. In order for the manufacturer to design each reactor for the proper self inductance value, the purchaser shall provide the value of impedance between the neutral of the filter bank and the system earth.

Where damping reactors are to be installed in a three-phase stacked configuration, the inductance of each single-phase reactor shall not be compensated for the effects of mutual coupling, unless otherwise specified. For more information see Annex C.

In the case of discharge reactors, that are normally installed in a non-stacked configuration, and side-by-side mounted filter and damping reactors, the mutual coupling factors are generally very small. Therefore these units are not inductively compensated.

9.4.11 Quality factor

When a specific damping factor for transients is desired, a maximum quality factor Q_f at the rated frequency shall be specified for the reactor in the inquiry. In the case where a quality factor has not been specified, the manufacturer shall, on request, supply information about the expected quality factor of the reactor at the rated frequency.

For filter reactors, the quality factor Q_f at a particular frequency or frequencies and the tolerance shall be specified by the purchaser if it is important for the performance of the filter circuit or the control of losses.

9.5 Ability to withstand rated thermal and rated mechanical short-circuit current

When a short-circuit current is specified for a reactor, it shall be designed to withstand the thermal and dynamic effects of the rated thermal short-circuit current and the rated mechanical short-circuit current including the associated electrical stress for its rated duration. Unless otherwise specified by the purchaser, the interval between fault conditions totalling the rated duration is at least six hours. If the expected frequency of short-circuit application is more than approximately ten times per year on average, this shall be specified by the purchaser.

The capability of the reactor to withstand the rated mechanical short-circuit current shall be demonstrated either

- by tests, or
- by calculation and design considerations.

The choice of demonstration method shall be subject to agreement between the purchaser and the manufacturer prior to placing the order.

The thermal capability of the reactor to withstand the rated thermal short-circuit current for the rated thermal short-circuit current duration shall be demonstrated by calculation. A test may also be specified in addition to the calculation. The method used to calculate the average temperature attained by the winding after application of the rated short-circuit current for its rated duration is as described in 4.1.5 of IEC 60076-5:2006. This calculated average winding temperature shall not exceed the values prescribed for transformer windings under short-circuit conditions given in 4.1.4 of IEC 60076-5:2006.

9.6 Ability to withstand inrush or discharge current

When a rated inrush current or rated discharge current is specified for a reactor, it shall be designed to withstand the thermal and dynamic effects of these currents including the associated electrical stress. Due to the repetitive nature of the inrush or discharge duty, the reactor shall not have mechanical resonances within 10 % of twice the rated inrush or rated discharge frequency, as applicable. When requested, this and the ability to withstand the thermal and dynamic effects of the inrush or discharge current shall be demonstrated by calculation or, if specified, by test see 9.10.13, 9.10.14 and 9.10.16.

9.7 Temperature rise

9.7.1 Temperature rise at equivalent current at power frequency

The temperature rise limits given in Clause 11 of IEC 60076-11:2004 apply.

Discharge reactors connected in series in the power system shall be designed for loading and overload according to the guidelines set out in IEC 60905.

9.7.2 Temperature due to rated thermal short-circuit current loading

The calculated temperature of the winding after rated thermal short-circuit current I_{SCR} loading shall not exceed the values prescribed for transformer windings under short-circuit conditions given in 4.1.4 of IEC 60076-5:2006.

9.8 Insulation level

9.8.1 General

For specification of the insulation level, see IEC 60076-3.

9.8.2 Insulation requirements

For filter and damping reactors, the insulation requirements between phases and to earth shall generally correspond to the highest voltage for equipment U_m of the system in which the reactor is to be installed. A reduced insulation level may be specified by the purchaser where this is justified by the application. The voltage level shall be chosen with regard to the voltage developed across the reactor when carrying the short-circuit current or the maximum voltage developed during switching, discharge or continuous operation, if greater.

For discharge reactors, the insulation level depends on the insulation coordination of the associated series capacitor. The maximum voltage across the capacitor shall be used as the

basis for the insulation level to be specified. The lightning and switching impulse levels across the reactor and between the reactor and the platform shall be specified by the purchaser.

Since discharge reactors are usually installed on an insulated platform, the need for reactor mounted corona shielding depends on the mounting location of the reactors on the platform. Therefore, the requirement for reactor corona shielding shall be specified, if applicable, by the purchaser.

9.9 Rating plates

Each reactor shall be provided with a rating plate of weatherproof material, fitted in a visible position, showing in all cases the appropriate items indicated below. The entries on the plate shall be indelibly marked (for example by etching, engraving or stamping).

- type of reactor;
- outdoor/indoor application;
- number of this part of IEC 60076;
- manufacturer's name;
- manufacturer's serial number;
- year of manufacture;
- rated lightning impulse withstand voltage;
- highest voltage for equipment;
- rated power frequency;
- rated power frequency current;
- rated thermal short-circuit current and duration (where specified);
- rated mechanical short-circuit current (where specified);
- RSS current (for filter reactors);
- rated inrush current (for filter and damping reactors, where specified);
- rated discharge current (for discharge reactors);
- rated tuning frequency (for filter reactors);
- rated damping frequency (for damping reactors);
- rated discharge frequency (for discharge reactors);
- measured inductance at rated tuning frequency (for filter reactors);
- measured inductance at rated damping frequency (for damping reactors);
- measured inductance at rated discharge frequency (for discharge reactors);
- measured inductance at power frequency (as applicable);
- measured quality factor and associated frequency (where applicable);
- thermal class of insulation;
- total mass.

9.10 Tests

9.10.1 General

The general requirements for routine, type and special tests shall be as prescribed in IEC 60076-1.

9.10.2 Routine tests

The following routine tests shall be performed:

- measurement of winding resistance (IEC 60076-1);
- measurement of inductance (9.10.5);
- measurement of loss and quality factor (9.10.6);
- winding overvoltage test (9.10.7).

9.10.3 Type tests

The following type tests shall be performed:

- measurement of inductance (9.10.5);
- measurement of loss and quality factor (9.10.6);
- temperature rise test (9.10.8);
- lightning impulse test (9.10.9).

9.10.4 Special tests

The following special tests shall be performed when specifically requested by the purchaser:

- short-circuit current test (9.10.10);
- measurement of acoustic sound level (9.10.11);
- separate source a.c. withstand voltage test (9.10.12);
- inrush current withstand test for filter and damping reactors (9.10.13);
- discharge current test for discharge reactors (9.10.14);
- modified short-circuit/discharge current test for discharge reactors (9.10.15);
- mechanical resonance test (9.10.16).

9.10.5 Measurement of inductance (routine test, type test)

The inductance shall be measured at power frequency and at rated frequency.

For filter reactors, the inductance shall be measured at the rated frequency only. Where more than one tuning frequency is specified, the inductance shall be measured at the lowest tuning frequency.

Where taps are provided, the measurement shall be made at all tap positions for the type test. For the routine test, the measurement shall be made at the rated, minimum and maximum inductance tapplings. The correct position of other taps shall be verified by physical inspection.

For reactors with continuously adjustable inductance, the inductance shall be measured at a minimum of five settings evenly distributed over the range for both routine and type test.

For three-phase stacked reactors, as a type test, the inductance shall be measured with three-phase excitation with the reactor assembled as in service. For the routine test, inductance measurements on individual phases may be used to obtain the inductance per phase (including mutual inductance) using the mutual inductances (coupling factors) obtained from the type test. In this case, the type test shall include inductance measurements on individual phases and the measurement of the coupling factors in the service arrangement.

For three-phase reactors with side-by-side arrangement (reactors with a coupling factor less than 5 %), inductance measurement may be made with single-phase excitation.

9.10.6 Measurement of loss and quality factor (routine test, type test)

The measurement of loss shall be carried out at power frequency, rated frequency and at each frequency specified in the rated current spectrum.

The measurement of loss may be made at any current and any convenient ambient temperature and shall be corrected to the respective rated current values by multiplying the measured loss by the square of the ratio of respective rated current to the test current and to reference temperature.

The total loss is composed of ohmic loss and additional loss. The ohmic loss portion is taken to be equal to $I_r^2 R$, R being the measured d.c. resistance, I_r being the respective rated current. The additional loss portion is the difference between the total loss and the ohmic loss $I_r^2 R$.

The quality factor is usually derived from loss and inductance measurement. The determination of the quality factor shall be carried out at the rated frequency and any other frequencies required by the purchaser. For three-phase stacked reactors, the quality factor is derived from one third of the total loss of the three-phase arrangement.

The quality factor is based on the reference temperature for filter reactors and on a temperature of 20 °C for damping and discharge reactors, if not otherwise specified.

The temperature correction of resistance shall be performed according to the method given in IEC 60076-1.

For three-phase stacked reactors, as a type test, the loss and quality factor shall be measured with three-phase excitation with the reactor assembled as in service. For the routine test, loss and quality factor measurements on individual phases may be used to obtain the total loss of the three-phase reactor, taking into account the additional losses of the three-phase stack.

NOTE 1 For a three-phase stacked arrangement, the measured loss of the individual phases may be unequal or even negative in one phase. The arithmetic sum of the three loss values gives the total loss.

The presence of metal parts in the vicinity around or under reactors may significantly affect the measurement of loss. Therefore, metal parts belonging to the support structure of the reactor shall be in place during the test and other metal parts shall be avoided.

9.10.7 Winding overvoltage test (routine test)

This test is carried out as a lightning impulse test on one end of each winding in turn with the other end of the winding directly earthed. The test level shall be according to IEC 60076-3. Due to the low impedance of the reactor, the standard waveshape usually cannot be met. For more information see IEC 60076-4:2002, Clause A.3.

NOTE 1 The correct time to half value may not be achievable. This shorter time should normally be accepted.

NOTE 2 The induced a.c. withstand voltage test cannot usually be carried out in accordance with Clause 12 of IEC 60076-3:2000 due to the high test power requirement.

The turn-to-turn overvoltage test as described in Annex E may be performed in lieu of the impulse test for equipment with $U_m \leq 36$ kV.

9.10.8 Temperature rise test at rated continuous current (type test)

The test shall be carried out in general accordance with IEC 60076-2. The temperature class limits as stated in IEC 60076-11 shall apply.

This test shall be performed at the equivalent current I_{equ} at power frequency.

In exceptional cases, where it is not possible to achieve the equivalent current at power frequency for the temperature rise test, the test may be performed at a reduced current value, but not less than $0,9 I_{\text{equ}}$. The test level shall be stated in the tender by the manufacturer and agreed upon between manufacturer and purchaser at the time of order.

The temperature rises shall be corrected to the equivalent current at power frequency.

The winding temperature rise above ambient temperature shall be multiplied by $\left(\frac{I_r}{I_{\text{test}}}\right)^y$ with y according to the following:

- for reactors with AN cooling $y = 1,6$
- for reactors with AF cooling $y = 1,8$

If requested, the temperature rise of the reactor terminals shall be measured during the reactor temperature rise test. In order to obtain meaningful terminal temperature rise measurements, the purchaser shall supply a connector and at least one meter of incoming conductor of the type that will be used on site, to the manufacturer for use during the temperature rise test. Terminal temperature rise limits shall be as given in Clause 6 (see also IEC 60943).

9.10.9 Lightning impulse test (type test)

For general information, see Clause 13 of IEC 60076-3:2000 and Clause 21 of IEC 60076-11:2004. See also IEC 60076-4.

The test voltage is applied to each terminal of the tested winding in turn, while the other terminal is earthed through the smallest possible resistor necessary to achieve the standard impulse waveshape. If reduced insulation levels across the winding or from winding to earth are specified, the lightning impulse test procedure shall be performed by using the specified reduced insulation level value.

9.10.10 Short-circuit current test (special test)

9.10.10.1 General

For general information, IEC 60076-5 applies.

When a short-circuit current test is specified it shall be carried out generally in accordance with 4.2.2 to 4.2.7 of IEC 60076-5:2006.

The specification for the short-circuit current test shall include the test current level, the duration of each applied shot, the number of test current shots and the tap terminal connection desired (in the case of tapped reactors).

If this information is not specified, the test shall consist of two test shots of 0,25 s on each reactor phase with the first peak of the applied current at the rated mechanical short-circuit current value. The test shall be performed at the maximum inductance tap position (in the case of tapped reactors).

Three-phase reactors, or a three-phase bank of separate reactors with defined installation, shall undergo three, three-phase short-circuit tests, each consisting of two shots. In each test, a different reactor phase shall be selected to experience the first maximum offset peak current.

The peak value of the current obtained during the test shall not deviate by more than 5 % from the respective specified value.

If a thermal short-circuit test is specified, it shall consist of one symmetrical current shot at the rated thermal short-circuit current I_{SCR} for the rated duration. If the rated thermal short-circuit current cannot be achieved, the duration shall be extended up to 6 s at reduced current to give at least the specified I^2t value.

The thermal short-circuit test may be also combined with the mechanical short-circuit test to reduce the total number of shots, provided all the test parameters can be met.

For more information see Annex F.

9.10.10.2 Acceptance criteria

The ability of the reactor to withstand the test shall be determined in accordance with 4.2 of IEC 60076-5:2006.

Before and after the short-circuit test, routine tests including measurement of inductance and losses and the performance of a winding overvoltage test according 9.10.7 at 100 % of the specified voltage shall be carried out on the reactor(s). Inductance and loss values shall be consistent within measurement tolerance limits. Oscillograms from the required dielectric test shall show no change; agreeing within the limits of the high voltage dielectric test systems.

Visual inspection of the reactor and supporting structure shall give no indication that there has been any change in mechanical condition that will impair the function of the reactor. If after the short-circuit test program, the winding clamping system has deteriorated, or surface cracks have increased significantly in number or dimensions, the reactor is considered to have failed the short-circuit test. In case of doubt, up to three more short-circuit tests with fully offset current shall be applied to verify that the monitored condition has stabilized. If the deterioration continues, the reactor shall be considered to have failed the test. If conditions stabilize after one or two extra short-circuit tests and coupled with successful routine tests after short-circuit tests, the reactor shall be considered to have passed the short-circuit test. For more information, see Annex F.

9.10.11 Measurement of acoustic sound level at rated continuous current (special test)

The method prescribed in IEC 60076-10 applies.

During measurements sufficient safety clearances to the winding under test shall be ensured. The contour defined in Clause 7 of IEC 60076-10 shall be located 2 m from the winding surface. The prescribed contour shall be located on a horizontal plane at half the winding height.

In order to simulate steady-state in service conditions (i.e. elevated winding temperature), this test should be performed towards the end of a full temperature rise test, where possible.

The sound radiated from the reactor depends on current at the power frequency and, where applicable, currents at all other frequencies. Unless otherwise specified, only the most significant currents from the rated current spectrum need to be considered.

Since currents at power frequency and at other frequencies usually cannot be applied simultaneously for testing, the reactor may be successively tested with power frequency

current and currents at other frequencies. In this case, the reactor shall also be tested at currents and frequencies which reflect the interaction of currents having different frequencies. If the test cannot be carried out by the manufacturer at all the significant frequencies and currents, this shall be stated in the tender and an agreement on the test method and values shall be reached with the purchaser.

For a reactor current spectrum with currents $I_1, I_2, I_3 \dots$ these sound equivalent currents are given as follows:

Amplitude of test current	Frequency of test current	Sound frequency
I_1	f_1	$2 f_1$
I_2	f_2	$2 f_2$
I_3	f_3	$2 f_3$

For any pair of reactor currents in the table above, for instance I_1 and I_2 , the following test currents shall be considered due to interactive effects:

Amplitude of test current	Frequency of test current	Sound frequency
$(2 I_1 I_2)^{1/2}$	$(f_1 + f_2)/2$	$f_1 + f_2$
$(2 I_1 I_2)^{1/2}$	$(f_1 - f_2)/2$	$f_1 - f_2$

NOTE $f_1, f_2, f_3 \dots$ are the frequencies of the reactor r.m.s. currents $I_1, I_2, I_3 \dots$ that are interacting. Usually, f_1 is the power frequency and $f_2, f_3 \dots$ are the frequencies of the significant currents of the rated current spectrum.

The total sound power level shall be calculated using the following formula, see also Annex A of IEC 60076-10:

$$L_{\text{tot}} = 10 \cdot \log \left(\sum_i 10^{L_i / 10} \right)$$

with

L_{tot} the total sound level, and

L_i the sound level of each individual component.

Significant sound levels from the current components not included in the test shall be estimated by calculation and included in the total sound level.

9.10.12 Separate source a.c. withstand voltage test (special test)

The test shall be carried out in general accordance with Clause 11 of IEC 60076-3:2000.

The test voltage shall be applied between winding and earth.

Dry-type air-core reactors usually employ standard station post or bus support insulators to form the reactor mounting and the insulation between reactor windings and earth, and between phases where two or more units are stacked. Therefore, this test is a test of the support insulators.

NOTE Unless otherwise indicated in the tender by the manufacturer, the support insulators are assumed to be designed according to IEC 60273 and tested in accordance with IEC 60168.

9.10.13 Inrush current withstand test (special test)

A test at power frequency following the procedure given in 9.10.10 shall be carried out at rated inrush current.

9.10.14 Discharge current test (special test)

When a discharge current test is specified, the discharge reactor shall be subjected to a test current not less than 1,1 times the value of the rated discharge current. The test current shall be comprised of a half-cycle current wave of power frequency. The test shall be repeated 25 times.

The test set-up guidance and acceptance criteria as described in 9.10.10 shall apply, where applicable. Since each discharge reactor phase is usually mounted on a separate platform, the discharge current test shall be performed as a single-phase test on one unit only, unless otherwise specified.

9.10.15 Modified short-circuit/discharge current test (special test)

For discharge reactors, as an alternative to performing the tests as indicated in 9.10.10 and 9.10.14, the following test may be considered:

A power frequency short-circuit current test with 10 cycles of symmetrical test current with a peak value equal to 1,1 times the rated discharge current level shall be applied to the reactor.

The acceptance criteria shall be as given in 9.10.10.2.

9.10.16 Mechanical resonance test (special test)

The manufacturer shall propose, agree with the purchaser and perform a suitable test procedure to demonstrate that the reactor winding mechanical resonances deviates by at least 10 % from a value of twice the rated inrush or discharge frequency, as applicable.

9.11 Tolerances

9.11.1 Tolerance on rated inductance

For damping and discharge reactors, the measured inductance at rated frequency shall be within $^{+10}_{-0}$ % of the specified value.

For filter reactors, where a means of adjusting inductance is not provided, the tolerance on the rated inductance shall be specified. Where taps are specified, a tolerance for each tap, or minimum tap range and maximum tap step size shall be specified.

9.11.2 Tolerance on measured loss and quality factor

The measured loss shall not exceed the guaranteed value by more than 10 %.

The measured quality factor shall be within ± 20 % of the value stated by the manufacturer in the tender.

10 Earthing transformers (neutral couplers)

10.1 General

Earthing transformers are used to provide a neutral connection for earthing a three-phase network.

The neutral connection of the earthing transformer may be connected to earth by one of the following methods:

- directly;

- by means of a current-limiting reactor (Clause 8 of this part of IEC 60076);
- by means of a resistor;
- by means of an arc-suppression reactor (Clause 11 of this part of IEC 60076).

Where the earthing transformer is the only means of earthing in the network, then the zero-sequence impedance of the earthing transformer plus any impedance between the neutral and earth determines the current that flows in the single-phase to earth fault.

NOTE Normally, the duration of the current that flows through the neutral under fault conditions is limited to a few seconds, except where the neutral is connected to an arc-suppression reactor. In this case, the neutral current may be of limited amplitude, but longer duration (hours or even continuous rating). In some cases, the transformer is capable of carrying a continuous small current caused by the voltage unbalance of the system.

Earthing transformers are often provided with a secondary (low-voltage) winding to supply a local auxiliary load, for example, the 400 V equipment within the substation. The provisions of IEC 60076 apply to the earthing transformer with respect to its function of supplying the secondary load.

10.2 Design

Earthing transformers are of a three-phase design, usually liquid-immersed, natural cooled for indoor or outdoor installation.

Earthing transformers can be of two different configurations:

- a zigzag-connected main winding;
- a star-connected main winding with a delta connected stabilizing winding. The delta winding may be left open in order to permit the insertion of an internal or external resistor or reactor to adjust the zero-sequence impedance.

The earthing transformer may be designed with an arc-suppression reactor incorporated in a common tank. This combination is covered by this Clause, but with references to Clause 11 of this part of IEC 60076 where applicable, if the neutral terminal of the transformer is not accessible.

Where a secondary winding is specified, this is usually a star-connected winding suitable for continuous loading.

An auxiliary winding may be included for measuring purposes.

10.3 Terms and definitions

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

10.3.1

main winding

winding of the earthing transformer between the line terminals which are intended to be connected to the phases of the power system to be earthed

10.3.2

rated voltage

U_r

rated line-to-line voltage at rated frequency assigned to be applied between the line terminals of the main winding

10.3.3**maximum operating voltage** $U_{\max}$

specified highest line-to-line voltage at rated frequency at which the earthing transformer shall be capable of operating continuously

NOTE $U_{\max}$ is not the same as U_m (see 3.2.1), but in particular cases it may have the same value.

10.3.4**stabilizing winding**

supplementary delta-connected winding provided in a star-connected transformer to decrease its zero-sequence impedance

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

10.3.5**rated zero-sequence impedance** Z_0

specified impedance in Ohms per phase at rated frequency equal to three times the value of impedance between the line terminals connected together and the neutral terminal, with any secondary winding open circuit and any stabilizing winding in service condition

In the case of the combination of an earthing transformer and an arc-suppression reactor, the rated zero-sequence impedance is the specified value in Ohms per phase equal to three times the value between the line terminals connected together and the reactor terminal intended to be connected to earth.

NOTE In the case of a variable zero-sequence impedance, this is normally the value with the lowest impedance, but additional rated values can be specified.

10.3.6**rated continuous neutral current** I_{Nr}

specified current flowing through the neutral terminal of the main winding at rated frequency to be carried continuously

NOTE In the case of the combination of an earthing transformer and an arc-suppression reactor, this current flows through both the neutral of the transformer and the arc-suppression reactor.

10.3.7**rated short-time neutral current** I_{NSTr}

specified current flowing through the neutral terminal of the main winding at rated frequency to be carried for the rated short-time neutral current duration

NOTE In the case of the combination of an earthing transformer and an arc-suppression reactor, this current flows through both the neutral of the transformer and the arc-suppression reactor.

10.3.8**rated short-time neutral current duration** T_{NSTr}

specified duration of the rated short-time neutral current

10.3.9**secondary winding**

a winding provided on an earthing transformer intended to be connected to an auxiliary load

10.3.10**rated voltage of secondary winding**

specified no-load voltage at rated frequency induced at the line terminals of the secondary winding with rated voltage applied to the main winding

10.3.11**rated power of secondary winding**

specified power at continuous loading of the secondary winding. This rated power is a reference value for guarantees and tests concerning load losses and temperature rises for the main and secondary winding.

10.3.12**short-circuit impedance between main and secondary winding**

specified equivalent series impedance in Ohms per phase at rated frequency and reference temperature, at the terminals of the main winding, when the terminals of the secondary winding are short-circuited and any auxiliary windings, if existing, are open-circuited

NOTE This value can also be given in percentage notation based on the secondary winding rating, see 3.7.1 of IEC 60076-1:1993.

10.3.13**further definitions**

In the case of the combination of an earthing transformer and an arc-suppression reactor, the definitions in Clause 11 are also applicable.

10.4 Rating**10.4.1 Rated voltage**

The rated voltage U_r at rated frequency shall be specified by the purchaser. The rated voltage provides the basis for the design, the manufacturer's guarantees and the tests, unless otherwise specified in 10.9.

NOTE The rated voltage is usually specified as the nominal line-to-line voltage of the associated power system.

In the case of the combination of an earthing transformer and an arc-suppression reactor, the rated voltage of the arc-suppression reactor (for the definition, see 11.3) shall be derived from the short-time neutral current and the impedance of the arc-suppression reactor.

10.4.2 Maximum operating voltage

The maximum operating voltage U_{max} may be specified by the purchaser. It shall not be less than the highest continuous operating line-to-line voltage applied to the earthing transformer in service. If it is not specified, it shall be 1,1 times rated voltage.

NOTE The specification of U_{max} is particularly important in cases where the earthing transformer is expected to operate at voltages significantly above rated voltage. This is a relevant aspect in the design of the earthing transformer. Measurement of no-load losses and current at U_{max} can be specified as a special test by the purchaser.

10.4.3 Rated zero-sequence impedance

The value of rated zero-sequence impedance may be specified by the purchaser for example in case when the earthing transformer is to be used with a separate neutral current-limiting device.

If the neutral of the earthing transformer is to be directly earthed, or in the case of a combination of earthing transformer and arc-suppression reactor, the rated zero-sequence impedance may be derived from the maximum operating voltage and the rated short-time neutral current. The rated short-time neutral current shall be specified if the rated zero-sequence impedance is not specified.

10.4.4 Rated continuous neutral current

The purchaser may specify a continuous neutral current. The rated continuous neutral current shall be specified to be not less than the highest value of continuous neutral current under service conditions. This current is caused by a voltage unbalance in the power system.

Where the continuous neutral current is expected to have a high harmonic content this shall be stated by the purchaser.

In the case of the combination of an earthing transformer and an arc-suppression reactor, this is the current flowing through both the neutral of the earthing transformer and the arc-suppression reactor. The maximum continuous voltage of the arc-suppression reactor (see definition in 11.3) is the rated continuous neutral current times the impedance of the arc-suppression reactor.

NOTE If the earthing transformer is to be used together with an arc-suppression reactor, the rated continuous neutral current of the earthing transformer should be coordinated with the rating of the arc-suppression reactor (see 11.4).

10.4.5 Rated short-time neutral current

The rated short-time neutral current may either be specified by the purchaser or left open, in which case, the rated zero-sequence impedance shall be specified. If specified, it shall not be less than the highest value of current caused by a phase-to-earth fault.

If not specified, the rated short-time neutral current shall be calculated by the maximum operating voltage and the zero-sequence impedance.

NOTE The rated short-time neutral current is given in this case by

$$I_{\text{NSTr}} = 3 \times \frac{U_{\text{max}}}{\sqrt{3} \times Z_0}$$

This is the worst case for the short-time neutral current. If this is considered to be too high, then instead of applying this formula, both the rated short-time neutral current and the rated zero-sequence impedance should be specified by the purchaser.

10.4.6 Rated short-time neutral current duration

The purchaser shall either specify the rated short-time neutral current duration or, if successive faults may occur within a short period of time, the time intervals between applications, the duration of the faults and the number of applications. In the latter case, the short-time current duration shall be selected accordingly by the manufacturer.

10.4.7 Rated voltage of the secondary winding

If a secondary winding is specified, the rated voltage of the secondary winding shall be specified by the purchaser.

NOTE The rated voltage of the secondary winding is normally equal to or slightly higher than the rated line-to-line voltage of the auxiliary system, taking into consideration the voltage drop caused by the short-circuit impedance of the transformer when loaded.

10.4.8 Further ratings for the combination of an earthing transformer and an arc-suppression reactor

In the case of the combination of an earthing transformer and an arc-suppression reactor, the ratings in Clause 11 of this part of IEC 60076 are applicable for the arc-suppression reactor. The rated voltage, the maximum continuous voltage and the rated current (see 11.4.1 to 11.4.3) do not need to be specified by the purchaser. These ratings shall be calculated by the manufacturer.

10.5 Ability to withstand the rated short-time neutral current

Earthing transformers shall be designed to withstand the thermal and dynamic effects of the rated short-time neutral current without any damage.

When the transformer is provided with a secondary winding, the transformer shall also be designed to withstand the thermal and dynamic effects of the current caused by a fault in the auxiliary network without any damage. IEC 60076-5 applies to the short-circuit requirements in respect to short-circuits on the secondary winding terminals.

10.6 Temperature rise

10.6.1 Temperature rise at rated voltage, rated continuous neutral current and rated power of the secondary winding

The temperature rise limits given in IEC 60076-2 for liquid-immersed transformers and in IEC 60076-11 for dry-type transformers apply.

The losses causing the temperature rise are the core loss at rated voltage, winding loss at rated continuous neutral current and the load-loss associated with the load on the secondary winding.

When the transformer is provided with a secondary winding, the transformer shall not exceed the temperature rise limits at the rated power of the secondary winding or a combination of the rated power of the secondary winding and the continuous neutral current, when a continuous neutral current is specified.

In the case of the combination of an earthing transformer and an arc-suppression reactor, the temperature rise limits according to 11.5 apply to the reactor at the rated continuous neutral current.

10.6.2 Temperature after rated short-time neutral current loading

Short-time loading is the application of the rated short-time neutral current for the rated short-time neutral current duration. The temperature of the transformer and the arc-suppression reactor, if applicable, before short-time loading shall be that reached at rated continuous neutral current and at rated power of the secondary winding.

If the rated short-time neutral current duration is less than or equal to 10 s: Following short-time loading, the temperature of the winding shall not exceed the values prescribed for transformer windings under short-circuit conditions in 4.1.4 of IEC 60076-5:2006.

If the rated short-time neutral current duration is longer than 10 s: The average temperature rise of the windings and the top-oil temperature rise following the application of rated short-time loading shall not exceed the values given in 11.5.

In the case of the combination of an earthing transformer and an arc-suppression reactor, the average temperature rise of the windings refers to both the transformer and the reactor separately if they can be measured separately or to the combination of the two if not.

10.7 Insulation level

The insulation level for the line terminals of the main winding of an earthing transformer shall be selected according to IEC 60076-3.

For the neutral terminal, the selection of a reduced insulation level may be appropriate (non-uniform insulation).

10.8 Rating plates

Each transformer shall be provided with a rating plate of weatherproof material, fitted in a visible position, showing in all cases the appropriate items indicated below. The entries on the plate shall be indelibly marked (for example by etching, engraving or stamping).

- type of transformer;
- outdoor/indoor application;
- number of this part of IEC 60076;
- manufacturer's name;
- manufacturer's serial number;
- year of manufacture;
- insulation level(s);
- rated frequency;
- rated voltage;
- rated neutral current and duration;
- type of cooling;
- thermal class of insulation (for dry-type only);
- temperature rise of top-oil and average winding, (for liquid-immersed transformers);
- total mass;
- mass of insulating liquid (where applicable);
- type of insulating liquid, if not mineral oil (where applicable);
- winding connection or connection diagram;
- zero-sequence impedance, if not a combination of an earthing transformer and an arc-suppression reactor, measured value.

Additional entries if a secondary winding for loading is specified:

- no-load voltage of secondary winding;
- short-circuit impedance, measured value;
- rated power of the secondary winding.

Additional entries if an arc-suppression reactor is included:

- type of reactor;
- type of regulation (continuous or finite steps, if applicable);
- type of tap changer (where applicable);
- table or graph indicating the adjustment range of the zero-sequence impedance or, if specified by the purchaser, current at rated voltage (for reactors with variable inductance).

10.9 Tests

10.9.1 General

The general requirements for routine, type and special tests are prescribed in IEC 60076-1.

In the case of the combination of an earthing transformer and an arc-suppression reactor, the two parts usually cannot be tested separately. If individual testing of each component is required by the purchaser, then the necessary provisions for separate testing should be agreed between manufacturer and purchaser at the time of order.

10.9.2 Routine tests

The following tests shall be performed:

- measurement of winding resistance (IEC 60076-1);

- measurement of zero-sequence impedance (10.9.5);
- measurement of no-load loss and current (IEC 60076-1);
- dielectric tests (10.9.7).

In the case of an earthing transformer with a secondary winding:

- measurement of voltage ratio and check of voltage vector relationship (IEC 60076-1);
- measurement of short-circuit impedance and load loss (IEC 60076-1);
- separate source a.c. withstand voltage test of the auxiliary winding and of the control and measuring wiring, where appropriate (Clause 10 of IEC 60076-3:2000).

In the case of the combination of an earthing transformer and an arc-suppression reactor:

- measurement of zero-sequence impedance over the whole adjustment range, if the reactor has variable inductance (10.9.5);
- operation test of tap-changer, core air-gap mechanism or any other switching equipment and of associated control and measuring equipment, where appropriate (a), b), c) of 10.8.1 of IEC 60076-1:1993 or otherwise specified by the purchaser).

10.9.3 Type tests

The following tests shall be performed:

- dielectric tests (10.9.7);
- temperature rise tests (10.9.6).

In the case of the combination of an earthing transformer and an arc-suppression reactor:

- measurement of neutral current with three-phase excitation under single-phase fault condition (10.9.10).

10.9.4 Special tests

The following special tests shall be performed when specifically requested by the purchaser:

- demonstration of ability to withstand rated short-time neutral current (10.9.8);
- measurement of no-load loss and current at maximum operating voltage $U_{\max}$ (IEC 60076-1);
- measurement of acoustic sound level (IEC 60076-10).

In the case of an earthing transformer with a secondary winding:

- short-circuit test of the transformer with the secondary winding short-circuited (IEC 60076-5).

In the case of the combination of an earthing transformer and an arc-suppression reactor:

- measurement of loss at rated continuous neutral current (10.9.9);
- endurance and climatic tests of the device for inductance regulation (11.8.12);
- measurement of linearity (11.8.10).

10.9.5 Measurement of zero-sequence impedance (routine test)

The zero-sequence impedance may be measured at any current in the range of 0,1...1,0 times the rated short-time neutral current.

In the case of a combination of an earthing transformer and an arc-suppression reactor, the zero-sequence impedance shall be measured at rated short-time neutral current, unless otherwise agreed between manufacturer and purchaser.

For the method of measurement see IEC 60076-1.

In the case of the combination of an earthing transformer and an adjustable arc-suppression reactor, the zero-sequence impedance shall be measured over the whole range of adjustment. For reactors with finite steps, the measurement shall be made at each step.

10.9.6 Temperature rise test (type test)

10.9.6.1 Temperature rise test at rated continuous neutral current and rated power of secondary winding

The measurement shall be carried out in accordance with IEC 60076-2 including the provisions for incorporating the no-load loss in the oil temperature rise measurement.

Where both a rated continuous neutral current and a secondary winding are specified, the average and top-oil temperature rise shall be measured at a current which supplies the total loss associated with the rated continuous neutral current, if specified, the current corresponding to the rated power of the secondary winding, if any, and the no-load loss. The temperature rise of the main winding shall be measured at a current corresponding to the sum of the continuous current and the appropriate current corresponding to the rated power of the secondary winding. The temperature rise of the secondary winding shall be measured at the current corresponding to the rated power of the secondary winding taking into account the previously measured oil temperature rise at total loss.

NOTE 1 For some winding configurations (for example star-star-delta), an additional temperature rise test may be considered at rated continuous neutral current to prove the capability of the stabilizing winding and the neutral.

In the case of the combination of an earthing transformer and an arc-suppression reactor, a temperature rise test at rated continuous neutral current is required. Both the reactor and transformer are tested simultaneously. In this case, the measured winding temperature is the average temperature of both parts. If the arc-suppression reactor is adjustable, the temperature rise test shall be performed on the setting with the highest losses.

The winding temperature after test shall be determined by using the resistance method, see IEC 60076-2.

NOTE 2 In case of the combination of an earthing transformer and an arc-suppression reactor, two resistance measurements can be performed to determine the gradient of the main winding of the transformer and the gradient of the winding of the reactor; one measurement between a line terminal and the reactor terminal intended to be connected to earth and one measurement between two line terminals.

10.9.6.2 Temperature rise test at rated short-time neutral current

In the case of an earthing transformer with a rated short-time neutral current duration of not more than 10 s, the thermal ability is demonstrated by calculation according to 4.1.5 of IEC 60076-5:2006.

If the rated short-time neutral current duration is more than 10 s and less than 10 min, the temperature rise shall be determined by calculation or measurement by agreement between manufacturer and purchaser.

Where the rated short-time neutral current duration is 10 min or more, a mean winding temperature rise measurement by resistance shall be performed following the application of rated short-time neutral current for the rated short-time neutral current duration.

At the beginning of the test, the initial value of the top-oil temperature shall be close to the top-oil temperature measured with the total losses injected according to 10.9.6.1. A correction shall be applied to the measured average winding temperature rise if the top-oil temperature at the beginning of the test is not exactly as previously measured.

10.9.7 Dielectric tests (routine test, type test)

The rated withstand voltages shall be verified by the following dielectric tests.

10.9.7.1 Uniform insulation

- separate source a.c. withstand voltage test (Clause 11 of IEC 60076-3:2000, (routine test));
- induced a.c. withstand voltage test (12.2 of IEC 60076-3:2000 (routine test));
- lightning impulse test (Clause 13 of IEC 60076-3:2000 (type test)).

10.9.7.2 Non-uniform insulation

- separate source a.c. withstand voltage test for the earth terminal of the main winding (Clause 11 of IEC 60076-3:2000 (routine test));
- induced a.c. withstand voltage test (12.3 of IEC 60076-3:2000 (routine test));
- in the case of the combination of an earthing transformer and an arc-suppression reactor, the induced a.c. withstand voltage test consists of two separate tests, one with single-phase excitation and one with three-phase excitation.
- lightning impulse test (Clause 13 of IEC 60076-3:2000 (type test)).
- in the case of the combination of an earthing transformer and an arc-suppression reactor with an adjustable inductance: arc-suppression reactors with continuously variable inductance shall be set for minimum current during these tests. If the reactor has a tapped winding, the principles set out in IEC 60076-3:2000, Clause 8 shall be applied.

10.9.8 Demonstration of ability to withstand rated short-time neutral current (special test)

The ability to withstand the dynamic effects of rated short-time neutral current shall be demonstrated by tests or by reference to tests on similar units.

Two alternative test connections are possible:

- the earthing transformer shall be connected to a symmetrical three-phase supply and a short-circuit shall be established between one line terminal and the neutral terminal;
- the earthing transformer shall be connected to a single-phase supply between the three line terminals connected together and the neutral terminal.

Unless otherwise specified by the purchaser, two tests shall be performed with the duration of each test being $0,5 \text{ s} \pm 0,05 \text{ s}$.

The first peak of the short-circuit current shall have a value determined by the rated short-time neutral current multiplied by the appropriate k-factor given in 4.2.3 of IEC 60076-5:2006. The k-factor shall have a minimum value of $1,8 \sqrt{2} = 2,55$.

The interval between subsequent tests should be sufficient to avoid an undue accumulation of heat. Otherwise, the test shall be carried out in accordance with 4.2 of IEC 60076-5:2006.

In the case of the combination of an earthing transformer and an arc-suppression reactor, both parts shall be tested simultaneously. If the arc-suppression reactor is adjustable, the tests shall be performed on the extreme positions, when the reactor is tapped. If the reactor

has a continuously adjustable inductance, it shall be tested at the setting with the lowest zero-sequence impedance. In the case of a reactor consisting of individual windings the arrangement with the lowest zero-sequence impedance shall be tested first followed by testing of each individual winding of the reactor in turn.

10.9.9 Measurement of loss at rated continuous neutral current (special test)

The measurement of loss shall be performed at rated continuous neutral current. This test shall be performed as described in 11.8.9 of this part of IEC 60076.

In the case of the combination of an earthing transformer and an arc-suppression reactor both parts are tested simultaneously. If the arc-suppression reactor is adjustable, this test shall be performed on at least the two extreme settings.

10.9.10 Measurement of neutral current with three-phase excitation under single-phase fault condition (type test)

This test is performed for the combination of an earthing transformer and an arc-suppression reactor to measure the neutral current in the case of a single-phase to earth fault under three-phase excitation. This test shall be performed as described in 11.8.5. The reactor terminal intended to be connected to earth shall be connected to one line terminal of the power supply and is normally also connected to earth during this test (see Figure 8). If the test voltage supply in the test facility has an earthed neutral, the reactor terminal intended to be connected to earth cannot be earthed and shall be able to withstand the phase to earth voltage (see Figure 9).

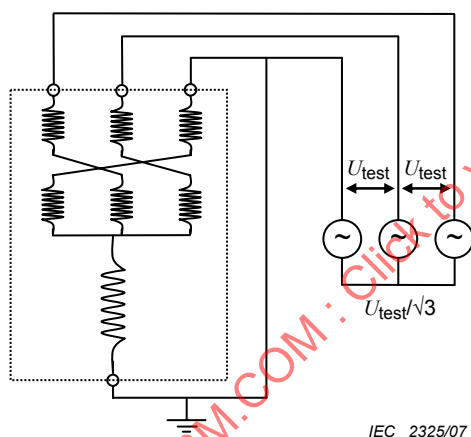


Figure 8 – Single-phase fault test circuit with earthed neutral

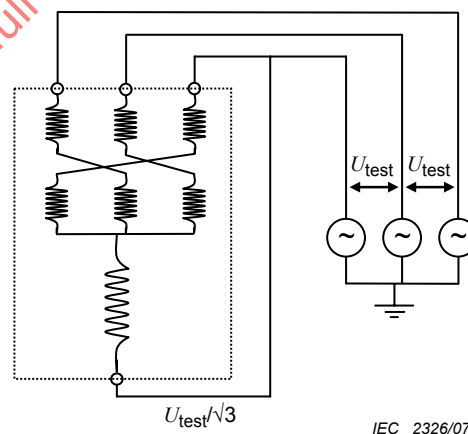


Figure 9 – Single-phase fault test circuit with earthed voltage-supply

10.10 Tolerances

Table 2 gives tolerances to be applied to the rated quantities.

Table 2 – Tolerances

Quantities		Tolerances
1a)	Zero-sequence impedance	+20 –0 % of the rated value
1b)	Zero-sequence impedance in case of the combination of an earthing transformer and an arc-suppression reactor	±5 % of the rated value at minimum setting ±10 % of the rated value on all other settings
2)	Voltage ratio of auxiliary and secondary windings to the main winding	±0,5 % of specified values

Lower tolerances may be required by the purchaser and shall, in that case, be given in the inquiry.

11 Arc-suppression reactors

11.1 General

Arc-suppression reactors are single-phase reactors used to compensate for the capacitive current occurring in the case of line-to-earth faults in a power system. They are connected between the neutral of a power transformer or an earthing transformer and earth in a three-phase power system.

11.2 Design

Arc-suppression reactors are usually liquid-immersed natural cooled, for indoor or outdoor installation.

NOTE The arc-suppression reactor and the associated earthing transformer may be incorporated in a common tank. This configuration is covered by Clause 10 of this part of IEC 60076.

Arc-suppression reactors usually have an inductance adjustable, either in steps or continuously, over a specified range to permit tuning with the network capacitance.

An arc-suppression reactor shall be a linear reactor, see 11.4.8.

Arc-suppression reactors may be provided with an auxiliary winding for measuring purposes and/or a secondary winding for connection of a loading resistor. For more information on loading resistors see Annex G.

11.3 Terms and definitions

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

11.3.1

rated voltage

U_r

specified voltage at rated frequency assigned to be applied between the terminals of the main winding of the arc-suppression reactor

11.3.2

maximum continuous voltage

U_{max}

specified voltage at rated frequency that may be applied continuously between the terminals of the main winding of the arc-suppression reactor

11.3.3**rated current** I_r

current flowing through the main winding when rated voltage is applied at rated frequency. If the inductance is adjustable over a certain range, the rated current refers to the minimum inductance setting. Alternatively, the purchaser may specify another inductance setting for the definition of rated current.

11.3.4**rated current duration** T_r

specified duration of the rated current

11.3.5**adjustment range**

for an adjustable-inductance arc-suppression reactor, the specified ratio between the rated current and the current (at rated voltage) at the maximum inductance setting

11.3.6**auxiliary winding**

a winding for measuring and control purposes, intended for a low voltage and a low current

11.3.7**secondary winding**

an additional winding intended for the connection of a resistor for short-time service duty in order to increase the resistive component of the earth-fault current

NOTE The secondary winding may also be used to connect equipment for measuring, control and earth-fault protection purposes.

11.4 Rating**11.4.1 Rated voltage**

The rated voltage U_r shall be specified by the purchaser to be at least equal to the highest voltage which may occur between the neutral of the power transformer, or earthing transformer, and earth during an earth fault.

NOTE Usually, the rated voltage is specified to be equal to the line-to-neutral voltage of the power system.

11.4.2 Maximum continuous voltage

The maximum continuous voltage $U_{\max}$ shall be specified by the purchaser to be not less than the voltage occurring at the neutral due to the voltage unbalance of the power system under normal operating conditions, unless this value is less than 10 % of the rated voltage.

If the maximum continuous voltage is not specified, it shall be taken as 10 % of the rated voltage.

11.4.3 Rated current

The rated current I_r shall be specified by the purchaser to be not less than the highest value of current under line-to-earth fault conditions.

The reactor shall be designed to carry this current continuously or for the rated current duration, if specified.

11.4.4 Rated current duration

The rated current duration T_r shall be specified by the purchaser to be not less than the expected maximum duration of an earth-fault unless the rated current duration is continuous.

If successive faults may occur within a short period of time, the time intervals between applications and the number of applications shall be specified by the purchaser. The specified duration of rated current shall be selected accordingly.

NOTE Commonly used durations are 10 s, 30 min, 2 h and continuous. For arc-suppression reactors, a continuous duration would generally be specified for durations of more than 2 h.

11.4.5 Adjustment range

The current corresponding to rated voltage at rated frequency may be adjusted in one of the following ways:

- by adding additional sections of the main winding in finite steps with an off-load or on-load tap-changer;
- by reducing the air gap of the magnetic circuit by mechanical means;
- by switching of single coils from a set of coils intended for parallel connection.

NOTE In the case of item a), an adjustment range of not more than 2,5 is recommended.

11.4.6 Auxiliary winding

If the purchaser requires an auxiliary winding, the current and voltage and the tolerances on these values shall be specified.

NOTE A typical rating for an auxiliary winding would be 100 V, 1 A.

11.4.7 Secondary winding

If the purchaser requires a secondary winding, the current and voltage shall be specified.

NOTE A typical rating for a secondary winding would be 500 V, 100 A.

11.4.8 Linearity of the arc-suppression reactor

The reactor shall be a linear reactor within the tolerance given in 11.9 up to 1,1 times the rated voltage U_r unless otherwise specified.

11.5 Temperature rise

The temperature rises under the maximum continuous voltage shall be taken as the initial values for calculating the temperature rises due to rated current.

The average temperature rise of the windings and the temperature rise of the top-oil at rated current shall not exceed the following values when tested according to 11.8.7:

- 80 K for the windings and 75 K for the oil, where the rated current duration is continuous;
- 100 K for the windings and 90 K for the oil, where the rated current duration is 2 h or less.

NOTE The values of temperature rise take into account the fact that power system earth faults occur infrequently and have limited duration.

Where short-time loading of a secondary winding of up to 10 s is specified, the temperature of the secondary winding shall not exceed the values prescribed for transformer windings under

short-circuit conditions in 4.1.4 of IEC 60076-5:2006. The temperature rise of the top-oil shall not exceed 90 K.

11.6 Insulation level

Unless otherwise specified, the insulation level of the arc-suppression reactor shall be equal to that of transformer neutrals in the power system. For the terminal of the arc-suppression reactor connected to earth, a lower insulation level may be specified (non-uniform insulation). For values of insulation levels, see IEC 60076-3.

11.7 Rating plates

Each reactor shall be provided with a rating plate made of weatherproof material, fitted in a visible position, showing in all cases the appropriate items indicated below. The entries on the plate shall be indelibly marked (for example by etching, engraving or stamping).

- type of reactor;
- outdoor/indoor application;
- number of this part of IEC 60076;
- manufacturer's name;
- manufacturer's serial number;
- year of manufacture;
- insulation level(s);
- rated frequency;
- rated voltage (no-load voltages of auxiliary and secondary windings, if applicable);
- maximum continuous voltage (if specified);
- rated current (of all windings) and specified duration;
- type of regulation (continuous or in finite steps);
- type of cooling;
- thermal class of insulation (for dry-type reactors only);
- temperature rise of top-oil and average winding for rated current and duration (top-oil rise for liquid-immersed reactors only);
- total mass;
- transportation mass (for liquid-immersed reactors);
- untanking mass (for liquid-immersed reactors);
- mass of insulating liquid (where applicable);
- type of insulating liquid, if not mineral oil (where applicable);
- connection diagram regarding tappings and instrument transformers (where applicable);
- type of tap changer (where applicable);
- a table or graph indicating the adjustment range in Amperes or as a ratio (for reactors with adjustable inductance).

11.8 Tests

11.8.1 General

The general requirements for routine, type and special tests shall be as prescribed in IEC 60076-1.

11.8.2 Routine tests

The following routine tests shall be performed:

- measurement of winding resistance (IEC 60076-1);
- measurement of current (11.8.5);
- measurement of no-load voltage of the auxiliary and secondary windings, where appropriate (11.8.6);
- dielectric tests of the main winding (11.8.8);
- separate source a.c. withstand voltage test of the auxiliary and secondary windings and of the control and measuring wiring, where appropriate (Clause 10 of IEC 60076-3:2000);
- operation test of tap-changer, core air-gap mechanism or any other switching equipment and of associated control and measuring equipment, where appropriate (a), b), c) of 10.8.1 of IEC 60076-1:1993 or otherwise specified by the purchaser).

11.8.3 Type tests

The following type tests shall be performed:

- measurement of current at rated voltage (11.8.5);
- temperature rise test (11.8.7);
- dielectric tests (11.8.8).

11.8.4 Special tests

The following special tests shall be performed when specifically requested by the purchaser:

- measurement of loss (11.8.9);
- measurement of magnetic characteristic up to 1,1 times rated voltage (11.8.10);
- measurement of acoustic sound level (11.8.11);
- endurance tests of the inductance regulation mechanism (11.8.12);
- demonstration of ability to withstand the dynamic effects of the rated current (11.8.13).

11.8.5 Measurement of current at rated voltage (type test), measurement of current (routine test)

As a type test, the current in the reactor shall be measured at rated voltage and rated frequency. If this is impracticable, the test voltage chosen shall be as close as possible to the rated voltage and shall be agreed upon between manufacturer and purchaser, preferably at the time of order.

As a routine test, this measurement may be performed at a lower voltage and corrected to rated voltage.

For both type and routine tests, the measurement shall be made over the whole range of adjustment. For reactors with finite steps, the measurement shall be made at each step. For reactors with continuously adjustable inductance, the current shall be measured at a minimum of five settings evenly distributed over the range.

11.8.6 Measurement of no-load voltage of the auxiliary and secondary windings (routine test)

The measurement of no-load voltages of any of the auxiliary and secondary windings shall be made over the whole adjustment range, at rated voltage on the main winding. If this is impracticable, the test voltage chosen shall be as high as possible.

11.8.7 Temperature rise test (type test)

The test shall be made in accordance with IEC 60076-2. The terminals of any auxiliary and secondary winding shall be open during the test.

If the rated current duration is not continuous, and the maximum continuous voltage is more than 30 % of the rated voltage, the temperature rise test shall start with an application at maximum continuous voltage until the steady-state temperature is achieved. In all cases following the application of the rated current for the rated current duration, the winding temperature shall be determined using the resistance method and the top-oil temperature shall be measured by thermometers (see IEC 60076-2).

If the maximum continuous voltage is less than or equal to 30 % of the rated voltage and the application at maximum continuous voltage may not be carried out, the initial temperature may be determined by calculation and shall be added to the temperature rise measured by the temperature rise test.

11.8.8 Dielectric tests (routine test, type test)

The rated withstand voltages shall be verified by the following dielectric tests:

- separate source a.c. withstand voltage test (Clause 11 of IEC 60076-3:2000 (routine test));
- induced a.c. withstand voltage test (12.2 of IEC 60076-3:2000 (routine test));
- lightning impulse test (13.3.2 of IEC 60076-3:2000 (type test)).

The separate source a.c. withstand voltage test level is determined by the insulation level of the earth terminal.

Arc-suppression reactors with adjustable inductance shall be set for minimum current during these tests. By agreement between manufacturer and purchaser, a special inductance setting may be used.

The lightning impulse test is applied on the terminal for connection to the neutral of the power or earthing transformer. The test is made in accordance with 13.3.2 method b) of IEC 60076-3:2000.

NOTE An impulse voltage front time of up to 13 μ s is allowed in 13.3.2, method b) of IEC 60076-3:2000.

If the reactor has a tapped winding, the lightning impulse test shall be performed with the reactor on maximum tapping and repeated with the reactor on minimum tapping.

If the induced a.c. withstand voltage test is impracticable, the test may be replaced by a lightning impulse test, subject to agreement between purchaser and manufacturer at the time of the order.

11.8.9 Measurement of loss (special test)

Arc-suppression reactors with adjustable inductance shall be measured at at least 5 positions over the whole adjustment range including the position for rated current. The loss shall be measured at rated voltage and rated frequency. If, at rated voltage with the inductance set for rated current, the current measured is different from the rated current, the measured loss shall be corrected to rated current by multiplying the measured loss by the square of the ratio of rated current to measured current.

The measurement of loss shall be performed at factory ambient temperature and corrected to reference temperature according to the method given in IEC 60076-1.

The total loss is composed of ohmic loss, iron loss and additional loss. The ohmic loss portion is taken to be equal to $I_r^2 R$, R being the measured d.c. resistance, I_r being the rated current. Iron loss and additional loss cannot be separated by measurement. The sum of iron loss and additional loss is therefore the difference between the total loss and the ohmic loss.

The ohmic loss is corrected to reference temperature according to the method given in IEC 60076-1. A correction of iron loss and additional loss to reference temperature is not normally practical. Therefore, iron loss and additional loss shall be deemed independent of temperature. This assumption normally gives a slightly higher loss figure at the reference temperature than actually exists.

The total loss at reference temperature is then the sum of ohmic loss corrected to reference temperature and the measured iron loss and additional loss.

11.8.10 Measurement of linearity (special test)

For arc-suppression reactors with adjustable inductance, this measurement shall be made at both maximum and minimum current settings.

The measurement shall be made by applying a voltage in steps of approximately 10 % at rated frequency up to 1,1 times the rated voltage. The linearity is determined by plotting a graph of the r.m.s. value of the voltage versus the r.m.s. value of current. The measured current at any point on this curve shall not deviate by more than ± 5 % from a straight line drawn from zero through the point determined at rated voltage.

11.8.11 Measurement of acoustic sound level (special test)

The measurement shall be made in general accordance with IEC 60076-10 at rated voltage with the arc-suppression reactor set to rated current position. Further measurements at other currents in case of arc-suppression reactors with adjustable inductance shall be agreed upon between manufacturer and purchaser.

11.8.12 Endurance tests of the inductance regulation mechanism (special test)

Where an arc-suppression reactor has a mechanism for adjusting the inductance, the purchaser may require, in agreement with the manufacturer, additional endurance tests or verification procedures to demonstrate the integrity and satisfactory performance of the mechanism of the reactor.

The test shall consist of a number of regulation operations of the arc-suppression reactor reflecting the number of operations anticipated during the life time of the unit. A typical endurance test may consist of 1 000 regulation operations over the full adjustment range. The ambient temperature during testing, for example -20 °C, 20 °C or 40 °C should also be agreed upon between manufacturer and purchaser.

NOTE The mechanism may consist of, for example, a motor drive, switches, etc.

11.8.13 Demonstration of ability to withstand the dynamic effects of the rated current (special test)

The ability of the arc-suppression reactor to withstand the dynamic effects of rated current shall be demonstrated by tests or by reference to tests on similar units in accordance with 4.2 of IEC 60076-5:2006.

Unless otherwise specified by the purchaser, two tests shall be performed with the duration of each test being $0,5 \text{ s} \pm 0,05 \text{ s}$. For the test, the reactor shall be set to the rated current position. Secondary and auxiliary windings shall be open circuited.

NOTE 1 Other current settings may be agreed upon between manufacturer and purchaser.

The first peak of the current shall have a value determined by the rated current multiplied by the appropriate k-factor given in 4.2.3 of IEC 60076-5:2006. The k-factor shall have a minimum value of $1,8 \sqrt{2} = 2,55$.

NOTE 2 Because of saturation effects in the core, the k factor may be higher than 2,55. The purchaser may require a specific test arrangement to simulate the network condition in order to take this into account.

11.9 Tolerances

Table 3 gives the tolerances to be applied to the rated quantities.

Table 3 – Tolerances

Quantities		Tolerances
1)	Current of main winding at minimum inductance and rated voltage	±5 % of the rated value
2)	Currents at other settings	±10 % of specified values
3)	No-load voltage of auxiliary and secondary windings with rated voltage applied to the main winding, over the whole adjustment range	±10 % of specified values
4)	Linearity (see 11.8.10)	±5 %

12 Smoothing reactors

12.1 General

Smoothing reactors are intended for series connection in d.c. systems to provide a high impedance to the flow of harmonic currents and to reduce the current rise on failures in d.c. systems. Two main application fields for smoothing reactors are defined as follows:

- Industrial applications. The d.c. usually has large superimposed harmonic components. These smoothing reactors are usually designed for indoor installation and the d.c. system voltages are generally not higher than 10 kV.
- HVDC power transmission applications. The d.c. usually has small superimposed harmonic components. The d.c. system voltages are generally higher than 50 kV.

12.2 Design

With regard to design and installation, the reactor is identified as:

- dry-type or liquid-immersed;
- air-core or gapped-core;
- with or without magnetic shield;
- for indoor or outdoor installation;
- with natural air, forced air or directly liquid cooled windings (for dry-type reactors);
- with a constant inductance (linear reactor) or, for some industrial applications, with an inductance varying with current.

12.3 Terms and definitions

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

12.3.1

rated voltage

U_d

specified d.c. voltage assigned to be applied between the line terminals of the reactor winding and earth

12.3.2

maximum operating voltage

U_{dmax}

specified highest continuous d.c. voltage between the line terminals of the reactor and earth

12.3.3

rated continuous direct current

I_{d}

specified continuous d.c. current of the reactor

NOTE The rated direct current excludes any a.c. current components.

12.3.4

rated continuous current spectrum

specified continuous steady-state r.m.s. values of the currents at specified frequencies other than d.c.

12.3.5

short-time overload direct current

specified short-time d.c. current of the reactor to be applied for the short-time overload current duration or duty-cycle

12.3.6

short-time overload current spectrum

specified short-time overload r.m.s. values of the currents at specified frequencies other than d.c. to be applied for the short-time overload current duration or duty-cycle

12.3.7

short-time overload current duration or duty-cycle

specified duration of the short-time overload current. The duty-cycle is the specified duration of each application, the interval between applications, and the number of applications of the short-time overload current.

12.3.8

rated transient fault current

specified peak value and the waveshape of the current due to system faults

12.3.9

rated incremental inductance

L_{inc}

specified incremental inductance at a specified frequency and at rated direct current I_{d}

NOTE 1 The incremental inductance is the inductance seen by the a.c. current of a particular value and frequency superimposed on the direct current through the reactor.

NOTE 2 For air-core reactors, the incremental inductance is independent of the direct current. For gapped-core or magnetically-shielded air-core reactors, the incremental inductance is a function of direct current level.

NOTE 3 For further information regarding incremental inductance, see Clause B.4.

12.4 Rating

12.4.1 Rated voltage

The rated voltage shall be specified by the purchaser.

12.4.2 Maximum operating voltage

The maximum operating voltage shall be specified by the purchaser. It shall be not less than the highest continuous operating d.c. voltage applied to the reactor in service.

12.4.3 Rated continuous direct current

The rated continuous direct current shall be specified by the purchaser.

12.4.4 Rated continuous current spectrum

The rated currents along with the frequencies shall be specified by the purchaser.

NOTE Different operating conditions may result in different current spectra. All these current spectra shall be included in the specification and one shall be designated as the rated continuous current spectrum.

12.4.5 Short-time overload current, current spectrum and current duration or duty-cycle

The short-time overload current together with the short-time overload current spectrum shall be specified, where applicable, by the purchaser along with the associated short-time overload current duration or duty-cycle and the ambient temperature. Several currents and associated durations or duty-cycles may be specified.

A duty-cycle shall give information on the maximum magnitude and duration of short-time overload current, minimum duration between successive short-time overload current applications, the level of current between short-time overload current applications and the maximum number of consecutive applications of short-time overload current of the specified duration. All information regarding short-time overload current duty-cycles shall be provided in the reactor specification, where applicable.

12.4.6 Rated transient fault current

The peak value and the waveshape of the most severe transient fault current that the reactor shall be designed to withstand shall be specified by the purchaser. Additionally, the purchaser shall supply the I^2t value or sufficient information shall be given to allow the manufacturer to calculate the I^2t value. If a transient fault current test is not performed, the ability of the reactor to withstand the rated transient fault current shall be demonstrated by the manufacturer.

12.4.7 Rated incremental inductance

The incremental inductance at a particular frequency and at rated direct current shall be specified by the purchaser as a minimum value. This value shall be subject to the tolerance given in 12.9, unless otherwise specified. If the frequency is not specified, the manufacturer shall choose an appropriate frequency.

If the a.c. current magnitude is significant compared to the d.c. current, it shall be taken into account in the design to achieve the rated incremental inductance.

12.4.8 Linearity of the smoothing reactor

Unless otherwise specified by the purchaser, the reactor shall be a linear reactor within the tolerances given in 12.9 up to rated direct current.

If required by the application, the purchaser may specify lower minimum values of incremental inductance at one or more d.c. currents above the rated value. In this case, the maximum value of the incremental inductance at all specified d.c. currents will be the rated value plus the positive tolerance.

12.4.9 Additional requirements for reactors with directly liquid cooled windings

In the case of dry-type reactors with directly liquid-cooled windings (usually a water mixture), the maximum temperature and associated pressure of the liquid at the inlet and outlet, the

maximum available flow rate and the relevant details of the cooling fluid shall be specified by the purchaser or agreed between the manufacturer and the purchaser.

12.5 Temperature rise

The temperature rise limits given in IEC 60076-2 for liquid-immersed transformers and in IEC 60076-11 for dry-type transformers apply at rated continuous direct current and superimposed rated continuous current spectrum and, if specified, at the short-time overload direct current, current spectrum and current duration or duty-cycle.

NOTE The temperature rise is verified by the application of an equivalent d.c. current given by the formula in 12.8.13.

12.6 Insulation levels

The insulation levels shall be specified by the purchaser to coordinate with the insulation levels of the associated d.c. system at the position of the reactor in the system.

The following insulation levels may not apply to reactors for industrial application covered by item a) of 12.1 with the exception of 12.6.5 (separate source a.c. withstand voltage level). However, in cases where a turn-to-turn overvoltage test is required, these levels may also be specified by the purchaser.

12.6.1 Lightning impulse levels

The lightning impulse level of the reactor shall be specified for each winding terminal to earth and between the terminals.

12.6.2 Switching impulse levels

The switching impulse level of the reactor shall be specified for each winding terminal to earth and between the terminals.

12.6.3 Separate source d.c. withstand voltage level

The d.c. withstand voltage level shall be $U_{dc} = 1,5 U_{dmax}$.

This voltage shall be applied between the winding terminals connected together and earth.

NOTE Specific requirements regarding creepage distance for external insulation shall be subject to agreement between manufacturer and purchaser.

12.6.4 Polarity-reversal withstand voltage level

The polarity-reversal withstand voltage level shall be $U_{pr} = 1,25 U_{dmax}$.

This voltage shall be applied between the winding terminals connected together and earth.

12.6.5 Separate source a.c. withstand voltage level

The a.c. withstand voltage level shall be

- for reactors covered by item a) of 12.1

$$U_{ac} = \frac{2,5 \cdot U_{dmax}}{\sqrt{2}}$$

- for reactors covered by item b) of 12.1

$$U_{ac} = \frac{1,5 \cdot U_{dmax}}{\sqrt{2}}$$

This voltage shall be applied between the winding terminals connected together and earth.

NOTE In particular applications where high superimposed a.c. voltages may be experienced in service, a higher separate source a.c. withstand voltage level may be specified by the purchaser.

12.7 Rating plates

Each reactor shall be provided with a rating plate of weatherproof material, fitted in a visible position, showing in all cases the appropriate items indicated below. The entries on the plate shall be indelibly marked (for example by etching, engraving or stamping).

- type of reactor;
- outdoor/indoor application;
- number of this part of IEC 60076;
- manufacturer's name;
- manufacturer's serial number;
- year of manufacture;
- insulation level(s);
- maximum operating voltage;
- rated continuous direct current;
- information on short-time overload current and current duration;
- incremental inductance at rated continuous direct current;
- type of cooling;
- thermal class of insulation (for dry-type reactors only);
- details regarding liquid-cooling (for reactors with directly liquid cooled windings);
- temperature rise limits for top-oil and average winding (for liquid-immersed reactors only);
- total mass;
- transportation mass (for liquid-immersed reactors);
- untanking mass (for liquid-immersed reactors);
- mass of insulating liquid (where applicable);
- type of insulating liquid, if not mineral oil (where applicable);
- connection diagram including instrument transformers (where applicable).

12.8 Tests

12.8.1 General

The general requirements for routine, type and special tests are prescribed in IEC 60076-1.

12.8.2 Routine tests

The following routine tests shall be performed:

12.8.2.1 Reactors covered by item a) of 12.1

- measurement of winding resistance (IEC 60076-1);
- measurement of incremental inductance (12.8.5);
- separate source a.c. withstand voltage test (12.8.7);
- test of the tightness of the liquid cooling circuit for reactors with directly liquid cooled windings (12.8.16).

12.8.2.2 Reactors covered by item b) of 12.1

- measurement of winding resistance (IEC 60076-1);
- measurement of the harmonic current loss (12.8.6);
- measurement of incremental inductance (12.8.5);
- separate source a.c. withstand voltage test for liquid-immersed reactors (12.8.7);
- separate source d.c. withstand voltage test for liquid-immersed reactors (12.8.8);
- polarity-reversal withstand test for liquid-immersed reactors (12.8.9);
- lightning impulse test (12.8.10);
- switching impulse test for liquid-immersed reactors (12.8.11);
- measurement of insulation resistance and/or capacitance and dissipation factor ($\tan \delta$) of the winding insulation to earth for liquid-immersed reactors. (These are reference values for comparison with later measurements in the field. No limitations for the values are given here.)

12.8.3 Type test

The following type tests shall be performed:

- temperature rise test (12.8.13);
- switching impulse test for dry-type reactors covered by item b) of 12.1 (12.8.11);
- measurement of the pressure drop for reactors with directly liquid cooled windings (12.8.17);
- wet separate source d.c. withstand voltage test for dry-type reactors (12.8.12);
- measurement of power consumption of fans and oil pumps, if any.

12.8.4 Special tests

The following special tests shall be performed when specifically requested by the purchaser:

- measurement of acoustic sound level (12.8.14);
- measurement of high frequency impedance (12.8.15);
- transient fault current test (12.8.18);
- chopped wave impulse test for liquid-immersed reactors (12.8.19).

12.8.5 Measurement of incremental inductance (routine test)

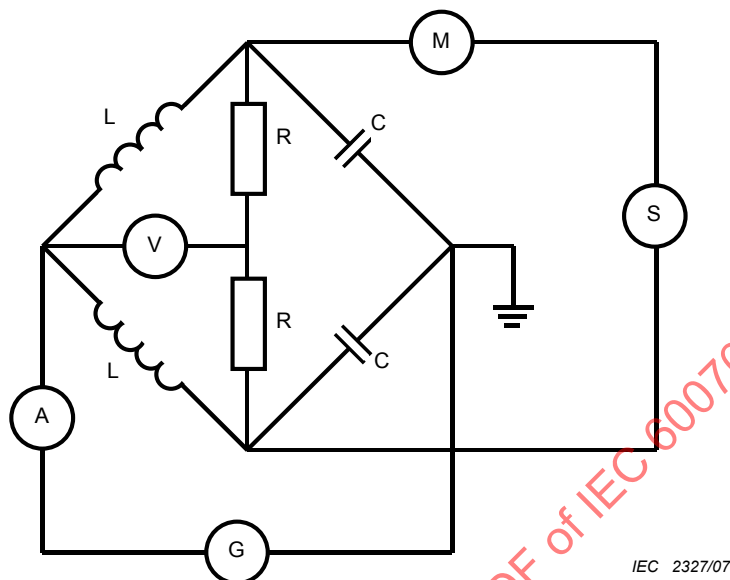
The incremental inductance shall be measured at the specified harmonic frequency with a representative value of current superimposed on rated direct current I_d (rated incremental inductance value) and at zero direct current (no-load incremental inductance value) as well as at other values of direct current between these extreme values to verify that the reactor is a linear reactor.

NOTE 1 Where the a.c. currents are small (less than 10 %) compared to the d.c. current, the exact value of the a.c. test current is not critical to the measurement.

The measurement should be made using a bridge connection of two identical smoothing reactors as shown by the connection diagram in Figure 10 to apply a.c. and d.c. currents simultaneously. However, other methods may be used subject to agreement between purchaser and manufacturer, particularly if only one single reactor is available for testing.

NOTE 2 Alternatively, the differential inductance derived from the measured magnetic characteristic (see Clause B.7) may be used in lieu of the incremental inductance, subject to agreement between manufacturer and purchaser.

For air-core reactors, only the no-load incremental inductance shall be measured since the inductance is independent of current.



Key

A = measuring device for a.c. current

C = blocking capacitor to avoid d.c. current leakage

G = a.c. supply

L = smoothing reactors under test

M = measuring device for d.c. current

R = auxiliary resistor for measurement of a.c. voltage

S = d.c. supply

V = voltmeter for measurement of a.c. voltage

Figure 10 – Measuring circuit for determining incremental inductance of two identical smoothing reactors

12.8.6 Measurement of the harmonic current loss and calculation of the total loss (routine test)

The measurement shall be performed at each frequency and current of the specified harmonic current spectrum at zero direct current at factory ambient temperature. The losses shall be corrected to the reference temperature.

The total harmonic loss is composed of ohmic loss, additional loss and in the case of gapped-core and magnetically-shielded air-core reactors, iron loss. The ohmic loss portion is taken to be equal to $I_h^2 R$, R being the measured d.c. resistance, I_h being the harmonic current. Iron loss and additional loss cannot be separated by measurement. The sum of iron loss and additional loss is therefore the difference between the total harmonic loss and the total ohmic loss.

The ohmic loss is corrected to reference temperature according to the method given in IEC 60076-1. A correction of iron loss and additional loss to reference temperature is not normally practical. Therefore, iron loss and additional loss shall be deemed independent of temperature. This assumption normally gives a slightly higher loss figure at the reference temperature than actually exists.

If the measurement is performed with current magnitudes other than those specified, the losses shall be corrected to the specified magnitudes of the harmonic current spectrum by the square of the ratio of the specified current to the measured current.

The total loss of the reactor is calculated from the sum of the winding d.c. loss (corrected to reference temperature according to the method given in IEC 60076-1) at rated direct current and the total harmonic current loss.

12.8.7 Separate source a.c. withstand voltage test (routine test)

The test shall be made at 50 Hz or 60 Hz. The voltage shall be applied between both winding terminals connected together and earth. The duration of the test is 1 min.

For liquid-immersed reactors covered by item b) of 12.1, a partial discharge measurement shall be made according to the applicable parts of annex A of IEC 60076-3:2000, with measuring equipment as specified in IEC 60270. In this case the duration of the test shall be 1 h.

NOTE The use of equipment to detect and locate partial discharges is recommended, in particular, to distinguish between any partial discharges occurring within the reactor from those that may occur in the test circuit.

The partial discharge level shall not exceed 500 pC.

Annex A of IEC 60076-3:2000 lists suggested actions to be taken following an unsuccessful test.

12.8.8 Separate source d.c. withstand voltage test for liquid-immersed reactors (routine test)

12.8.8.1 Test procedure

The oil temperature of the reactor shall be $(20 \pm 10) ^\circ\text{C}$. The voltage shall be applied between both winding terminals connected together and earth. Positive polarity shall be used.

The bushings shall be earthed for a minimum of 2 h prior to the test and no preconditioning of the reactor insulation structure at a lower voltage level is allowed. The voltage shall be brought up to the test level within 1 min and held for 120 min, after which the voltage shall be reduced to zero in 1 min or less.

Partial discharge measurements shall be performed throughout the entire separate source d.c. withstand voltage test.

NOTE 1 After the separate source d.c. withstand voltage test is complete, the insulation structure may retain a considerable electrical charge. Unless adequately discharged, subsequent partial discharge measurements may be affected.

NOTE 2 The use of equipment to locate partial discharges is recommended, in particular, to distinguish between any partial discharges occurring within the reactor from those that may occur in the test circuit.

12.8.8.2 Acceptance criteria

The partial discharge measurements shall be made according to the applicable parts of Annex A of IEC 60076-3:2000, with measuring equipment as specified in IEC 60270.

The results shall be considered acceptable when, during the last 30 min of the test, no more than 30 pulses $\geq 2\,000$ pC are noted with no more than 10 pulses $\geq 2\,000$ pC in the last 10 min. If this condition is not met, the test may be extended for 30 min. If the acceptance criteria are still not met during this extended period, the reactor shall be considered to have failed the test.

Partial discharge pulses occurring before the final 30 min of the test shall be recorded for information purposes only.

If the acceptance criteria are not met and no break-down occurs, this shall not lead to an immediate rejection of the reactor, but a consultation between the purchaser and manufacturer with a view to further investigations and actions is required. The purchaser may require a successful partial discharge test before the reactor is accepted.

12.8.9 Polarity-reversal withstand test for liquid-immersed reactors (routine test)

12.8.9.1 Test procedure

The oil temperature of the reactor shall be $(20 \pm 10) ^\circ\text{C}$. The voltage shall be applied between both winding terminals connected together and earth. A double reversal test shall be used as shown in the Figure 11.

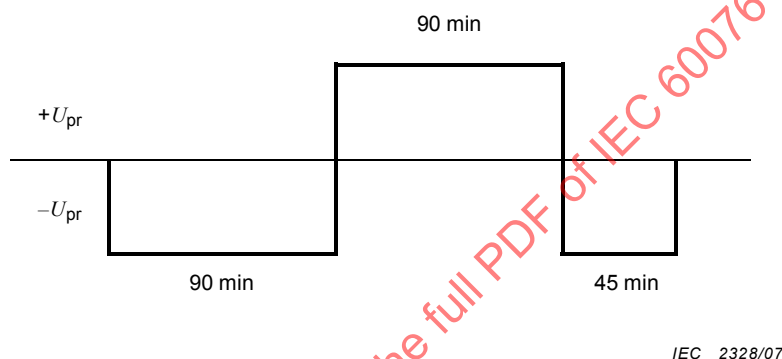


Figure 11 – Double reversal test voltage profile

The bushings shall be earthed for a minimum of 2 h prior to the test and no preconditioning of the reactor insulation structure at a lower voltage level is allowed. The test shall be made with two reversals. The test sequence shall include 90 min at negative polarity followed by 90 min at positive polarity and finally 45 min at negative polarity. Each reversal of the voltage from one polarity to the other shall be completed within 2 min. The polarity reversal is completed when the voltage has reached 100 % of the test value.

Partial discharge measurements shall be performed throughout the entire polarity reversal withstand test.

NOTE 1 After the polarity-reversal withstand test is complete, the insulation structure may retain a considerable electrical charge. Unless adequately discharged, subsequent partial discharge measurements may be affected.

NOTE 2 The use of equipment to locate partial discharges is recommended, in particular, to distinguish between any partial discharges occurring within the reactor from those that may occur in the test circuit.

12.8.9.2 Acceptance criteria

The partial discharge measurements shall be made according to applicable parts of Annex A to IEC 60076-3:2000, with measuring equipment as specified in IEC 60270.

In terms of interpreting the partial discharge measurements, the results shall be considered acceptable and no further polarity reversal test required when no more than 10 pulses $\geq 2\,000$ pC occur in any 10 min period. Because some discharge activity is normal during d.c. voltage changes, the partial discharges counted during the first five minutes of the test, during the polarity reversal and the first five minutes thereafter shall be disregarded. However, discharge pulses of 500 pC or higher during these periods shall be measured and recorded for information purpose only.

If the acceptance criteria are not met and no break-down occurs, this shall not lead to an immediate rejection of the reactor but a consultation between the purchaser and manufacturer with a view to further investigations and actions is required. The purchaser may require a successful partial discharge test before the reactor is accepted.

12.8.10 Lightning impulse test (routine test)

This test shall be carried out in general accordance with Clauses 13 and 14 of IEC 60076-3:2000, Clause 7 of IEC 60076-4:2002 and Clause 21 of IEC 60076-11:2004 for dry-type reactors. The test shall be carried out on each terminal in succession with the opposite terminal earthed.

For dry-type reactors the test shall be made with both negative and positive polarity.

NOTE If the insulation requirements between the winding terminals differ from those between the terminals and earth, the impulse test procedure shall be subject to agreement between purchaser and manufacturer.

12.8.11 Switching impulse test (routine test, type test)

This test shall be carried out generally in accordance with Clause 15 of IEC 60076-3:2000 and Clause 8 of IEC 60076-4:2002.

A switching impulse test shall be performed between the two terminals connected together and earth. The voltage impulse shall be of negative polarity and the waveshape as specified in IEC 60060-1.

The switching impulse test between the terminals may not be practical because the energy available from the test generator is not sufficient. In this case, the capability of the reactor to withstand the test level shall be demonstrated by the manufacturer.

For dry-type reactors, the tests shall be of positive and negative polarity, the test procedure shall be consistent with IEC 60060-1. If such reactors are for outdoor application, wet tests shall be subject to agreement between purchaser and manufacturer.

12.8.12 Wet separate source d.c. withstand voltage test for dry-type reactors (type test)

This test is applied to the insulators of dry-type smoothing reactors. The d.c. test voltage U_{dc} (for test level see 12.6.3) shall be applied for 1 h under wet conditions.

The test shall be performed with the insulators arranged in the service condition.

NOTE 1 Achieving the service condition may not require the actual reactor to be used for the test. A suitable structure equivalent to the reactor may be used instead.

The water spray shall be applied in accordance with IEC 60060-1 to one support insulator for at least 30 min prior to testing and during the application of the test voltage. No flashover is allowed during the test.

NOTE 2 The test may be performed on a single isolated insulator upon agreement by the purchaser and manufacturer at the tender stage.

12.8.13 Temperature rise test (type test)

The test shall be carried out in general accordance with IEC 60076-2 and shall be carried out with an equivalent direct test current I_T providing the total losses as determined in 12.8.6. For dry-type reactors, the temperature class limits as stated in IEC 60076-11 apply.

The equivalent direct test current I_T of the reactor shall be calculated by the following relation:

$$I_T = \sqrt{\frac{R_{\text{ref}} \cdot I_d^2 + P_h}{R}}$$

with

I_T equivalent direct test current;

R_{ref} measured d.c. winding resistance corrected to reference temperature;

R measured d.c. winding resistance at the test temperature;

I_d rated direct current;

P_h total harmonic loss according to 12.8.6.

In exceptional cases, for example where a high test voltage, current or power is required, it may be difficult to maintain these test conditions. In this case, the test may be performed at a reduced test current I_{test} but not less than 0,9 times I_T . The test level shall be stated in the tender by the manufacturer and agreed upon between manufacturer and purchaser at the time of order. The temperature rises shall be corrected to the equivalent direct test current I_T .

For liquid-immersed reactors, the oil temperature rise shall be multiplied by $\left(\frac{I_T}{I_{\text{test}}}\right)^{2x}$ and the winding temperature rise above the oil temperature shall be multiplied by $\left(\frac{I_T}{I_{\text{test}}}\right)^y$ with x and y according to the following:

- for reactors with ON cooling $x = 0,8$ $y = 1,3$
- for reactors with OF cooling $x = 1,0$ $y = 1,3$
- for reactors with OD cooling $x = 1,0$ $y = 2,0$

For dry-type reactors the winding temperature rise above ambient temperature shall be multiplied by $\left(\frac{I_T}{I_{\text{test}}}\right)^y$ with y according to the following:

- for reactors with AN cooling $y = 1,6$
- for reactors with AF cooling $y = 1,8$

In most cases, the total reactor loss at the steady-state condition is somewhat smaller than at reference temperature because the ambient temperature is normally lower than the design value during the test. This effect shall be neglected.

Care shall be taken in providing appropriate connectors and electrical leads to connect the reactor to the power supply during the temperature rise test. This is of particular importance for dry-type air-core reactors.

For dry-type air-core reactors, if requested, the temperature rise of the reactor terminals shall be measured during the reactor temperature rise test. In order to obtain meaningful terminal temperature rise measurements, the purchaser shall supply a connector and at least one meter of incoming conductor of the type that will be used on site, to the manufacturer for use during the temperature rise test. Terminal temperature rise limits shall be as given in Clause 6 (see also IEC 60943).

12.8.14 Measurement of acoustic sound level (special test)

This test shall be carried out generally in accordance with IEC 60076-10 with the rated d.c. current applied simultaneously with each of the significant a.c. currents of the specified harmonic current spectrum in turn.

A test circuit as shown in Figure 10 may be used. This circuit requires two identical reactors which are acoustically isolated from each other. The a.c. source may be a variable frequency sine-wave generator of sufficient power. To increase the harmonic current driven through the reactors, the capacitors may be tuned for resonance at the specific harmonic frequency.

The total sound power level shall be calculated using the following formula, see also Annex A of IEC 60076-10:

$$L_{\text{tot}} = 10 \log \left(\sum_i 10^{L_i / 10} \right)$$

with

L_{tot} the total sound level, and

L_i the sound level of each individual component.

If the specified currents cannot be achieved, correction from measured to rated currents may be made by calculation according to the following formula, by agreement between manufacturer and purchaser:

$$L_{W\text{-rated}} = L_{W\text{-meas}} + 20 \log \left(\frac{I_{\text{DC-rated}} \times I_{\text{h-rated}}}{I_{\text{DC-meas}} \times I_{\text{h-meas}}} \right) \text{ dB(A)}$$

with

$L_{W\text{-rated}}$ sound power of the reactor at rated d.c. and rated harmonic current

$L_{W\text{-meas}}$ sound power of the reactor at d.c. and harmonic current during measurement

$I_{\text{DC-rated}}$ rated d.c. current

$I_{\text{h-rated}}$ rated harmonic current

$I_{\text{DC-meas}}$ DC current at sound measurement

$I_{\text{h-meas}}$ harmonic current at sound measurement.

12.8.15 Measurement of high frequency impedance (special test)

The impedance of the reactor shall be measured over a frequency range and in a manner to be agreed upon between the manufacturer and the purchaser.

NOTE Typical frequency ranges for the measurements range between power frequency and a few kHz and between 30 kHz and 500 kHz. The method of test will depend on the use for which the information is required.

12.8.16 Test of the tightness of the liquid cooling circuit for reactors with directly liquid cooled windings (routine test)

A test shall be performed to demonstrate the liquid cooling circuit is free of leaks. The test shall be performed at the factory ambient temperature, with all components (pipes, hoses, fittings, manifolds, gauges, etc.) of the cooling circuit assembled substantially as in service, as far as features affecting the test result are concerned. The cooling circuit shall be filled with coolant essentially free from any air bubbles. Unless otherwise specified a static pressure of at least 1,5 times the maximum operating pressure of the cooling system to which the reactor is connected plus two bars shall be applied for a duration of at least 6 hours.

During the application of pressure, the reactor shall be carefully inspected for possible leaks, in particular at critical locations such as joints and fittings. The test shall be considered successful if no leaks are apparent.

12.8.17 Measurement of the pressure drop for reactors with directly liquid cooled windings (type test)

A measurement of the pressure drop between inlet and outlet of the cooling circuit of the reactor shall be made. The measurement shall be performed at the factory ambient temperature, with all components (pipes, hoses, fittings, manifolds, gauges, etc.) of the cooling circuit assembled substantially as in service, as far as features affecting the test result are concerned. The coolant as specified by the purchaser (pure water or water / glycol mixture, for example) shall be pumped through the cooling circuit of the reactor at the specified rate. The coolant flow rate (in litres per minute) of the coolant and the pressure at the water inlet and outlet shall be measured. The pressure drop at rated coolant flow rate shall not exceed the guaranteed value.

If specified by the purchaser, this measurement shall also be performed at a number of different flow rates so that a graph of pressure drop versus flow rate can be drawn.

12.8.18 Transient fault current test (special test)

12.8.18.1 General

If a transient fault current test is required by the purchaser this shall be specified at the time of order and the test method shall be agreed upon between the manufacturer and the purchaser. The specification for the transient fault current test shall include the test current peak value, the I^2t value and the number of test current shots.

The transient fault current test shall be carried out using a method that achieves the specified test current peak value and the I^2t value. If not otherwise specified, the number of full test current shots shall be two.

NOTE 1 Different test methods are possible, one such method is described in Annex C of IEEE Std 1277-2000.

NOTE 2 If the ratio of the peak transient fault current to the rated current is low (typically less than 10) the application of the transient fault current test is usually not justified.

NOTE 3 For HVDC smoothing reactors, the requirements to perform a full transient fault current test usually exceed the capability of commercially available high power test stations.

12.8.18.2 Acceptance criteria

Before and after the transient fault current a measurement of inductance at zero d.c. current and a lightning impulse test according to 12.8.10 at 100 % of specified voltage shall be carried out on the reactor. The inductance values shall be consistent within measurement tolerance limits. Oscillograms from the required dielectric test shall show no change; agreeing within the limits of the high voltage dielectric test systems.

For liquid-immersed reactors, general information concerning fault detection is provided in 4.2.7 of IEC 60076-5:2006.

For dry-type reactors, visual inspection of the reactor and supporting structure shall give no indication that there has been any change in mechanical condition that will impair the function of the reactor. If after the transient fault current test program, the winding clamping system has deteriorated, or surface cracks have increased significantly in number or dimensions, the reactor shall be considered to have failed the transient fault current test. In case of doubt, up to three more tests with peak current shall be applied to verify that the monitored condition has stabilized. If the deterioration continues, the reactor shall be considered to have failed the test. If conditions stabilize after one or two extra transient fault tests and coupled with successful routine tests after transient fault tests, the reactor shall be considered to have passed the transient fault test. For more information, see Annex F, as applicable.

12.8.19 Chopped wave impulse test for liquid-immersed reactors (special test)

This test shall be carried out as prescribed in Clause 14 of IEC 60076-3:2000 on each terminal in turn with the other terminal earthed.

12.9 Tolerances

The tolerance on the rated incremental inductance shall be $\begin{smallmatrix} +20 \\ -0 \end{smallmatrix} \%$.

The measurement of incremental inductance at zero d.c. current made according to 12.8.5 shall be within $\begin{smallmatrix} +10 \\ -0 \end{smallmatrix} \%$ of the incremental inductance value measured at rated d.c. current.

The total loss measured and corrected according to 12.8.6 shall not exceed the guaranteed loss by more than 10 %.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60076-6:2007

Annex A

(informative)

Information on shunt reactor switching and on special applications

A.1 Shunt reactor switching

A.1.1 Terms

SIWL	– Switching Impulse Withstand Level of the reactor
LIWL	– Full Wave Lightning Impulse Withstand Level of the reactor
LICWL = 1,1×LIWL	– Chopped Wave Lightning Impulse Withstand Level of the reactor
SIPL	– Switching Impulse Protection Level of the surge arrester connected to the terminals of the reactor
LIPL	– Lightning Impulse Protection Level of the surge arrester connected to the terminals of the reactor

A.1.2 Switching phenomena

Switching of shunt reactors is often a daily event (e.g. switching on during light load conditions and switching off during full load conditions of the line or grid). The stresses on the circuit breaker and on the insulation of the shunt reactor during these switching operations are complex (see IEC 62271-110 and IEEE C57.21). During switching off, the circuit breakers may cause transient voltages due to current chopping and re-ignition. These may lead to a severe stress on the shunt reactor insulation.

The current chopping of the circuit breaker stresses the reactor with switching overvoltage containing frequencies in the range of a few kHz. The SIWL of the reactor and the overvoltage shall be coordinated. The amplitude can be calculated from the level of chopping current of the circuit breaker, the reactor inductance and the parallel capacitance of the reactor winding (normally in the range of 100 pF up to 5 nF). The method of calculation is given in IEC 62271-110. When the SIPL of the surge arrester is more than about 30 % below the SIWL of the reactor, the insulation of the reactor should be protected by the surge arrester against the current chopping overvoltage.

Re-ignition occurs in a circuit breaker, when the transient recovery voltage (TRV) applied to the contacts of the circuit breaker exceeds the voltage withstand capability of the opening contacts after current extinction. Re-ignitions are very common in circuit breakers switching shunt reactors unless specific measures are applied to avoid them. In this case, the shunt reactor is stressed with high frequency voltage oscillations in the MHz range with the peak-to-peak amplitude limited by the surge arresters to twice the LIPL. The rate of change of voltage caused by the re-ignition is comparable to that occurring during the chopped wave test.

The characteristics of the circuit breaker (the level of current chopping and the range of arcing time for which the probability of re-ignition is small) may be evaluated by the tests given in IEC 62271-110. With these characteristics, the overvoltage stress seen by the reactor during switching operation can be verified.

In most cases re-ignition can be avoided by controlled switching of the circuit breaker (see ELECTRA No. 185, August 1999). The opening of the circuit breaker contacts can be controlled in such a way, that the arcing time always falls within re-ignition free time window.

NOTE The voltage stress during shunt reactor switching is higher when the neutral of the reactor is not solidly earthed.

For reactors with $U_m \leq 52$ kV (with the reactor neutral normally not earthed) the capability of the reactor to withstand the rate of change of voltage during re-ignition can be verified by a chopped wave test. The protection given by the surge arresters is likely to be sufficient for the reactor insulation.

For reactors with $52 \text{ kV} < U_m \leq 170$ kV, the stress on the reactor due to the rate of change of voltage during re-ignition is in the same range as the stress applied during a chopped wave test. For these reactors, the higher LIWL values corresponding to the U_m in accordance with IEC 60076-3 should be chosen and the circuit breaker should be qualified for shunt reactor switching in accordance with IEC 62271-110.

For reactors with $U_m > 170$ kV (with the reactor neutral normally solidly earthed), the stress on the reactor due to the rate of change of voltage during re-ignition normally exceeds the rate of change of voltage applied during a chopped wave test. For these reactors, the higher LIWL values corresponding to the U_m in accordance with IEC 60076-3 should be chosen and the circuit breaker should be qualified for shunt reactor switching in accordance with IEC 62271-110. In addition, re-ignition should be avoided by controlled switching of the circuit breaker. In the case where the SIPL of the surge arrester is less than about 30 % below the SIWL of the reactor, the chopping overvoltage calculated from the parameters of the circuit breaker should be not more than about 70 % of the SIWL of the reactor.

Reactors with $U_m > 170$ kV, intended for line compensation, may be connected with off-load disconnectors. In this case, normally no critical overvoltages are expected at the reactor during switching-out of the line and protection by surge arresters is sufficient. However, for double circuit lines, when the reactor and the capacitance between the lines form a natural resonance, isolation of the reactor with the disconnector may be a problem.

A.2 Reactors with on-load tap changer (OLTC)

Reactors equipped with an OLTC are intended to allow adjustment of the reactive compensation depending on the load condition of the line/network. During light loading (e.g. night time) the maximum reactive compensation at the tap with the minimum number of turns is used and for the full load condition (e.g. day time), the reactor is switched to the tap with the maximum number of turns. A typical tapping range allows a reduction of the reactive power from 100 % to approximately 50 %. The OLTC shall be specially selected for zero power factor switching. Also the maximum number of operations of the OLTC shall be considered.

A.3 Shunt reactors connected to the tertiary winding of transformers

Shunt reactors with $U_m \leq 52$ kV are often connected to the tertiary winding of a power transformer to provide reactive compensation for the system with higher voltage. Usually, these shunt reactors are connected in a star. The neutral point is normally not connected to earth.

There are two possible methods of connecting the shunt reactor to the transformer:

- a) Connecting the line terminals of the shunt reactor through a circuit breaker to the tertiary terminals of the transformer. The reactor terminals may be protected with surge arresters to limit the overvoltage during switching off (see also Clause A.1).
- b) Connecting the line terminals of the shunt reactor through a disconnector to the tertiary terminals of the transformer and providing a circuit breaker on the neutral end of the three-phase windings of the reactor. The reactor is switched on by forming the star point with

the circuit breaker. Usually no surge arresters to limit the overvoltage are required. The disconnector is used to isolate the reactor after the neutral point is opened.

In order to avoid overvoltages at the HV side of the transformer during switching off the transformer, it is useful to switch off first the reactor and then to disconnect the power transformer from the grid. This sequence, however, is not possible during fault clearing. The overvoltage protection of the transformer shall be designed for that case (see Electra No. 138 (1991)).

A.4 Shunt reactors for lines with single-pole auto re-closing

Shunt reactors connected to a line or grid with an effectively earthed neutral, are normally earthed at the reactor neutral. In some cases of transmission systems where the line has single-pole auto re-closing installed, it may be preferable to control the secondary arc current and transient recovery voltage for single line-to-earth faults. This may be done by either adding a neutral reactor to connect the shunt reactor neutral to earth, or by an open neutral with suitably rated surge arrester protection. Both methods require a higher insulation level at the shunt reactor neutral to meet the temporary overvoltage requirements during unbalanced conditions.

For more information on this subject see:

E.W. Kimbark, Suppression of Ground Fault Arcs on Single-Pole-switched EHV Lines by Shunt Reactors, IEEE Transmission and Distribution, March 1964.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60076-6:2007

Annex B (informative)

Magnetic characteristic of reactors

B.1 General

While the voltage to current relationship of a reactor is the main characteristic of interest from the power system's perspective, the linked flux to current relationship is more appropriate to describe the magnetic properties of the reactor itself. The linked flux is the time integral of the voltage. When the linked flux to current relationship is known, it is possible to calculate the voltage to current relationship for both steady-state a.c. and transient cases.

Reactors, where at least part of the magnetic flux passes through ferromagnetic materials (core, magnetic shield etc.), will show a non-linear behaviour caused by the magnetic saturation characteristic of the ferromagnetic material. The characteristic of the whole reactor is then such that at low flux levels, there is a linear relationship between the flux and the magnetisation current. For high values of the flux, when the ferromagnetic materials are fully saturated, there is also a linear relationship between the change of flux and the change of magnetisation current. Between these two linear parts, there is a progressive change of the relationship. The point where the extrapolation of these two linear parts crosses is called knee point. This is illustrated in Figure 2.

In Figure 1, three different types of magnetic characteristic are illustrated. Figure 1a illustrates a linear relationship between magnetising current and linked flux, which can be seen in reactors without ferromagnetic material in the flux path. In Figure 1b, there is some non-linearity between linked flux and current when the flux density in parts of the ferromagnetic flux path starts to be saturated at higher than normal operating levels. Figure 1c illustrates the situation where the ferromagnetic materials become fully saturated under rated operational conditions.

B.2 Definition of the magnetic characteristic

Fundamentally, there is a non-linear relation between the flux density B and the magnetic field strength H in ferromagnetic materials. In a reactor, normally the flux density is different in different parts of the flux path. This means that the different parts of the flux path are saturated at different flux levels. Therefore, the relation between flux Φ and current is of greater interest than the relation between flux density and magnetic field strength.

The linked flux of a winding is the total flux linked to the winding taking into account the number of winding turns. The relation that forms the magnetic characteristic (Figure 2) of a reactor is the instantaneous linked flux, ψ , versus the instantaneous current, i .

The hysteresis phenomenon can be neglected for reactors, since the magnetic characteristic is mainly influenced by the air-gaps.

B.3 Magnetic characteristic and reactance

As stated in Clause B.2 the magnetic characteristic is the relation between the instantaneous value of the linked flux ψ and the instantaneous value of the current i whereas the reactance is the ratio between the applied voltage and the current, both given as r.m.s. values (assuming the resistive component of the impedance to be negligible). The reactance for a given voltage magnitude and waveshape can be derived from the magnetic characteristic.

If there is a linear relationship between the linked flux and current, there will also be a linear relationship between voltage (in r.m.s.) and current (in r.m.s.) and the reactance is constant. If the linked flux to current relationship is non-linear, then the relationship between voltage (in r.m.s.) and current (in r.m.s.) is also non-linear and will have a different characteristic to the relationship between the linked flux and current. In this case, the reactance will vary with the applied voltage.

The relationship between linked flux and current will be linear for lower applied voltages (where the linked flux level is well below the knee point) but will become non-linear at higher voltages when the flux starts to cause saturation. When a sinusoidal voltage of such a magnitude that the magnetic characteristic is non-linear is applied, the current will not be sinusoidal. This is illustrated in Figure B.1.

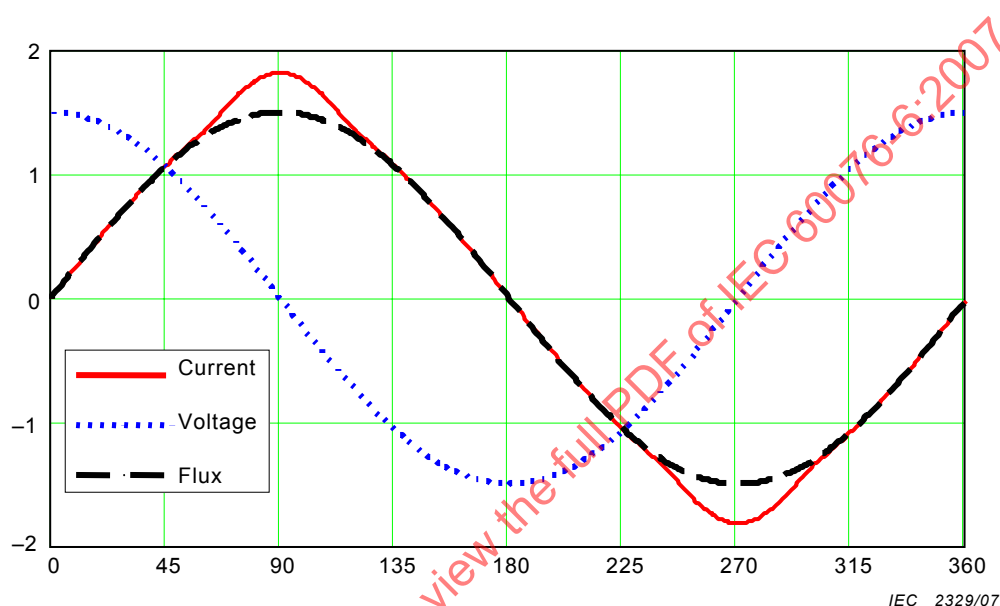


Figure B.1 – Illustration of linked flux and current waveshapes with a sinusoidal voltage applied to a reactor with a non-linear magnetic characteristic according to Figure B.6

B.4 Inductance

The inductance of a reactor can be defined in different ways. In this part of IEC 60076, the differential inductance, the incremental inductance and the inductance derived from the reactance are used. The definitions for each reactor type indicate which one is used for the particular application.

The differential inductance is defined from the derivative of the linked flux as a function of current (equal to the slope of the magnetic characteristic):

$$L_d = \frac{d\psi}{di} \quad (B1)$$

Where there is an a.c. current superimposed on a d.c. current an incremental inductance is defined as follows:

$$L_{inc} = \left. \frac{X_{a.c.}}{2\pi f_{a.c.}} \right|_{I_{d.c.}} \quad (B2)$$

where $X_{a.c.}$ is the reactance derived from a.c. voltage and a.c. current measurement at the d.c. current level $I_{d.c.}$. At lower frequencies $f_{a.c.}$ the resistive part might be neglected.

The inductance derived from reactance is defined as

$$L_{\text{reac}} = \frac{X}{2\pi f} \quad (\text{B3})$$

where X is the reactance derived from voltage and current both given as r.m.s. values.

NOTE In the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) the inductance is defined as the relation between linked flux and current:

$$L = \frac{\Psi}{i}$$

This definition of inductance has limited value for reactors with nonlinear or saturated magnetic characteristic and is not used in this part of IEC 60076.

B.5 Harmonics

Both, harmonics in the applied voltage and a non-linear magnetic characteristic of the reactor will cause harmonics in the current. When there is a non-linear relationship between linked flux and current, harmonics will be introduced in the current with a pure sinusoidal voltage applied. It is possible to calculate the harmonic content introduced in the current if the magnetic characteristic is known.

Normally for linear reactors, measurement or evaluation of the harmonic content is not necessary.

Measurement of the harmonic currents is sometimes difficult to perform with sufficient accuracy because the harmonic currents themselves can introduce distortion of the applied voltage. Calculation of harmonic currents from the magnetic characteristic is an alternative to measurements where practical difficulties make these inaccurate.

The Total Harmonic Distortion factor THD is defined as the r.m.s. value of the harmonics in relation to the r.m.s. value of the fundamental. THD_1 for a current can then be calculated according to

$$THD_1 = \frac{I_{\text{rms,harmonics}}}{I_{\text{rms,fundamental}}} \approx \sqrt{\frac{I_{\text{rms}}^2 - I_{\text{rms,fundamental}}^2}{I_{\text{rms,fundamental}}^2}} = \sqrt{\frac{I_{\text{rms}}^2}{I_{\text{rms,fundamental}}^2} - 1} \quad (\text{B4})$$

or more practically as

$$THD_1 = \sqrt{\sum_{h=2}^n i_h^2} \quad (\text{B5})$$

$$i_h = I_h / I_1$$

I_h – r.m.s. current value of the h^{th} harmonic

I_1 – r.m.s. current value of the fundamental

n – highest harmonic taken into account

NOTE n may be taken as 7 in practice for the purposes of this part of IEC 60076.

B.6 Inrush current

During steady-state conditions there is almost a 90° phase shift between the voltage across a reactor and the current flowing through it. The zero crossing of the current is at the peak value of the voltage. When the reactor is connected to the network, there is a transient condition. Depending on the frequency and point on the voltage wave at which the reactor is connected to the network, an inrush current will be experienced with a peak value higher than the peak value of rated current.

The worst condition occurs when the reactor is connected at the zero crossing of the voltage wave. This will give a linked flux that is about twice the value at steady-state. For a reactor with a linear magnetic characteristic the peak value of the inrush current is then about twice the peak value of the current at steady-state.

For reactors with a non-linear magnetic characteristic, the inrush current peak can be more than twice the peak steady-state current. The inrush current level can be derived from the magnetic characteristic.

The inrush current phenomenon is the same as that experienced in transformers but the ratio of the peak current to the rated current is lower. Magnetic remanence effects do not influence the inrush current for reactors.

The reactor winding losses mainly determine the damping of the inrush current assuming that the power system has a small resistive component.

B.7 Measurement of magnetic characteristic

An indirect method is needed to get the magnetic characteristic since the linked flux cannot be measured directly. Calculation of the magnetic characteristic is possible from measurements made of the instantaneous values of the current and voltage when an a.c. voltage of sufficient magnitude to cause saturation is applied for at least one cycle. If a measurement of the characteristic is requested for currents above the maximum service current, a method shall be used that does not overload the reactor, for instance the d.c. method described in B.7.1. The magnetic characteristic for currents well above nominal current can then be evaluated.

B.7.1 DC current charging – discharging method (theory)

By charging the reactor with a d.c. current (higher than nominal peak current) the magnetic linked flux will increase following the magnetisation curve (switch 1 and 3 are closed in Figure B.2). The reactor is then short-circuited and the decaying current with time is recorded (switch 2 closes and switch 1 and 3 open in Figure B.2). From this decaying current, the magnetic characteristic (linked flux to current relation) can be calculated according to the following:

With the reactor short-circuited ($U_R = U_L$ as shown in Figure B.3), the following equation applies:

$$R \times i(t) = -\frac{d\psi(t)}{dt} = -\frac{d\psi(i)}{di} \times \frac{di(t)}{dt} = \left[-L_d \times \frac{di(t)}{dt} \right] \quad (\text{B6})$$

where R is the known ohmic resistance of the whole circuit (winding + connecting leads + current shunt). From the measured current $i(t)$ the rate of change of current $di(t)/dt$ can be calculated.

This means that $\psi(i)$ can be calculated as

$$\int_{i_0}^i \frac{R \times i(t)}{\frac{di(t)}{dt}} di = - \int_{\psi_0}^{\psi'} d\psi = \psi_0 - \psi' = \psi(i). \quad (\text{B7})$$

At $t = 0$ (closing of switch 2) the initial current and linked flux are i_0 and ψ_0 . The change of the linked flux from the initial value ψ_0 (initially unknown) to ψ is in (equation B7) named ψ' . At infinite time the linked flux and current in the reactor will both be zero and that means that $\psi'(t = \infty) = \psi_0$.

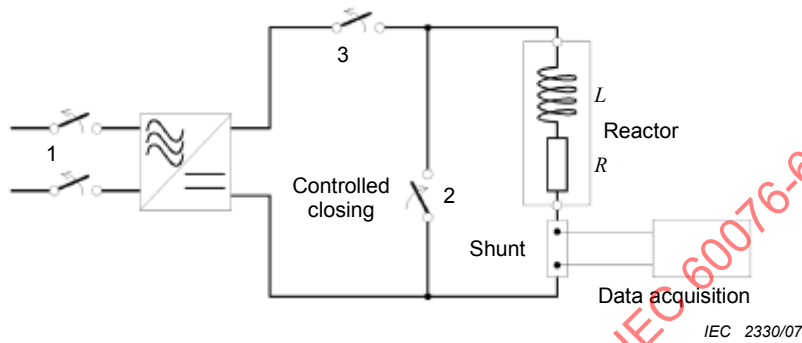


Figure B.2 – Circuit for measurement the magnetic characteristic according to B.7.1

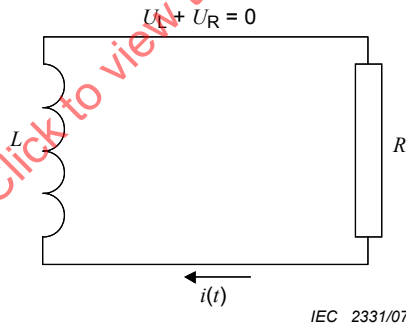


Figure B.3 – Equivalent circuit with the reactor short-circuited

When the linked flux to current relationship is in the linear part (low currents) the measurement can be stopped since at this time, the current decreases exponentially and therefore

$$\frac{i(t)}{\frac{di}{dt}} = \text{constant} = \tau \quad (\text{B8})$$

The remaining linked flux ψ_1 , when the measurement stops, can then be calculated by extrapolation from the latest measured current i_1 and the calculated $d\psi/di$ down to $i = 0$ or even more simply by

$$\psi_1 = \tau \times R \times i_1 \quad (\text{B9})$$

It is then possible to establish ψ_0 and to calculate $\psi(i)$.

B.7.2 DC current charging – discharging method (application)

Measurements and calculation of the magnetic characteristic of a reactor by d.c. current charge and discharge can be made according to the following:

- 1) The reactor should be charged as quickly as possible in order not to introduce a resistance change caused by temperature rise. Measurement of the current can start during charging of the reactor. The current measurement can be stopped at the point where the current is exponentially decaying (equation B8). This is favourable because measurements of low currents are subjected to larger proportionate errors. Figures B4a and B4b show the result of a measurement.

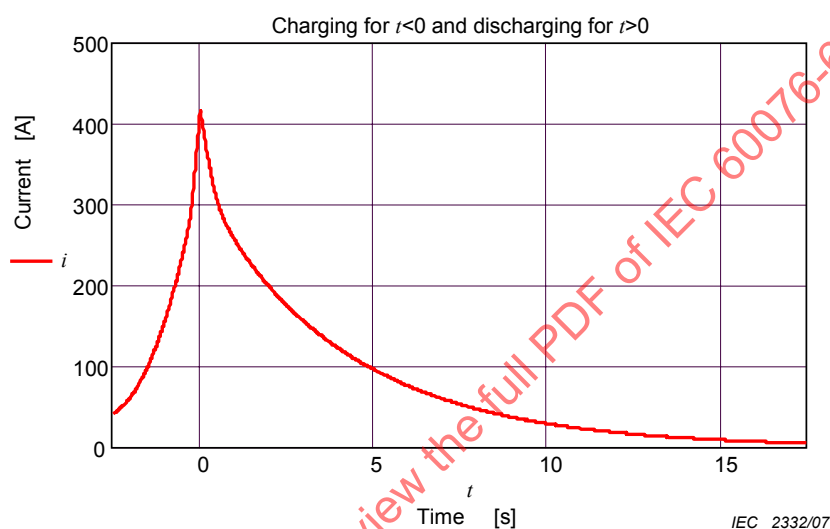


Figure B.4a – Graph of the charge and discharge current

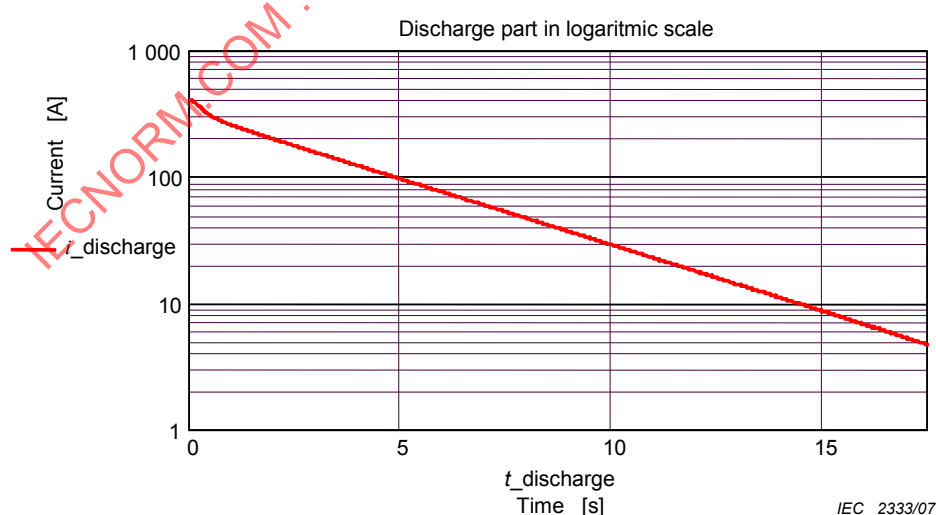


Figure B.4b – Graph of the discharge current with logarithmic current scaling

Figure B.4 – Measured curves of a reactor's d.c. charge and discharge current

- 2) The measured signal shall be digitally filtered since stochastic variations in the recorded current may result in substantial errors in calculating the derivative $di(t)/dt$ of the current.
- 3) With the recorded and digitally filtered current, the time constant τ (equation B8) can be calculated.
- 4) From any current value where the time constant is constant it is possible to calculate the linked flux at that current (equation B9).
- 5) Since $i(t)/(di/dt)$ and the resistance R is known, the linked flux can be integrated from the start of discharge until a low current value is reached (equation B7). The total linked flux change is then the integrated value plus the remaining linked flux at the low current value i_1 and is illustrated in Figure B.5. The magnetic characteristic derived from the measurement is illustrated in Figure B.6.

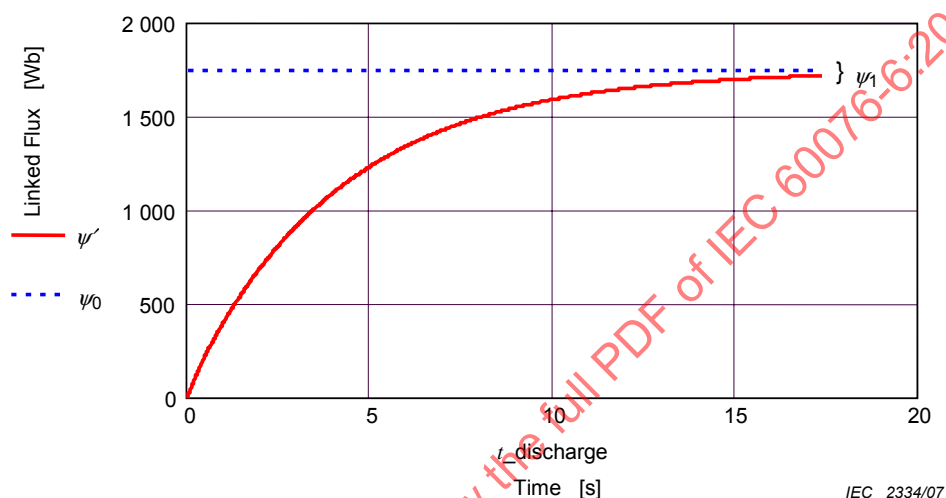


Figure B.5 – Calculated linked flux during discharge period (see equations B7 and B9)

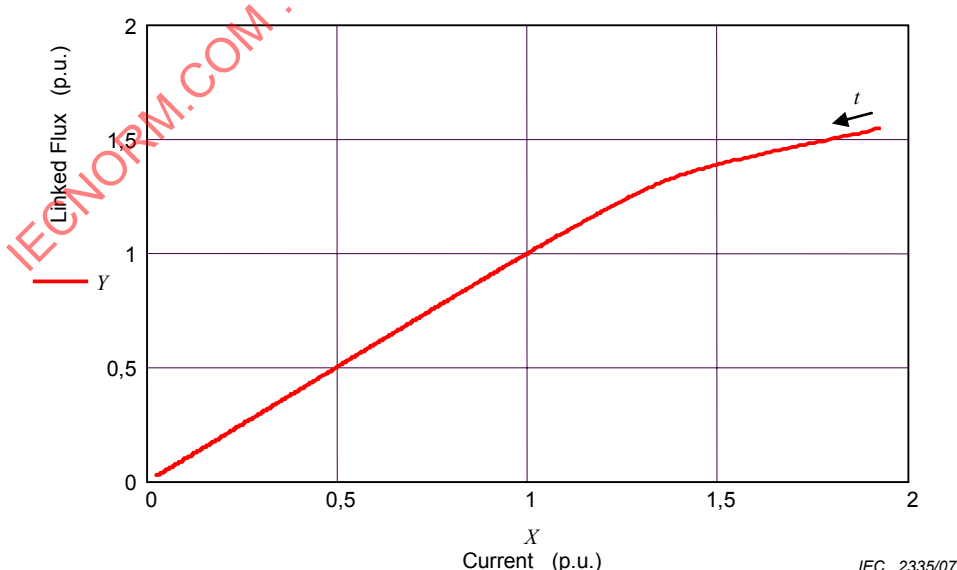


Figure B.6 – Magnetic characteristic

- 6) From the magnetic characteristic, it is possible to calculate several other relationships that might be of interest.

Annex C (informative)

Mutual reactance, coupling factor and equivalent reactances of three-phase reactors

C.1 Uniform magnetic coupling between phases

This Subclause mainly applies to shunt reactors in star connection.

The magnetic behaviour of a three-phase reactor with uniform magnetic coupling between the phases can be represented by an equivalent scheme given in Figure C.1.

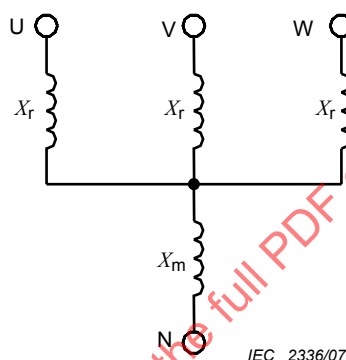


**Figure C.1 – Equivalent scheme of a three-phase reactor
including the magnetic coupling between phases**

The zero-sequence reactance X_0 , the mutual reactance X_m and the reactance at single-phase excitation $X_{\text{single-phase}}$ as used below are expressed relative to the rated reactance X_r (X_r is the positive sequence impedance of the reactor). Similarly, for single-phase excitation between one terminal and neutral, the flux between upper and lower yoke through the air and the tank ϕ_{yoke} as well as the flux through the non-excited phase windings ϕ_{return} are expressed relative to the linked flux of the winding represented by X_r . The size of the reactances and fluxes depends on the design of the magnetic circuit. Table C.1 below gives some information on coupling values in per cent. This data has been extracted from measurements on different types of shunt reactors. The recalculation in p.u. formulation is given by

$$x_0 = x_r + 3 x_m$$

$$x_{\text{single-phase}} = x_r + x_m$$

$$\phi_{\text{yoke}} = 1 + 2 x_m$$

$$\phi_{\text{return}} = (-x_m) / (x_r + x_m)$$

NOTE The mutual reactance x_m is always a negative value.

Table C.1 – Reactance and flux ratios for reactors with uniform magnetic coupling

	Bank of three single-phase liquid-immersed reactors or a three-phase, five limb liquid-immersed gapped-core reactor	Three-phase, three limb liquid-immersed reactor with gapped-core and with magnetic shielding at the tank wall	Bank of three single-phase air-core reactors without magnetic shields, mounted side by side
Rated reactance x_r	100 %	100 %	100 %
Mutual reactance x_m	0 %	–8 % ... –10 % ^{*)}	~0... –3 %
Zero-sequence reactance x_0	100 %	70 % ... 76 % ^{*)}	91 %... ~100 %
Reactance at single-phase excitation $x_{\text{single-phase}}$	100 %	90 % ... 92 % ^{*)}	97 % ... ~100 %
ϕ_{yoke} for single-phase excitation between one terminal and neutral	0 %	80 % ... 84 % ^{*)}	Not applicable
ϕ_{return} for single-phase excitation between one terminal and neutral	0 %	9 % ... 11 % ^{*)}	~0... 3 %
*) Values depend on the voltage applied during single-phase testing. The magnetic coupling values (reactances) decrease with increasing current due to the saturation of the magnetic shields at the tank wall. The given values are based on measurements made at close to rated current.			

C.2 Non-uniform magnetic coupling between phases

This Clause is relevant to reactors with a vertically stacked coil arrangement. For such arrangements, it is general practise that the middle phase has a coil with the opposite winding sense to that of the other two coils, resulting in a positive magnetic coupling between adjacent coils under three-phase current loading. In this case, the major stress on the axial supports (insulators), due to a three-phase short-circuit condition, is less than in the case where the winding senses are the same.

NOTE 1 For three-phase stacked reactors where the winding sense of all coils is the same, a positive magnetic coupling may be achieved by connecting the terminals of the middle coil in the opposite sense to those of the other two coils.

The selection of the self-inductance of the individual coils and the consequences of the non-uniform coupling on the effective inductance of the reactor during short-circuit conditions depends on the method of earthing of the neutral, effectively or non-effectively earthing of the power system, to which the reactor is connected.

NOTE 2 Non-uniform magnetic coupling will cause a zero-sequence voltage or current (depending on the type of system neutral earthing) which may disturb the protection system.

The self-inductance of the individual coils may be selected either for a compensated or a non-compensated arrangement of the three-phase stacked reactor:

- non-compensated arrangement

In this case, each phase reactor is designed to have the same self-inductance. Due to non-uniform magnetic coupling between phases, this arrangement will result in unequal current magnitudes during three-phase fault conditions. However, for power systems with effectively earthed neutral, the single-phase fault current magnitude will be the same for all three phases. Consequently, a non-compensated arrangement is preferable for reactors installed in systems with an effectively earthed neutral.

- compensated arrangement

In this case, the self-inductance of each phase reactor is uniquely adjusted to obtain three equal current magnitudes during an unearthed three-phase fault. However, for power systems with effectively earthed neutral, the single-phase fault current magnitude will be unequal for the three phases. It is important to note that the self-inductance may be lower than the rated value and hence single-phase fault currents in effectively earthed systems may exceed rated values.

A comparison of the non-compensated versus compensated arrangements is provided in Table C.2 below, where

$L_{11} = L_{33}$	–	self inductance of the bottom and top coil,
L_{22}	–	self inductance of the middle coil,
m_{13}	–	mutual inductance M_{13} between the bottom and top coil as a percentage of L_{11} ,
$m_{12} = m_{23}$	–	mutual inductance M_{12} or M_{23} between the middle coil and the bottom or top coil as a percentage of $\sqrt{(L_{11} \times L_{22})}$,
z_{SCr1}	–	single-phase impedance Z_{SCr1} expressed relative to the rated three-phase short-circuit impedance Z_{SCr3}

Table C.2 – Coupling values for reactors with non-uniform magnetic coupling

	Non-compensated $L_{11} = L_{22} = L_{33}$	Compensated $L_{11} = L_{33} \neq L_{22}$
$m_{12} = m_{23}$	–5 %... –15 %	–5 %... –15 %
m_{13}	1 %... 2 %	1 %... 2 %
z_{SCr1} (outer phases)	100 %	101 %... 102 %
z_{SCr1} (middle phase)	100 %	89 %... 72 %
Short-circuit current unbalance with unearthed three-phase fault	–4 %... –11 %	0 %
NOTE 1 The mutual inductances given in the table are typical figures.		
NOTE 2 Because the middle coil has an opposite winding sense, m_{12} and m_{23} have a negative sign.		
NOTE 3 The three-phase short-circuit current unbalance is the largest deviation from the average three-phase short-circuit current in percent.		

Annex D (informative)

Temperature correction of losses for liquid-immersed gapped-core and magnetically-shielded air-core reactors

D.1 Method for routine and type test

The losses are measured at ambient temperature. The I^2R losses are recalculated in accordance with the method given in IEC 60076-1. The additional losses are deemed to be independent of temperature.

Example:

Temperature θ	I^2R	Additional losses	Total losses P_{tot}
19,5 °C (measured mean oil temperature)	57,95 kW	24,16 kW	82,11 kW (measured and recalculated to rated current)
Reference temperature 75 °C	70,59 kW	24,16 kW	94,75 kW

D.2 Method for special test

The losses are measured at ambient temperature as well as during the steady-state condition of the heat run test. With these two measurements, a temperature coefficient is established.

Example:

Measurement during the heat run test on the same reactor as in D.1:

Temperature θ	I^2R	Additional losses	Total losses P_{tot}
60,5 °C (winding average temperature)	67,29 kW	22,20 kW	89,49 kW (measured and recalculated to rated current)

Establishing the temperature coefficient for total losses:

$$\Delta P_{\text{tot}} / \Delta \theta = (89,49 - 82,11) \text{ kW} / (60,5 - 19,5) \text{ °C} = 0,18 \text{ kW} / \text{°C}$$

Recalculation to reference temperature 75 °C with temperature coefficient:

$$P_{\text{tot}} (75 \text{ °C}) = P_{\text{tot}} (60,5 \text{ °C}) + \Delta P_{\text{tot}} / \Delta \theta \times (75 - 60,5) \text{ °C}$$

$$P_{\text{tot}} (75 \text{ °C}) = 89,49 \text{ kW} + 0,18 \text{ kW} / \text{°C} \times (75 - 60,5) \text{ °C} = 92,1 \text{ kW}$$

This value is less than the estimated value according method described in D.1 and applies as measured loss value for guarantee.

Measurement on a second identical unit at ambient temperature (routine test):

Temperature θ	I^2R	Additional losses	Total losses P_{tot}
24,0 °C (measured mean oil temperature)	59,10 kW	25,20 kW	84,30 kW (measured and recalculated to rated current)

Recalculation to reference temperature 75 °C with temperature coefficient:

$$P_{\text{tot}} (75 \text{ °C}) = P_{\text{tot}} (24,0 \text{ °C}) + \Delta P_{\text{tot}} / \Delta \theta \times (75 - 24,0) \text{ °C}$$

$$P_{\text{tot}} (75 \text{ °C}) = 84,30 \text{ kW} + 0,18 \text{ kW} / \text{°C} \times (75 - 24,0) \text{ °C} = 93,48 \text{ kW}$$

This value is the measured loss value for guarantee for the second identical unit.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60076-6:2007

Annex E

(normative)

Turn-to-turn overvoltage test for dry-type reactors

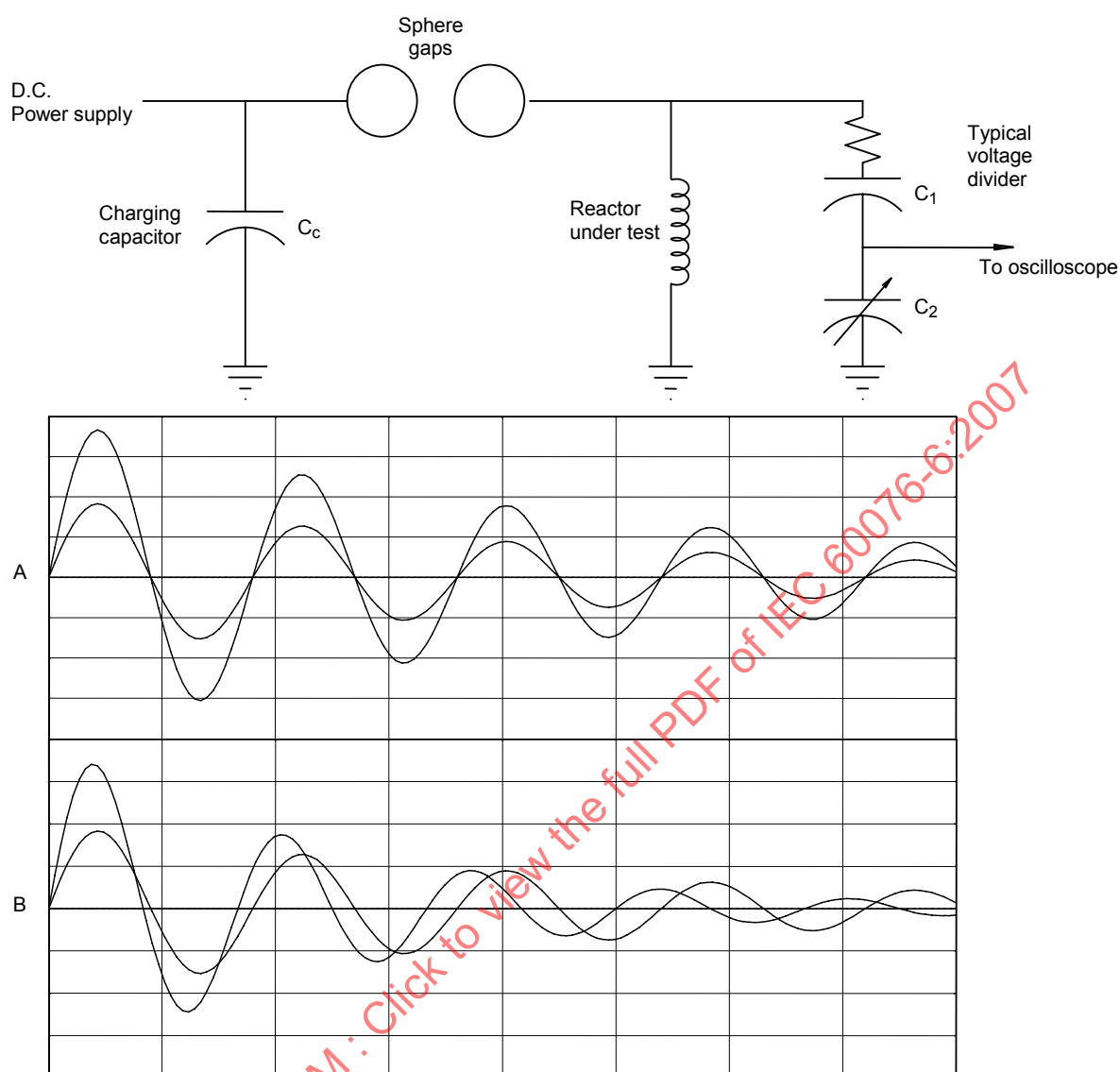
The turn-to-turn overvoltage test is performed by repeatedly charging a capacitor and discharging it, through sphere gaps, into the reactor windings. The type of overvoltage that the reactor is subjected to is similar to a switching impulse with an exponentially decaying sinusoidal wave shape. Figure E.1. illustrates the test set-up and the overvoltage wave shape. The test duration is for one minute and the initial crest value of each discharge shall be $1,33\sqrt{2}$ (for outdoor units) or $\sqrt{2}$ (for indoor units) times the rated short-duration induced or separate source a.c. withstand voltage level (r.m.s.) as indicated in Table 2 and Table 3 of IEC 60076-3:2000. The ringing frequency is a function of the coil inductance and charging capacitor, and is typically in the order of 100 kHz. The test shall consist of not less than 7 200 overvoltages of the required magnitude.

NOTE 1 The front time of the waveshape applied during a turn-to-turn overvoltage test is typically much shorter than the front time of a standard lightning impulse.

NOTE 2 The value of the test voltage shall be determined by a mean curve drawn through any overshoot and high frequency oscillation on the first peak of the waveform. This method is the same as that described for similar impulse wave shapes in 19.2 and Figure 10 of IEC 60060-1.

Primary verification of winding insulation integrity shall be based on oscillographic methods. A surge oscilloscope and camera or digital data acquisition system are used to record the last discharge superimposed on a reduced voltage discharge. A change in period or rate of envelope decay, between the reduced and full waves, would indicate a change in coil impedance and thus an inter-turn failure.

Secondary verification of insulation integrity is done by observation. A failure can be detected by noise, smoke or spark discharge in the reactor windings.



IEC 2337/07

Figure E.1 – Test circuit for turn-to-turn overvoltage test and sample oscillograms

- A** Oscillogram from a reactor which passed the turn-to-turn overvoltage test.
- B** Oscillogram from a reactor of the same rating as in Oscillogram **A** but having a turn-to-turn fault. Note the shift in frequency and the increased damping.

Annex F (informative)

Short-circuit testing

F.1 General information

During a short-circuit current test, the current offset usually decays to zero in under ten cycles. The high offset peak currents during the initial portion of the fault impose the highest mechanical stresses on the reactor while the longer duration symmetrical fault current may subject the reactor to high temperatures and significant mechanical loads simultaneously.

Certain relevant power system operational factors should be taken into consideration when specifying the number of short-circuit test shots and the duration of each applied shot:

- the number of auto re-closures allowed should be considered when specifying the number of mechanical peak shots performed during the mechanical short-circuit test, e.g., 1, 2 or 3;
- the duration of each applied shot of the mechanical short-circuit test should reflect the utility's interrupting practice.

F.2 Guideline for arrangement, bus connection and inspection for short-circuit testing of dry-type reactors

Reactors may be short-circuit tested in a number of configurations. The single-phase short-circuit test may be performed on one unit or a three-phase short-circuit test may be performed on a three-phase in-line, three-phase triangular or three-phase stacked configuration. Three-phase reactor configurations are tested with three-phase short-circuit currents applied to the input terminals and with the output terminals connected together.

It is preferable to test the reactor(s) in a test set-up with components and configurations as close as possible to service condition.

Interactive forces generated by the reactor's field and current feeds (bus, cable, etc.) are an important aspect of design and any deviation in configuration or in components utilized for the test should be fully assessed.

In cases when it is not possible to test the reactor as in service set-up, the interaction force effects created by the magnetic field of the reactor and the supply circuit current should be minimized.

Forces transmitted to the reactor under test as a result of poorly restrained bus, inadequate fixing of the reactor to the test bay floor, etc. are not representative of field installed conditions. Therefore, proper test set-up is important to ensure realistic results.

Test set-up notes:

- all base brackets shall be bolted to floor;
- all bolts shall be tightened to the correct torque value;
- incoming/outgoing bus connection to the reactor shall be by means of a flexible connector or link with a maximum length of 0,2 m;
- incoming/outgoing bus shall be rigidly supported at the flexible connection or link;

- final test set-up shall be fully assessed and agreed upon by the manufacturer, purchaser and test facility, or equivalent.

The winding encapsulation should be carefully inspected for surface cracks before and after the short-circuit tests. Coating cracks at discontinuities, such as at the winding clamping system interface etc. are not usually indications of a mechanical problem and are typically due to the inelastic nature of most paints and other coating materials.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60076-6:2007

Annex G (informative)

Resistors – Characteristics, specification and tests

G.1 General

This annex is intended to be a guide for the specification of single-phase resistors connected to the secondary winding of an arc-suppression reactor as described by Clause 11 of this part of IEC 60076.

NOTE 1 This annex may also be used as a guide for stand alone resistors applied to distribution class networks.

Usually, the resistors are designed for short-time service duty during a system earth-fault. They are intended to increase the resistive component of the earth-fault current for improving the reliability of operation of the earth-fault protection device.

The resistor will normally be required to carry a current for a significantly shorter time than the arc-suppression reactor. The current duration or duty-cycle is governed by the operation of the earth-fault protection system.

The design of the resistor is typically determined by the current duration or duty-cycle as well as the resistance and current magnitude. Therefore, correctly specifying the current duration or duty-cycle is important.

NOTE 2 The resistors can also be used to reduce the time constant of the network during a single line-to-earth fault.

G.2 Characteristics

The main characteristics of the resistors are:

- rated resistance R_r at ambient temperature;
- rated current I_r or rated voltage U_r ;
- rated current or voltage duration T_r or associated duty-cycle;
- rated insulation level.

The resistors may be air-insulated or liquid-immersed, both naturally cooled, for indoor or outdoor installation. Air-insulated resistors are supplied with a protective enclosure, liquid-immersed resistors are built either into the tank of the arc-suppression reactor or in a separate tank.

The maximum permissible temperature rise of the active elements of air-insulated resistors will depend on the material used for their construction. The maximum temperature rise is typically several hundred Kelvin. For this reason, attention should be paid to the material used for the insulation, protective enclosure, bushings, terminals and accessories. Because of the high temperature, attention should also be paid to the safety of the installation.

NOTE 1 For stainless steel, which is mainly used for this component, the maximum permissible temperature rise is about 600 K.

The resistance variation caused by the temperature rise should also be considered.

NOTE 2 As an example, stainless steel has a temperature coefficient of about $0,001\text{ K}^{-1}$. Taking into account 600 K of temperature rise, the resistance can reach a value of $1,6 R_r$.

For liquid-immersed resistors, the temperature rise limits as given for arc-suppression reactors in 11.5 may be applied.

G.3 Resistor specification

The following parameters should be specified by the purchaser:

- rated resistance;
- maximum increase of resistance following the application of rated current or voltage duration, if required;
- rated current or rated voltage, depending on the application and whether the voltage or current is constant as the resistance varies with temperature;
- rated current or voltage duration and associated duty-cycle (maximum duration of current or voltage application, number of successive applications and the minimum time interval between successive applications);
- maximum continuous voltage across the resistor or current through the resistor, if required;
- insulation level between the terminals of the resistor and earth, usually specified as the separate source a.c. withstand voltage;
- type of installation (indoor/outdoor);
- IP Code for air-insulated resistors (IP Code – Degree of protection provided by enclosures, as described in IEC 60529);
- type of insulation (air-insulated, liquid-immersed);
- permissible maximum temperature rise for active resistor elements. If not specified by the purchaser, the manufacturer should declare this value.

G.4 Tests

The following tests are suggested.

a) Routine tests:

- measurement of resistance at ambient temperature;
- separate source a.c. withstand voltage test (verification of insulation between resistor and enclosure or tank).

b) Type tests:

- temperature rise test (verification of temperature rise and, if required, increase of resistance). The temperature rise of the resistor should be verified following the application of rated current or rated voltage for the rated current or voltage duration. Voltage or current (as specified) should be kept approximately constant during the test. The temperature of the hottest element should be measured, unless otherwise agreed. Following the test, it should be verified that insulating and other components have not been damaged. The resistance should be measured during the test.

c) Special tests:

- lightning impulse test (for resistors directly connected to systems with $U_m > 1$ kV);
- verification of the IP code of the enclosure.

G.5 Rating plate

The following entries should be reported on the rating plate:

- outdoor/indoor application;

- manufacturer's name;
- manufacturer's serial number;
- year of manufacture;
- rated resistance at ambient temperature;
- rated current or rated voltage;
- rated current or voltage duration and associated duty-cycle, if applicable;
- maximum continuous voltage or current, if applicable;
- IP Code (for air-insulated resistors);
- maximum permissible temperature rise of resistor elements (for air-insulated resistors);
- total mass.

G.6 Tolerance

The tolerance for the rated resistance at 20 °C should be within $\pm 10\%$. Lower values of tolerance may be agreed between manufacturer and purchaser.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60076-6:2007

Bibliography

IEC 60143, *Series capacitors for power systems*

IEC 60168:2001, *Tests on indoor and outdoor post insulators of ceramic material or glass for systems with nominal voltages greater than 1 000 V*

IEC 60273:1990, *Characteristic of indoor and outdoor post insulators for systems with nominal voltages greater than 1 000 V*

IEC 60353, *Line traps for a.c. power systems*

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

IEC 60871-1:2005, *Shunt capacitors for a.c. power systems having a rated voltage above 1000V – Part 1: General*

IEC 61378-1:1997, *Converter transformers – Part 1: Transformers for industrial applications*

IEC 61378-2:2001, *Converter transformers – Part 2: Transformers for HVDC applications*

IEC 62271-110, *High-voltage switchgear and controlgear – Part 110: Inductive load switching*

IEEE C57.21-1990, *IEEE standard requirements, terminology, and test code for shunt reactors rated over 500 kVA*

IEEE 1277-2000, *IEEE trial-use standard general requirements and test code for dry-type and oil-immersed smoothing reactors for DC power transmission*

E.W. Kimbark, *Suppression of Ground Fault Arcs on Single-Pole-switched EHV Lines by Shunt Reactors*, IEEE Transmission and Distribution, March 1964.

Controlled switching of HVAC circuit-breakers. Guide for application lines – reactors – capacitors – transformers. 2nd Part. ELEKTRA No. 185, 1999

Interruption of small inductive currents. Chapter 6: Switching of reactor-loaded transformers. ELEKTRA No. 138, 1991

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	126
INTRODUCTION	128
1 Domaine d'application	129
2 Références normatives	129
3 Termes et définitions	130
3.1 Types de bobines d'inductance	130
3.2 Autres définitions	131
4 Symboles et abréviations	134
5 Conditions de service	135
5.1 Généralités	135
5.2 Conditions sismiques	135
6 Conception, essais, tolérances et application	136
7 Bobines d'inductance shunt	137
7.1 Généralités	137
7.2 Conception	137
7.3 Termes et définitions	137
7.4 Caractéristiques assignées	139
7.4.1 Tension assignée	139
7.4.2 Tension maximale de service	139
7.4.3 Puissance assignée	139
7.4.4 Réactance homopolaire X_0 d'une bobine d'inductance triphasée à couplage en étoile	139
7.4.5 Réactance mutuelle d'une bobine d'inductance triphasée	140
7.4.6 Niveau du courant d'appel	140
7.4.7 Linéarité de la bobine d'inductance shunt	140
7.5 Echauffement	140
7.6 Niveau d'isolement	140
7.7 Plaques signalétiques	140
7.8 Essais	141
7.8.1 Généralités	141
7.8.2 Essais individuels de série	141
7.8.3 Essais de type	141
7.8.4 Essais spéciaux	142
7.8.5 Détermination de la réactance et de la linéarité de réactance	142
7.8.6 Mesure des pertes (essai individuel de série, essai spécial)	143
7.8.7 Mesure des harmoniques du courant (essai spécial)	144
7.8.8 Mesure de la réactance homopolaire des bobines d'inductance triphasées (essai spécial)	145
7.8.9 Mesure de la réactance mutuelle des bobines d'inductance triphasées (essai spécial)	145
7.8.10 Essais diélectriques	145
7.8.11 Mesure de la caractéristique magnétique (essai spécial)	149
7.8.12 Mesure du niveau de bruit (essai de type, essai spécial)	149
7.8.13 Mesure des vibrations (essai de type)	150
7.8.14 Essai d'échauffement (essai de type)	151
7.9 Tolérances	152

7.9.1	Généralités.....	152
7.9.2	Tolérances de réactance sous la tension assignée et à la fréquence assignée.....	152
7.9.3	Tolérances sur la linéarité de réactance	152
7.9.4	Tolérance sur les pertes	152
8	Bobines d'inductance de limitation de courant et bobines d'inductance de mise à la terre du neutre	152
8.1	Généralités.....	152
8.2	Conception.....	153
8.3	Termes et définitions	153
8.4	Caractéristiques assignées	155
8.4.1	Courant permanent assigné.....	155
8.4.2	Courant de court-circuit thermique assigné.....	156
8.4.3	Durée du courant de court-circuit thermique assigné	156
8.4.4	Courant de court-circuit mécanique assigné	156
8.4.5	Courant de courte durée assigné.....	156
8.4.6	Durée du courant de courte durée assigné ou cycle de fonctionnement.....	157
8.4.7	Facteur de couplage.....	157
8.4.8	Impédance de court-circuit assignée.....	157
8.4.9	Impédance de courte durée assignée	158
8.4.10	Impédance permanente assignée	158
8.5	Aptitude à résister au courant de court-circuit thermique et mécanique assignés.....	159
8.6	Echauffement	159
8.6.1	Echauffement au courant permanent assigné	159
8.6.2	Température due au courant de court-circuit thermique assigné et charge de courant de courte durée assignée	159
8.7	Niveau d'isolement.....	159
8.7.1	Généralités.....	159
8.8	Plaques signalétiques	160
8.9	Essais	161
8.9.1	Généralités.....	161
8.9.2	Essais individuels de série	161
8.9.3	Essais de type	161
8.9.4	Essais spéciaux.....	161
8.9.5	Mesure de l'impédance pour le courant permanent assigné (essai individuel de série)	162
8.9.6	Mesure de l'impédance pour le courant de courte durée assigné (essai individuel de série).....	163
8.9.7	Mesure des pertes (essai individuel de série, essai spécial)	163
8.9.8	Essai de tension de tenue alternative par source séparée (essai individuel de série, essai spécial)	164
8.9.9	Essai de surtension d'enroulement pour les bobines d'inductance de limitation du courant (essai individuel de série)	165
8.9.10	Essai de surtension d'enroulement pour les bobines d'inductance de limitation du courant (essai individuel de série)	165
8.9.11	Essai d'échauffement au courant permanent assigné (essai de type)	165
8.9.12	Essai au choc de foudre pour les bobines d'inductance de limitation du courant (essai de type).....	166
8.9.13	Essai au courant de court-circuit (essai spécial).....	166

8.9.14	Mesure du niveau de bruit avec le courant permanent assigné (essai spécial)	168
8.9.15	Mesure des vibrations avec le courant permanent assigné (essai spécial)	168
8.9.16	Essai au choc de manœuvre (essai spécial)	169
8.9.17	Essai au choc de foudre à double extrémité (essai spécial)	169
8.9.18	Mesure du facteur de couplage (essai spécial)	169
8.9.19	Essai de surtension d'enroulement humide (essai spécial)	170
8.9.20	Essai de tension de tenue alternative par source séparée humide (essai spécial)	170
8.9.21	Mesure de la réactance de l'enroulement dans le cas de bobines d'inductance à entrefer et de bobines dans l'air avec blindage magnétique (essai spécial)	170
8.10	Tolérances	170
8.10.1	Tolérance sur les impédances des bobines d'inductance sans compensation pour couplage mutuel.....	170
8.10.2	Tolérance sur les impédances des bobines d'inductance avec compensation pour couplage mutuel.....	171
8.10.3	Tolérance sur les pertes	171
9	Bobines d'inductance de décharge, d'amortissement et de filtrage associées aux condensateurs.....	171
9.1	Généralités.....	171
9.2	Conception.....	172
9.3	Termes et définitions.....	172
9.4	Caractéristiques assignées	174
9.4.1	Courant à fréquence industrielle assigné	174
9.4.2	Spectre du courant assigné	175
9.4.3	Courant d'appel assigné	175
9.4.4	Fréquence d'appel assignée	175
9.4.5	Courant de décharge assigné	175
9.4.6	Fréquence de décharge assignée	175
9.4.7	Courant de court-circuit thermique assigné.....	175
9.4.8	Durée du courant de court-circuit thermique assigné	176
9.4.9	Courant de court-circuit mécanique assigné	176
9.4.10	Inductance assignée.....	176
9.4.11	Facteur de qualité.....	177
9.5	Aptitude à résister au courant de court-circuit thermique et mécanique assignés.....	177
9.6	Capacité à résister au courant d'appel ou de décharge	177
9.7	Echauffement	177
9.7.1	Echauffement au courant équivalent à la fréquence industrielle.....	177
9.7.2	Température due à la charge du courant de court-circuit thermique assigné.....	178
9.8	Niveau d'isolement.....	178
9.8.1	Généralités.....	178
9.8.2	Exigences relativement à l'isolement	178
9.9	Plaques signalétiques	178
9.10	Essais	179
9.10.1	Généralités	179
9.10.2	Essais individuels de série	179
9.10.3	Essais de type.....	179

9.10.4	Essais spéciaux	179
9.10.5	Mesure de l'inductance (essai individuel de série, essai de type)	180
9.10.6	Mesure des pertes et facteur de qualité (essai individuel de série, essai de type).....	180
9.10.7	Essai de surtension d'enroulement (essai individuel de série)	181
9.10.8	Essai d'échauffement au courant permanent assigné (essai de type)	181
9.10.9	Essai au choc de foudre (essai de type)	182
9.10.10	Essai au courant de court-circuit (essai spécial).....	182
9.10.11	Mesure du niveau de bruit avec le courant permanent assigné (essai spécial)	183
9.10.12	Essai de tension de tenue alternative par source séparée (essai spécial)	184
9.10.13	Essai de tenue au courant d'appel (essai spécial)	184
9.10.14	Essai au courant de décharge (essai spécial).....	184
9.10.15	Essai au courant de décharge / au courant de court-circuit modifié (essai spécial)	185
9.10.16	Essai de résonance mécanique (essai spécial).....	185
9.11	Tolérances	185
9.11.1	Tolérance concernant l'inductance assignée.....	185
9.11.2	Tolérance concernant les pertes et le facteur de qualité mesurés	185
10	Transformateurs de mise à la terre (connecteurs de neutre)	185
10.1	Généralités.....	185
10.2	Conception	186
10.3	Termes et définitions	186
10.4	Caractéristiques assignées	188
10.4.1	Tension assignée	188
10.4.2	Tension maximale de service.....	188
10.4.3	Impédance homopolaire assignée.....	188
10.4.4	Courant de neutre permanent assigné	189
10.4.5	Courant de neutre de courte durée assigné	189
10.4.6	Durée du courant de neutre de courte durée assigné.....	189
10.4.7	Tension assignée de l'enroulement secondaire.....	189
10.4.8	Caractéristiques assignées supplémentaires pour la combinaison d'un transformateur de mise à la terre et d'une bobine d'inductance d'extinction d'arc	190
10.5	Capacité de tenue au courant de neutre de courte durée assigné.....	190
10.6	Echauffement	190
10.6.1	Echauffement à la tension assignée, au courant de neutre permanent assigné et à la puissance assignée de l'enroulement secondaire.....	190
10.6.2	Température à l'issue de la charge du courant de neutre de courte durée assigné.....	190
10.7	Niveau d'isolement.....	191
10.8	Plaques signalétiques	191
10.9	Essais	192
10.9.1	Généralités	192
10.9.2	Essais individuels de série	192
10.9.3	Essais de type.....	192
10.9.4	Essais spéciaux	193
10.9.5	Mesure de l'impédance homopolaire (essai individuel de série).....	193
10.9.6	Essai d'échauffement (essai de type)	193

10.9.7	Essais diélectriques (essai individuel de série, essai de type)	194
10.9.8	Démonstration de l'aptitude à résister au courant de neutre de courte durée assigné (essai spécial)	195
10.9.9	Mesure des pertes au courant de neutre permanent assigné (essai spécial)	195
10.9.10	Mesure du courant de neutre avec excitation triphasée dans la condition de défaut monophasée (essai de type)	196
10.10	Tolérances	196
11	Bobines d'inductance d'extinction d'arc	196
11.1	Généralités	196
11.2	Conception	197
11.3	Termes et définitions	197
11.4	Caractéristiques assignées	198
11.4.1	Tension assignée	198
11.4.2	Tension permanente maximale	198
11.4.3	Courant assigné	198
11.4.4	Durée du courant assigné	198
11.4.5	Plage de réglage	198
11.4.6	Enroulement auxiliaire	199
11.4.7	Enroulement secondaire	199
11.4.8	Linéarité des bobines d'inductance d'extinction d'arc	199
11.5	Echauffement	199
11.6	Niveau d'isolement	199
11.7	Plaques signalétiques	199
11.8	Essais	200
11.8.1	Généralités	200
11.8.2	Essais individuels de série	200
11.8.3	Essais de type	201
11.8.4	Essais spéciaux	201
11.8.5	Mesure du courant à tension assignée (essai de type), mesure du courant (essai individuel de série)	201
11.8.6	Mesure de la tension à vide des enroulements auxiliaire et secondaire (essai individuel de série)	201
11.8.7	Essai d'échauffement (essai de type)	201
11.8.8	Essais diélectriques (essai individuel de série, essai de type)	202
11.8.9	Mesure des pertes (essai spécial)	202
11.8.10	Mesure de la linéarité (essai spécial)	203
11.8.11	Mesure du niveau de bruit (essai spécial)	203
11.8.12	Essais d'endurance du mécanisme de régulation de l'inductance (essai spécial)	203
11.8.13	Démonstration de la capacité à résister aux effets dynamiques du courant assigné (essai spécial)	203
11.9	Tolérances	204
12	Bobines d'inductance de lissage	204
12.1	Généralités	204
12.2	Conception	204
12.3	Termes et définitions	204
12.4	Caractéristiques assignées	205
12.4.1	Tension assignée	205
12.4.2	Tension maximale de service	206

12.4.3	Courant continu permanent assigné.....	206
12.4.4	Spectre du courant permanent assigné.....	206
12.4.5	Courant de surcharge de courte durée, spectre du courant et durée ou cycle de fonctionnement du courant.....	206
12.4.6	Courant de défaut transitoire assigné	206
12.4.7	Inductance différentielle assignée.....	206
12.4.8	Linéarité de la bobine d'inductance de lissage.....	206
12.4.9	Exigences supplémentaires pour les bobines d'inductance avec enroulements directement refroidis par un liquide.....	207
12.5	Echauffement	207
12.6	Niveaux d'isolement	207
12.6.1	Niveaux de choc de foudre	207
12.6.2	Niveaux de choc de manœuvre.....	207
12.6.3	Niveau de tension de tenue continue par source séparée	207
12.6.4	Niveau de tension de tenue à l'inversion de polarité	207
12.6.5	Niveau de tension de tenue alternative par source séparée	208
12.7	Plaques signalétiques	208
12.8	Essais	209
12.8.1	Généralités	209
12.8.2	Essais individuels de série	209
12.8.3	Essai de type	209
12.8.4	Essais spéciaux	209
12.8.5	Mesure de l'inductance différentielle (essai individuel de série).....	210
12.8.6	Mesure de la perte de courant harmonique et calcul de la perte totale (essai individuel de série).....	211
12.8.7	Essai de tension de tenue alternative par source séparée (essai individuel de série).....	211
12.8.8	Essai de tension de tenue continue par source séparée pour bobines d'inductance immergées dans un liquide (essai individuel de série).....	212
12.8.9	Essai de tenue à l'inversion de polarité pour les bobines d'inductance immergées dans un liquide (essai individuel de série).....	212
12.8.10	Essai de choc de foudre (essai individuel de série)	213
12.8.11	Essai au choc de manœuvre (essai individuel de série, essai de type)	214
12.8.12	Essai de tension de tenue continue par source séparée humide pour les bobines d'inductance de type sec (essai de type)	214
12.8.13	Essai d'échauffement (essai de type)	214
12.8.14	Mesure du niveau de bruit (essai spécial).....	215
12.8.15	Mesure de l'impédance à haute fréquence (essai spécial)	216
12.8.16	Essai d'étanchéité du circuit de refroidissement par liquide pour les bobines d'inductance dont les enroulements sont refroidis directement par un liquide (essai individuel de série)	216
12.8.17	Mesure de la chute de pression pour les bobines d'inductance dont les enroulements sont directement refroidis par un liquide (essai de type)	217
12.8.18	Essai au courant de défaut transitoire (essai spécial).....	217
12.8.19	Essai au choc d'onde coupée pour les bobines d'inductance immergées dans un liquide (essai spécial)	218
12.9	Tolérances	218

Annexe A (informative) Informations concernant la manoeuvre des bobines d'inductance shunt et les applications spéciales	219
Annexe B (informative) Caractéristiques magnétiques des bobines d'inductance	222
Annexe C (informative) Réactance mutuelle, facteur de couplage et réactances équivalentes des bobines d'inductance triphasées	230
Annexe D (informative) Correction de température des pertes pour les bobines d'inductance à entrefer et les bobines dans l'air avec blindage magnétique immergées dans un liquide	233
Annexe E (normative) Essai de surtension entre spires pour les bobines d'inductance de type sec	235
Annexe F (informative) Essai de court-circuit	237
Annexe G (informative) Résistances – Caractéristiques, spécification et essais	239
Bibliographie	242
Figure 1 – Types de caractéristiques magnétiques des bobines d'inductance	132
Figure 2 – Paramètres pour la caractéristique magnétique non-linéaire	133
Figure 3 – Mesure de la réactance mutuelle pour les bobines d'inductance triphasées ou les bancs de trois bobines d'inductance monophasées	145
Figure 4 – Circuit d'essai phase-terre pour excitation monophasée	148
Figure 5 – Circuit d'essai entre phases pour excitation monophasée	148
Figure 6 – Circuit d'excitation monophasé pour bobines d'inductance avec blindage magnétique pour flux homopolaire	148
Figure 7 – Mesure de la réactance mutuelle pour les bobines d'inductance triphasées ou les bancs de trois bobines d'inductance monophasées	170
Figure 8 – Circuit d'essai de défaut monophasé avec neutre à la terre	196
Figure 9 – Circuit d'essai de défaut monophasé avec alimentation de tension à la terre	196
Figure 10 – Circuit de mesure pour déterminer l'inductance différentielle de deux bobines d'inductance de lissage identiques	210
Figure 11 – Profil de tension pour l'essai d'inversion double	213
Figure B.1 – Illustration de la forme d'onde du flux embrassé et du courant avec une tension sinusoïdale appliquée à une bobine d'inductance avec une caractéristique magnétique non-linéaire conformément à la Figure B.6	223
Figure B.2 – Circuit pour la mesure de la caractéristique magnétique selon le paragraphe B.7.1	226
Figure B.3 – Circuit équivalent avec la bobine d'inductance court-circuitée	226
Figure B.4 – Courbes mesurées d'un courant de charge et décharge continu de bobines d'inductance	228
Figure B.5 – Flux embrassé calculé au cours de la période de décharge (voir équations B7 et B9)	229
Figure B.6 – Caractéristique magnétique	229
Figure C.1 – Schéma équivalent d'une bobine d'induction triphasée comprenant le couplage magnétique entre phases	230
Figure E.1 – Circuit d'essai pour essai de surtension entre spires et oscillogrammes d'échantillon	236
Tableau 1 – Limites de température pour les bornes des enroulements des bobines d'inductance de type sec	137

Tableau 2 – Tolérances	196
Tableau 3 – Tolérances	204
Tableau C.1 – Réactance et rapport de flux pour les bobines d'inductance avec couplage magnétique uniforme	231
Tableau C.2 – Valeurs de couplage des bobines d'inductance avec couplage magnétique non uniforme	232

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60076-6:2007

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE –**Partie 6: Bobines d'inductance****AVANT-PROPOS**

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

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

Cette première édition de la CEI 60076-6 annule et remplace la seconde édition de la CEI 60289 parue en 1988. Cette édition constitue une révision technique.

Cette édition inclut les modifications techniques majeures suivantes par rapport à l'édition précédente:

- extension importante des articles «Définitions», «Caractéristiques» et «Essais»,
- distinction plus marquée entre définition et caractéristique,
- les articles «essais» prennent en compte les dernières révisions des normes CEI 60076 correspondantes,
- l'essai diélectrique des bobines d'inductance est maintenant conforme à l'essai diélectrique du transformateur selon la CEI 60076-3:2000,

- distinction conséquente entre bobine d'inductance immergée dans l'huile et de type sec,
- le document propose une manipulation plus facile et est plus indépendant que la CEI 60289,
- introduction de la bobine d'inductance de décharge comme une partie de l'Article 9,
- introduction de l'essai de surtension entre spires pour les bobines d'inductance de type sec (Annexe E),
- informations de base importantes données dans quatre nouvelles annexes informatives récemment introduites
 - ANNEXE A (informative) – Informations concernant la manœuvre des bobines d'inductance shunt et les applications spéciales
 - ANNEXE B (informative) – Caractéristiques magnétiques des bobines d'inductance
 - ANNEXE C (informative) – Réactance mutuelle, coefficient de couplage et réactances équivalentes des bobines d'inductance triphasées
 - ANNEXE D (informative) – Correction de température des pertes pour les bobines d'inductance à entrefer et les bobines dans l'air avec blindage magnétique immergées dans un liquide
 - ANNEXE F (informative) – Essai de court-circuit
 - ANNEXE G (informative) – Résistances – Caractéristiques, spécifications, essais

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

CDV	Rapport de vote
14/538/CDV	14/547A/RVC

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, présentées sous le titre général Transformateurs de puissance, peut être consultée sur le site web de la CEI.

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

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

La CEI remercie l'Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. (IEEE) de lui avoir donné l'autorisation de reproduire les informations tirées de la norme IEEE C57.21-1990, 10.3.3.2 et 10.7 et de la norme IEEE C57.16-1996, 11.6. IEEE, New York, NY, USA détient les droits de reproduction pour tous ces extraits. Droits de reproduction réservés. Des informations complémentaires sur IEEE sont données à l'adresse suivante <http://www.ieee.org>. IEEE n'est en aucune façon responsable de la manière dont ces extraits et leur contenu sont reproduits par la CEI ni du contexte dans lequel ils sont utilisés; IEEE n'est pas non plus responsable du reste du contenu et de sa précision.

INTRODUCTION

La présente partie de la CEI 60076 est destinée à servir de base pour la spécification et les essais des types de bobines d'inductance indiqués dans le domaine d'application. Ce document donne également des informations importantes concernant certaines applications de bobines d'inductance pour aider lors de l'établissement de spécifications sur les bobines d'inductance.

A chaque fois que cela a été possible, il a été fait référence aux articles techniques des autres parties de la CEI 60076 qui sont applicables aux transformateurs de puissance. Cependant, comme il existe des différences fondamentales avec les transformateurs, des considérations particulières s'appliquent à la spécification, aux essais et à l'application des bobines d'inductance. Elles sont incluses dans la présente partie de la CEI 60076.

Les Articles 1 à 6 constituent les parties générales de la présente partie de la CEI 60076 qui s'appliquent à tous les types de bobine d'inductance. Les Articles 7 à 12 traitent chacun d'un type de bobine d'inductance. Généralement, un seul des Articles 7 à 12 s'appliquera à une bobine d'inductance particulière.

La présente partie de la CEI 60076 possède plus d'une section de définitions. Les définitions générales données à l'Article 3 s'appliquent à l'ensemble de la présente partie de la CEI 60076. Chacun des Articles 7 à 12 qui traite d'un type particulier de bobine d'inductance comprend un paragraphe de définitions propre qui ne s'applique qu'à lui.

Les Articles 7 à 12 ont une structure uniforme. Dans cette structure, le paragraphe « caractéristiques assignées » présente les informations minimum qu'un acheteur doit fournir avec une spécification sur les bobines d'inductance. Le paragraphe « essais » de chaque Article définit les essais pertinents qui peuvent être appliqués au type de bobine d'inductance concerné et elle peut contenir des éléments supplémentaires qui doivent faire l'objet d'un accord au moment de la commande.

Les Annexes A, B, C, D, F et G donnent des informations supplémentaires pour certaines applications de bobines d'inductance et leurs essais. L'Annexe E décrit l'essai diélectrique entre spires.

La présente partie de la CEI 60076 couvre à la fois les bobines d'inductance de type sec et celles de type immergé dans un liquide et lorsque des paragraphes ou des articles ne s'appliquent qu'à un seul de ces types, ceci est clairement indiqué.

Lorsque cela était possible, les exigences du présent document ont été harmonisées avec celles de la norme IEEE équivalente.

TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE –

Partie 6: Bobines d'inductance

1 Domaine d'application

La présente partie de la CEI 60076 s'applique aux types de bobines d'inductance suivants:

- bobines d'inductance shunt;
- bobines d'inductance série y compris les bobines d'inductance de limitation du courant, de mise à la terre du neutre, de commande de flux d'énergie, de démarrage des moteurs et les bobines d'inductance pour les fours à arc;
- bobines d'inductance de filtrage (d'accord);
- bobines d'inductance d'amortissement de condensateur;
- bobines d'inductance de décharge de condensateur;
- transformateurs de mise à la terre (connecteurs de neutre);
- bobines d'inductance d'extinction d'arc;
- bobines d'inductance de lissage pour application CCHT et industrielle;

à l'exception des bobines d'inductance suivantes:

- bobines d'inductance de puissance inférieure à 1 kvar en monophasé et à 5 kvar en triphasé;
- bobines d'inductance de type spécial telles que les bobines pour circuits bouchons à haute fréquence ou celles montées sur les matériels roulants.

En l'absence de norme CEI pour des bobines d'inductance de petite taille ou de type spécial, la présente partie de la CEI 60076 peut être applicable en partie ou en totalité.

2 Références normatives

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

CEI 60060-1:1989, *Techniques d'essais à haute tension – Partie 1: Définitions et prescriptions générales*

CEI 60076-1:1993, *Transformateurs de puissance – Partie 1: Généralités*
Amendement 1 (1999)

CEI 60076-2:1997, *Transformateurs de puissance – Partie 2: Echauffement*

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

CEI 60076-4:2002, *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 60076-5:2006, *Transformateurs de puissance – Partie 5: Tenue au court-circuit*

CEI 60076-7:2005, *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 60076-10:2005, *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, *Traversées isolées pour tensions alternatives supérieures à 1 000 V*

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

CEI 60721-2-6, *Classification des conditions d'environnement – Partie 2: Conditions d'environnement présentes dans la nature. Vibrations et chocs sismiques*

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

CEI 60905:1987, *Guide de charge pour transformateurs de puissance du type sec*

CEI 60943:1998, *Guide concernant l'échauffement admissible des parties des matériels électriques, en particulier les bornes de raccordement*

3 Termes et définitions

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

Les définitions données dans le présent Article sont de nature générale. Des définitions supplémentaires sont données dans les Articles de la présente partie de la CEI 60076 qui sont spécifiques à un type particulier de bobine d'inductance ou qui revêtent une signification particulière pour ce type particulier de bobine.

De fréquentes références sont faites aux Articles techniques de la CEI 60076 concernant les transformateurs et leurs essais. La terminologie de ces normes peut ne pas être toujours strictement applicable aux bobines d'inductance. Par exemple « l'essai de tension de tenue alternative induite » est un essai dans lequel, pour les bobines d'inductance, la tension d'essai appliquée à un enroulement n'est pas « induite » par un autre enroulement mais appliquée directement par la source d'essai.

3.1 Types de bobines d'inductance

3.1.1

bobine d'inductance shunt

bobine d'inductance connectée entre phase et terre, entre phase et neutre ou entre phases dans un réseau pour compenser le courant capacitif

3.1.2

bobine d'inductance de limitation de courant

bobine d'inductance connectée en série dans un réseau pour limiter le courant en cas de conditions de défaut dans le réseau

3.1.3

bobine d'inductance de mise à la terre du neutre

bobine d'inductance connectée entre le neutre d'un réseau et la terre afin de limiter à une valeur désirée le courant phase-terre dans les conditions de défaut à la terre du réseau

3.1.4**bobine d'inductance de contrôle du flux d'énergie**

bobine d'inductance connectée en série dans un réseau pour contrôler le flux d'énergie

3.1.5**bobine d'inductance de démarrage de moteur**

bobine d'inductance connectée en série avec un moteur pour limiter le courant d'appel au cours du démarrage du moteur

3.1.6**bobine d'inductance série pour four à arc**

bobine d'inductance connectée en série avec un four à arc pour augmenter l'efficacité de l'opération de fusion du métal et pour réduire la variation de tension sur le réseau

3.1.7**bobine d'inductance d'amortissement**

bobine d'inductance connectée en série avec des condensateurs shunt pour limiter le courant d'appel lorsque le condensateur est mis sous tension, pour limiter le courant transitoire de décharge au cours de défauts de proximité ou de la manœuvre d'un condensateur adjacent et/ou pour désaccorder les batteries de condensateurs pour éviter toute résonance avec le réseau

3.1.8**bobine d'inductance de filtrage**

bobine d'inductance connectée en série ou en parallèle avec des condensateurs pour réduire ou bloquer les harmoniques ou les signaux de commande (signaux d'ondulation) avec des fréquences jusqu'à 10 kHz

3.1.9**bobine d'inductance de décharge**

bobine d'inductance utilisée dans le circuit de dérivation/de décharge des applications de batteries de condensateurs en série de réseau à haute tension pour limiter le courant dans des conditions de défaut

3.1.10**transformateur de mise à la terre (connecteurs de neutre)**

transformateur ou bobine d'inductance triphasée connectée dans un réseau pour fournir une connexion neutre pour la mise à la terre soit directement soit par l'intermédiaire d'une impédance

NOTE Les transformateurs de mise à la terre peuvent en outre alimenter une charge auxiliaire locale.

3.1.11**bobine d'inductance d'extinction d'arc**

bobine d'inductance connectée entre le neutre d'un réseau et la terre afin de compenser le courant capacitif phase-terre dû à un défaut monophasé à la terre (réseau à neutre compensé)

3.1.12**bobine d'inductance de lissage**

bobine d'inductance connectée en série dans un réseau à courant continu pour réduire la circulation des courants alternatifs et des surintensités transitoires

3.2 Autres définitions**3.2.1****tension la plus élevée pour le matériel**

U_m

base pour le niveau d'isolement de la bobine d'inductance selon la CEI 60076-3

3.2.2

blindage magnétique

partie ferromagnétique d'une bobine d'inductance conçue pour le contrôle des flux située à l'extérieur de l'enroulement de la bobine d'inductance

NOTE Inclut les culasses, les colonnes non bobinées, les shunts de cuves magnétiques etc.

3.2.3

bobine d'inductance dans l'air

bobine d'inductance conçue sans matériau ferromagnétique à l'intérieur ou à l'extérieur de l'enroulement pour le contrôle des flux (généralement bobines d'inductance de type sec)

3.2.4

bobine d'inductance à entrefer

bobine d'inductance conçue avec un noyau ferromagnétique comportant un entrefer à l'intérieur de l'enroulement (généralement bobines d'inductance immergées dans un liquide)

3.2.5

bobine d'inductance dans l'air avec blindage magnétique

bobine d'inductance conçue sans matériau ferromagnétique à l'intérieur de l'enroulement mais comportant un blindage magnétique à l'extérieur pour le contrôle des flux

3.2.6

réactance dans l'air d'une bobine d'inductance à entrefer ou dans l'air avec blindage magnétique

réactance calculée à partir de l'inductance différentielle (voir l'Article B.4) d'une bobine d'inductance qui contient un matériau ferromagnétique pour le contrôle des flux lorsque toutes les parties ferromagnétiques de la bobine d'inductance sont complètement saturées

3.2.7

caractéristique magnétique

La caractéristique magnétique d'une bobine d'inductance est la relation entre le flux embrassé de l'enroulement de la bobine d'inductance et le courant (voir la Figure 1 et Figure 2).

NOTE La caractéristique magnétique peut être linéaire comme dans la Figure 1a, non-linéaire comme dans la Figure 1b ou saturée comme dans la Figure 1c.

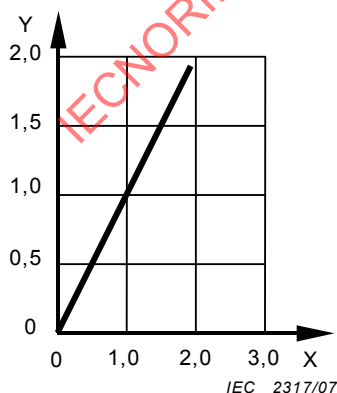


Figure 1a – Linéaire

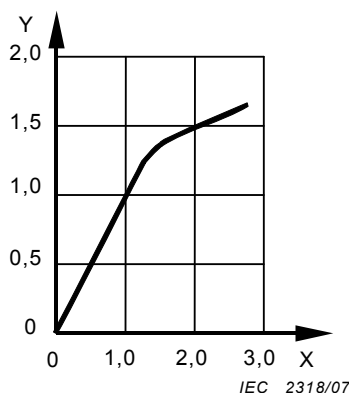


Figure 1b – Non-linéaire

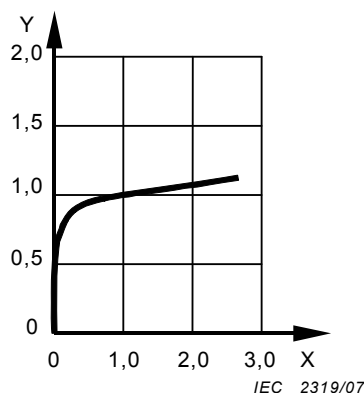


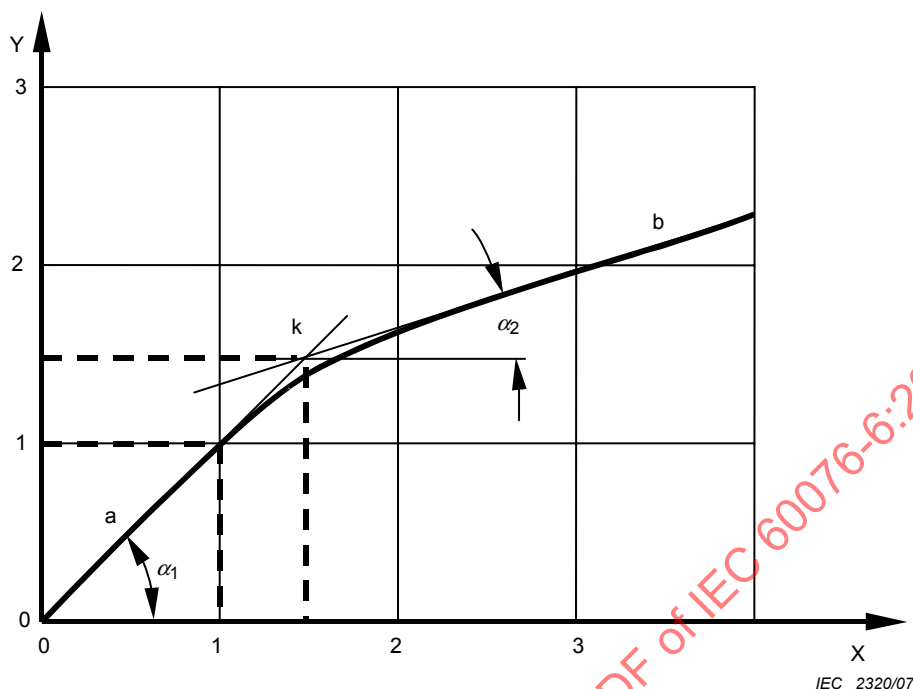
Figure 1c – Saturée

Légende

Axe des X – valeur instantanée du courant exprimée en p.u de la valeur assignée.

Axe des Y – valeur instantanée du flux embrassé exprimée en p.u de la valeur du courant assigné.

Figure 1 – Types de caractéristiques magnétiques des bobines d'inductance



Légende

Axe des X – valeur instantanée du courant exprimée en p.u de la valeur assignée.

Axe des Y – valeur instantanée du flux embrassé exprimée en p.u de la valeur du courant assigné.

α_1 = angle de pente (inductance différentielle) de la caractéristique de la partie non-saturée.

α_2 = angle de pente (inductance différentielle) de la caractéristique de la partie saturée.

k = point de coude de saturation, intersection des deux droites a et b.

Figure 2 – Paramètres pour la caractéristique magnétique non-linéaire

3.2.8

bobine d'inductance linéaire

bobine d'inductance ayant une réactance constante (pour les bobines d'inductance de lissage: une inductance constante) dans les limites de tolérance données dans l'Article applicable jusqu'à la valeur concernée d'intensité ou de tension

NOTE Une bobine d'inductance linéaire peut avoir une caractéristique magnétique linéaire comme dans la Figure 1a en l'absence de composante ferromagnétique ou une caractéristique magnétique non linéaire comme dans la Figure 1b si la construction intègre un noyau ferromagnétique ou un blindage.

3.2.9

bobine d'inductance saturée

bobine d'inductance spécifiquement conçue de manière à ce que la réactance varie en valeur avec la tension ou l'intensité de service

NOTE Un exemple de bobine d'inductance avec une caractéristique magnétique saturée est donné à la Figure 1c.

3.2.10

fréquence industrielle

fréquence assignée du réseau d'énergie électrique dans lequel la bobine d'inductance doit être installée

3.2.11

température de référence

pour les bobines d'inductance immergées dans un liquide, la température de référence est de 75 °C, pour les bobines d'inductance de type sec, la température de référence est donnée dans la CEI 60076-11 selon la classe d'isolation.

NOTE Pour les bobines d'inductance de type sec dont l'échauffement en condition normale de fonctionnement est sensiblement inférieur à ce qui est permis pour la classe d'isolation particulière, il convient de s'accorder sur une température de référence inférieure.

4 Symboles et abréviations

Symbole	Signification	Unités
f_r	Fréquence assignée (voir NOTE)	Hz
f_{rd}	Fréquence de décharge assignée	Hz
f_{rIN}	Fréquence d'appel assignée	Hz
f_{rt}	Fréquence d'accord assignée	Hz
I_{equ}	Courant équivalent à la fréquence industrielle	A
I_d	Courant continu permanent assigné	A
I_h	Courant harmonique à l'harmonique de rang h	A
I_{Nr}	Courant de neutre permanent assigné	A
I_{NSTr}	Courant de neutre de courte durée assigné	A
I_{MSCr}	Courant de court-circuit mécanique assigné	A
I_r	Courant assigné (voir NOTE)	A
I_{rd}	Courant de décharge assigné	A
I_{rIN}	Courant d'appel assigné	A
I_{SCr}	Courant de court-circuit thermique assigné (voir NOTE)	A
I_T	Courant d'essai continu équivalent	A
I_{essai}	Courant d'essai	A
I_{STr}	Courant de court-circuit assigné	A
k	Facteur de couplage (voir NOTE)	
L_{inc}	Inductance supplémentaire	H
L_r, L_{SCr}	Inductance assignée (voir NOTE)	H
Q_f	Facteur de qualité	
R	Résistance en courant continu	Ω
T_{NSTr}	Durée du courant de neutre de courte durée assigné	s
T_r	Durée du courant assigné	s
T_{SCr}	Durée du courant de court-circuit thermique assigné	s
T_{STr}	Durée du courant de court-circuit assigné	s
U_{ac}	Tension de tenue en courant alternatif	V
U_d	Tension continue assignée	V
U_{dc}	Tension de tenue en courant continu	V
U_{dmax}	Tension continue permanente la plus élevée	V
U_m	Tension la plus élevée pour le matériel (voir CEI 60076-3:2000, 3.1)	V
U_{max}	Tension maximale de service, tension permanente maximale (voir NOTE)	V
U_{pr}	Tension d'essai d'inversion de polarité	V
U_r	Tension assignée (voir NOTE)	V
U_{essai}	Tension d'essai	V

Symbole	Signification	Unités
X_0	Réactance homopolaire	Ω
X_m	Réactance mutuelle	Ω
X_r, X_{SCr}	Réactance assignée (voir NOTE)	Ω
Z_0	Impédance homopolaire	Ω
Z_r	Impédance permanente assignée	Ω
Z_{r1}	Impédance permanente monophasée assignée	Ω
Z_{r3}	Impédance permanente triphasée assignée	Ω
Z_{SCr}	Impédance de court-circuit assignée	Ω
Z_{SCr1}	Impédance de court-circuit monophasée assignée	Ω
Z_{SCr3}	Impédance de court-circuit triphasée assignée	Ω
Z_{STr}	Impédance de courte durée assignée	Ω
Z_{STr1}	Impédance de courte durée monophasée assignée	Ω
Z_{STr3}	Impédance de courte durée triphasée assignée	Ω
NOTE La définition de ces caractéristiques assignées est donnée dans l'Article applicable au type particulier de bobine d'inductance.		

5 Conditions de service

5.1 Généralités

Les conditions de service normales pour les bobines d'inductance et les exigences pour les conditions de service inhabituelles sont les mêmes que celles spécifiées pour les transformateurs de puissance dans la CEI 60076-1 et dans la CEI 60076-11, selon ce qui est applicable.

Lors d'une demande, l'acheteur doit identifier toute condition de service non couverte par les conditions de service normales telles qu'elles sont spécifiées dans la CEI 60076-1 et dans la CEI 60076-11.

NOTE De telles conditions sont, par exemple:

- température ambiante élevée ou basse sortant des limites prescrites dans la CEI 60076-1;
- altitude supérieure aux limites prescrites dans la CEI 60076-1;
- un environnement avec un niveau de pollution (voir CEI 60137 et CEI 60815) qui exige une attention particulière concernant l'isolation extérieure de la bobine d'inductance ou la bobine d'inductance elle-même: exemples:
 - fumées et vapeurs nuisibles;
 - poussières excessives ou abrasives;
 - pollution industrielle;
 - brouillard salin;
 - humidité tropicale.

Ceci se vérifie en particulier pour les bobines d'inductance de type sec. Il convient que le fabricant indique les mesures pour satisfaire aux exigences de pollution (revêtements spéciaux, écrans contre les intempéries, etc.) et les exigences de maintenance pour ces mesures.

5.2 Conditions sismiques

Il est recommandé que les bobines d'inductance destinées à fonctionner dans des conditions sismiques soient qualifiées par des calculs, conformément à la CEI 60721-2-6, sous réserve d'accord entre le fabricant et l'acheteur.

6 Conception, essais, tolérances et application

L'application des essais aux bobines d'inductance suit en général les règles correspondantes pour les transformateurs de la CEI 60076, mais il peut exister des facteurs particuliers applicables à certaines bobines d'inductance, définis dans la présente partie de la CEI 60076, pouvant limiter les niveaux d'essai qui peuvent être atteints. Toute limitation affectant les niveaux d'essai qui peuvent être obtenus doit être indiquée clairement à l'acheteur par le fabricant au moment de l'offre.

Quels que soient les niveaux d'essai réels qui peuvent être obtenus, les bobines d'inductance doivent être conçues pour résister aux niveaux d'essai appropriés spécifiés dans la CEI 60076. Dans le cas exceptionnel où les niveaux d'essai réels sont inférieurs aux niveaux donnés dans la CEI 60076, le fabricant doit démontrer à l'acheteur par calcul ou par référence à d'autres conceptions similaires ayant subi les essais, que l'isolation, les distances d'isolement et les autres facteurs pertinents sont appropriés pour satisfaire aux niveaux d'essai de la CEI 60076.

Dans certaines circonstances, l'utilisation d'un enroulement d'essai avec un noyau d'essai peut être appropriée pour obtenir les niveaux d'essai complets.

Les essais doivent être réalisés avec la bobine d'inductance montée en grande partie comme en service, en ce qui concerne les caractéristiques affectant les résultats d'essai. Le paragraphe 10.1 de la CEI 60076-1:1993 s'applique, néanmoins les bobines d'inductance de type sec peuvent être soumises aux essais à toute température ambiante.

L'acheteur peut demander des calculs et/ou des comparaisons avec des unités assignées similaires à la place d'essais de type ou d'essais spéciaux lorsque ces essais ont été préalablement effectués sur des unités similaires.

Dans la mesure où le facteur de puissance des bobines d'inductance est normalement très faible, la mesure de perte utilisant des wattmètres peut donner lieu à des erreurs considérables. La mesure de perte utilisant des transformateurs de courant à flux compensés, des condensateurs normalisés comme transducteurs de tension et des wattmètres numériques peut donner la précision requise. Une méthode avec un pont adaptée peut également fournir la précision requise. Pour plus d'informations, se reporter à l'Article 10 de la CEI 60076-8:1997. A la demande de l'acheteur, une documentation satisfaisante doit être fournie concernant la précision de la méthode proposée.

Une bobine d'inductance de type sec n'est généralement pas placée dans une cuve en acier ou dans une enveloppe. Toutes les parties de l'ensemble bobine d'inductance doivent être considérées comme des parties actives. C'est pourquoi, une attention particulière doit être portée à la prévention des contacts accidentels du personnel lorsque la bobine d'inductance est en service. Si l'acheteur a une exigence particulière à savoir le montage en hauteur de la bobine d'inductance, ceci doit être indiqué dans l'offre. Des précautions de sécurité comme l'installation de clôtures sont susceptibles d'être exigées et doivent être considérées comme faisant partie de la conception du poste électrique. Lorsque l'acheteur spécifie des limites particulières pour l'intensité de champ magnétique, le fabricant doit fournir un plan indiquant l'intensité de champ magnétique à proximité de la bobine d'inductance.

Le champ magnétique à proximité immédiate d'une bobine d'inductance dans l'air de type sec peut avoir une amplitude suffisante pour induire un échauffement et des forces de réaction dans les objets métalliques proches. Lorsque cela est applicable, un guide concernant la distance d'éloignement magnétique appropriée doit être fourni par le fabricant.

A la température ambiante maximale spécifiée, la température des bornes de l'enroulement des bobines d'inductance de type sec ne doit pas dépasser les limites données au Tableau 1.

Tableau 1 – Limites de température pour les bornes des enroulements des bobines d'inductance de type sec

	Température
Bornes nues en cuivre, en alliage de cuivre, en aluminium ou en alliage d'aluminium:	90 °C
Bornes plaquées argent ou bornes plaquées nickel en cuivre, en alliage de cuivre, en aluminium ou en alliage d'aluminium:	115 °C
Bornes étamées en cuivre, en alliage de cuivre, en aluminium ou en alliage d'aluminium:	105 °C

Pour plus d'informations, voir la CEI 60943.

Les tolérances sur certaines valeurs assignées et garanties sont données dans les articles correspondants. Pour d'autres grandeurs, lorsqu'elles sont soumises à des garanties, on doit faire référence à la CEI 60076-1, si applicable.

NOTE D'autres tolérances et les tolérances sur d'autres grandeurs peuvent être spécifiées dans la demande et dans la commande.

7 Bobines d'inductance shunt

7.1 Généralités

Cet Article décrit les exigences pour les bobines d'inductance destinées à être connectées entre phase et terre, entre phase et neutre ou entre phases dans un réseau pour compenser le courant capacitif. La puissance réactive absorbée sous la tension assignée peut être fixée ou elle peut être réglée par l'utilisation de moyens supplémentaires tels que:

- manœuvre commandée par la phase par un dispositif électronique de puissance (par exemple dans un schéma var statique);
- magnétisation du noyau en acier par courant continu;
- prises d'enroulements pour réglage en charge ou hors tension.

NOTE Des informations sur les applications particulières sont données dans l'Annexe A.

7.2 Conception

Du point de vue de la conception et de l'installation, la bobine d'inductance peut être identifiée comme:

- monophasée ou triphasée;
- de type sec ou immergée dans un liquide;
- dans l'air ou à entrefer;
- avec ou sans blindage magnétique;
- pour installation à l'intérieur ou à l'extérieur;
- pour réactance constante ou variable;
- linéaire ou saturée.

La connaissance de la caractéristique magnétique peut être nécessaire pour l'acheteur et elle doit être fournie sur demande. Elle peut être déterminée par mesure ou calcul. Pour des informations détaillées, voir l'Annexe B.

7.3 Termes et définitions

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

7.3.1

tension assignée

U_r

tension à la fréquence assignée qui doit être appliquée entre les bornes de ligne des enroulements d'une bobine d'inductance triphasée ou entre les bornes de l'enroulement d'une bobine d'inductance monophasée.

NOTE Pour les bobines d'inductance monophasées destinées à être associées dans un banc triphasé, la tension assignée de chaque unité individuelle prévue pour être connectée en étoile est indiquée par une fraction dont le numérateur est la tension entre phases et le dénominateur $\sqrt{3}$, par exemple:

$$U_r = \frac{525}{\sqrt{3}} \text{ kV}$$

7.3.2

tension maximale de service

$U_{\max}$

tension la plus élevée spécifiée à la fréquence assignée sous laquelle la bobine d'inductance doit être capable de fonctionner en permanence

NOTE $U_{\max}$ n'est pas la même chose que U_m (voir 3.2.1) mais dans certains cas particuliers, elle peut avoir la même valeur.

7.3.3

puissance assignée

puissance réactive de la bobine d'inductance shunt spécifiée pour le fonctionnement sous tension et fréquence assignées. Voir aussi la note de 7.4.3.

Dans le cas des bobines d'inductance à réactance réglable, la puissance assignée fait référence au réglage de la bobine avec la puissance réactive la plus élevée, sauf spécification contraire.

NOTE Dans le cas de bobines d'inductance à prises, la puissance assignée fait référence à la position de prise avec le nombre minimal de spires.

7.3.4

courant assigné

I_r

courant de ligne déduit de la puissance assignée et de la tension assignée

NOTE Pour les bobines d'inductance monophasées destinées à être associées dans un banc triphasé, le courant assigné de chaque unité individuelle prévue pour être connectée en triangle est indiqué par une fraction dont le numérateur est le courant de ligne correspondant et le dénominateur $\sqrt{3}$, par exemple:

$$I_r = \frac{500}{\sqrt{3}} \text{ A}$$

Pour les bobines d'inductance dans un schéma var statique avec courant commandé par la phase, le courant assigné se rapporte au courant sinusoïdal de pleine charge sauf spécification contraire.

7.3.5

réactance assignée (inductance assignée)

$X_r (L_r)$

réactance spécifiée sous la tension assignée et à la fréquence assignée en Ohms par phase. Elle est déduite de la puissance assignée et de la tension assignée. Pour les bobines d'inductance à courant commandé par la phase, l'inductance assignée ($L_r = X_r / (2\pi f_r)$) doit être spécifiée.

7.3.6

réactance homopolaire d'une bobine d'inductance triphasée à couplage en étoile

X_0

réactance par phase à la fréquence assignée égale à trois fois la valeur de la réactance mesurée entre les bornes de ligne, connectées ensemble et la borne de neutre. Le rapport X_0/X_r dépend de la conception de la bobine d'inductance. Pour plus d'informations, voir l'Annexe C.

7.3.7

réactance mutuelle d'une bobine d'inductance triphasée

X_m

rapport entre la tension induite dans une phase ouverte et le courant dans une phase alimentée à la fréquence assignée en Ohms par phase. Elle est normalement exprimée par unité de réactance assignée.

7.3.8

niveau de courant d'appel

rapport entre le courant de crête maximal qui peut apparaître lors de la mise sous tension de la bobine d'inductance et $\sqrt{2}$ fois le courant assigné

7.4 Caractéristiques assignées

Les caractéristiques assignées d'une bobine d'inductance shunt se rapportent à un service continu, sauf spécification contraire.

Pour les bobines d'inductance dans un schéma var statique avec courant commandé par la phase, les valeurs garanties se rapportent au courant sinusoïdal de pleine charge sauf spécification contraire.

7.4.1 Tension assignée

La tension assignée U_r à la fréquence assignée est attribuée par l'acheteur. La tension assignée donne la base de la conception, les garanties du fabricant et les essais sauf spécification contraire dans 7.8. La tension assignée est généralement spécifiée comme la tension normale de service du réseau.

7.4.2 Tension maximale de service

La tension maximale de service U_{max} est spécifiée par l'acheteur. Elle ne doit pas être inférieure à la tension de service permanente la plus élevée appliquée à la bobine d'inductance en service. Elle peut être égale à la tension assignée U_r .

7.4.3 Puissance assignée

La puissance assignée doit être spécifiée par l'acheteur.

NOTE Lorsque trois bobines d'inductance monophasées sont fournies pour être connectées dans un banc triphasé, la puissance assignée est normalement indiquée comme la puissance d'une bobine d'inductance monophasée. Si la puissance triphasée est spécifiée, elle doit être clairement indiquée.

7.4.4 Réactance homopolaire X_0 d'une bobine d'inductance triphasée connectée en étoile

Toute préférence particulière de rapport X_0/X_r doit être indiquée par l'acheteur au moment de la demande et doit faire l'objet d'un accord entre l'acheteur et le fabricant au moment de la commande.

NOTE Pour plus d'informations concernant la dépendance de la réactance homopolaire par rapport à la conception, voir l'Annexe C.

7.4.5 Réactance mutuelle d'une bobine d'inductance triphasée

La valeur maximale d'une réactance mutuelle X_m peut être spécifiée par l'acheteur si elle est importante pour le système.

NOTE 1 La réactance mutuelle sera généralement négligeable pour:

- un banc de trois bobines d'inductance monophasées individuelles immergées dans un liquide;
- un banc de trois bobines d'inductance dans l'air (de type sec) monophasées dans une disposition côte à côte;
- une bobine d'inductance triphasée ayant un blindage magnétique pour le flux homopolaire.

NOTE 2 Pour plus d'informations sur la dépendance de la réactance mutuelle par rapport à la conception, voir l'Annexe C.

7.4.6 Niveau du courant d'appel

Sauf spécification contraire, le calcul du courant d'appel de crête maximal est fondé sur la tension assignée U_r , sur la fréquence assignée et sur l'angle de manœuvre le plus sévère. Le niveau du courant d'appel doit être fourni par le fabricant à la demande de l'acheteur.

NOTE Des informations supplémentaires sur les caractéristiques du courant d'appel sont données dans l'Article B.6.

7.4.7 Linéarité de la bobine d'inductance shunt

Sauf spécification contraire, la bobine d'inductance doit être une bobine linéaire dans les limites de tolérance données 7.9.3 jusqu'à U_{max} . Sinon, un courant harmonique maximal peut être spécifié comme pourcentage de la composante fondamentale à U_r ou U_{max} .

7.5 Echauffement

Les limites d'échauffement données dans la CEI 60076-2, pour les transformateurs immergés dans un liquide, et dans la CEI 60076-11, pour les transformateurs de type sec, s'appliquent à la tension maximale de service U_{max} .

7.6 Niveau d'isolement

Pour la spécification du niveau d'isolement, voir la CEI 60076-3.

7.7 Plaques signalétiques

Chaque bobine d'inductance doit être munie d'une plaque signalétique en matériau résistant aux intempéries, fixée à un endroit visible et portant, dans tous les cas, les informations appropriées indiquées ci-dessous. Les inscriptions de la plaque doivent être marquées de façon indélébile (par exemple par gravure chimique, gravure ou estampage).

- type de bobine d'inductance;
- application à l'intérieur/à l'extérieur;
- référence de la présente partie de la CEI 60076;
- nom du fabricant;
- numéro de série du fabricant;
- année de fabrication;
- niveau(x) d'isolement;
- nombre de phases;
- puissance assignée (pour les bobines d'inductance à prises, la puissance sur chaque position de prise);
- fréquence assignée;

- tension assignée;
- courant assigné;
- tension maximale de service;
- couplage des enroulements (si applicable);
- réactance sous la tension assignée et à la fréquence assignée ou inductance sous tension assignée, valeur mesurée;
- type de refroidissement;
- classe thermique de l'isolation (pour les bobines d'inductance du type sec uniquement);
- échauffement de l'huile supérieure et de l'enroulement moyen (pour les bobines d'inductance immergées dans un liquide uniquement);
- masse totale;
- masse de transport (uniquement pour les bobines d'inductance immergées dans un liquide);
- masse de décuvage (pour les bobines d'inductance immergées dans un liquide);
- masse de liquide isolant (si applicable);
- type de liquide isolant, si autre que de l'huile minérale (si applicable);
- schéma de connexion montrant les prises et les transformateurs de mesure (si applicable);
- type de changeur de prises (si applicable);
- réactance homopolaire, valeur mesurée (si applicable sur demande);
- réactance mutuelle, valeur mesurée (si applicable sur demande);

7.8 Essais

7.8.1 Généralités

Les exigences générales pour les essais individuels de série, de type et spéciaux sont prescrites dans la CEI 60076-1.

7.8.2 Essais individuels de série

Les essais individuels de série suivants doivent être effectués:

- mesure de la résistance de l'enroulement (CEI 60076-1);
- mesure de la réactance (7.8.5);
- mesure de la perte à température ambiante (7.8.6);
- essais diélectriques (7.8.10);
- mesure de la résistance d'isolement et/ou de la capacité et du facteur de dissipation ($\tan \delta$) de l'isolation de l'enroulement à la terre pour les bobines d'inductance immergées dans un liquide. (Il s'agit de valeurs de référence pour la comparaison avec les mesures ultérieures. Aucune limitation n'est donnée ici pour ces valeurs.)

7.8.3 Essais de type

Les essais de type suivants doivent être effectués:

- essai d'échauffement (7.8.14);
- mesure des vibrations pour les bobines d'inductance immergées dans un liquide (7.8.13);
- mesure du niveau de bruit (7.8.12);
- essais diélectriques (7.8.10);

- mesure de la puissance consommée par les ventilateurs et les pompes à huile le cas échéant.

7.8.4 Essais spéciaux

Les essais spéciaux suivants doivent être réalisés lorsque l'acheteur le demande expressément:

- mesure de la réactance homopolaire des bobines d'inductance triphasées (7.8.8);
- mesure de la réactance mutuelle des bobines d'inductance triphasées (7.8.9);
- mesure des harmoniques du courant (7.8.7);
- mesure des pertes près de la température de référence dans le cas de bobines d'inductance immergées dans un liquide (7.8.6);
- détermination de la linéarité des bobines d'inductance (7.8.5.3);
- mesure des caractéristiques magnétiques des bobines d'inductance à entrefer et des bobines d'inductance dans l'air avec blindage magnétique (7.8.11);
- essais diélectriques (7.8.10);
- mesure du bruit près de la température de service (7.8.12).

7.8.5 Détermination de la réactance et de la linéarité de réactance

7.8.5.1 Méthode

- a) La réactance doit être déterminée à la fréquence assignée en appliquant une tension pratiquement sinusoïdale.
- b) La réactance est déterminée à partir de la tension appliquée et du courant mesuré (valeur efficace). Il est estimé que la composante résistive de l'impédance est négligeable.
- c) La réactance des bobines d'inductance triphasées doit être mesurée avec des tensions triphasées appliquées aux bornes de la bobine.

La réactance doit être prise comme le rapport
$$\frac{\text{tension appliquée entre phases}}{\text{courant de ligne moyen mesuré} \times \sqrt{3}}$$

NOTE 1 Il convient de tenir compte de la possible circulation du courant homopolaire à travers la bobine d'inductance shunt soumise à l'essai. Ceci peut avoir un impact sur le résultat d'essai.

NOTE 2 Une mesure de réactance peut être effectuée avec une excitation monophasée pour les bobines triphasées avec blindage magnétique pour flux homopolaire dans le cadre d'un accord entre le fabricant et l'acheteur. Dans ce cas, il convient qu'une comparaison à une tension inférieure soit faite entre les mesures monophasées et triphasées et qu'un facteur de correction adapté soit défini par accord.

7.8.5.2 Mesure de la réactance sous la tension assignée (essai individuel de série)

La mesure de la réactance doit être effectuée selon le 7.8.5.1 sous la tension assignée et à la fréquence assignée sauf pour les bobines d'inductance dans l'air. Dans ce cas, les mesures doivent être réalisées à la fréquence assignée sous toute tension jusqu'à la tension assignée.

Dans des cas exceptionnels, par exemple dans le cas de bobines d'inductance avec une puissance assignée très élevée et une tension réseau élevée, il peut être difficile de réaliser l'essai sous tension assignée. Pour les bobines d'inductance à entrefer et les bobines dans l'air avec blindage magnétique conçues pour être linéaires, la tension d'essai doit être la valeur maximale de l'installation d'essai mais au moins $0,9 U_r$. Dans ce cas, la bobine d'inductance doit être montrée comme une bobine linéaire conformément à 7.8.5.3. Si le fabricant n'est pas capable de mesurer sous U_r , alors le niveau d'essai qui peut être atteint doit être indiqué dans l'offre.

7.8.5.3 Détermination de la linéarité des bobines d'inductance (essai spécial)

La réactance doit être mesurée avec la méthode décrite en 7.8.5.1 avec des valeurs $\leq 0,7 \cdot U_r$, $0,9 \cdot U_r$, U_r et $U_{\max}$ ou sous d'autres tensions spécifiées jusqu'à la tension maximale de service ou, par un accord entre l'acheteur et le fabricant, à des valeurs légèrement supérieures.

Lorsque l'installation d'essai n'est pas appropriée pour réaliser l'essai à ces tensions ou que le but est de déterminer la linéarité au-delà de $U_{\max}$, l'essai peut être réalisé à une fréquence inférieure (et à la tension inférieure correspondante). Sinon, la bobine d'inductance peut être montrée comme linéaire par la mesure de la caractéristique magnétique selon 7.8.11 et la réactance peut être calculée.

NOTE Pour plus d'informations, voir l'Annexe B.

7.8.6 Mesure des pertes (essai individuel de série, essai spécial)

7.8.6.1 Généralités

Les pertes sont basées sur le fonctionnement de la bobine d'inductance avec le courant assigné à la fréquence assignée et à la température de référence. Les pertes mesurées doivent être corrigées en fonction du courant assigné et de la température de référence.

Une documentation satisfaisante sur la précision de la méthode proposée doit être fournie sur demande.

Pour les bobines d'inductance triphasées, la mesure de la perte doit être réalisée avec une excitation triphasée.

NOTE 1 Dans le cas de bobines d'inductance triphasées à faible perte, la perte mesurée des phases individuelles peut être inégale ou même négative dans une phase. La somme arithmétique des trois valeurs de perte donne la perte totale.

NOTE 2 Une mesure de perte peut être effectuée avec une excitation monophasée pour les bobines triphasées avec blindage magnétique pour le flux homopolaire dans le cadre d'un accord particulier entre le fabricant et l'acheteur. Dans ce cas, une comparaison à une tension inférieure doit être faite entre les mesures monophasées et triphasées et un facteur de correction adapté doit être défini par accord.

7.8.6.2 Bobine d'inductance dans l'air

Pour les bobines d'inductance dans l'air, les mesures peuvent être réalisées sous toute tension jusqu'à la tension assignée à la fréquence assignée. La perte à la valeur du courant assigné doit être obtenue en multipliant la perte mesurée par le carré du rapport du courant assigné sur le courant mesuré sous tension réduite.

La présence de parties métalliques proches autour ou sous les bobines d'inductance affectera de manière significative la mesure des pertes. C'est la raison pour laquelle les parties métalliques qui appartiennent à la structure de support de la bobine d'inductance lorsqu'elles sont fournies par le fabricant doivent être en place au cours de l'essai et que d'autres parties métalliques doivent être évitées.

La perte totale est composée de la perte ohmique et des pertes supplémentaires. La part de la perte ohmique est prise comme égale à $I_r^2 R$, R étant la résistance en courant continu mesurée, I_r étant le courant assigné. La part de perte supplémentaire est la différence entre la perte totale et la perte ohmique $I_r^2 R$.

La mesure de la perte peut être réalisée à toute température ambiante pratique et corrigée à la température de référence selon la méthode donnée dans la CEI 60076-1.

7.8.6.3 Bobines d'inductance à entrefer et bobines d'inductance dans l'air avec blindage magnétique

Pour les bobines d'inductance à entrefer et les bobines d'inductance dans l'air avec blindage magnétique, la perte doit être mesurée sous la tension assignée et à la fréquence assignée. La tension doit être mesurée avec un voltmètre sensible à la valeur moyenne de la tension mais graduée pour indiquer la valeur efficace de l'onde sinusoïdale ayant la même valeur moyenne. Si, sous tension assignée, le courant mesuré est différent du courant assigné, la perte mesurée doit être corrigée au courant assigné en multipliant la perte mesurée par le carré du rapport du courant assigné sur le courant mesuré.

Dans des cas exceptionnels, par exemple une puissance assignée très élevée et une tension réseau élevée, il peut être difficile de satisfaire à cette condition d'essai. Dans ces cas, la perte à la valeur du courant assigné doit être obtenue en multipliant la perte mesurée par le carré du rapport du courant assigné sur le courant mesuré sous tension réduite. La tension d'essai doit être d'au moins $0,9 U_r$.

La perte totale est composée de la perte ohmique, des pertes dans le fer et des pertes supplémentaires. La part de la perte ohmique est prise comme égale à $I_r^2 R$, R étant la résistance en courant continu mesurée, I_r étant le courant assigné. Les pertes dans le fer et les pertes supplémentaires ne peuvent pas être séparées par des mesures. La somme des pertes dans le fer et des pertes supplémentaires est par conséquent la différence entre la perte totale et la perte ohmique.

La mesure des pertes doit être réalisée comme un essai individuel de série à la température ambiante de l'usine et elle doit être corrigée à la température de référence. La perte ohmique est corrigée à la température de référence selon la méthode donnée dans la CEI 60076-1. Une correction des pertes dans le fer et des pertes supplémentaires à la température de référence n'est normalement pas réalisable en pratique. C'est la raison pour laquelle les pertes dans le fer et les pertes supplémentaires doivent être considérées comme indépendantes de la température. Cette hypothèse donne normalement un chiffre de perte légèrement plus élevé à la température de référence que celui qui existe en réalité.

Lorsqu'une mesure spéciale d'essai de perte proche de la température de référence est spécifiée, la mesure de perte peut être réalisée avec l'essai d'échauffement. La mesure individuelle de perte à la température ambiante doit être aussi réalisée sur la même unité pour établir un coefficient de température pour la perte totale (en prenant l'hypothèse d'une variation linéaire). Le chiffre de perte pour toutes les bobines d'inductance de même conception doit être corrigé à la température de référence en utilisant le coefficient de température établi sur cette unité.

NOTE L'Annexe D donne un exemple de correction de température des pertes.

7.8.7 Mesure des harmoniques du courant (essai spécial)

Les harmoniques du courant dans les trois phases sont mesurées sous la tension assignée ou, si cela est spécifié, sous la tension maximale de service, au moyen d'un analyseur d'harmoniques. La grandeur de l'harmonique considéré est exprimée en pourcentage de la composante fondamentale. Sinon, ou si le niveau de la tension d'essai ne peut pas être obtenu, les harmoniques du courant sous la tension assignée ou sous la tension maximale de service selon ce qui est spécifié, peuvent être déduits de la caractéristique magnétique mesurée ou par calcul. Pour plus d'informations sur la caractéristique magnétique, voir l'Annexe B.

Les harmoniques de la tension appliquée doivent être mesurés de manière appropriée au même moment.

NOTE 1 Sauf dans le cas où l'acheteur a des exigences particulières en matière de courant harmonique, cet essai n'est normalement pas réalisé sur des bobines d'inductance shunt linéaires.

NOTE 2 Cette mesure est réalisable uniquement si le facteur de distorsion (voir Article B.5) de la tension assignée est inférieur à 2 %.

7.8.8 Mesure de la réactance homopolaire des bobines d'inductance triphasées (essai spécial)

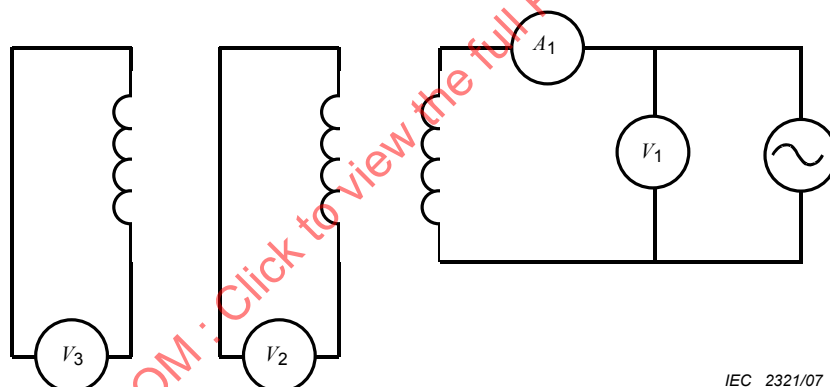
Voir la CEI 60076-1.

Cette mesure doit être réalisée sous une tension correspondant à un courant de neutre ne dépassant pas le courant de phase assigné. Le courant dans le neutre et la durée d'application peuvent être limités pour éviter que des parties métalliques n'atteignent une température excessive.

7.8.9 Mesure de la réactance mutuelle des bobines d'inductance triphasées (essai spécial)

Sauf spécification contraire, la mesure doit être réalisée sous la tension assignée conformément à la Figure 3 pour les bobines d'inductance à entrefer et les bobines d'inductance dans l'air avec blindage magnétique. Pour les autres bobines d'inductance, toute tension convenable peut être utilisée pour cette mesure.

Le courant dans le neutre et la durée d'application peuvent être limités pour éviter que des parties métalliques n'atteignent une température excessive.



IEC 2321/07

Légende

Indications du voltmètre: V_1 , V_2 , V_3

Indication de l'ampèremètre: A_1

Réactance mutuelle $X_m = V_2/A_1$ ou V_3/A_1 respectivement

Figure 3 – Mesure de la réactance mutuelle pour les bobines d'inductance triphasées ou les bancs de trois bobines d'inductance monophasées

7.8.10 Essais diélectriques

7.8.10.1 Généralités

L'application des essais diélectriques aux bobines d'inductance shunt suit en général les règles données pour les transformateurs dans les CEI 60076-3, 60076-4 et 60076-11.

7.8.10.2 Essai de tension de tenue alternative par source séparée (essai individuel de série, essai spécial)

Cet essai s'applique comme un essai individuel de série aux bobines d'inductance immergées dans un liquide. Voir CEI 60076-3, Article 11.

Les bobines d'inductance dans l'air de type sec utilisent généralement des isolateurs normalisés de support de poste ou de bus pour le montage de la bobine et l'isolation entre les enroulements de la bobine et la terre et entre les phases lorsqu'au moins deux unités sont empilées. C'est pourquoi cet essai est un essai des isolateurs de support et qu'il ne sera réalisé que comme un essai spécial lorsqu'il est demandé expressément.

NOTE Sauf indication contraire dans l'offre du fabricant, les isolateurs de support sont considérés comme étant conçus selon la CEI 60273 et essayés selon la CEI 60168.

7.8.10.3 Essai par tension de tenue alternative induite (essai individuel de série)

Les tensions d'essai U_1 et U_2 et les méthodes d'essai correspondantes comme spécifiées dans la CEI 60076-3 doivent faire l'objet d'un accord entre le fabricant et l'acheteur au moment de la commande.

L'essai de tension de tenue alternative induite des bobines d'inductance exige un niveau de puissance réactive élevé à un niveau de tension élevé. Il est nécessaire de disposer d'une alimentation adaptée au niveau élevé de tension et des caractéristiques assignées de puissance complètes.

A titre exceptionnel, le niveau d'essai requis selon la CEI 60076-3 pour les essais de tension de tenue alternative peut ne pas être obtenu en pratique lors des essais sur des bobines d'inductance de grande taille. Toute restriction concernant les niveaux d'essai qui peuvent être obtenus doit être indiquée par le fabricant dans l'offre. Dans ce cas, par le biais d'un accord entre l'acheteur et le fabricant, l'essai de tension de tenue alternative induite peut être réalisé à des niveaux plus faibles et la capacité de la bobine d'inductance sous essais supplémentaires au choc de foudre pour les bobines d'inductance dont $U_m < 170$ kV et par des essais supplémentaires au choc de foudre et au choc de manœuvre pour les bobines dont $U_m \geq 170$ kV.

En outre, des considérations particulières s'appliquent aux essais monophasés sur les bobines d'inductance triphasées sans blindage magnétique pour le flux homopolaire.

Les bobines d'inductance dont $U_m \leq 72,5$ kV et qui ont une isolation uniforme doivent être soumises aux essais conformément à la CEI 60076-3:2000, 12.2.1 (essai de tension de tenue alternative de courte durée).

Les bobines d'inductance pour lesquelles $72,5$ kV $< U_m \leq 170$ kV et qui ont une isolation uniforme doivent être soumises aux essais conformément à la CEI 60076-3:2000, 12.2.2 (essai de tension de tenue alternative de courte durée). Les bobines d'inductance monophasées doivent être soumises aux essais avec le niveau d'essai U_1 égal à deux fois la tension assignée à travers l'enroulement.

Si les exigences de puissance et de tension pour le niveau d'essai U_1 dépassent celles disponibles au niveau du poste d'essai, ceci doit être indiqué par le fabricant dans l'offre. Dans ce cas, le niveau d'essai U_1 peut être réduit ou omis et la durée d'essai peut être étendue par accord entre l'acheteur et le fabricant.

Les bobines d'inductance pour lesquelles $72,5$ kV $< U_m \leq 170$ kV et qui ont une isolation qui n'est pas uniforme doivent être soumises aux essais conformément à la CEI 60076-3:2000, 12.3 a) et 12.3 b) (essai de tension de tenue alternative de courte durée). Le circuit d'excitation applicable à tous les types de conception de bobine d'inductance pour l'essai phase-terre selon 12.3 a) est donné à la Figure 4. Dans ce cas, le neutre sera soumis à une

tension de $1/3 \cdot U_{\text{essai}}$. Dans le cas spécial d'une conception de bobine d'inductance avec blindage magnétique pour flux homopolaire, le circuit d'essai donné à la Figure 6 peut également être utilisé. Dans ce cas, il n'y a pas de contrainte de tension sur le neutre.

Par accord entre le fabricant et l'acheteur, l'essai triphasé 12.3 b) de la CEI 60076-3:2000 peut être remplacé par trois essais monophasés comme indiqué à la Figure 5. Dans ce cas, le niveau d'essai U_1 est égal à $2 \cdot U_T / \sqrt{3}$.

NOTE 1 Au cours de cet essai, la tension entre phases est inférieure d'un facteur de $1,5/\sqrt{3}$ à celle pour un essai triphasé.

Pour les bobines d'inductance monophasées, seul l'essai 12.3 a) de la CEI 60076-3:2000 s'applique. Le neutre est normalement mis à la terre pendant cet essai. Sinon, la tension à la borne neutre peut être augmentée par la connexion à un transformateur survolteur-dévolteur auxiliaire pour limiter la tension d'essai à travers l'enroulement à deux fois la tension assignée à travers l'enroulement. Dans de tels cas, le neutre doit être isolé en conséquence.

Si l'exigence de puissance et de tension pour ces essais dépasse ce qui est disponible au niveau du poste d'essai, ceci doit être indiqué par le fabricant dans l'offre. Dans ce cas, seul l'essai 12.3 b) de la CEI 60076-3:2000 peut être réalisé avec le niveau d'essai U_1 réduit ou omis et la durée d'essai étendue par accord entre le fabricant et l'acheteur.

Les bobines d'inductance dont $U_m > 170$ kV et qui ont une isolation qui n'est pas uniforme doivent être soumises aux essais conformément à la CEI 60076-3:2000, 12.4 (essai de tension de tenue alternative de longue durée). Pour les bobines d'inductance triphasées, l'essai peut être réalisé comme un essai triphasé ou comme trois essais monophasés avec un circuit d'excitation comme indiqué à la Figure 5. Si l'exigence de puissance et de tension pour ces essais dépasse ce qui est disponible au niveau du poste d'essai, par accord entre le fabricant et l'acheteur, l'application de courte durée du niveau d'essai U_1 peut être réduite ou omise et la durée de l'essai peut être étendue.

Si l'exigence de puissance et de tension pour ces essais dépasse ce qui est disponible au niveau du poste d'essai, pour les bobines d'inductance avec blindage magnétique pour flux homopolaire, l'application d'essai monophasée telle qu'elle est donnée à la Figure 6 peut faire l'objet d'un accord entre l'acheteur et le fabricant.

NOTE 2 Le circuit de la Figure 6 n'est pas conforme à la Figure 3 de la CEI 60076-3:2000, 12.4. Dans le circuit représenté à la Figure 6, la tension induite le long des enroulements est égale à la tension induite au cours de l'essai selon 12.4 de la CEI 60076-3:2000, mais la tension entre les enroulements de différentes phases ne représente que les 2/3 de la tension induite au cours de l'essai selon 12.4 et elle est légèrement inférieure à U_m .

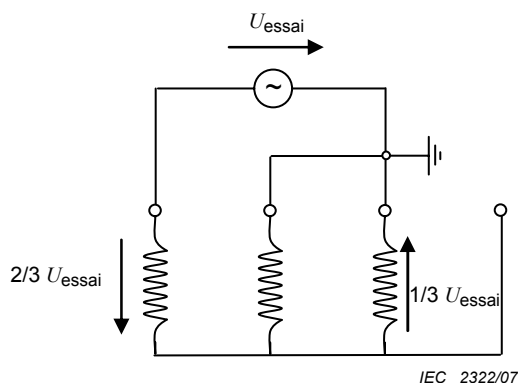


Figure 4 – Circuit d'essai phase-terre pour excitation monophasée

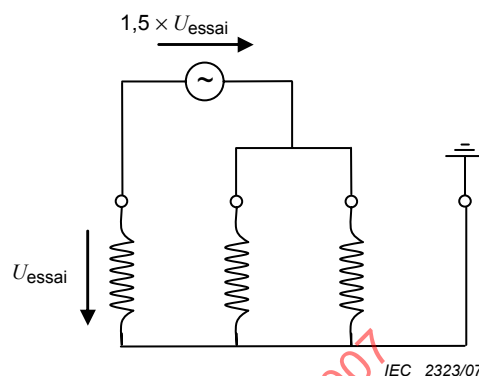


Figure 5 – Circuit d'essai entre phases pour excitation monophasée

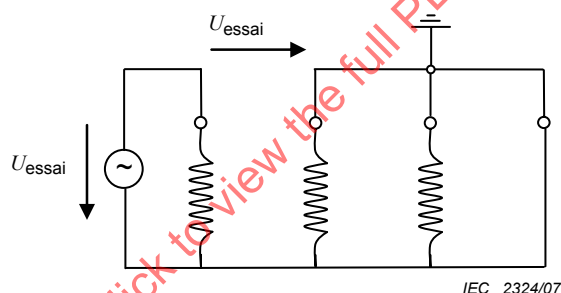


Figure 6 – Circuit d'excitation monophasé pour bobines d'inductance avec blindage magnétique pour flux homopolaire

Les bobines d'inductance de type sec doivent être soumises aux essais comme des unités monophasées. Par le biais d'un accord entre l'acheteur et le fabricant, l'essai de tension de tenue alternative induite peut être remplacé par des essais supplémentaires au choc de foudre. Sinon, l'essai de surtension entre spires tel qu'il est décrit à l'Annexe E peut être utilisé comme un essai de remplacement pour les matériels dont $U_m \leq 36$ kV sauf spécification contraire.

7.8.10.4 Essai au choc de foudre (essai individuel de série)

Un essai au choc de foudre comprenant des ondes coupées doit être un essai individuel de série pour les bobines d'inductance immergées dans un liquide, voir les Articles 13 et 14 de la CEI 60076-3:2000 et l'Article 7 de la CEI 60076-4:2002.

Pour les bobines d'inductance de type sec, un essai au choc de foudre selon l'Article 13 de la CEI 60076-3:2000 et de l'Article 7 de la CEI 60076-4:2002 doit être appliqué. Sinon, l'essai de surtension entre spires tel qu'il est décrit à l'Annexe E peut être utilisé pour les bobines d'inductance dont $U_m \leq 36$ kV comme essai de remplacement, sauf spécification contraire.

7.8.10.5 Essai au choc de foudre humide applicable aux bobines d'inductance (essai spécial)

Lorsqu'il est spécifié, l'essai au choc de foudre humide doit être réalisé comme décrit dans 7.8.10.4 et avec application de pulvérisations d'eau comme cela est décrit à l'Article 9 de la CEI 60060-1:1989.

7.8.10.6 Essai au choc de manœuvre (essai de type, essai individuel de série)

Voir Article 15 de la CEI 60076-3:2000 et 8.3 de la CEI 60076-4:2002.

NOTE Généralement, il est difficile d'obtenir la forme d'onde requise au cours de l'essai. Lorsque le fabricant prévoit une difficulté pour obtenir la forme d'onde requise, il convient que cela soit discuté entre le fabricant et l'acheteur au stade le plus précoce possible.

Dans le cas des bobines d'inductance triphasées, la tension développée entre phases au cours de l'essai de choc de manœuvre sera inférieure à 1,5 fois la tension d'essai. La bobine d'inductance doit néanmoins être conçue pour résister à 1,5 fois la tension d'essai entre phases.

7.8.11 Mesure de la caractéristique magnétique (essai spécial)

La mesure de la caractéristique magnétique peut être spécifiée lorsque la caractéristique de la bobine d'inductance est non linéaire (Figure 1b) ou saturée (Figure 1c).

Le flux embrassé des enroulements de la bobine d'inductance ne peut pas être mesuré directement. C'est pourquoi une méthode indirecte doit être utilisée pour établir la caractéristique magnétique. Les méthodes de mesure comprennent les mesures instantanées de tension et d'intensité à la fréquence assignée, les mesures à fréquence plus faible ou la méthode d'essai de décharge en courant continu, voir l'Annexe B. Des méthodes alternatives de mesure avec une précision équivalente peuvent également être utilisées.

NOTE Dans le cas de bobines d'inductance sans blindage magnétique pour flux homopolaire (généralement bobines d'inductance à trois membres) une mesure monophasée peut ne pas utiliser un chemin de flux représentatif de la condition de service triphasé et il convient que ceci soit pris en compte.

7.8.12 Mesure du niveau de bruit (essai de type, essai spécial)

Cette mesure doit être réalisée sous tension assignée et à fréquence assignée.

L'essai doit généralement être effectué conformément à la CEI 60076-10. Dans certains cas, le bruit de la bobine d'inductance peut être perturbé par le bruit du transformateur du montage d'essai s'il est placé à proximité de la bobine. Des mesures d'intensité sonore peuvent être utilisées pour exclure tout bruit perturbateur.

L'essai peut être effectué au niveau de toute bobine, de tout enroulement et à toute température de noyau mais il doit être effectué à une température ambiante qui ne soit pas inférieure à 10 °C. Si l'essai est réalisé comme un essai spécial, il doit être réalisé à des températures d'huile, d'enroulement et de noyau aussi proches que possible des conditions de service, de préférence avec l'essai de cycle thermique.

NOTE 1 Le niveau de bruit de la bobine d'inductance peut dépendre de la température. Lorsqu'une gamme étendue de températures de service est prévue, des mesures de bruit à deux ou plus de deux températures peuvent être spécifiées.

Au cours des mesures sur les bobines d'inductance de type sec, des espaces de sécurité suffisants doivent être assurés avec l'enroulement en essai. Le contour défini à l'Article 7 de la CEI 60076-10:2005 doit être situé à 2 m de la surface de l'enroulement. Le contour prescrit doit être situé sur un plan horizontal à la moitié de la hauteur de l'enroulement.

NOTE 2 Pour les bobines d'inductance qui ont des caractéristiques assignées de puissance élevées, l'essai peut être effectué sur site sous réserve d'un accord entre l'acheteur et le fabricant au moment de la commande si l'essai ne peut pas être réalisé en usine.

7.8.13 Mesure des vibrations (essai de type)

7.8.13.1 Généralités

La conception et la construction des bobines d'inductance immergées dans un liquide doivent être telles qu'elles évitent les effets préjudiciables dus aux contraintes excessives engendrées par les vibrations. Les zones qui doivent faire l'objet d'une attention particulière lors du contrôle des vibrations pour assurer des performances correctes sont les suivantes:

- vibration de l'ensemble noyau et bobine;
- vibration de la cuve avec les contraintes associées dans les plaques, les sangles et les raccords soudés.
- vibration des instruments, des accessoires et des matériels de refroidissement.

7.8.13.2 Conditions d'essai

La bobine d'inductance en essai doit être complètement assemblée en condition de service avec le matériel de refroidissement, les jauges et les accessoires montés et connectés.

NOTE Lorsqu'une bobine d'inductance est équipée d'une enveloppe pour le bruit montée sur la paroi de la cuve, l'essai peut devoir être réalisé sans l'enveloppe par accord entre l'acheteur et le fabricant.

La bobine d'inductance doit être montée sur une surface qui assurera un support correct pour la base afin d'éliminer la génération de contraintes anormales sur la cuve.

La bobine d'inductance doit être mise sous la tension maximale de service et la fréquence assignée. L'excitation triphasée est exigée pour les unités triphasées. Lorsque la puissance d'essai disponible est insuffisante pour les essais à la tension maximale de service et/ou pour l'excitation triphasée, le fabricant doit démontrer à l'acheteur que les essais de tension réduite produiront des résultats suffisamment précis dans les conditions spécifiées. Il convient que l'essai soit réalisé de préférence à la température de fonctionnement, mais il peut être réalisé à la température ambiante.

7.8.13.3 Méthode de mesure

La vibration des composants d'une bobine d'inductance doit être mesurée par des transducteurs, des détecteurs optiques ou des dispositifs de mesure équivalents. L'amplitude crête à crête du déplacement doit être déterminée par une mesure directe ou calculée à partir des mesures d'accélération ou de vitesse. La précision de la mesure à deux fois la fréquence assignée doit être dans les limites de 10 μm .

Les mesures doivent être prises sur les quatre parois de la cuve en un nombre de points suffisant pour assurer que la valeur maximale de vibration a été mesurée.

Les mesures ou les observations doivent être effectuées pour les vibrations des matériels montés sur la cuve.

7.8.13.4 Niveau maximal de vibration

L'amplitude maximale de déplacement de la paroi de la cuve ne doit pas dépasser 200 μm crête à crête.

Pour les matériels montés sur la cuve, le fabricant doit, lorsque cela est raisonnable, démontrer que les vibrations mesurées ou observées pendant l'essai n'ont pas d'effets à long terme sur la stabilité et les performances du matériel.

7.8.14 Essai d'échauffement (essai de type)

L'essai doit être généralement effectué conformément à la CEI 60076-2. Pour les bobines d'inductance de type sec, les limites de classe de température telles qu'elles sont indiquées dans la CEI 60076-11 s'appliquent.

Cet essai doit être réalisé sous la tension maximale de service $U_{\max}$ et à la fréquence assignée.

Dans des cas exceptionnels, par exemple une puissance assignée très élevée et une tension réseau élevée, il peut être difficile de maintenir ces conditions d'essai. Dans ce cas, l'essai peut être réalisé sous tension réduite mais pas à moins de 0,9 fois la tension assignée U_r . Le niveau d'essai doit être indiqué dans l'offre par le fabricant et il doit faire l'objet d'un accord entre le fabricant et l'acheteur au moment de la commande.

Les échauffements doivent être corrigés à la tension maximale de service.

Pour les bobines d'inductance immergées dans un liquide, l'échauffement de l'huile doit être

multiplié par $\left(\frac{U_{\max}}{U_{\text{essai}}}\right)^{2 \cdot x}$ et l'échauffement de l'enroulement au-dessus de la température de

l'huile doit être multiplié par $\left(\frac{U_{\max}}{U_{\text{essai}}}\right)^y$ avec x et y conformément à ce qui suit:

- pour les bobines d'inductance avec refroidissement ON $x = 0,8$ $y = 1,3$
- pour les bobines d'inductance avec refroidissement OF $x = 1,0$ $y = 1,3$
- pour les bobines d'inductance avec refroidissement OD $x = 1,0$ $y = 2,0$

NOTE 1 Les refroidissements OF et OD seraient inhabituels pour une bobine d'inductance shunt.

NOTE 2 Pour les bobines d'inductance triphasées avec blindage magnétique pour flux homopolaire, par le biais d'un accord entre le fabricant et l'acheteur, un essai d'échauffement peut être réalisé avec l'application d'un courant continu sur les enroulements. Les échauffements de l'huile sont mesurés sous le courant continu alimentant les pertes totales corrigées comme cela est déterminé conformément au paragraphe 7.8.6.1. L'excitation en courant alternatif d'une seule phase à la tension maximale $U_{\max}$ est ensuite utilisée pour mesurer l'échauffement de l'enroulement au-delà de la température de l'huile.

Pour les bobines d'inductance de type sec, l'échauffement de l'enroulement au-delà de la

température ambiante doit être multiplié par $\left(\frac{U_{\max}}{U_{\text{essai}}}\right)^y$ avec y conformément à ce qui suit:

- pour les bobines d'inductance avec refroidissement ...AN $y = 1,6$
- pour les bobines d'inductance avec refroidissement ...AF $y = 1,8$

Dans la plupart des cas, la perte totale de la bobine d'inductance en condition stabilisée est un peu plus faible qu'à la température de référence parce que la température ambiante est normalement inférieure à la valeur de conception pendant l'essai. L'effet doit être négligé.

On doit veiller à fournir les connecteurs et les fils électriques appropriés pour connecter la bobine d'inductance à l'alimentation au cours de l'essai d'échauffement. Ceci est particulièrement important pour les bobines d'inductance de type sec.

Pour les bobines d'inductance dans l'air de type sec, et si cela est demandé, l'échauffement des bornes de la bobine d'inductance doit être mesuré au cours de l'essai d'échauffement de la bobine. Pour obtenir des mesures significatives de l'échauffement de borne, l'acheteur doit fournir un connecteur et au moins un mètre de conducteur entrant du type qui sera utilisé sur le site au fabricant pour l'utilisation au cours de l'essai d'échauffement. Les limites

d'échauffement des bornes doivent être telles que données à l'Article 6 (voir aussi la CEI 60943).

7.9 Tolérances

7.9.1 Généralités

Sauf spécification contraire, pour les bobines d'inductance shunt avec prises, les tolérances s'appliquent à la prise principale.

7.9.2 Tolérances de réactance sous la tension assignée et à la fréquence assignée

La tolérance doit se situer dans les limites de ± 5 % de la réactance assignée.

Dans le cas de bobines d'inductance shunt triphasées ou de bancs de trois bobines d'inductance monophasées, la réactance dans les trois phases, lors de la connexion à un réseau de tensions symétriques ne doit pas s'écarter de la moyenne de plus de ± 2 % mais toujours dans les limites de tolérance indiquées ci-dessus de ± 5 %.

7.9.3 Tolérances sur la linéarité de réactance

Pour une bobine d'inductance linéaire, les mesures de réactance effectuées selon 7.8.5.3 doivent être dans les limites de ± 5 % de la valeur de réactance mesurée à la tension assignée.

7.9.4 Tolérance sur les pertes

Les pertes totales mesurées et corrigées selon 7.8.6 ne doivent pas dépasser les pertes garanties de plus de 10 %.

8 Bobines d'inductance de limitation de courant et bobines d'inductance de mise à la terre du neutre

8.1 Généralités

Cet article décrit les exigences pour les bobines d'inductance conçues pour être connectées en série avec le réseau ou entre le neutre et la terre pour limiter ou contrôler le courant. Ces bobines d'inductance regroupent:

- Les bobines d'inductance de limitation de courant pour limiter le courant de court-circuit ou le courant de courte durée. Pendant le fonctionnement normal, un courant permanent traverse ce type de bobine d'inductance.
- Les bobines monophasées de mise à la terre du neutre pour réseaux triphasés, connectées entre le neutre du réseau et la terre pour limiter le courant phase-terre dans les conditions de défaut du réseau. En général, les bobines d'inductance de mise à la terre du neutre ne sont pas parcourues par un courant permanent ou par un courant permanent faible.

Les bobines d'inductance pour d'autres usages de limitation ou de contrôle de courant qui ne sont pas couvertes par d'autres articles de la présente partie de la CEI 60076, sont couvertes par cet article. Des applications de bobines d'inductance couvertes par le présent article sont par exemple:

- Des bobines d'inductance monophasées de mise à la terre du neutre connectées entre le neutre des bobines d'inductance shunt et la terre qui sont destinées à supprimer l'arc au cours de la manoeuvre unipolaire d'une ligne de transmission. Pour plus d'informations, voir l'Annexe A.
- Des bobines d'inductance de couplage de bus entre deux sections de bus différentes ou des réseaux pour limiter le transfert de courant de défaut.

- Des bobines d'inductance de démarrage de moteur connectées en série avec un moteur en courant alternatif pour limiter le courant de démarrage.
- Des bobines d'inductance de contrôle de flux d'énergie connectées en série dans un réseau pour contrôler le flux d'énergie.
- Des bobines d'inductance d'extinction d'arc connectées en série avec un four à arc pour augmenter l'efficacité de l'opération de fusion du métal et réduire la variation de tension sur le réseau.
- Des bobines d'inductance d'insertion connectées temporairement à travers les contacts d'un dispositif de manœuvre pour synchroniser et/ou amortir les phénomènes transitoires de manœuvre.
- Des bobines d'inductance d'essai utilisées dans le circuit d'essai électrique d'un laboratoire de forte puissance pour régler le courant d'essai à la valeur désirée.
- Des bobines d'inductance de conversion ou de phase connectées en série à un convertisseur de source de tension pour capter la tension causée par les formes d'onde dissemblables aux bornes du convertisseur et du bus en courant alternatif.

En fonction de l'application spécifique de telles bobines d'inductance, les exigences et les essais selon l'Article 8 de la présente partie de la CEI 60076 peuvent ne pas s'appliquer complètement. Toute déviation doit faire l'objet d'un accord entre le fabricant et l'acheteur.

8.2 Conception

En ce qui concerne la conception et l'installation, les bobines d'inductance couvertes par cet article sont classées comme:

- monophasées ou triphasées;
- de type sec ou immergées dans un liquide;
- dans l'air ou à entrefer;
- avec ou sans blindage magnétique;
- avec ou sans prises;
- pour installation à l'intérieur ou à l'extérieur;
- de type sec avec chaque phase montée côte à côte ou empilée verticalement.

NOTE 1 Le blindage magnétique d'une bobine d'inductance de limitation de courant est généralement conçu pour être saturé lorsque la bobine est parcourue par un courant élevé de court-circuit. Ceci réduira la réactance dans les conditions de court-circuit. La réactance assignée au courant de court-circuit est donc plus faible que la réactance au courant permanent assigné.

NOTE 2 Le blindage magnétique d'une bobine d'inductance à connecter au neutre d'une bobine d'inductance shunt est généralement conçu pour ne pas être saturée dans les limites du courant de courte durée assigné. C'est pourquoi la réactance est considérée comme constante sur sa plage de courant de fonctionnement.

8.3 Termes et définitions

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

8.3.1

courant permanent assigné

I_r

valeur efficace en régime établi spécifiée du courant à la fréquence assignée

8.3.2

courant de court-circuit thermique assigné

I_{scr}

valeur efficace spécifiée de la composante symétrique en régime établi du courant de court-circuit à la fréquence assignée destiné à être transporté pendant la durée spécifiée. Ceci

s'applique aux bobines d'inductance de limitation de courant et aux bobines d'inductance de mise à la terre du neutre du réseau.

8.3.3

durée du courant de court-circuit thermique assigné

T_{SCR}

durée spécifiée du courant de court-circuit thermique assigné

8.3.4

courant de court-circuit mécanique assigné

I_{MSCr}

courant de défaut (de crête) asymétrique spécifié. S'il n'est pas spécifié, le courant de défaut (de crête) asymétrique est déduit du courant de court-circuit thermique assigné

8.3.5

courant de courte durée assigné

I_{STr}

pour les bobines d'inductance de démarrage de moteur et les bobines d'essai: la valeur efficace spécifiée du courant à la fréquence assignée qui est appliquée pendant un cycle de fonctionnement spécifié

pour les bobines d'inductance de mise à la terre du neutre à connecter au neutre d'une bobine d'inductance shunt: la valeur efficace spécifiée du courant d'extinction d'arc de la ligne en défaut à la fréquence assignée

8.3.6

durée du courant de courte durée assigné T_{STr} ou cycle de fonctionnement

durée spécifiée du courant de courte durée assigné. Le cycle de fonctionnement est la durée spécifiée de chaque application, l'intervalle entre applications et le nombre d'applications du courant de courte durée assigné.

8.3.7

inductance assignée

L_{SCR}

inductance spécifiée à la fréquence assignée et au courant de court-circuit thermique assigné I_{SCR} . L'inductance assignée comprend aussi l'inductance mutuelle, si applicable.

8.3.8

réactance assignée

X_{SCR}

produit de l'inductance assignée et de la fréquence assignée multiplié par 2π . La réactance assignée est exprimée en Ohms par phase.

8.3.9

réactance mutuelle X_m d'une bobine d'inductance triphasée

rapport entre la tension induite dans une phase ouverte et le courant dans une phase excitée en Ohms par phase sous le courant permanent assigné I_r et à la fréquence assignée (voir aussi la Figure 7)

8.3.10

facteur de couplage

k

réactance mutuelle exprimée par unité ou pourcentage de la réactance assignée

8.3.11

impédance de court-circuit assignée

Z_{SCR}

impédance spécifiée par phase à la fréquence assignée et au courant de court-circuit thermique assigné I_{SCR} .

L'impédance de court-circuit assignée est la somme de phaseur de la réactance assignée et de la résistance efficace (dérivée des pertes) de la bobine d'inductance. Normalement, la résistance est bien plus faible que la réactance.

8.3.11.1

impédance de court-circuit triphasée assignée

Z_{SCR3}

impédance spécifiée par phase à la fréquence assignée et avec le courant de court-circuit thermique triphasé assigné I_{SCR} , comme une moyenne de trois phases

8.3.11.2

Impédance de court-circuit monophasée assignée

Z_{SCR1}

impédance spécifiée par phase à la fréquence assignée et au courant de court-circuit thermique assigné I_{SCR} avec les deux autres phases en circuit ouvert

8.3.12

impédance de courte durée assignée

Z_{STR}

impédance spécifiée par phase à la fréquence assignée et au courant de court-circuit thermique assigné I_{STR}

8.3.12.1

impédance de courte durée triphasée assignée

Z_{STR3}

impédance spécifiée par phase à la fréquence assignée et avec le courant de courte durée triphasé assigné I_{STR} , comme une moyenne des trois phases

8.3.12.2

impédance de courte durée monophasée assignée

Z_{STR1}

impédance spécifiée par phase à la fréquence assignée et au courant de court-circuit assigné I_{STR} avec les deux autres phases en circuit ouvert

8.3.13

Impédance permanente assignée

Z_r

impédance spécifiée par phase à la fréquence assignée et au courant permanent assigné I_r

8.3.13.1

impédance permanente triphasée assignée

Z_{r3}

impédance spécifiée par phase à la fréquence assignée et avec le courant permanent triphasé assigné I_r , comme une moyenne des trois phases

8.3.13.2

impédance permanente monophasée assignée

Z_{r1}

impédance spécifiée par phase à la fréquence assignée et au courant permanent assigné I_r avec les deux autres phases en circuit ouvert

8.4 Caractéristiques assignées

8.4.1 Courant permanent assigné

Le courant permanent assigné I_r doit être spécifié par l'acheteur. Pour les bobines d'inductance en série dans chaque phase, le courant permanent assigné peut être tiré de la tension du réseau et de la puissance de débit spécifiées par l'acheteur.

Sauf spécification contraire, pour les bobines d'inductance connectées en série dans chaque phase, le courant permanent assigné est le courant triphasé symétrique.

Dans le cas de bobines d'inductance de mise à la terre du neutre (soit pour être connectées au neutre d'un réseau triphasé ou au neutre d'une bobine d'inductance shunt), un courant permanent assigné doit être spécifié par l'acheteur s'il est supérieur de 5 % au courant de court-circuit thermique assigné ou au courant de courte durée assigné.

Dans le cas des bobines d'inductance de démarrage de moteur, pour les applications dans lesquelles la bobine n'est pas shuntée après l'opération de démarrage de moteur, un courant permanent assigné doit être spécifié par l'acheteur.

8.4.2 Courant de court-circuit thermique assigné

Le courant de court-circuit thermique assigné I_{SCr} doit être spécifié par l'acheteur pour les bobines d'inductance de limitation de courant et les bobines d'inductance de mise à la terre du neutre connectées au neutre d'un réseau triphasé. Il doit être spécifié par l'acheteur comme n'étant pas inférieur à la valeur la plus élevée du courant efficace symétrique dans des conditions de défaut reconnues qui peuvent être vues par la bobine d'inductance en service. Sinon, le courant de court-circuit thermique assigné peut être déduit de la puissance de court-circuit du réseau spécifiée, de la tension du réseau et de l'impédance de la bobine d'inductance.

8.4.3 Durée du courant de court-circuit thermique assigné

La durée du courant de court-circuit thermique assigné T_{SCr} , si applicable, doit être spécifiée par l'acheteur ou bien les valeurs normalisées indiquées ci-dessous doivent être utilisées:

- pour les bobines d'inductance de limitation de courant, 2 s.

NOTE 1 Il convient que la durée choisie reflète les effets thermiques cumulatifs du principe de re-fermeture automatique des installations et le temps d'existence autorisé pour un défaut avant d'être interrompu.

NOTE 2 La durée du courant de court-circuit thermique peut avoir un impact sur le coût de la bobine d'inductance lorsque le courant de court-circuit dépasse environ vingt cinq fois le courant permanent assigné.

- pour les bobines d'inductance de mise à la terre du neutre connectées au neutre d'un réseau, 10 s.

Si plusieurs défauts successifs peuvent apparaître dans un intervalle de temps court, la durée, l'intervalle de temps entre applications et le nombre d'applications doivent être spécifiés par l'acheteur. La durée du courant de court-circuit thermique assigné doit être choisie en conséquence.

8.4.4 Courant de court-circuit mécanique assigné

Le courant de court-circuit mécanique assigné spécifié I_{MSCr} dépend du rapport X/R du réseau et il doit être calculé selon 4.2.3 de la CEI 60076-5:2006. Si l'impédance du réseau et le rapport X/R ne sont pas spécifiés par l'acheteur, le courant de court-circuit mécanique assigné doit être pris égal à $1,8 \sqrt{2}$ fois le courant de court-circuit thermique assigné ($I_{MSCr} = 2,55 I_{SCr}$).

8.4.5 Courant de courte durée assigné

Le courant de courte durée assigné I_{STr} doit être spécifié, si applicable, par l'acheteur avec la durée du courant de courte durée assigné associé, T_{STr} ou le cycle de fonctionnement.

Pour les bobines d'inductance de mise à la terre du neutre destinées à être connectées au neutre d'une bobine d'inductance shunt, ce courant est le courant d'extinction d'arc de la phase défectueuse après la manoeuvre unipolaire.

NOTE Un courant de courte durée assigné peut être spécifié pour tout type de bobine d'inductance qui est destiné aux applications où le courant sera appliqué de manière répétitive.

8.4.6 Durée du courant de courte durée assigné ou cycle de fonctionnement

La durée du courant de courte durée assigné T_{STr} ou du cycle de fonctionnement doit être spécifiée par l'acheteur, si applicable. Par exemple, elle peut être associée aux opérations de démarrage de moteur ou au fonctionnement du circuit d'essai lorsqu'un cycle prescrit de courant de courte durée et des conditions sans courant sont spécifiés. A la suite du cycle démarrage/essai, la bobine d'inductance peut conduire le courant permanent assigné ou être mise hors service.

Toutes les informations concernant le cycle de fonctionnement du courant de courte durée doivent être fournies dans la spécification de bobine d'inductance, y compris, si applicable, l'amplitude maximale et la durée du courant de courte durée, la durée minimale entre applications de courant de courte durée successives, le niveau de courant entre applications de courant de courte durée et le nombre maximal d'applications consécutives de courant de courte durée de la durée spécifiée.

NOTE Plusieurs cycles de fonctionnement différents peuvent être spécifiés pour différentes conditions de fonctionnement, par exemple pour le démarrage à froid et à chaud des moteurs.

Pour les bobines d'inductance de mise à la terre du neutre destinées à être connectées au neutre d'une bobine d'inductance shunt, la durée du courant de courte durée assigné doit être spécifiée par l'acheteur. Elle est liée au temps écoulé entre l'apparition du défaut et soit la re-fermeture avec succès de la phase ayant subi le défaut, soit la déconnexion des trois phases.

8.4.7 Facteur de couplage

Lorsque l'acheteur exige que l'impédance de court-circuit monophasée assignée soit environ égale à l'impédance de court-circuit triphasée, le facteur de couplage maximal admissible doit être spécifié dans la demande.

Pour une bobine d'inductance triphasée ou un banc de bobines d'inductance monophasées séparées avec installation définie, le fabricant doit, sur demande, fournir des informations sur les facteurs de couplage ou les réactances mutuelles entre phases (voir l'Annexe C pour les détails).

8.4.8 Impédance de court-circuit assignée

L'impédance de court-circuit assignée Z_{SCr} doit être spécifiée par l'acheteur. Sinon, l'acheteur peut spécifier le courant de court-circuit du réseau ou la puissance et le courant de court-circuit thermique désiré. L'impédance de court-circuit assignée doit être déduite de ces valeurs.

Dans le cas des bobines d'inductance qui ne possèdent pas de caractéristiques assignées de courant de court-circuit thermique, les impédances assignées doivent être spécifiées au courant de courte durée assigné I_{STr} (voir 8.4.9) et/ou au courant permanent assigné I_r (voir 8.4.10), comme cela est applicable.

8.4.8.1 Bobines d'inductance avec un facteur de couplage inférieur à 5 %

Dans le cas des bobines d'inductance triphasées dans lesquelles le facteur de couplage est inférieur à 5 %, seule l'impédance de court-circuit triphasée assignée Z_{SCr3} telle que définie en 8.3.11.1 doit être spécifiée.

8.4.8.2 Bobines d'inductance avec un facteur de couplage de 5 % ou plus

Si le facteur de couplage est de 5 % ou plus (ce sera normalement le cas pour les bobines d'inductance triphasées empilées verticalement), deux impédances différentes doivent être

reconnues. L'impédance de court-circuit triphasée assignée Z_{SCr3} et l'impédance de court-circuit monophasée Z_{SCr1} .

Le fonctionnement sur des bobines d'inductance à limitation de courant triphasées dépend de la mise à la terre du réseau. S'il existe une mise à la terre du réseau à impédance élevée, le fonctionnement sur des bobines d'inductance connectées en série dans chaque phase doit limiter les courants de défaut triphasés symétriques. Dans ce cas, seule Z_{SCr3} doit être spécifiée.

Si le réseau d'énergie est effectivement mis à la terre, les courants de défaut monophasés et triphasés doivent être évalués et Z_{SCr3} et Z_{SCr1} doivent être prises en compte. Une de ces impédances ou les deux doit être spécifiée et les valeurs mesurées doivent être fournies sur demande. Si une seule valeur d'impédance est spécifiée, il est entendu que Z_{SCr3} et Z_{SCr1} doivent satisfaire à la valeur d'impédance spécifiée dans les limites des tolérances identifiées au paragraphe 8.10. On doit garder à l'esprit que dans certains cas, comme lorsque les bobines d'inductance sont montées selon des dispositions à empilage vertical et que les facteurs de couplage des unités adjacentes sont significatifs, l'impédance de la bobine d'inductance au cours du défaut monophasé peut être significativement différente de ce qu'elle est pendant un défaut triphasé.

Généralement, pour les applications des bobines d'inductance triphasées traitées dans le présent article, chaque bobine de phase est conçue pour avoir la même inductance propre. Toutefois, lorsqu'il est souhaitable d'empiler verticalement les bobines d'inductance et également de maintenir trois amplitudes de courant égales au cours des conditions de défaut triphasées, l'acheteur doit le spécifier et les bobines d'inductance doivent être compensées pour l'inductance mutuelle. Dans ce cas, l'inductance propre de chaque bobine d'inductance de phase doit être réglée de manière unique. C'est pourquoi, l'inductance propre de chaque bobine d'inductance de phase ne sera pas la même que celle des autres phases et l'impédance de phase efficace au cours du défaut monophasé sera inférieure à celle du défaut triphasé. Pour plus ample information, voir l'Annexe C.

8.4.9 Impédance de courte durée assignée

Une impédance de courte durée Z_{STr} avec le courant de courte durée assigné I_{STr} et la durée du courant de courte durée assignée T_{STr} ou le cycle de fonctionnement doivent être spécifiées par l'acheteur, si applicable.

La bobine d'inductance doit être linéaire pour tous les courants jusqu'à la valeur du courant de courte durée assigné I_{STr} comprise.

Dans le cas des bobines d'inductance triphasées dans lesquelles le facteur de couplage est inférieur à 5 %, seule l'impédance de courte durée triphasée assignée doit être spécifiée.

Si le facteur de couplage est de 5 % ou plus (ce sera normalement le cas pour les bobines d'inductance triphasées empilées verticalement), deux impédances différentes doivent être reconnues: L'impédance de courte durée triphasée assignée Z_{STr3} et l'impédance de courte durée monophasée assignée Z_{STr1} . Une de ces impédances ou les deux doit être spécifiée et les valeurs mesurées doivent être fournies sur demande (voir aussi 8.4.8.2).

8.4.10 Impédance permanente assignée

Dans le cas des bobines d'inductance dans l'air, l'impédance permanente assignée Z_r , l'impédance de courte durée assignée Z_{STr} , et l'impédance de court-circuit assignée Z_{SCr} , sont identiques.

Dans le cas des bobines d'inductance triphasées dans lesquelles le facteur de couplage est inférieur à 5 %, seule l'impédance de courte durée triphasée assignée doit être spécifiée.

Si le facteur de couplage est de 5 % ou plus (ce sera normalement le cas pour les bobines d'inductance triphasées empilées verticalement), deux impédances différentes doivent être reconnues: L'impédance permanente triphasée assignée Z_{r3} et l'impédance permanente monophasée assignée Z_{r1} . Une de ces impédances ou les deux doit être spécifiée et les valeurs mesurées doivent être fournies sur demande (voir aussi 8.4.8.2).

Pour les bobines d'inductance à entrefer et les bobines d'inductance dans l'air avec blindage magnétique, l'impédance permanente assignée Z_r , sera supérieure à l'impédance de court-circuit assignée Z_{SCr} et l'impédance de courte durée assignée Z_{STr} .

Dans ce cas, l'acheteur peut spécifier une valeur maximale pour l'impédance permanente assignée lorsque cela est important pour le contrôle de la tension ou pour d'autres raisons. Si cette valeur maximale n'est pas spécifiée, l'impédance pour le courant permanent assigné doit être fournie par le fabricant sur demande, elle doit être mesurée et elle doit apparaître sur la plaque signalétique.

La bobine d'inductance doit être linéaire pour tous les courants jusqu'à la valeur du courant permanent assigné I_r comprise.

8.5 Aptitude à résister au courant de court-circuit thermique et mécanique assignés

Les bobines d'inductance de limitation du courant et les bobines d'inductance de mise à la terre du neutre qui doivent être connectées au neutre du réseau d'énergie électrique doivent être conçues pour résister aux effets thermiques et dynamiques du courant de court-circuit assigné y compris la contrainte électrique associée pour sa durée assignée. Sauf spécification contraire de l'acheteur, l'intervalle entre les conditions de défaut totalisant la durée assignée est d'au moins 6 h. Si la fréquence attendue de l'application de court-circuit est supérieure à environ dix fois par an en moyenne, ceci doit être spécifié par l'acheteur.

8.6 Echauffement

8.6.1 Echauffement au courant permanent assigné

Les limites d'échauffement données dans la CEI 60076-2 et dans la CEI 60076-11 s'appliquent. Les bobines d'inductance connectées en série dans le réseau d'énergie électrique doivent être conçues pour la charge et la surcharge conformément aux lignes directrices données dans la CEI 60076-7 pour les bobines d'inductance immergées dans un liquide et dans la CEI 60905 pour les bobines d'inductance de type sec.

8.6.2 Température due au courant de court-circuit thermique assigné et charge de courant de courte durée assignée

La température calculée de l'enroulement après charge du courant de court-circuit thermique assigné I_{scr} ou courant de courte durée assigné I_{STr} ne doit pas dépasser les valeurs prescrites pour les enroulements du transformateur dans les conditions de court-circuit données en 4.1.4 de la CEI 60076-5:2006.

8.7 Niveau d'isolement

8.7.1 Généralités

Pour la spécification du niveau d'isolement, voir la CEI 60076-3.

8.7.1.1 Exigences d'isolement pour les bobines d'inductance de limitation du courant

Les exigences d'isolement entre phases et terre doivent généralement correspondre à la tension la plus élevée du matériel U_m . Les exigences d'isolement à travers l'enroulement peuvent être spécifiées comme inférieures, en particulier si des parafoudres sont connectés en parallèle avec l'enroulement. Il est recommandé que la tension assignée du parafoudre

connecté en parallèle soit choisie pour ne pas être inférieure à 1,2 fois la tension développée à travers la bobine d'inductance par le courant de court-circuit thermique assigné.

NOTE Le fabricant doit assurer que la bobine d'inductance est conçue pour résister aux tensions expérimentées à travers l'enroulement dans les conditions de court-circuit.

Si la bobine d'inductance doit être installée avec un montage de dérivation qui peut être fermé lorsque la bobine est mise sous tension, ceci doit être indiqué par l'acheteur et il convient de spécifier un essai au choc de foudre à double extrémité.

8.7.1.2 Exigences d'isolement pour les bobines d'inductance de mise à la terre du neutre

Les exigences d'isolement doivent correspondre à l'isolement du neutre du réseau d'énergie électrique ou de la bobine d'inductance shunt dans laquelle la bobine doit être installée. Pour la borne de terre, le choix d'un niveau d'isolement réduit peut être approprié (isolement non uniforme).

8.8 Plaques signalétiques

Chaque bobine d'inductance doit être munie d'une plaque signalétique en matériau résistant aux intempéries, fixée à un endroit visible et portant dans tous les cas les informations appropriées indiquées ci-dessous. Les inscriptions de la plaque doivent être marquées de façon indélébile (par exemple par gravure chimique, gravure ou estampage).

- type de bobine d'inductance;
- application à l'intérieur/à l'extérieur;
- référence de la présente partie de la CEI 60076;
- nom du fabricant;
- numéro de série du fabricant;
- année de fabrication;
- niveau(x) d'isolement;
- nombre de phases;
- fréquence assignée;
- tension la plus élevée pour le matériel;
- courant permanent assigné (si applicable);
- courant et durée de court-circuit thermique assigné (si applicable);
- courant de court-circuit mécanique assigné (si applicable);
- courant de courte durée et durée ou cycle de fonctionnement (si applicable);
- impédance en courant permanent assigné avec excitation monophasée et triphasée, valeurs mesurées (si applicable);
- impédance au courant de court-circuit assigné, valeur calculée ou mesurée (pour bobines d'inductance à entrefer et bobines d'inductance dans l'air avec blindage magnétique);
- impédance au courant de courte durée assigné, valeur calculée ou mesurée (pour bobines d'inductance lorsque le courant de courte durée est spécifié);
- type de refroidissement;
- classe thermique de l'isolation (pour les bobines d'inductance du type sec uniquement);
- masse totale;
- masse de transport (pour les bobines d'inductance immergées dans un liquide uniquement);
- masse de décuve (pour les bobines d'inductance immergées dans un liquide);

- masse de liquide isolant (si applicable);
- type de liquide isolant, si autre que de l'huile minérale (si applicable);
- niveau d'isolement pour la borne de terre de l'enroulement pour les bobines d'inductance de mise à la terre du neutre avec isolement non uniforme;
- schéma de connexion montrant les prises et les transformateurs de mesure (si applicable);
- type de changeur de prises (si applicable).

8.9 Essais

8.9.1 Généralités

Les exigences générales pour les essais individuels de série, de type et spéciaux sont prescrites dans la CEI 60076-1.

8.9.2 Essais individuels de série

Les essais individuels de série suivants doivent être effectués:

- mesure de la résistance de l'enroulement (CEI 60076-1);
- mesure de l'impédance pour le courant permanent assigné (8.9.5);
- mesure de l'impédance pour le courant de courte durée assigné pour les bobines d'inductance de mise à la terre du neutre destinées à être connectées au neutre d'une bobine d'inductance shunt, aux bobines d'inductance de démarrage et aux bobines d'inductance d'essai (8.9.6);
- mesure de la perte à température ambiante (8.9.7);
- essai de tension de tenue alternative par source séparée pour bobines d'inductance immergées dans un liquide (8.9.8);
- essai de surtension d'enroulement pour les bobines d'inductance de limitation du courant (8.9.9);
- essai de surtension d'enroulement pour les bobines d'inductance de mise à la terre du neutre (8.9.10);
- mesure de la résistance d'isolement et/ou de la capacité et du facteur de dissipation ($\tan \delta$) de l'isolement de l'enroulement à la terre pour les bobines d'inductance immergées dans un liquide. (Il s'agit des valeurs de référence pour la comparaison avec les mesures ultérieures dans le domaine. Aucune limitation n'est donnée ici pour ces valeurs).

8.9.3 Essais de type

Les essais de type suivants doivent être effectués:

- essai d'échauffement au courant permanent assigné (8.9.11);
- essai au choc de foudre pour les bobines d'inductance de limitation du courant (8.9.12);
- mesure de la puissance consommée par les ventilateurs et les pompes à huile le cas échéant.

8.9.4 Essais spéciaux

Les essais spéciaux suivants doivent être réalisés lorsque l'acheteur le demande expressément:

- essai de court-circuit pour les bobines d'inductance de limitation du courant, les bobines d'inductance de mise à la terre du neutre destinées à être connectées à un neutre d'un réseau d'énergie électrique et pour les bobines d'inductance d'essai (8.9.13);
- mesure de la réactance de l'enroulement dans le cas de bobines d'inductance à entrefer et de bobines dans l'air avec blindage magnétique (8.9.21);

- mesure du niveau de bruit (8.9.14);
- essai de tension de tenue alternative par source séparée pour les bobines d'inductance de type sec montées sur des isolateurs de support (8.9.8);
- mesure des pertes près de la température de référence dans le cas de bobines d'inductance immergées dans un liquide (8.9.7);
- mesure des vibrations pour le courant permanent assigné pour les bobines d'inductance immergées dans un liquide (8.9.15);
- essai au choc de manœuvre (8.9.16);
- essai au choc de foudre à double extrémité (8.9.17);
- mesure du facteur de couplage (8.9.18);
- essai de surtension d'enroulement humide (8.9.19);
- essai de tension de tenue alternative par source séparée humide pour les bobines d'inductance de type sec montées sur des isolateurs de support (8.9.20).

8.9.5 Mesure de l'impédance pour le courant permanent assigné (essai individuel de série)

L'impédance doit être mesurée à la fréquence assignée.

Pour les bobines d'inductance dans l'air, les mesures peuvent être réalisées avec tout courant jusqu'au courant permanent assigné.

Pour les bobines d'inductance à entrefer et les bobines d'inductance dans l'air avec blindage magnétique, les mesures doivent être réalisées au courant permanent assigné lorsque celui-ci a été spécifié. En l'absence de spécification de ce courant, le courant permanent (en pratique) disponible le plus élevé devant être utilisé pour l'essai doit faire l'objet d'un accord entre le fabricant et l'acheteur au moment de l'offre.

Pour les bobines d'inductance triphasées dont le facteur de couplage entre phases dépasse 5 %, le courant dans chaque phase doit être mesuré en appliquant un système de tensions triphasées symétriques aux enroulements de phase connectés en étoile.

L'impédance doit être prise comme le rapport
$$\frac{\text{tension appliquée entre phases}}{\text{courant de ligne moyen mesuré} \times \sqrt{3}}$$

Pour les bobines d'inductance triphasées avec facteurs de couplage supérieurs à 5 %, les réactances mutuelles entre chaque paire de phases doivent être mesurées et leurs polarités doivent être vérifiées. Pour la méthode de mesure, voir la Figure 7. S'il n'est pas possible de blinder totalement les fils de connexion les uns des autres pour empêcher les tensions induites, une détermination plus rigoureuse des réactances mutuelles peut être obtenue en mesurant les réactances de chaque bobine monophasée et de chaque paire de bobines de phase connectée en série. Les réactances mutuelles peuvent être déduites des résultats mesurés par calcul.

Pour toutes les bobines d'inductance dans l'air, l'impédance monophasée de chaque bobine d'inductance de phase doit être également mesurée avec une source monophasée.

Pour les bobines d'inductance triphasées avec un facteur de couplage inférieur ou égal à 5 %, l'impédance peut être mesurée avec une source monophasée uniquement.

NOTE Pour les bobines d'inductance dans l'air, cet essai vérifiera aussi l'impédance de court-circuit ou de courte durée assignée.

8.9.6 Mesure de l'impédance pour le courant de courte durée assigné (essai individuel de série)

Cette mesure s'applique aux bobines d'inductance pour la mise à la terre du neutre qui doivent être connectées au neutre d'une bobine d'inductance shunt, aux bobines d'inductance de démarrage et aux bobines d'inductance d'essai à entrefer et/ou avec blindage magnétique.

L'impédance doit être mesurée à la fréquence assignée et à l'intensité de courte durée assignée. La durée de la mesure doit être limitée pour éviter l'apparition d'une température excessive sur toute partie d'une bobine d'inductance.

NOTE Si cet essai est particulièrement onéreux en raison d'une exigence pour une installation d'essai de puissance élevée, alors par le biais d'un accord il peut être réalisé au courant de courte durée assigné comme un essai de type et à courant réduit comme un essai individuel de série.

8.9.7 Mesure des pertes (essai individuel de série, essai spécial)

8.9.7.1 Généralités

Cette mesure s'applique uniquement aux bobines d'inductance pour lesquelles un courant permanent assigné est spécifié.

Les pertes sont basées sur le fonctionnement de la bobine d'inductance avec le courant permanent assigné à la fréquence assignée et à la température de référence. Les pertes mesurées doivent être corrigées en fonction du courant permanent assigné et de la température de référence.

Une documentation satisfaisante sur la précision de la méthode proposée doit être fournie sur demande.

Pour les bobines d'inductance triphasées, la mesure de la perte doit être réalisée avec une excitation triphasée.

NOTE 1 Dans le cas de bobines d'inductance triphasées à faible perte, la perte mesurée des phases individuelles peut être inégale ou même négative dans une phase. La somme arithmétique des trois valeurs de perte donne la perte totale.

NOTE 2 Une mesure de perte peut être effectuée avec une excitation monophasée pour les bobines triphasées avec blindage magnétique pour le flux homopolaire dans le cadre d'un accord particulier entre le fabricant et l'acheteur. Dans ce cas, il convient qu'une comparaison à une tension inférieure soit faite entre les mesures monophasées et triphasées et qu'un facteur de correction adapté soit défini par accord.

8.9.7.2 Bobine d'inductance dans l'air

La mesure de perte peut être réalisée avec tout courant à la fréquence assignée et corrigé au courant permanent assigné en multipliant la perte mesurée par le carré du rapport du courant permanent assigné sur le courant d'essai.

Les parties métalliques appartenant à la structure de support, lorsqu'elles sont fournies par le fabricant de la bobine d'inductance, qui pourraient affecter la mesure de perte doivent être en place pendant l'essai.

NOTE La présence de parties métalliques proches autour ou sous les bobines d'inductance affectera de manière significative la mesure des pertes. C'est la raison pour laquelle les parties métalliques qui appartiennent à la structure de support de la bobine d'inductance doivent être présentes au cours de l'essai et que d'autres parties métalliques doivent être évitées.

La perte totale est composée de la perte ohmique et des pertes supplémentaires. La part de la perte ohmique est prise comme égale à $I_p^2 R$, R étant la résistance en courant continu mesurée, I_p étant le courant permanent assigné. La part de perte supplémentaire est la différence entre la perte totale et la perte ohmique $I_p^2 R$.

La mesure de la perte peut être réalisée à toute température ambiante appropriée et corrigée à la température de référence selon la méthode donnée dans la CEI 60076-1.

8.9.7.3 Bobines d'inductance à entrefer et bobines d'inductance dans l'air avec blindage magnétique

La mesure des pertes doit être réalisée au courant permanent assigné et à la fréquence assignée.

Dans des cas exceptionnels, par exemple une puissance assignée très élevée, il peut être difficile de satisfaire à cette condition d'essai. Dans ces cas, la perte à la valeur du courant permanent assigné doit être obtenue en multipliant la perte mesurée par le carré du rapport du courant permanent assigné sur le courant d'essai. Le courant d'essai doit être d'au moins $0,9 I_r$.

La perte totale est composée de la perte ohmique, des pertes dans le fer et des pertes supplémentaires. La part de la perte ohmique est prise comme égale à $I_r^2 \cdot R$, R étant la résistance en courant continu mesurée, et I_r étant le courant permanent assigné. Les pertes dans le fer et les pertes supplémentaires ne peuvent pas être séparées par des mesures. La somme des pertes dans le fer et des pertes supplémentaires est par conséquent la différence entre la perte totale et la perte ohmique.

La mesure des pertes doit être réalisée comme un essai individuel de série à la température ambiante de l'usine et elle doit être corrigée à la température de référence. La perte ohmique est corrigée à la température de référence selon la méthode donnée dans la CEI 60076-1. Une correction des pertes dans le fer et des pertes supplémentaires à la température de référence n'est normalement pas réalisable en pratique. C'est la raison pour laquelle les pertes dans le fer et les pertes supplémentaires doivent être considérées comme indépendantes de la température. Cette hypothèse donne normalement un chiffre de perte légèrement plus élevé à la température de référence que celui qui existe en réalité.

Lorsqu'une mesure spéciale d'essai de perte proche de la température de référence est spécifiée, la mesure de perte peut être réalisée avec l'essai d'échauffement. La mesure de routine de perte à la température ambiante doit être aussi réalisée sur la même unité pour établir un coefficient de température pour la perte totale (en prenant l'hypothèse d'une variation linéaire). Le chiffre de perte pour toutes les bobines d'inductance de même conception doit être corrigé à la température de référence en utilisant le coefficient de température établi sur cette unité.

NOTE L'Annexe D donne un exemple de correction de température des pertes.

8.9.8 Essai de tension de tenue alternative par source séparée (essai individuel de série, essai spécial)

L'essai doit être réalisé suivant les grandes lignes de l'Article 11 de la CEI 60076-3:2000 et il s'agit d'un essai individuel de série pour toutes les bobines d'inductance immergées dans un liquide.

La tension d'essai doit être appliquée:

- entre chaque enroulement et la terre;
- entre différents enroulements si applicable.

Les bobines d'inductance dans l'air de type sec utilisent généralement des isolateurs normalisés de support de poste ou de bus pour le montage de la bobine et l'isolation entre les enroulements de la bobine et la terre et entre les phases lorsqu'au moins deux unités sont empilées. C'est pourquoi cet essai est un essai des isolateurs de support et qu'il ne sera réalisé que comme un essai spécial lorsqu'il est demandé expressément.

NOTE Sauf indication contraire dans l'offre du fabricant, les isolateurs de support sont considérés comme étant conçus selon la CEI 60273 et essayés selon la CEI 60168.

8.9.9 Essai de surtension d'enroulement pour les bobines d'inductance de limitation du courant (essai individuel de série)

Comme l'essai par tension de tenue alternative induite ne peut pas être réalisé conformément à l'Article 12 de la CEI 60076-3:2000, cet essai doit être réalisé comme un essai au choc de foudre à chaque extrémité de chaque enroulement successivement avec l'autre extrémité de l'enroulement directement reliée à la terre. Les bornes de tous les autres enroulements, si applicable, sont également reliées à la terre. Le niveau d'essai doit être conforme à la CEI 60076-3. Si des exigences d'isolement réduit à travers l'enroulement sont spécifiées, la procédure de l'essai au choc de foudre doit être réalisée en utilisant la valeur du niveau d'isolement réduit spécifiée.

Compte tenu de la faible impédance de la bobine d'inductance, la forme d'onde normalisée ne peut généralement pas être satisfaite. Pour plus d'information, voir la CEI 60076-4:2002, Article A.3.

NOTE Le temps correct à la mi-valeur peut ne pas pouvoir être obtenu. Il convient que ce temps plus court soit normalement accepté.

Sinon, pour les bobines d'inductance de type sec, l'essai de surtension entre spires tel qu'il est décrit à l'Annexe E peut être réalisé à la place de l'essai de choc de foudre pour les matériels dont $U_m \leq 36$ kV sauf spécification contraire.

8.9.10 Essai de surtension d'enroulement pour les bobines d'inductance de limitation du courant (essai individuel de série)

Cet essai doit être réalisé comme un essai de choc de foudre appliqué à la borne qui doit être connectée au transformateur ou au neutre de la bobine d'inductance shunt, l'autre borne étant reliée à la terre. L'essai est effectué conformément au paragraphe 13.3.2 b) de la CEI 60076-3:2000. Une durée plus longue de la durée de front de la tension de choc est autorisée, jusqu'à 13 μ s.

NOTE Le temps correct à la mi-valeur peut ne pas pouvoir être obtenu. Il convient que ce temps plus court soit normalement accepté.

Sinon, pour les bobines d'inductance de type sec, l'essai de surtension entre spires tel qu'il est décrit à l'Annexe E peut être réalisé à la place de l'essai de choc de foudre pour les matériels dont $U_m \leq 36$ kV, sauf spécification contraire.

8.9.11 Essai d'échauffement au courant permanent assigné (essai de type)

L'essai doit être effectué suivant les grandes lignes de la CEI 60076-2. Pour les bobines d'inductance de type sec, les limites de classe de température telles qu'elles sont indiquées à l'Article 11 de la CEI 60076-11:2004 s'appliquent.

Cet essai doit être effectué au courant permanent assigné I_r et à la fréquence assignée.

Dans des cas exceptionnels, par exemple une puissance assignée très élevée, il peut être difficile de satisfaire à cette condition d'essai. Dans ces cas, l'essai peut être effectué à une valeur réduite de courant mais pas inférieure à $0,9 I_r$. Le niveau d'essai doit être indiqué dans l'offre par le fabricant et il doit faire l'objet d'un accord entre le fabricant et l'acheteur au moment de la commande.

Les échauffements doivent être corrigés au courant permanent assigné.

Pour les bobines d'inductance immergées dans un liquide, l'échauffement de l'huile doit être multiplié par $\left(\frac{I_r}{I_{\text{test}}}\right)^{2 \cdot x}$ et l'échauffement de l'enroulement au-dessus de la température de

l'huile doit être multiplié par $\left(\frac{I_r}{I_{\text{test}}}\right)^y$ avec x et y conformément à ce qui suit:

- Pour les bobines d'inductance avec refroidissement ON $x = 0,8$ $y = 1,3$
- Pour les bobines d'inductance avec refroidissement OF $x = 1,0$ $y = 1,3$
- Pour les bobines d'inductance avec refroidissement OD $x = 1,0$ $y = 2,0$

NOTE Pour les bobines d'inductance triphasées avec blindage magnétique pour flux homopolaire, par accord entre le fabricant et l'acheteur, un essai d'échauffement peut être réalisé avec l'application d'un courant continu sur les enroulements. Les échauffements de l'huile sont mesurés sous le courant continu alimentant les pertes totales corrigées comme cela est déterminé conformément au paragraphe 8.9.7.1. L'excitation en courant alternatif d'une seule phase au courant permanent assigné I_r est ensuite utilisée pour mesurer l'échauffement de l'enroulement au-delà de la température de l'huile.

Pour les bobines d'inductance de type sec, l'échauffement de l'enroulement au-delà de la température ambiante doit être multiplié par $\left(\frac{I_r}{I_{\text{test}}}\right)^y$ avec y conformément à ce qui suit:

- pour les bobines d'inductance avec refroidissement ...AN $y = 1,6$
- pour les bobines d'inductance avec refroidissement ...AF $y = 1,8$

Dans la plupart des cas, la perte totale de la bobine d'inductance en condition stabilisée est un peu plus faible qu'à la température de référence parce que la température ambiante est normalement inférieure à la valeur de conception pendant l'essai. L'effet doit être négligé.

Pour les bobines d'inductance dans l'air de type sec, si cela est demandé, l'échauffement des bornes de la bobine d'inductance doit être mesuré au cours de l'essai d'échauffement de la bobine. Pour obtenir des mesures significatives de l'échauffement de borne, l'acheteur doit fournir un connecteur et au moins un mètre de conducteur entrant du type qui sera utilisé sur le site au fabricant pour l'utilisation au cours de l'essai d'échauffement. Les limites d'échauffement des bornes doivent être telles que données à l'Article 6 (voir aussi la CEI 60943).

8.9.12 Essai au choc de foudre pour les bobines d'inductance de limitation du courant (essai de type)

Pour les informations générales, voir l'Article 13 de la CEI 60076-3:2000 et pour les bobines d'inductance de type sec, voir l'Article 21 de la CEI 60076-11:2004. Voir également la CEI 60076-4:2002.

Cet essai n'est pas destiné à soumettre à l'essai l'isolement entre les bornes subissant les essais et la terre.

La tension d'essai est appliquée à chaque borne des enroulements soumis aux essais successivement tandis que l'autre borne est mise à la terre via une résistance, si nécessaire, pour obtenir la forme d'onde de choc normalisée. Les bornes de tous les autres enroulements, si applicable, sont également reliées à la terre.

8.9.13 Essai au courant de court-circuit (essai spécial)

8.9.13.1 Généralités

Pour les informations générales, la CEI 60076-5 s'applique.

Lorsqu'un essai de courant de court-circuit est spécifié, il doit généralement être réalisé conformément aux paragraphes 4.2.2 à 4.2.7 de la CEI 60076-5:2006.

La spécification de l'essai de courant de court-circuit doit inclure le niveau du courant d'essai, la durée de chaque décharge appliquée, le nombre de décharges de courant d'essai et la connexion de borne de prise désirée (dans le cas des bobines d'inductance à prises).

Si cette information n'est pas spécifiée, l'essai doit comprendre deux décharges d'essai de 0,25 s sur chaque phase de bobine d'inductance avec la première crête du courant appliqué à la valeur du courant de court-circuit mécanique assigné. L'essai doit être réalisé à la position de prise d'inductance maximale (dans le cas des bobines d'inductance à prises).

Les bobines d'inductance triphasées ou un banc triphasé de bobines d'inductance séparées avec installation définie, doivent subir trois essais de court-circuit triphasé, comprenant chacun deux décharges. Dans chaque essai, une phase différente de bobine d'inductance doit être choisie pour expérimenter le premier courant de crête de décalage maximal.

La valeur de crête du courant obtenue pendant l'essai ne doit pas s'écarter de plus de 5 % de la valeur spécifiée respective.

Si un essai de court-circuit thermique est spécifié, il doit comprendre une décharge de courant symétrique au courant de court-circuit thermique assigné I_{SCr} pour la durée assignée. Si le courant de court-circuit thermique assuré ne peut pas être atteint la durée doit être étendue jusqu'à 6 s en courant réduit pour donner au moins la valeur I^2t spécifiée.

L'essai de court-circuit thermique peut également être combiné avec l'essai de court-circuit mécanique pour réduire le nombre total de décharges si tous les paramètres d'essai peuvent être satisfaits.

Pour plus d'informations, voir l'Annexe F.

8.9.13.2 Critères d'acceptation

La capacité d'une bobine d'inductance à résister à l'essai doit être déterminée conformément au paragraphe 4.2 de la CEI 60076-5:2006.

Avant et après l'essai de court-circuit, des essais individuels de série comprenant la mesure de l'impédance et des pertes et la performance d'un essai de surtension d'enroulement selon 8.9.9 ou 8.9.10 à 100 % de la tension spécifiée doivent être réalisés sur la bobine d'inductance. Les valeurs d'impédance et de pertes doivent être cohérentes avec les limites de tolérance des mesures. Les oscillogrammes de l'essai diélectrique demandé ne doivent montrer aucune modification; dans les limites des réseaux d'essai diélectrique à haute tension.

Pour les bobines d'inductance immergées dans un liquide, des informations générales concernant la détection des défauts sont données au paragraphe 4.2.7 de la CEI 60076-5:2006.

Pour les bobines d'inductance de type sec, un examen visuel de la bobine d'inductance et de la structure de support ne doit donner aucune indication de modification de la condition mécanique qui affectera le fonctionnement de la bobine d'inductance. Si après le programme d'essai de court-circuit, le système de serrage des enroulements est détérioré ou si des fissures de surface ont progressé de manière importante en nombre ou en dimensions, la bobine d'inductance est considérée comme ayant échoué à l'essai de court-circuit. En cas de doute, jusqu'à trois essais de court-circuit avec courant de décalage complet doivent être appliqués pour vérifier que la condition surveillée s'est stabilisée. Si la détérioration continue, la bobine d'inductance doit être considérée comme ayant échoué à l'essai. Si les conditions se stabilisent après un ou deux essais de court-circuit supplémentaires et couplage avec des

essais individuels de série réussis après les essais de court-circuit, la bobine d'inductance doit être considérée comme ayant passé avec succès l'essai de court-circuit. Pour plus d'informations, voir l'Annexe F.

8.9.14 Mesure du niveau de bruit avec le courant permanent assigné (essai spécial)

Cette mesure doit être effectuée au courant permanent assigné et à la fréquence assignée. La méthode prescrite dans la CEI 60076-10 s'applique. Dans certains cas, le bruit de la bobine d'inductance peut être perturbé par le bruit du transformateur d'essai s'il est placé à proximité de la bobine. Des mesures d'intensité sonore peuvent être utilisées pour exclure tout bruit perturbateur.

Au cours des mesures sur les bobines d'inductance de type sec, des espaces de sécurité suffisants doivent être assurés avec l'enroulement en essai. Le contour défini à l'Article 7 de la CEI 60076-10 doit être situé à 2 m de la surface de l'enroulement. Le contour prescrit doit être situé sur un plan horizontal à la moitié de la hauteur de l'enroulement.

Pour simuler le caractère permanent en condition de service (c'est à dire une température d'enroulement élevée), il convient que l'essai soit réalisé vers la fin d'un essai d'échauffement complet, lorsque cela est possible.

NOTE Pour les bobines d'inductance qui ont des caractéristiques assignées de puissance élevées, l'essai peut être effectué sur site sous réserve d'un accord entre l'acheteur et le fabricant au moment de la commande si l'essai ne peut pas être réalisé en usine.

8.9.15 Mesure des vibrations avec le courant permanent assigné (essai spécial)

8.9.15.1 Généralités

La conception et la construction des bobines d'inductance immergées dans un liquide doivent être telles qu'elles évitent les effets préjudiciables dus aux contraintes excessives engendrées par les vibrations. Les zones qui doivent faire l'objet d'une attention particulière lors du contrôle des vibrations pour assurer des performances correctes sont les suivantes:

- vibration de l'ensemble noyau et bobine;
- vibration de la cuve avec les contraintes associées dans les plaques, les sangles et les raccords soudés;
- vibration des instruments, des accessoires et des matériels de refroidissement.

8.9.15.2 Conditions d'essai

La bobine d'inductance en essai doit être complètement assemblée en condition de service avec le matériel de refroidissement, les jauges et les accessoires montés et connectés.

NOTE Lorsqu'une bobine d'inductance est équipée d'une enveloppe pour le bruit montée sur la paroi de la cuve, l'essai peut devoir être réalisé sans l'enveloppe par accord entre l'acheteur et le fabricant.

La bobine d'inductance doit être montée sur une surface qui assurera un support correct pour la base afin d'éliminer la génération de contraintes anormales sur la cuve.

La bobine d'inductance doit être mise sous tension au courant permanent assigné et à la fréquence assignée. L'excitation triphasée est exigée pour les unités triphasées. Lorsque la puissance d'essai disponible est insuffisante pour les essais au courant permanent assigné et/ou pour l'excitation triphasée, le fabricant doit démontrer à l'acheteur que les essais de courant réduit produiront des résultats suffisamment précis dans les conditions spécifiées. Il convient que l'essai soit réalisé de préférence à la température de fonctionnement mais il peut être réalisé à la température ambiante.

8.9.15.3 Méthode de mesure

La vibration des composants d'une bobine d'inductance doit être mesurée par des transducteurs, des détecteurs optiques ou des dispositifs de mesure équivalents. L'amplitude crête à crête du déplacement doit être déterminée par une mesure directe ou calculée à partir des mesures d'accélération ou de vitesse. La précision de la mesure à deux fois la fréquence assignée doit être dans les limites de 10 μm .

Les mesures doivent être prises sur les quatre parois de la cuve en un nombre de points suffisant pour assurer que la valeur maximale de vibration a été mesurée.

Les mesures ou les observations doivent être effectuées pour les vibrations des matériels montés sur la cuve.

8.9.15.4 Niveau maximal de vibration

L'amplitude maximale de déplacement de la paroi de la cuve ne doit pas dépasser 200 μm crête à crête.

Pour les matériels montés sur la cuve, le fabricant doit, lorsque cela est raisonnable, démontrer que les vibrations mesurées ou observées pendant l'essai n'ont pas d'effets à long terme sur la stabilité et les performances du matériel.

8.9.16 Essai au choc de manœuvre (essai spécial)

L'essai au choc de manœuvre est généralement réalisé comme indiqué dans la CEI 60076-3. Toutefois cet essai est seulement applicable pour les bobines d'inductance ayant une impédance suffisamment élevée pour rendre cet essai réalisable. La méthode d'essai et la forme d'onde doivent faire l'objet d'une discussion entre le fabricant et l'acheteur.

8.9.17 Essai au choc de foudre à double extrémité (essai spécial)

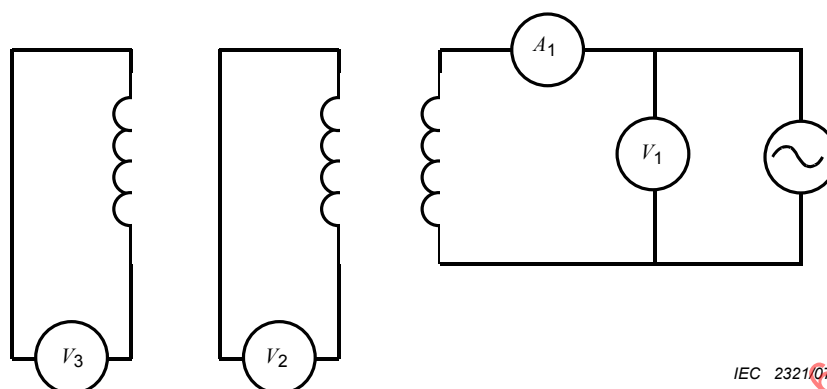
Cet essai est applicable aux bobines d'inductance avec un montage de dérivation qui peut être fermé lorsque la bobine d'inductance est sous tension.

L'essai doit être réalisé sur chaque phase successivement, avec les deux bornes de l'enroulement soumis à l'essai connectées ensemble et les autres bornes reliées à la terre.

Pour les informations générales, voir l'Article 13 de la CEI 60076-3:2000.

8.9.18 Mesure du facteur de couplage (essai spécial)

La mesure doit être réalisée conformément à la Figure 7, de préférence au courant permanent assigné pour les bobines d'inductance à entrefer et les bobines d'inductance dans l'air avec blindage magnétique. Si ceci n'est pas réalisable, le courant d'essai choisi doit être aussi proche que possible du courant permanent assigné. Pour les autres bobines d'inductance, tout courant convenable peut être utilisé pour cette mesure.



IEC 2321/07

Légende

Indications du voltmètre: V_1 , V_2 , V_3

Indication de l'ampèremètre: A_1

Réactance mutuelle $X_m = V_2/A_1$ or V_3/A_1 respectivement

Facteur de couplage $k = \text{Réactance mutuelle } X_m / \text{Réactance assignée } X_{Scr}$

Figure 7 – Mesure de la réactance mutuelle pour les bobines d'inductance triphasées ou les bancs de trois bobines d'inductance monophasées

8.9.19 Essai de surtension d'enroulement humide (essai spécial)

Lorsqu'il est spécifié, l'essai de surtension d'enroulement humide doit être réalisé comme cela est décrit en 8.9.9 ou en 8.9.10 avec l'application de pulvérisation d'eau comme cela est décrit à l'Article 9 de la CEI 60060-1:1989 avec les niveaux d'essai multipliés par un facteur 0,75.

8.9.20 Essai de tension de tenue alternative par source séparée humide (essai spécial)

Lorsqu'il est spécifié, l'essai de tension de tenue alternative par source séparée humide doit être réalisé comme cela est décrit en 8.9.8 avec l'application de vaporisation d'eau comme décrit à l'Article 9 de la CEI 60060-1:1989 avec les niveaux d'essai complets.

8.9.21 Mesure de la réactance de l'enroulement dans le cas de bobines d'inductance à entrefer et de bobines dans l'air avec blindage magnétique (essai spécial)

Lorsqu'elle est spécifiée, la réactance d'un enroulement de phase doit être mesurée. La mesure doit être réalisée sans entrefer, blindage magnétique ou tout autre matériau ferromagnétique à proximité. Cette valeur est équivalente à la réactance dans l'air comme cela est défini en 3.2.6.

8.10 Tolérances

8.10.1 Tolérance sur les impédances des bobines d'inductance sans compensation pour couplage mutuel

Pour les bobines d'inductance de limitation du courant, les bobines de mise à la terre du neutre qui doivent être connectées au neutre du réseau et d'autres types de bobines d'inductance dont la fonction primaire est de limiter les courants de court-circuit: la tolérance sur l'impédance établie par essai et/ou le calcul au courant de court-circuit thermique

assigné, doit se situer dans les limites de ${}^{+10}_{-0}$ % de l'impédance de court-circuit assignée. La même tolérance s'applique pour l'impédance spécifiée au courant permanent assigné.

Pour tous les autres types de bobines d'inductance couverts par le présent article: la tolérance sur l'impédance établie par essai et/ou le calcul au courant de courte durée assigné, doit se situer dans les limites de ± 5 % de l'impédance de courte durée assignée. La même tolérance s'applique pour l'impédance spécifiée au courant permanent assigné.

8.10.2 Tolérance sur les impédances des bobines d'inductance avec compensation pour couplage mutuel

Lorsqu'il est spécifié de compenser les bobines d'inductance triphasées en ce qui concerne les effets de l'impédance mutuelle, le courant mesuré dans chaque enroulement de phase, dans les conditions définies en 8.9.5, ne doit pas s'écarter de plus de 5 % de la valeur moyenne. Dans ce cas, les impédances monophasées (Z_{SCr1} , Z_{r1} , Z_{STr1}) de chaque bobine d'inductance de phase ne doivent pas être inférieures à 85 % de la valeur assignée spécifiée. L'impédance mesurée de chaque bobine d'inductance de phase y compris les effets du couplage mutuel (Z_{SCr3} , Z_{r3} , Z_{STr3}) doit se situer dans les limites de ${}^{+10}_{-0}$ % ou ± 5 % de la valeur assignée spécifiée, comme applicable selon 8.10.1.

NOTE La valeur minimale de l'impédance monophasée Z_{SCr1} est appropriée lorsqu'il s'agit de déterminer le courant de défaut monophasé maximal assigné.

8.10.3 Tolérance sur les pertes

Les pertes totales mesurées et corrigées selon 8.9.7 ne doivent pas dépasser les pertes garanties de plus de 10 %.

9 Bobines d'inductance de décharge, d'amortissement et de filtrage associées aux condensateurs

9.1 Généralités

Le présent article décrit les exigences pour les bobines d'inductance destinées à être utilisées en association avec des condensateurs.

Les applications types englobent

- les bobines d'inductance de filtrage en série ou en parallèle avec les condensateurs pour réduire ou bloquer les harmoniques ou les signaux de contrôle (signaux d'ondulation) de fréquences jusqu'à 10 kHz;
NOTE La présente partie de la CEI 60076 ne couvre pas les circuits bouchons (voir CEI 60353) mais elle couvre les bobines d'inductance destinées à bloquer les signaux de contrôle utilisés pour la manœuvre à distance de demande.
- les bobines d'inductance d'amortissement connectées en série avec des condensateurs shunt pour limiter le courant d'appel lorsque le condensateur est mis sous tension, pour limiter le courant transitoire de décharge pendant les défauts de proximité ou le couplage de condensateur adjacent et/ou pour désaccorder les bancs de condensateurs afin d'éviter la résonance avec le réseau d'énergie électrique;
- les bobines d'inductance de décharge utilisées dans le circuit de dérivation/de décharge des applications de banc de condensateurs en série du réseau d'énergie électrique à haute tension.

La tension permanente à travers ces bobines d'inductance est généralement faible comparée à la tension du réseau; toutefois la manœuvre causera des tensions transitoires aux fréquences de résonance formées par les condensateurs et les bobines d'inductance qui peuvent être bien supérieures.

Pour les bobines d'inductance de filtrage et d'amortissement, en fonctionnement normal, le courant qui traverse la bobine d'inductance est composé d'un courant en fréquence industrielle et d'un courant harmonique superposé. Pour les bobines d'inductance, le courant en fréquence industrielle est généralement bien supérieur au courant harmonique tandis que pour les bobines d'inductance de filtrage, l'application spécifique déterminera le rapport des deux composantes de courant.

Les bobines d'inductance de décharge ne transportent pas un courant permanent en service normal mais elles sont normalement spécifiées avec un courant permanent pour permettre le fonctionnement avec le condensateur shunté par la bobine d'inductance.

Les bobines d'inductance d'amortissement, de décharge et certaines bobines de filtrage sont soumises à un courant élevé de courte durée pendant le couplage et les conditions de défaut. Les bobines d'inductance d'amortissement peuvent être couplées très fréquemment, souvent plusieurs fois par jour, et elles sont par conséquent soumises à des surtensions transitoires de routine. Dans certaines applications, les courants de défaut provenant d'un court-circuit traversant le condensateur doivent être pris en compte.

Les bobines d'inductance de décharge sont généralement installées avec le banc de condensateurs en série associé sur une plateforme isolée. C'est pourquoi, les exigences d'isolement des bobines d'inductance sont dictées par la coordination de l'isolement pour le montage de condensateurs en série plutôt que par la tension réseau.

Les bobines d'inductance couvertes par le présent article sont presque exclusivement de conception dans l'air de type sec, les caractéristiques assignées et les pièces d'essai de cet article sont généralement uniquement applicables aux bobines d'inductance de cette conception.

NOTE Le guide concernant les condensateurs shunt est donné dans la CEI 60871-1 et pour les condensateurs série dans la CEI 60143.

9.2 Conception

En ce qui concerne la conception et l'installation, les bobines d'inductance couvertes dans cet article sont de conception dans l'air de type sec et elles doivent être classées comme:

- monophasées ou triphasées;
- pour installation à l'intérieur ou à l'extérieur;
- avec chaque phase montée côte à côte ou empilée verticalement;
- avec ou sans prises.

NOTE D'autres méthodes pour la variation de l'inductance peuvent être appliquées mais elles ne sont pas spécifiquement examinées dans la présente partie de la CEI 60076.

9.3 Termes et définitions

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

9.3.1

courant à fréquence industrielle assigné

I_r

valeur efficace en régime établi spécifiée du courant à la fréquence industrielle

9.3.2

spectre du courant assigné

valeurs efficaces en régime établi spécifiées du courant aux fréquences spécifiées autres que la fréquence industrielle

9.3.3**courant RSS**

somme des carrés du courant à fréquence industrielle assigné et toutes les valeurs des courants aux fréquences spécifiées dans le spectre du courant assigné

9.3.4**courant équivalent à la fréquence industrielle** I_{equ}

valeur efficace calculée du courant à la fréquence industrielle qui donne les mêmes pertes d'enroulement que celles provenant du courant à fréquence industrielle et du spectre du courant assigné

9.3.5**courant d'appel assigné** I_{rIN}

valeur de crête spécifiée du courant transitoire le plus élevé qui peut apparaître à travers un filtre ou une bobine d'inductance d'amortissement pendant la mise sous tension du condensateur associé ou d'un condensateur proche ou dû aux défauts du réseau

NOTE Les courants transitoires dus aux défauts du réseau ou à la mise sous tension d'un condensateur proche sont quelquefois appelés courant transitoire de décharge et sont couverts par cette définition.

9.3.6**fréquence d'appel assignée** f_{rIN}

pour les bobines d'inductance d'amortissement, la fréquence de résonance spécifiée associée avec le courant d'appel assigné

9.3.7**fréquence d'accord assignée** f_{rt}

pour les bobines d'inductance de filtrage, la fréquence de résonance spécifiée du circuit de filtrage dans lequel la bobine d'inductance constitue un composant

9.3.8**courant de décharge assigné** I_{rd}

pour les bobines d'inductance de décharge, la valeur de crête spécifiée du courant le plus élevé qui sera expérimenté par la bobine d'inductance

9.3.9**fréquence de décharge assignée** f_{rd}

pour les bobines d'inductance de décharge, la fréquence de résonance spécifiée de la bobine d'inductance et le condensateur série associé

9.3.10**fréquence assignée**

pour les bobines d'inductance de filtrage, la fréquence d'accord assignée; pour les bobines d'inductance d'amortissement la fréquence d'appel assignée et pour les bobines d'inductance de décharge, la fréquence de décharge assignée

9.3.11**courant de court-circuit thermique assigné** I_{scr}

valeur efficace spécifiée de la composante symétrique en régime établi du courant de court-circuit à la fréquence industrielle destiné à être transporté pendant la durée spécifiée

9.3.12

durée du courant de court-circuit thermique assigné

T_{SCR}

durée spécifiée du courant de court-circuit thermique assigné

9.3.13

courant de court-circuit mécanique assigné

I_{MSCr}

courant de défaut (de crête) asymétrique spécifié. S'il n'est pas spécifié, le courant de défaut (de crête) asymétrique est déduit du courant de court-circuit thermique assigné.

9.3.14

Inductance assignée

L_r

inductance spécifiée à la fréquence assignée. L'inductance assignée comprend aussi l'inductance mutuelle entre phases, si applicable.

9.3.15

réactance assignée

X_r

pour les bobines d'inductance d'amortissement et de décharge, la réactance spécifiée de la bobine d'inductance à la fréquence industrielle. La réactance assignée est exprimée en Ohms par phase.

9.3.16

facteur de couplage

k

inductance mutuelle entre deux phases d'une bobine d'inductance triphasée exprimée par unité ou en pourcentage de la racine carrée du produit des inductances propres de deux phases individuelles

NOTE Pour les phases 1 et 2, le facteur de couplage suit comme $k = \frac{M_{12}}{\sqrt{L_1 \times L_2}}$.

9.3.17

résistance efficace

résistance déduite de la perte de puissance de la bobine d'inductance à la fréquence spécifiée et à la température de référence

NOTE La perte de puissance comprend la perte ohmique et toutes les pertes parasites supplémentaires à la fréquence assignée.

9.3.18

facteur de qualité

Q_f

rapport de réactance à la résistance efficace à la fréquence spécifiée

9.4 Caractéristiques assignées

9.4.1 Courant à fréquence industrielle assigné

Le courant à fréquence industrielle assigné I_r doit être spécifié par l'acheteur pour ne pas être inférieur à la valeur en régime établi maximale du courant à fréquence industrielle qui sera transporté par la bobine d'inductance en service. Pour les bobines d'inductance d'amortissement, voir aussi le paragraphe 9.4.2.

Dans le cas des bobines d'inductance de décharge, le courant à fréquence industrielle assigné doit être spécifié pour ne pas être inférieur au courant qui peut être transporté par la

bobine d'inductance lorsqu'elle fonctionne comme un élément en série dans la ligne de transmission.

9.4.2 Spectre du courant assigné

Pour les bobines d'inductance de filtrage, le courant à chaque fréquence du spectre du courant assigné doit être spécifié par l'acheteur pour ne pas être inférieur aux valeurs en régime établi maximales qui seront transportées par la bobine d'inductance en service.

NOTE 1 Toutes les informations disponibles concernant le spectre du courant doivent être fournies par l'acheteur pour permettre la conception thermique correcte de la bobine d'inductance.

Pour les bobines d'inductance d'amortissement, le spectre du courant assigné peut être spécifié mais il ne l'est pas en temps normal. Dans le dernier cas, des composantes de courant de fréquence plus élevée doivent être autorisées en spécifiant que le courant à fréquence industrielle ne pas être inférieur au courant maximal admissible du banc de condensateurs associés.

NOTE 2 La présence des courants de fréquence plus élevée traversant une bobine d'inductance de filtrage ou d'amortissement exige une attention particulière dans la mesure où les courants à fréquence élevée augmenteront à la fois les pertes dans la bobine d'inductance et la chute de tension à travers l'enroulement de la bobine d'inductance.

NOTE 3 Le courant maximal admissible selon la CEI 60871-1 est un courant avec une valeur efficace égale à 1,3 fois la valeur obtenue à la tension sinusoïdale assignée à travers le condensateur.

Pour les bobines d'inductance de décharge, le spectre du courant assigné n'est normalement pas applicable.

9.4.3 Courant d'appel assigné

Le courant d'appel assigné I_{rIN} doit être spécifié par l'acheteur pour les bobines d'inductance de filtrage et d'amortissement pour ne pas être inférieur au courant de crête qui peut apparaître dans tous les cas reconnus de manœuvre du condensateur associé et de tout condensateur proche associé ou dû aux défauts du réseau. Le nombre estimé de manœuvres par jour doit être spécifié dans la demande.

NOTE Les défauts du réseau auxquels il est fait référence dans cet article sont ceux qui résultent de la décharge du condensateur à travers la bobine d'inductance mais qui ne donnent pas lieu à un courant de défaut à la fréquence industrielle à travers la bobine d'inductance.

9.4.4 Fréquence d'appel assignée

La fréquence d'appel assignée f_{rIN} doit être spécifiée par l'acheteur.

9.4.5 Courant de décharge assigné

Le courant de décharge assigné I_{rd} doit être spécifié par l'acheteur pour les bobines d'inductance de décharge comme non inférieur à la valeur de crête la plus élevée du courant fondée sur tous les cas reconnus de décharge du condensateur série associé. Le courant de décharge de condensateur à haute fréquence et le courant de défaut à fréquence industrielle doivent tous les deux être évalués en établissant le courant de décharge assigné approprié.

9.4.6 Fréquence de décharge assignée

La fréquence de décharge assignée f_{rd} doit être spécifiée par l'acheteur.

9.4.7 Courant de court-circuit thermique assigné

Pour les bobines d'inductance de filtrage et d'amortissement, le courant de court-circuit thermique assigné I_{SCr} doit être spécifié par l'acheteur comme non inférieur à la composante symétrique en régime établi du courant de court-circuit à la fréquence industrielle qui doit être

transporté pendant la durée spécifiée lorsque la bobine d'inductance doit être conçue pour résister à une condition de court-circuit particulière.

NOTE Dans le cas où une bobine d'inductance est connectée au côté neutre du condensateur ou lorsque la connexion entre le condensateur et la bobine d'inductance est très courte, la probabilité de court-circuit peut être suffisamment faible pour que la spécification d'un courant de court-circuit thermique assigné ne soit pas justifiée. Il convient de tenir compte de la possibilité d'une mise sous tension involontaire du banc de condensateurs avec les terres de maintenance en place.

Pour les bobines d'inductance de décharge, le courant de court-circuit thermique assigné I_{SCr} doit être spécifié par l'acheteur comme n'étant pas inférieur à la valeur la plus élevée du courant efficace symétrique dans des conditions de défaut reconnues qui peuvent être vues par la bobine d'inductance en service. Sinon, il peut être déduit de la puissance de court-circuit du réseau spécifiée, de la tension du réseau et de l'impédance de la bobine d'inductance.

9.4.8 Durée du courant de court-circuit thermique assigné

La durée du courant de court-circuit thermique assigné T_{SCr} , si applicable, doit être spécifiée par l'acheteur ou bien une valeur normalisée de 1 s pour les bobines d'inductance de filtrage et d'amortissement et de 2 s pour les bobines d'inductance de décharge doit être utilisée.

NOTE 1 Il convient que la durée choisie reflète les effets thermiques cumulatifs du principe de re-fermeture automatique des installations et le temps d'existence autorisé pour un défaut avant d'être interrompu.

NOTE 2 La durée du courant de court-circuit thermique peut avoir un impact sur le coût de la bobine d'inductance lorsque le courant de court-circuit dépasse environ vingt cinq fois le courant permanent assigné.

NOTE 3 Si plusieurs défauts successifs peuvent apparaître dans un intervalle de temps court, la durée, l'intervalle de temps entre applications et le nombre d'applications doivent être spécifiés par l'acheteur. La durée du courant de court-circuit thermique assigné doit être choisie en conséquence.

9.4.9 Courant de court-circuit mécanique assigné

Pour les bobines d'inductance dans lesquelles un courant de court-circuit thermique I_{SCr} est spécifié, l'acheteur doit spécifier le courant de court-circuit mécanique assigné. Ce courant dépend du rapport X/R du réseau et il doit être calculé selon 4.2.3 de la CEI 60076-5:2006. Si l'impédance du réseau et le rapport X/R ne sont pas spécifiés par l'acheteur, le courant de court-circuit mécanique assigné I_{MSCr} doit être pris égal à $1,8 \sqrt{2}$ fois le courant de court-circuit thermique assigné ($I_{MSCr} = 2,55 I_{SCr}$).

9.4.10 Inductance assignée

L'inductance assignée L_r de la bobine d'inductance doit être spécifiée par l'acheteur. Elle doit être la valeur exigée pour fournir les caractéristiques de filtre, d'amortissement ou de décharge désirées.

Lorsque les bobines d'inductance de filtrage doivent être installées dans une configuration triphasée empilée, l'inductance de chaque bobine d'inductance monophasée doit être compensée en ce qui concerne les effets du couplage mutuel, pour fournir la valeur d'inductance spécifiée dans la disposition empilée avec une alimentation triphasée. Pour que le fabricant conçoive chaque bobine d'inductance pour la valeur correcte de l'inductance propre, l'acheteur doit fournir la valeur de l'impédance entre le neutre du banc de filtres et la terre du réseau.

Lorsque les bobines d'inductance d'amortissement doivent être installées dans une configuration triphasée empilée, l'inductance de chaque bobine d'inductance monophasée ne doit pas être compensée en ce qui concerne les effets du couplage mutuel, sauf spécification contraire. Pour plus ample information, voir l'Annexe C.

Dans le cas de bobines d'inductance de décharge qui sont normalement installées dans une configuration non empilée et de bobines d'inductance de filtrage et d'amortissement montées

côte à côte, les facteurs de couplage mutuel sont généralement très faibles. C'est la raison pour laquelle ces unités ne sont pas compensées de manière inductive.

9.4.11 Facteur de qualité

Lorsqu'un facteur d'amortissement spécifique pour les transitoires est désiré, un facteur de qualité maximale Q_f à la fréquence assignée doit être spécifié pour la bobine d'inductance dans la demande. Dans le cas où un facteur de qualité n'a pas été spécifié, le fabricant doit, sur demande, fournir les informations concernant le facteur de qualité attendu de la bobine d'inductance à la fréquence assignée.

Pour les bobines d'inductance de filtrage, le facteur de qualité Q_f à une fréquence ou des fréquences particulières et la tolérance doivent être spécifiés par l'acheteur si c'est important pour les performances du circuit de filtrage ou le contrôle des pertes.

9.5 Aptitude à résister au courant de court-circuit thermique et mécanique assignés

Lorsqu'un courant de court-circuit est spécifié pour une bobine d'inductance, elle doit être conçue pour résister aux effets thermiques et dynamiques du courant de court-circuit thermique assigné et du courant de court-circuit mécanique assigné y compris la contrainte électrique associée pour sa durée assignée. Sauf spécification contraire de l'acheteur, l'intervalle entre les conditions de défaut totalisant la durée assignée est d'au moins six heures. Si la fréquence attendue de l'application de court-circuit est supérieure à environ dix fois par an en moyenne, ceci doit être spécifié par l'acheteur.

La capacité d'une bobine d'inductance à résister au courant de court-circuit mécanique assigné doit être démontrée soit

- par les essais, soit
- par calcul et par des considérations de conception.

Le choix de la méthode de démonstration doit faire l'objet d'un accord entre l'acheteur et le fabricant avec de passer une commande.

La capacité thermique de la bobine d'inductance à résister au courant de court-circuit thermique assigné pour la durée du courant de court-circuit thermique assigné doit être démontrée par des calculs. Un essai peut également être spécifié en plus des calculs. La méthode utilisée pour calculer la température moyenne atteinte par l'enroulement après application du courant de court-circuit assigné pour sa durée assignée est telle que décrite en 4.1.5 de la CEI 60076-5:2006. La température calculée de l'enroulement ne doit pas dépasser les valeurs prescrites pour les enroulements du transformateur dans les conditions de court-circuit données en 4.1.4 de la CEI 60076-5:2006.

9.6 Capacité à résister au courant d'appel ou de décharge

Lorsqu'un courant d'appel assigné ou un courant de décharge assigné est spécifié pour une bobine d'inductance, elle doit être conçue pour résister aux effets thermiques et dynamiques de ces courants y compris la contrainte électrique associée. Compte tenu de la nature répétitive de l'appel ou de la décharge, la bobine d'inductance ne doit pas présenter de résonances mécaniques dans les limites de 10 % du double de la fréquence assignée d'appel ou de décharge, selon ce qui est applicable. Lorsque cela est exigé, cet état de fait et la capacité à résister aux effets thermiques et dynamiques du courant d'appel ou de décharge doivent être démontrés par calcul ou si spécifié par des essais, voir 9.10.13, 9.10.14 et 9.10.6.

9.7 Echauffement

9.7.1 Echauffement au courant équivalent à la fréquence industrielle

Les limites d'échauffement données à l'Article 11 de la CEI 60076-11:2004 s'appliquent.

Les bobines d'inductance de décharge connectées en série dans le réseau d'énergie électrique doivent être conçues pour la charge et la surcharge conformément aux lignes directrices données dans la CEI 60905.

9.7.2 Température due à la charge du courant de court-circuit thermique assigné

La température calculée de l'enroulement après charge du courant de court-circuit thermique assigné I_{SCr} ne doit pas dépasser les valeurs prescrites pour les enroulements du transformateur dans les conditions de court-circuit données en 4.1.4 de la CEI 60076-5:2006.

9.8 Niveau d'isolement

9.8.1 Généralités

Pour la spécification du niveau d'isolement, voir la CEI 60076-3.

9.8.2 Exigences relativement à l'isolement

Pour les bobines d'inductance de filtrage et d'amortissement, les exigences d'isolement entre phases et à la terre doivent généralement correspondre à la tension la plus élevée pour le matériel U_m du réseau dans lequel la bobine d'inductance doit être installée. Un niveau d'isolement réduit peut être spécifié par l'acheteur lorsque c'est justifié par l'application. Le niveau de tension doit être choisi en tenant compte de la tension développée à travers la bobine d'inductance lors du transport du courant de court-circuit ou de la tension maximale développée pendant la commutation, de la décharge ou du fonctionnement continu, si la valeur est plus élevée.

Pour les bobines d'inductance de décharge, le niveau d'isolement dépend de la coordination de l'isolement du condensateur série associé. La tension maximale à travers le condensateur doit être utilisée comme base pour le niveau d'isolement à spécifier. Les niveaux de choc de foudre et de manœuvre à travers la bobine d'inductance et entre la bobine et la plateforme doivent être spécifiés par l'acheteur.

Comme les bobines d'inductance de décharge sont généralement installées sur une plateforme isolée, le besoin de blindage en couronne monté sur la bobine dépend de l'emplacement de montage des bobines sur la plateforme. C'est pourquoi l'exigence de blindage en couronne de bobine doit être spécifiée par l'acheteur, si applicable.

9.9 Plaques signalétiques

Chaque bobine d'inductance doit être munie d'une plaque signalétique en matériau résistant aux intempéries, fixée à un endroit visible et portant dans tous les cas les informations appropriées indiquées ci-dessous. Les inscriptions de la plaque doivent être marquées de façon indélébile (par exemple par gravure chimique, gravure ou estampage).

- type de bobine d'inductance;
- application à l'intérieur/à l'extérieur;
- référence de la présente partie de la CEI 60076;
- nom du fabricant;
- numéro de série du fabricant;
- année de fabrication;
- tension de tenue assignée aux chocs de foudre;
- tension la plus élevée pour le matériel;
- fréquence industrielle assignée;
- courant en fréquence industrielle assigné;
- courant et durée de court-circuit thermique assignés (si applicable);

- courant de court-circuit mécanique assigné (si applicable);
- courant RSS (pour les bobines d'inductance de filtrage);
- courant d'appel assigné (pour les bobines de filtrage et d'amortissement, si spécifié);
- courant de décharge assigné (pour les bobines d'inductance de décharge);
- fréquence d'accord assignée (pour les bobines d'inductance de filtrage);
- fréquence d'amortissement assignée (pour les bobines d'inductance d'amortissement);
- fréquence de décharge assignée (pour les bobines d'inductance de décharge);
- inductance mesurée à la fréquence d'accord assignée (pour les bobines d'inductance de filtrage);
- inductance mesurée à la fréquence d'amortissement assignée (pour les bobines d'inductance d'amortissement);
- inductance mesurée à la fréquence de décharge assignée (pour les bobines d'inductance de décharge);
- inductance mesurée à la fréquence industrielle (comme applicable);
- facteur de qualité mesuré et fréquence associée (si applicable);
- classe thermique d'isolement;
- masse totale.

9.10 Essais

9.10.1 Généralités

Les exigences générales pour les essais individuels de série, de type et spéciaux doivent être celles prescrites dans la CEI 60076-1.

9.10.2 Essais individuels de série

Les essais individuels de série suivants doivent être effectués:

- mesure de la résistance de l'enroulement (CEI 60076-1);
- mesure de l'inductance (9.10.5);
- mesure des pertes et du facteur de qualité (9.10.6);
- essai de surtension d'enroulement (9.10.7).

9.10.3 Essais de type

Les essais de type suivants doivent être effectués:

- mesure de l'inductance (9.10.5);
- mesure des pertes et du facteur de qualité (9.10.6);
- essai d'échauffement (9.10.8);
- essai de choc de foudre (9.10.9).

9.10.4 Essais spéciaux

Les essais spéciaux suivants doivent être réalisés lorsque l'acheteur le demande expressément:

- essai au courant de court-circuit (9.10.10);
- mesure du niveau de bruit (9.10.11);
- essai de tension de tenue alternative par source séparée (9.10.12);

- essai de tenue au courant d'appel pour les bobines d'inductance de filtrage et d'amortissement (9.10.13);
- essai de courant de décharge pour les bobines d'inductance de décharge (9.10.14);
- essai de courant de décharge/de court-circuit modifié pour les bobines d'inductance de décharge (9.10.15);
- essai de résonance mécanique (9.10.16).

9.10.5 Mesure de l'inductance (essai individuel de série, essai de type)

L'inductance doit être mesurée à la fréquence industrielle et à la fréquence assignée.

Pour les bobines d'inductance de filtrage, l'inductance doit être mesurée à la fréquence assignée uniquement. Lorsque plus d'une fréquence d'accord est spécifiée, l'inductance doit être mesurée à la fréquence d'accord la plus faible.

Lorsque des prises sont fournies, la mesure doit être effectuée à toutes les positions de prise pour l'essai de type. Pour l'essai individuel de série, la mesure doit être réalisée aux prises d'inductance assignées minimale et maximale. La position correcte des autres prises doit être vérifiée par l'examen physique.

Pour les bobines d'inductance à inductance ajustable en permanence, l'inductance doit être mesurée au minimum avec cinq réglages répartis de manière régulière sur la plage à la fois pour les essais individuels de série et pour les essais de type.

Pour les bobines d'inductance triphasées empilées, dans un essai de type l'inductance doit être mesurée avec une excitation triphasée avec la bobine d'inductance assemblée comme en service. Pour l'essai individuel de série, les mesures d'inductance des phases individuelles peuvent être utilisées pour obtenir l'inductance par phase (y compris l'inductance mutuelle) en utilisant les inductances mutuelles (facteurs de couplage) obtenues avec l'essai de type. Dans ce cas, l'essai de type doit inclure des mesures d'inductance sur les phases individuelles et la mesure des facteurs de couplage dans la disposition de service.

Pour les bobines d'inductance triphasées avec montage côte à côte (bobines d'inductance avec un facteur de couplage inférieur à 5 %), la mesure d'inductance peut être réalisée avec une excitation monophasée.

9.10.6 Mesure des pertes et facteur de qualité (essai individuel de série, essai de type)

La mesure des pertes doit être réalisée à la fréquence industrielle, à la fréquence assignée et à chaque fréquence spécifiée dans le spectre du courant assigné.

La mesure des pertes peut être effectuée avec tout courant et à toute température ambiante convenable et elle doit être corrigée aux valeurs de courant assignées respectives en multipliant la perte mesurée par le carré du rapport du courant assigné respectif sur le courant d'essai et la température de référence.

La perte totale est composée de la perte ohmique et des pertes supplémentaires. La part de la perte ohmique est prise comme égale à $I_r^2 R$, R étant la résistance en courant continu mesurée, I_r étant le courant assigné respectif. La part de perte supplémentaire est la différence entre la perte totale et la perte ohmique $I_r^2 R$.

Le facteur de qualité est généralement déduit de la mesure de perte et d'inductance. La détermination du facteur de qualité doit être effectuée à la fréquence assignée et à toute autre fréquence exigée par l'acheteur. Pour les bobines d'inductance triphasées empilées, le facteur de qualité est déduit d'un tiers de la perte totale du montage triphasé.

Le facteur de qualité est fondé sur la température de référence pour les bobines d'inductance de filtrage et sur une température de 20 °C pour les bobines d'inductance d'amortissement et de décharge, sauf spécification contraire.

La correction de température de la résistance doit être réalisée selon la méthode donnée dans la CEI 60076-1.

Pour les bobines d'inductance triphasées empilées, dans un essai de type la perte et le facteur de qualité doivent être mesurés avec une excitation triphasée avec la bobine d'inductance assemblée comme en service. Pour l'essai individuel de série, les mesures de la perte et du facteur de qualité sur les phases individuelles peuvent être utilisées pour obtenir la perte totale de la bobine d'inductance triphasée prenant en compte les pertes supplémentaires de l'empilement triphasé.

NOTE 1 Pour un montage empilé triphasé, la perte mesurée des phases individuelles peut être inégale ou même négative dans une phase. La somme arithmétique des trois valeurs de perte donne la perte totale.

La présence de parties métalliques proches autour ou sous les bobines d'inductance peut affecter de manière significative la mesure des pertes. C'est la raison pour laquelle les parties métalliques qui appartiennent à la structure de support de la bobine d'inductance lorsqu'elles sont fournies par le fabricant doivent être en place au cours de l'essai et que d'autres parties métalliques doivent être évitées.

9.10.7 Essai de surtension d'enroulement (essai individuel de série)

Cet essai est effectué comme un essai de choc de foudre à une extrémité de chaque enroulement successivement avec l'autre extrémité de l'enroulement directement reliée à la terre. Le niveau d'essai doit être conforme à la CEI 60076-3. Compte tenu de la faible impédance de la bobine d'inductance, la forme d'onde normalisée ne peut généralement pas être satisfaite. Pour plus d'information, voir la CEI 60076-4:2002, Article A.3.

NOTE 1 Le temps correct à la mi-valeur peut ne pas pouvoir être obtenu. Il convient que ce temps plus court soit normalement accepté.

NOTE 2 L'essai de tension de tenue alternative induite ne peut généralement pas être effectué conformément à l'Article 12 de la CEI 60076-3:2000 en raison de l'exigence de puissance d'essai élevée.

L'essai de surtension entre spires tel qu'il est décrit à l'Annexe E peut être réalisé à la place de l'essai de choc pour les matériels dont $U_m \leq 36$ kV.

9.10.8 Essai d'échauffement au courant permanent assigné (essai de type)

L'essai doit être effectué suivant les grandes lignes de la CEI 60076-2. Les limites de classe de température comme indiquées dans l'Article 11 de la CEI 60076-11:2004 s'appliquent.

Cet essai doit être effectué au courant équivalent I_{equ} à la fréquence industrielle.

Dans les cas exceptionnels où il n'est pas possible d'obtenir le courant équivalent à la fréquence industrielle pour l'essai d'échauffement, l'essai peut être réalisé à une valeur de courant réduite mais pas inférieure à $0,9 I_{\text{equ}}$. Le niveau d'essai doit être indiqué dans l'offre par le fabricant et il doit faire l'objet d'un accord entre le fabricant et l'acheteur au moment de la commande.

Les échauffements doivent être corrigés au courant permanent à la fréquence industrielle.

L'échauffement de l'enroulement au-delà de la température ambiante doit être multiplié par

$\left(\frac{I_r}{I_{\text{test}}} \right)^y$ avec y conformément à ce qui suit:

- pour les bobines d'inductance avec refroidissement AN $y = 1,6$
- pour les bobines d'inductance avec refroidissement AF $y = 1,8$

Si cela est demandé, l'échauffement des bornes de la bobine d'inductance doit être mesuré au cours de l'essai d'échauffement de la bobine. Pour obtenir des mesures significatives de l'échauffement de borne, l'acheteur doit fournir un connecteur et au moins un mètre de conducteur entrant du type qui sera utilisé sur le site au fabricant pour l'utilisation au cours de l'essai d'échauffement. Les limites d'échauffement des bornes doivent être telles que données à l'Article 6 (voir aussi la CEI 60943).

9.10.9 Essai au choc de foudre (essai de type)

Pour les informations générales, voir l'Article 13 de la CEI 60076-3:2000 et l'Article 21 de la CEI 60076-11:2004. Voir aussi la CEI 60076-4.

La tension d'essai est appliquée à chaque borne des enroulements soumis aux essais successivement tandis que l'autre borne est mise à la terre via la résistance la plus faible possible nécessaire pour obtenir la forme d'onde de choc normalisée. Si les niveaux d'isolement réduit à travers l'enroulement ou entre l'enroulement et la terre sont spécifiés, la procédure de l'essai au choc de foudre doit être réalisée en utilisant la valeur du niveau d'isolement réduit spécifiée.

9.10.10 Essai au courant de court-circuit (essai spécial)

9.10.10.1 Généralités

Pour les informations générales, la CEI 60076-5 s'applique.

Lorsqu'un essai au courant de court-circuit est spécifié, il doit généralement être réalisé conformément aux paragraphes 4.2.2 à 4.2.7 de la CEI 60076-5:2006.

La spécification de l'essai au courant de court-circuit doit inclure le niveau du courant d'essai, la durée de chaque décharge appliquée, le nombre de décharges de courant d'essai et la connexion des bornes de prises désirée (dans le cas des bobines d'inductance à prises).

Si cette information n'est pas spécifiée, l'essai doit comprendre deux décharges d'essai de 0,25 s sur chaque phase de bobine d'inductance avec la première crête du courant appliqué à la valeur du courant de court-circuit mécanique assigné. L'essai doit être réalisé à la position maximale de la prise d'inductance (dans le cas des bobines d'inductance à prises).

Les bobines d'inductance triphasées ou un banc triphasé de bobines d'inductance séparées avec installation définie, doivent subir trois essais de court-circuit triphasé, comprenant chacun deux décharges. Dans chaque essai, une phase différente de bobine d'inductance doit être choisie pour expérimenter le premier courant de crête de décalage maximal.

La valeur de crête du courant obtenue pendant l'essai ne doit pas s'écarter de plus de 5 % de la valeur spécifiée respective.

Si un essai de court-circuit thermique est spécifié, il doit comprendre une décharge de courant symétrique au courant de court-circuit thermique assigné I_{SCr} pour la durée assignée. Si le courant de court-circuit thermique assigné ne peut pas être atteint, la durée doit être allongée jusqu'à 6 s en courant réduit pour donner au moins la valeur I^2t spécifiée.

L'essai de court-circuit thermique peut également être combiné avec l'essai de court-circuit mécanique pour réduire le nombre total de décharges si tous les paramètres d'essai peuvent être satisfaits.

Pour plus d'informations, voir l'Annexe F.

9.10.10.2 Critères d'acceptation

La capacité d'une bobine d'inductance à résister à l'essai doit être déterminée conformément au paragraphe 4.2 de la CEI 60076-5:2006.

Avant et après l'essai de court-circuit, des essais individuels de série comprenant la mesure de l'inductance et des pertes et la réalisation d'un essai de surtension d'enroulement selon 9.10.7 à 100 % de la tension spécifiée doivent être réalisés sur la(les) bobines d'inductance. Les valeurs d'inductance et de pertes doivent être cohérentes avec les limites de tolérance des mesures. Les oscillogrammes de l'essai diélectrique demandé ne doivent montrer aucune modification; dans les limites des réseaux d'essai diélectrique à haute tension.

Un examen visuel de la bobine d'inductance et de la structure de support ne doit donner aucune indication de modification de la condition mécanique qui affecterait le fonctionnement de la bobine d'inductance. Si le système de serrage des enroulements est détérioré ou si des fissures de surface se sont multipliées et étendues de manière importante à l'issue du programme d'essai de court-circuit, la bobine d'inductance est considérée comme ayant échoué à l'essai de court-circuit. En cas de doute, jusqu'à trois essais de court-circuit avec courant de décalage complet doivent être appliqués pour vérifier que la condition contrôlée s'est stabilisée. Si la détérioration continue, la bobine d'inductance doit être considérée comme ayant échoué à l'essai. Si les conditions se stabilisent après un ou deux essais de court-circuit supplémentaires et couplés avec des essais individuels de série réussis après les essais de court-circuit, la bobine d'inductance doit être considérée comme ayant satisfait l'essai de court-circuit. Pour plus d'informations, voir l'Annexe F.

9.10.11 Mesure du niveau de bruit avec le courant permanent assigné (essai spécial)

La méthode prescrite dans la CEI 60076-10 s'applique.

Au cours des mesures, des distances de sécurité suffisantes doivent être ménagées avec l'enroulement en essai. Le périmètre défini à l'Article 7 de la CEI 60076-10 doit être situé à 2 m de la surface de l'enroulement. Le périmètre prescrit doit être situé sur un plan horizontal à la moitié de la hauteur de l'enroulement.

Pour simuler le caractère permanent en condition de service (c'est à dire une température d'enroulement élevée), il convient que l'essai soit réalisé vers la fin d'un essai d'échauffement complet, lorsque cela est possible.

Le son émis par la bobine d'inductance dépend du courant à la fréquence industrielle et, si applicable, des courants à toutes les autres fréquences. Sauf spécification contraire, seuls les courants les plus significatifs du spectre de courant assigné doivent être étudiés.

Dans la mesure où les courants à fréquence industrielle et à toutes les autres fréquences ne peuvent généralement pas être appliqués de manière simultanée pour les essais, la bobine d'inductance peut subir les essais successivement avec le courant à fréquence industrielle et avec les courants aux autres fréquences. Dans ce cas, la bobine d'inductance doit également être soumise aux essais aux courants et aux fréquences qui reflètent l'interaction des courants ayant différentes fréquences. Si l'essai ne peut pas être effectué par le fabricant à toutes les valeurs significatives de fréquence et de courant, ceci doit être indiqué dans l'offre et un accord concernant la méthode d'essai et les valeurs doit être trouvé avec l'acheteur.

Pour un spectre de courant de bobine d'inductance avec les courants I_1 , I_2 , I_3 ... ces courants de bruit équivalents sont donnés comme suit:

Amplitude du courant d'essai	Fréquence du courant d'essai	Fréquence de bruit
I_1	f_1	$2f_1$
I_2	f_2	$2f_2$
I_3	f_3	$2f_3$

Pour toute paire de courants de bobine d'inductance dans le tableau ci-dessus, par exemple I_1 et I_2 , les courants d'essai suivants doivent être pris en compte en raison des effets interactifs:

Amplitude du courant d'essai	Fréquence du courant d'essai	Fréquence de bruit
$(2 I_1 I_2)^{1/2}$	$(f_1 + f_2)/2$	$f_1 + f_2$
$(2 I_1 I_2)^{1/2}$	$(f_1 - f_2)/2$	$f_1 - f_2$

NOTE $f_1, f_2, f_3 \dots$ sont les fréquences des valeurs efficaces des courants de la bobine d'inductance $I_1, I_2, I_3 \dots$ qui interagissent. Généralement, f_1 est la fréquence industrielle et $f_2, f_3 \dots$ sont les fréquences des courants significatifs du spectre de courant assigné.

Le niveau de bruit total doit être calculé en utilisant la formule suivante, voir aussi l'Annexe A de la CEI 60076-10:

$$L_{\text{tot}} = 10 \cdot \log \left(\sum_i 10^{L_i/10} \right)$$

avec

L_{tot} - niveau de bruit total, et

L_i - niveau de bruit de chaque composante individuelle.

Les niveaux de bruit significatifs provenant de composantes de courant qui ne sont pas incluses dans l'essai, doivent être estimés par des calculs et ils doivent être ajoutés au niveau de bruit total.

9.10.12 Essai de tension de tenue alternative par source séparée (essai spécial)

L'essai doit être effectué suivant les grandes lignes de l'Article 11 de la CEI 60076-3:2000.

La tension d'essai doit être appliquée entre l'enroulement et la terre.

Les bobines d'inductance dans l'air de type sec utilisent généralement des isolateurs normalisés de support de colonne ou de bus pour le montage de la bobine et l'isolation entre les enroulements de la bobine et la terre et entre les phases lorsqu'au moins deux unités sont empilées. C'est la raison pour laquelle cet essai est un essai des isolateurs de support.

NOTE Sauf indication contraire dans l'offre du fabricant, les isolateurs de support sont considérés comme étant conçus selon la CEI 60273 et essayés selon la CEI 60168.

9.10.13 Essai de tenue au courant d'appel (essai spécial)

Un essai à la fréquence industrielle suivant la procédure donnée en 9.10.10 doit être effectué au courant d'appel assigné.

9.10.14 Essai au courant de décharge (essai spécial)

Lorsqu'un essai au courant de décharge est spécifié, la bobine d'inductance de décharge doit être soumise à un courant d'essai qui ne doit pas être inférieur à 1,1 fois la valeur du courant de décharge assigné. Le courant d'essai doit être constitué d'une onde de courant à demi-période de fréquence industrielle. L'essai doit être répété 25 fois.

Le guide de montage d'essai et les critères d'acceptation décrits en 9.10.10 doivent s'appliquer le cas échéant. Dans la mesure où chaque phase de bobine d'inductance de décharge est généralement montée sur une plateforme séparée, l'essai au courant de

décharge doit être réalisé comme un essai monophasé sur une unité seulement, sauf spécification contraire.

9.10.15 Essai au courant de décharge / au courant de court-circuit modifié (essai spécial)

Pour les bobines d'inductance de décharge, l'essai suivant peut être envisagé comme alternative aux essais indiqués en 9.10.10 et 9.10.14:

Un essai de courant de court-circuit en fréquence industrielle avec 10 périodes de courant d'essai symétrique et une valeur de crête égale à 1,1 fois le niveau du courant de décharge assigné doit être appliqué à la bobine d'inductance.

Les critères d'acceptation doivent être ceux donnés au paragraphe 9.10.10.2.

9.10.16 Essai de résonance mécanique (essai spécial)

Le fabricant doit proposer, en accord avec l'acheteur, et réaliser une procédure d'essai adaptée pour démontrer que les résonances mécaniques des enroulements des bobines d'inductance s'écartent d'au moins 10 % du double de la valeur de la fréquence d'appel assignée ou de la fréquence de décharge assignée selon ce qui est applicable.

9.11 Tolérances

9.11.1 Tolérance concernant l'inductance assignée

Pour les bobines d'inductance d'amortissement et de décharge, l'inductance mesurée à la fréquence assignée doit être dans les limites de $\pm 10\%$ de la valeur spécifiée.

Pour les bobines d'inductance de filtrage, la tolérance concernant l'inductance assignée doit être spécifiée s'il n'existe pas de moyen de réglage de l'inductance. Si des prises sont spécifiées, une tolérance doit être spécifiée pour chaque prise ou plage minimal de prises et taille maximale de prise.

9.11.2 Tolérance concernant les pertes et le facteur de qualité mesurés

Les pertes mesurées ne doivent pas dépasser la valeur garantie de plus de 10 %.

Le facteur de qualité mesuré doit être dans les limites de $\pm 20\%$ de la valeur indiquée par le fabricant dans l'offre.

10 Transformateurs de mise à la terre (connecteurs de neutre)

10.1 Généralités

Les transformateurs de mise à la terre sont utilisés pour fournir une connexion neutre pour la mise à la terre d'un réseau triphasé.

La connexion du neutre d'un transformateur de mise à la terre peut être connectée à la terre selon l'une des méthodes suivantes:

- directement;
- au moyen d'une bobine d'inductance de limitation de courant (Article 8 de la présente partie de la CEI 60076);
- au moyen d'une résistance;

- au moyen d'une bobine d'inductance d'extinction d'arc (Article 11 de la présente partie de la CEI 60076).

Lorsque le transformateur de mise à la terre constitue le seul moyen de mise à la terre du réseau, l'impédance homopolaire de ce transformateur plus toute impédance entre le neutre et la terre détermine le courant qui circule dans le défaut phase-terre.

NOTE Normalement, la durée du courant qui traverse le neutre dans des conditions de défaut est limitée à quelques secondes, sauf lorsque le neutre est connecté à une bobine d'inductance d'extinction d'arc. Dans ce cas, le courant de neutre peut être d'une amplitude limitée mais d'une durée plus importante (plusieurs heures voir permanent). Dans certains cas, le transformateur est capable de transporter un courant permanent de faible valeur causé par le déséquilibre de tension du réseau.

Les transformateurs de mise à la terre sont souvent équipés d'un enroulement secondaire (basse tension) pour fournir une charge auxiliaire locale, par exemple équipement 400 V dans un poste électrique. Les dispositions de la CEI 60076 s'appliquent au transformateur de mise à la terre pour ce qui est de sa fonction de fourniture de la charge secondaire.

10.2 Conception

Les transformateurs de mise à la terre sont de conception triphasée. Ils sont généralement immergés dans un liquide et refroidis par des moyens naturels pour les installations intérieure ou extérieure.

Les transformateurs de mise à la terre peuvent se présenter sous deux configurations différentes:

- un enroulement principal couplé en zig-zag;
- un enroulement principal couplé en étoile avec un enroulement de stabilisation couplé en triangle. L'enroulement en triangle peut être laissé ouvert afin de permettre l'insertion d'une résistance interne ou externe ou d'une bobine d'inductance pour régler l'impédance homopolaire.

Le transformateur de mise à la terre peut être conçu avec une bobine d'inductance d'extinction d'arc incorporée dans une cuve commune. Cette combinaison est couverte par cet article mais avec des références à l'Article 11 de la présente partie de la CEI 60076, si applicable, si la borne neutre du transformateur n'est pas accessible.

Lorsqu'un enroulement secondaire est spécifié, il s'agit généralement d'un enroulement couplé en étoile adapté aux charges continues.

Un enroulement auxiliaire peut être inclus à des fins de mesure.

10.3 Termes et définitions

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

10.3.1

enroulement principal

enroulement du transformateur de mise à la terre entre les bornes de ligne qui sont prévues pour être reliées aux phases du réseau qui doit être mis à la terre

10.3.2

tension assignée

U_r

tension assignée entre phases, à la fréquence assignée, destinée à être appliquée entre les bornes de ligne de l'enroulement principal

10.3.3**tension maximale de service** $U_{\max}$

tension entre phases la plus élevée spécifiée à la fréquence assignée sous laquelle le transformateur de mise à la terre doit être capable de fonctionner en permanence

NOTE $U_{\max}$ n'est pas la même chose que U_m (voir 3.2.1) mais dans certains cas particuliers, elle peut avoir la même valeur.

10.3.4**enroulement de stabilisation**

enroulement supplémentaire en triangle prévu dans un transformateur à couplage étoile pour réduire l'impédance homopolaire

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

10.3.5**impédance homopolaire assignée** Z_0

impédance spécifiée en Ohms par phase à la fréquence assignée égale à trois fois la valeur de l'impédance entre les bornes de ligne connectées entre elles et la borne du neutre, avec tout circuit ouvert d'enroulement secondaire et tout enroulement de stabilisation en condition de service

Dans le cas d'une combinaison d'un transformateur de mise à la terre et d'une bobine d'inductance d'extinction d'arc, l'impédance homopolaire assignée est la valeur spécifiée en Ohms par phase, égale à trois fois la valeur entre les bornes de ligne connectées entre elles et la borne de la bobine d'inductance destinée à être connectée à la terre.

NOTE Dans le cas d'une impédance homopolaire variable, il s'agit normalement de la valeur ayant l'impédance la plus faible mais des valeurs assignées supplémentaires peuvent être spécifiées.

10.3.6**courant de neutre permanent assigné** I_{Nr}

courant spécifié traversant la borne de neutre de l'enroulement principal à la fréquence assignée devant être transporté de manière continue

NOTE Dans le cas de la combinaison d'un transformateur de mise à la terre et d'une bobine d'induction d'extinction d'arc, ce courant traverse à la fois le neutre du transformateur et la bobine d'inductance d'extinction d'arc.

10.3.7**courant de neutre de courte durée assigné** I_{NSTr}

courant spécifié traversant la borne de neutre de l'enroulement principal à la fréquence assignée devant être transporté pendant la durée de courant de neutre de courte durée assignée

NOTE Dans le cas de la combinaison d'un transformateur de mise à la terre et d'une bobine d'induction d'extinction d'arc, ce courant traverse à la fois le neutre du transformateur et la bobine d'inductance d'extinction d'arc.

10.3.8**durée du courant de neutre de courte durée assigné** T_{NSTr}

durée spécifiée du courant de neutre de courte durée assigné

10.3.9**enroulement secondaire**

enroulement prévu sur un transformateur de mise à la terre et destiné à être couplé à une charge auxiliaire

10.3.10

tension assignée d'un enroulement secondaire

tension à vide spécifiée à la fréquence assignée induite aux bornes de ligne de l'enroulement secondaire avec la tension assignée appliquée à l'enroulement principal

10.3.11

puissance assignée d'un enroulement secondaire

puissance spécifiée à charge continue de l'enroulement secondaire. Cette puissance assignée est une valeur de référence pour les garanties et les essais concernant les pertes de charge et les échauffements pour l'enroulement principal et l'enroulement secondaire

10.3.12

impédance de court-circuit entre l'enroulement principal et l'enroulement secondaire

impédance série équivalente spécifiée en Ohms par phase à la fréquence assignée et à la température de référence, aux bornes de l'enroulement principal, lorsque les bornes de l'enroulement secondaire sont court-circuitées et que tout enroulement auxiliaire éventuel est en circuit ouvert

NOTE Cette valeur peut également être donnée en notation de pourcentage sur la base des caractéristiques de l'enroulement secondaire, voir 3.7.1 de la CEI 60076-1:1993.

10.3.13

autres définitions

Dans le cas de la combinaison d'un transformateur de mise à la terre et d'une bobine d'inductance d'extinction d'arc, les définitions de l'Article 11 sont également applicables.

10.4 Caractéristiques assignées

10.4.1 Tension assignée

La tension assignée U_r à la fréquence assignée doit être spécifiée par l'acheteur. La tension assignée donne la base de la conception, les garanties du fabricant et les essais sauf spécification contraire en 10.9.

NOTE La tension assignée est généralement spécifiée comme la tension nominale entre phases du réseau d'énergie électrique associé.

Dans le cas de la combinaison d'un transformateur de mise à la terre et d'une bobine d'inductance d'extinction d'arc, la tension assignée de cette bobine (pour la définition, voir 11.3) doit être déduite du courant de nature de courte durée et de l'impédance de la bobine d'inductance d'extinction d'arc.

10.4.2 Tension maximale de service

La tension maximale de service U_{max} peut être spécifiée par l'acheteur. Elle ne doit pas être inférieure à la tension de service permanente entre phases la plus élevée appliquée au transformateur de mise à la terre en service. Si elle n'est pas spécifiée, elle doit être égale à 1,1 fois la tension assignée.

NOTE La spécification de U_{max} est particulièrement importante dans les cas où la mise à la terre du transformateur est prévue pour fonctionner aux tensions supérieures, de manière significative, à la tension assignée. Ceci est un aspect pertinent dans la conception de la mise à la terre du transformateur. La mesure des pertes à vide et du courant à U_{max} peut être spécifiée comme essai spécial par l'acheteur.

10.4.3 Impédance homopolaire assignée

La valeur de l'impédance homopolaire peut être spécifiée par l'acheteur par exemple si le transformateur de mise à la terre doit être utilisé avec un dispositif de limitation du courant de neutre séparé.

Si le neutre du transformateur de mise à la terre doit être directement mis à la terre ou dans le cas d'une combinaison d'un transformateur de mise à la terre et d'une bobine d'inductance

d'extinction d'arc, l'impédance homopolaire assignée peut être déduite de la tension de maximale de service et du courant de neutre de courte durée assigné. Le courant de neutre de courte durée assigné doit être spécifié si l'impédance homopolaire assignée ne l'est pas.

10.4.4 Courant de neutre permanent assigné

L'acheteur peut spécifier un courant de neutre permanent. Le courant de neutre permanent assigné doit être spécifié pour ne pas être inférieur à la valeur la plus élevée du courant de neutre permanent dans les conditions de service. Ce courant est causé par un déséquilibre de tension dans le réseau d'énergie électrique.

Lorsqu'il est attendu que le courant de neutre permanent ait un contenu harmonique élevé, cela doit être indiqué par l'acheteur.

Dans le cas de la combinaison d'un transformateur de mise à la terre et d'une bobine d'induction d'extinction d'arc, il s'agit du courant qui traverse à la fois le neutre du transformateur de mise à la terre et la bobine d'inductance d'extinction d'arc. La tension permanente maximale de la bobine d'inductance d'extinction d'arc (voir définition 11.3) est le courant de neutre permanent assigné par l'impédance de la bobine d'inductance d'extinction d'arc.

NOTE Si le transformateur de mise à la terre doit être utilisé conjointement avec une bobine d'inductance d'extinction d'arc, il convient de coordonner le courant de neutre continu assigné du transformateur de mise à la terre avec la caractéristique de la bobine d'inductance d'extinction d'arc (voir 11.4).

10.4.5 Courant de neutre de courte durée assigné

Le courant de neutre de courte durée assigné peut être soit spécifié par l'acheteur soit laissé libre, auquel cas l'impédance homopolaire assignée doit être spécifiée. S'il est spécifié, il ne doit pas être inférieur à la valeur la plus élevée de courant causée par un défaut entre phase et terre.

S'il n'est pas spécifié, le courant de neutre de courte durée assigné doit être calculé par la tension maximale de service et l'impédance homopolaire.

NOTE Le courant de neutre de courte durée assigné est donné dans ce cas par

$$I_{NSTr} = 3 \times \frac{U_{max}}{\sqrt{3} \times Z_0}$$

Il s'agit du cas le plus défavorable pour le courant de neutre de courte durée. Si cette valeur est considérée comme trop élevée au lieu d'appliquer cette formule, il convient que l'acheteur spécifie à la fois le courant de neutre de courte durée assigné et l'impédance homopolaire assignée.

10.4.6 Durée du courant de neutre de courte durée assigné

L'acheteur doit spécifier la durée du courant de neutre de courte durée assigné ou si des défauts successifs peuvent apparaître sur une durée courte, les temps écoulés entre les applications, la durée des défauts et le nombre d'applications. Dans ce dernier cas, la durée du courant de courte durée doit être choisie en conséquence par le fabricant.

10.4.7 Tension assignée de l'enroulement secondaire

Si un enroulement secondaire est spécifié, la tension assignée de l'enroulement secondaire doit être spécifiée par l'acheteur.

NOTE La tension assignée de l'enroulement secondaire est normalement égale ou légèrement supérieure à la tension entre phases assignée du réseau auxiliaire en tenant compte de la chute de tension causée par l'impédance de court-circuit du transformateur chargé.

10.4.8 Caractéristiques assignées supplémentaires pour la combinaison d'un transformateur de mise à la terre et d'une bobine d'inductance d'extinction d'arc

Dans le cas de la combinaison d'un transformateur de mise à la terre et d'une bobine d'induction d'extinction d'arc, les caractéristiques de l'Article 11 s'appliquent pour la bobine d'inductance d'extinction d'arc. La tension assignée, la tension permanente maximale et le courant assigné (voir 11.4.1 à 11.4.3) n'ont pas à être spécifiés par l'acheteur. Ces caractéristiques assignées doivent être calculées par le fabricant.

10.5 Capacité de tenue au courant de neutre de courte durée assigné

Les transformateurs de mise à la terre doivent être conçus pour résister aux effets thermiques et dynamiques du courant de neutre de courte durée assigné sans subir de dommages.

Lorsque le transformateur est équipé d'un enroulement secondaire, il doit aussi être conçu pour résister aux effets thermiques et dynamiques du courant causés par un défaut dans le réseau auxiliaire sans aucun dommage. La CEI 60076-5 s'applique aux exigences de court-circuit en ce qui concerne les courts-circuits sur les bornes de l'enroulement secondaire.

10.6 Echauffement

10.6.1 Echauffement à la tension assignée, au courant de neutre permanent assigné et à la puissance assignée de l'enroulement secondaire

Les limites d'échauffement données dans la CEI 60076-2 pour les transformateurs immergés dans un liquide et dans la CEI 60076-11 pour les transformateurs de type sec s'appliquent.

Les pertes à l'origine de l'échauffement sont les pertes du noyau sous tension assignée, les pertes de l'enroulement avec le courant de neutre permanent assigné et les pertes de charge associées à la charge sur l'enroulement secondaire.

Lorsque le transformateur est équipé d'un enroulement secondaire, celui-ci ne doit pas dépasser les limites d'échauffement à la puissance assignée de cet enroulement ou avec une combinaison de la puissance assignée de l'enroulement secondaire et du courant de neutre permanent lorsqu'un tel courant est spécifié.

Dans le cas d'une combinaison d'un transformateur de mise à la terre et d'une bobine d'inductance d'extinction d'arc, les limites d'échauffement selon 11.5 s'appliquent à la bobine d'inductance au courant de neutre permanent assigné.

10.6.2 Température à l'issue de la charge du courant de neutre de courte durée assigné

La charge de courte durée est l'application du courant de neutre de courte durée assigné pendant la durée du courant de neutre de courte durée assignée. La température du transformateur et de la bobine d'inductance d'extinction d'arc, le cas échéant, avant la charge de courte durée doit être celle atteinte avec le courant de neutre permanent assigné et à la puissance assignée de l'enroulement secondaire.

Si la durée du courant de neutre de courte durée assigné est inférieure ou égale à 10 s: à la suite de la charge de courte durée, la température de l'enroulement ne doit pas dépasser les valeurs prescrites pour les enroulements du transformateur dans les conditions de court-circuit données en 4.1.4 de la CEI 60076-5:2006.

Si la durée du courant de neutre de courte durée assigné est supérieure à 10 s: L'échauffement moyen des enroulements et celui de l'huile supérieure après l'application de la charge de courte durée assignée ne doit pas dépasser les valeurs données en 11.5.

Dans le cas d'une combinaison d'un transformateur de mise à la terre et d'une bobine d'inductance d'extinction d'arc, l'échauffement moyen des enroulements fait référence à la fois au transformateur et à la bobine d'inductance séparément s'ils peuvent être mesurés séparément ou à la combinaison des deux, dans le cas contraire.

10.7 Niveau d'isolement

Le niveau d'isolement des bornes de ligne de l'enroulement principal d'un transformateur de mise à la terre doit être choisi conformément à la CEI 60076-3.

Pour la borne de neutre, le choix d'un niveau d'isolement réduit peut être approprié (isolement non uniforme).

10.8 Plaques signalétiques

Chaque transformateur doit être muni d'une plaque signalétique en matériau résistant aux intempéries, fixée à un endroit visible et portant dans tous les cas les informations appropriées indiquées ci-dessous. Les inscriptions de la plaque doivent être marquées de façon indélébile (par exemple par gravure chimique, gravure ou estampage).

- type de transformateur;
- application à l'intérieur/à l'extérieur;
- référence de la présente partie de la CEI 60076;
- nom du fabricant;
- numéro de série du fabricant;
- année de fabrication;
- niveau(x) d'isolement;
- fréquence assignée;
- tension assignée;
- courant de neutre assigné et durée;
- type de refroidissement;
- classe thermique de l'isolation (type sec uniquement);
- échauffement de l'huile supérieure et de l'enroulement moyen (pour les transformateurs immergés dans un liquide uniquement);
- masse totale;
- masse de liquide isolant (si applicable);
- type de liquide isolant, si autre que de l'huile minérale (si applicable);
- couplage des enroulements ou schéma de couplage;
- impédance homopolaire, en l'absence de combinaison d'un transformateur de mise à la terre et d'une bobine d'inductance d'extinction d'arc, valeur mesurée.

Des entrées supplémentaires si un enroulement secondaire pour charge est spécifié:

- tension à vide d'un enroulement secondaire;
- impédance de court-circuit, valeur mesurée;
- puissance assignée de l'enroulement secondaire.

Entrées supplémentaires si une bobine d'extinction d'arc est incluse:

- type de bobine d'inductance;
- type de régulation (permanente ou par échelons finis, si applicable);

- type de changeur de prises (si applicable);
- tableau ou graphique indiquant la plage de réglage de l'impédance homopolaire ou, si spécifié par l'acheteur, le courant sous tension assignée (pour les bobines d'inductance à inductance variable).

10.9 Essais

10.9.1 Généralités

Les exigences générales pour les essais individuels de série, de type et spéciaux sont prescrites dans la CEI 60076-1.

Dans le cas de la combinaison d'un transformateur de mise à la terre et d'une bobine d'inductance d'extinction d'arc, les deux parties ne peuvent généralement pas subir des essais séparément. Si un essai individuel de chaque composant est exigé par l'acheteur, il convient alors que les dispositions nécessaires pour les essais séparés fassent l'objet d'un accord entre le fabricant et l'acheteur au moment de la commande.

10.9.2 Essais individuels de série

Les essais suivants doivent être effectués:

- mesure de la résistance de l'enroulement (CEI 60076-1);
- mesure de l'impédance homopolaire (10.9.5);
- mesure de la perte et du courant à vide (CEI 60076-1);
- essais diélectriques (10.9.7).

Dans le cas d'un transformateur de mise à la terre avec un enroulement secondaire:

- mesure du rapport de tension et vérification de la relation du vecteur de tension (CEI 60076-1);
- mesure de l'impédance de court-circuit et de la perte de charge (CEI 60076-1);
- essai de tension de tenue alternative par source séparée d'un enroulement auxiliaire et de l'enroulement de contrôle et de mesure, le cas échéant (Article 10 de la CEI 60076-3:2000).

Dans le cas de la combinaison d'un transformateur de mise à la terre et d'une bobine d'inductance d'extinction d'arc:

- mesure de l'impédance homopolaire sur la plage de réglage complète, si la bobine d'inductance a une inductance variable (10.9.5);
- essai de fonctionnement du changeur de prises, du mécanisme dans l'air du noyau ou de tout autre matériel de manoeuvre et de matériel de commande et de mesure associé, le cas échéant (a), b), c) de 10.8.1 de la CEI 60076-1:1993 sauf spécification contraire de la part de l'acheteur).

10.9.3 Essais de type

Les essais suivants doivent être effectués:

- essais diélectriques (10.9.7);
- essais d'échauffement (10.9.6).

Dans le cas de la combinaison d'un transformateur de mise à la terre et d'une bobine d'inductance d'extinction d'arc:

- mesure du courant de neutre avec excitation triphasée dans la condition de défaut monophasée (10.9.10).

10.9.4 Essais spéciaux

Les essais spéciaux suivants doivent être réalisés lorsque l'acheteur le demande expressément:

- démonstration de l'aptitude à résister au courant de neutre de courte durée assigné (10.9.8);
- mesure des pertes à vide et du courant à la tension maximale de service $U_{\max}$ (CEI 60076-1);
- mesure du niveau sonore (CEI 60076-10).

Dans le cas d'un transformateur de mise à la terre avec un enroulement secondaire:

- essai de court-circuit sur le transformateur avec enroulement secondaire court-circuité (CEI 60076-5).

Dans le cas de la combinaison d'un transformateur de mise à la terre et d'une bobine d'inductance d'extinction d'arc:

- mesure des pertes au courant de neutre permanent assigné (10.9.9);
- essais d'endurance et climatique du dispositif pour la régulation de l'inductance (11.8.12);
- mesure de la linéarité (11.8.10).

10.9.5 Mesure de l'impédance homopolaire (essai individuel de série)

L'impédance homopolaire peut être mesurée à tout courant dans la gamme de 0,1...1,0 fois le courant de neutre de courte durée assigné.

Dans le cas d'une combinaison d'un transformateur de mise à la terre et d'une bobine d'inductance d'extinction d'arc, l'impédance homopolaire doit être mesurée au courant de neutre de courte durée assigné, sauf accord contraire entre le fabricant et l'acheteur.

Pour la méthode de mesure, voir la CEI 60076-1.

Dans le cas de la combinaison d'un transformateur de mise à la terre et d'une bobine d'inductance d'extinction d'arc réglable, l'impédance homopolaire doit être mesurée sur toute la gamme du réglage. Pour les bobines d'inductance par échelons finis, la mesure doit être effectuée à chaque échelon.

10.9.6 Essai d'échauffement (essai de type)

10.9.6.1 Essai d'échauffement au courant de neutre permanent assigné et à la puissance assignée de l'enroulement secondaire

La mesure doit être effectuée conformément à la CEI 60076-2 et aux dispositions pour l'incorporation des pertes à vide dans la mesure de l'échauffement de l'huile.

Lorsqu'un courant de neutre permanent assigné et un enroulement secondaire sont spécifiés, l'échauffement moyen et l'échauffement de l'huile supérieure doivent être mesurés avec un courant qui fournit les pertes totales associées au courant de neutre permanent assigné, si spécifié, le courant correspondant à la puissance assignée de l'enroulement secondaire, le cas échéant, et les pertes à vide. L'échauffement de l'enroulement principal doit être mesuré avec un courant égal à la somme du courant permanent et le courant approprié correspondant à la puissance assignée de cet enroulement secondaire. L'échauffement de l'enroulement secondaire doit être mesuré avec un courant correspondant à la puissance assignée de cet enroulement secondaire en prenant en compte l'échauffement de l'huile précédemment mesuré à perte totale.

NOTE 1 Pour certaines configurations d'enroulement (par exemple étoile-étoile-triangle), un essai d'échauffement supplémentaire peut être considéré au courant de neutre permanent assigné pour prouver la capacité de l'enroulement de stabilisation et du neutre.

Dans le cas de la combinaison d'un transformateur de mise à la terre et d'une bobine d'extinction d'arc, un essai d'échauffement au courant de neutre assigné est exigé. La bobine d'inductance et le transformateur sont soumis aux essais de manière simultanée. Dans ce cas, la température de l'enroulement mesurée est la température moyenne des deux parties. Si la bobine d'inductance d'extinction d'arc est réglable, l'essai d'échauffement doit être réalisé sur le réglage avec les pertes les plus élevées.

La température de l'enroulement après l'essai doit être déterminée en utilisant la méthode de résistance, voir la CEI 60076-2.

NOTE 2 Dans le cas de la combinaison d'un transformateur de mise à la terre et d'une bobine d'inductance d'extinction d'arc, deux mesures de résistance peuvent être réalisées pour déterminer le gradient de l'enroulement principal du transformateur et le gradient de l'enroulement de la bobine d'inductance; une mesure entre une borne de ligne et la borne de la bobine d'inductance destinée à être reliée à la terre, une mesure entre les deux bornes de ligne.

10.9.6.2 Essai d'échauffement au courant de neutre de courte durée assigné

Dans le cas d'un transformateur de mise à la terre avec une durée du courant de neutre de courte durée assigné de 10 s au plus, la capacité thermique est démontrée par calcul selon 4.1.5 de la CEI 60076-5:2006.

Si la durée du courant de neutre de courte durée assigné est supérieure à 10 s et inférieure à 10 min, l'échauffement doit être déterminé par calcul ou mesure par accord entre le fabricant et l'acheteur.

Lorsque la durée du courant de neutre de courte durée assigné est de 10 min ou plus, une mesure de l'échauffement moyen de l'enroulement par résistance doit être effectuée après l'application du courant de neutre de courte durée assigné pendant la durée du courant de neutre de courte durée assigné.

Au début de l'essai, la valeur initiale de la température de l'huile supérieure doit être proche de la température de l'huile supérieure mesurée avec les pertes totales injectées selon l'Article 10.9.6.1. Une correction doit être appliquée à l'échauffement de l'enroulement moyen mesuré si la température de l'huile supérieure au début de l'essai n'est pas exactement comme celle mesurée précédemment.

10.9.7 Essais diélectriques (essai individuel de série, essai de type)

Les tensions de tenue assignées doivent être vérifiées avec les essais diélectriques suivants.

10.9.7.1 Isolation uniforme

- essai de tension de tenue alternative par source séparée (Article 11 de la CEI 60076-3:2000, (essai individuel de série));
- essai de tension de tenue alternative par source séparée (12.2 de la CEI 60076-3:2000, (essai individuel de série));
- essai au choc de foudre (Article 13 de la CEI 60076-3:2000 (essai de type)).

10.9.7.2 Isolation non-uniforme

- essai de tension de tenue alternative par source séparée pour la borne de terre de l'enroulement principal (Article 11 de la CEI 60076-3:2000 (essai individuel de série));
- essai de tension de tenue alternative par source séparée (paragraphe 12.3 de la CEI 60076-3:2000 (essai individuel de série));