

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**Converter transformers –
Part 1: Transformers for industrial applications**

**Transformateurs de conversion -
Partie 1: Transformateurs pour applications industrielles**





THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2011 IEC, Geneva, Switzerland

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

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

IEC Central Office
3, rue de Varembe
CH-1211 Geneva 20
Switzerland

Tel.: +41 22 919 02 11
Fax: +41 22 919 03 00
info@iec.ch
www.iec.ch

About the IEC

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

About IEC publications

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

IEC Catalogue - webstore.iec.ch/catalogue

The stand-alone application for consulting the entire bibliographical information on IEC International Standards, Technical Specifications, Technical Reports and other documents. Available for PC, Mac OS, Android Tablets and iPad.

IEC publications search - www.iec.ch/searchpub

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 It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary of electronic and electrical terms containing more than 30 000 terms and definitions in English and French, with equivalent terms in 14 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

IEC Glossary - std.iec.ch/glossary

More than 55 000 electrotechnical terminology entries in English and French extracted from the Terms and Definitions clause of IEC publications issued since 2002. Some entries have been collected from earlier publications of IEC TC 37, 77, 86 and CISPR.

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

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

A propos de l'IEC

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

A propos des publications IEC

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

Catalogue IEC - webstore.iec.ch/catalogue

Application autonome pour consulter tous les renseignements bibliographiques sur les Normes internationales, Spécifications techniques, Rapports techniques et autres documents de l'IEC. Disponible pour PC, Mac OS, tablettes Android et iPad.

Recherche de publications IEC - www.iec.ch/searchpub

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

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire en ligne de termes électroniques et électriques. Il contient plus de 30 000 termes et définitions en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans 14 langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) en ligne.

Glossaire IEC - std.iec.ch/glossary

Plus de 55 000 entrées terminologiques électrotechniques, en anglais et en français, extraites des articles Termes et Définitions des publications IEC parues depuis 2002. Plus certaines entrées antérieures extraites des publications des CE 37, 77, 86 et CISPR de l'IEC.

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

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



IEC 61378-1

Edition 2.0 2011-07

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**Converter transformers –
Part 1: Transformers for industrial applications**

**Transformateurs de conversion -
Partie 1: Transformateurs pour applications industrielles**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

PRICE CODE
CODE PRIX

XC

ICS 29.180

ISBN 978-2-8322-1698-9

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

CONTENTS

FOREWORD.....	6
1 Scope.....	8
2 Normative references.....	9
3 Terms, definitions and acronyms.....	9
3.1 Terms and definitions	9
3.2 Acronyms	10
4 Classification	11
4.1 General	11
4.2 Normal service conditions	11
4.3 Provision for unusual service conditions	12
5 Ratings.....	12
5.1 General	12
5.2 Rated power at rated frequency and load capability	12
5.3 Rated and service voltages	13
5.3.1 Transformer energized from an a.c. power system	13
5.3.2 Transformer energized from a converter/inverter with or without variable frequency	13
5.4 Rated current	13
5.5 Phase displacement and terminal identification for three-phase transformer	13
5.6 Rating plate	14
5.7 Units with tertiary windings loaded with filter and compensation.....	14
5.8 On load tap-changers	15
6 Load loss and voltage drop in transformers and reactors	15
6.1 General	15
6.2 Determination of transformer load loss under distorted current loading	15
6.3 Current sharing, losses and hot spot in high current windings.....	19
6.4 Effect of geometrical winding arrangement and magnetic coupling between windings on their eddy current losses due to harmonics in transformers with three or more windings wound on the same core limb	20
6.5 Losses in interphase transformers, current-balancing reactors, series- smoothing reactors and transductors	26
6.5.1 General	26
6.5.2 Interphase transformers.....	26
6.5.3 Current-balancing reactors.....	26
6.5.4 Series-smoothing reactors	26
6.5.5 Transductors	26
6.6 Voltage drops in transformers and reactors	27
6.6.1 General	27
6.6.2 Transductors	28
7 Tests for converter transformers	29
7.1 General	29
7.2 Measurement of commutating reactance and determination of the inductive voltage drop	30
7.2.1 Commutating reactance	30
7.2.2 Inductive voltage regulation.....	30
7.3 Measurement of voltage ratio and phase displacement.....	31
7.4 Dielectric tests.....	31

7.4.1	General	31
7.4.2	Dielectric test between interleaved valve windings	31
7.5	Load loss test	32
7.5.1	General	32
7.5.2	Load loss measurement in rectifier transformers with transducers in the same tank	32
7.5.3	Test bus bars configuration for short circuit of high current valve windings	32
7.6	Temperature rise tests	32
7.6.1	General	32
7.6.2	Total loss injection	33
7.6.3	Rated load loss injection	33
7.6.4	Test of temperature rise on dry-type transformers	35
8	On load noise level with transducers and/or IPT	35
Annex A (informative)	Determination of transformer service load loss at rated non-sinusoidal converter current from measurements with rated transformer current of fundamental frequency	38
Annex B (informative)	Short-circuit test currents and load losses in transformers for single-way converters (total loss injection)	56
Annex C (informative)	Current sharing measurement in high current valve windings	57
Annex D (informative)	Examples of duty cycles	66
Annex E (informative)	Guidelines for design review	67
Annex F (informative)	Determination of loss in transformer tank due to magnetic field. 3D simulation and guidelines for tank losses evaluation and tank hotspot calculation	70
Annex G (informative)	Short-circuit measurements of rectifier transformers equipped with built in transducers	71
Annex H (informative)	Determination of the transformer voltage ratio and phase displacement by the turn ratio measurements	73
Annex I (informative)	Phase displacement connections and terminal indications of converter transformers	78
Annex J (normative)	Correlation between IEC 61378-1 and IEC 60146-1-1 ratings	83
Bibliography		90
Figure 1	– B6U or DB 6 pulse double bridge connection	10
Figure 2	– DSS 6 pulse connection	11
Figure 3	– Leakage fields for a three-winding transformer with closely coupled valve windings	22
Figure 4	– Leakage fields for a three-winding transformer with decoupled valve windings	23
Figure 5	– Leakage fields for a three winding transformer with loosely coupled double concentric valve windings	24
Figure 6	– Leakage fields for a three winding transformer with loosely coupled double-tier valve windings	25
Figure 7	– Typical transducer regulating curve (with max voltage drop at zero control current) and tolerance band	28
Figure A.1	– Cross-section of a winding strand	40
Figure A.2	– Terminal identification for winding connection Y y0y6	43
Figure A.3	– Terminal identification for winding connection D d0y1	46
Figure A.4	– Valve current DB connection rectangular shape positive shape	47

Figure A.5 – Valve current DB connection rectangular shape positive and negative shape.....	48
Figure A.6 – Valve current DSS connection rectangular shape	52
Figure C.1 – Example of valve high current winding and measurement equipment disposition	58
Figure C.2 – Transformer windings arrangement	59
Figure C.3 – Measurement circuit for the in-phase measurement.....	60
Figure C.4 – Measurement circuit for the in-opposition measurement.....	61
Figure C.5 – Measurements and comparison with the simulations made by finite element method software for the in-phase current distribution.....	63
Figure C.6 – Measurements and comparison with the simulations made by finite element method software for the in-opposition current distribution	65
Figure H.1 – Yd1 connection	74
Figure H.2 – Yd11 connection	74
Figure H.3 – Pd0+7,5 connection.....	75
Figure H.4 – Oscilloscope connection.....	76
Figure H.5 – Oscilloscope with phase B + 7,5 ° lag referring to phase A.....	76
Figure H.6 – Oscilloscope with phase B – 7,5 ° lead referring to phase A.....	77
Figure I.1 – Counterclockwise phase displacement.....	78
Figure I.2 – Yd11 connection.....	78
Figure I.3 – Yd1 connection.....	78
Figure I.4 – Example I.1 phase displacement.....	79
Figure I.5 – Example I.2 phase displacement.....	79
Figure J.1 – DB connection ideal rectangular current blocks	83
Figure J.2 – DSS Connection rectangular current blocks.....	84
Table 1 – Connections and calculation factors	36
Table A.1 – Specified harmonic currents and phase displacement in the valve windings.....	41
Table A.2 – Resistance measurements at 20 °C winding temperature	42
Table A.3 – Specified harmonic currents and phase displacement in the line and valve windings.....	45
Table A.4 – Measurements from test report	46
Table A.5 – Resulting current harmonics	48
Table A.6 – Resulting current harmonics	49
Table A.7 – Resulting current harmonics	50
Table A.8 – Detailed transformer load losses at rated tap position, with tertiary unloaded.....	51
Table A.9 – Resulting current harmonics	52
Table A.10 – Specified harmonic currents and phase displacement in the line and valve windings.....	53
Table A.11 – Resulting current harmonics	54
Table A.12 – Detailed transformer load losses at rated tap position, with tertiary unloaded.....	55
Table C.1 – Measurements and comparison with the simulations made by finite element method software for the in-phase current distribution.....	62
Table C.2 – Measurements and comparison with the simulations made by finite element method software for the in-opposition current distribution	64

Table D.1 – Examples of duty cycles for different applications	66
Table H.1 – Single phase ratio measurements.....	73
Table J.1 – Harmonics content up to 25 th in DB 6 pulse connection (ideal rectangular current waveshape).....	84
Table J.2 – Harmonics content up to 25 th in DSS 6 pulse connection (ideal rectangular current waveshape).....	85
Table J.3 – Calculation factor comparison example	86
Table J.4 – Calculation factor comparison general factors	87

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

CONVERTER TRANSFORMERS –

Part 1: Transformers for industrial applications

FOREWORD

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

International Standard IEC 61378-1 has been prepared by IEC technical committee 14: Power transformers.

This bilingual version (2014-07) corresponds to the English version, published in 2011-07.

This second edition cancels and replaces the first edition published in 1997. It constitutes a technical revision.

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

- addition of winding connections (zig-zag, extended delta, etc.) with phase displacement ($< 30^\circ$);
- addition of transformers with more than one active part in the same tank;
- change of reference power definition (it is now based on fundamental component of the current);

- addition of considerations for guidelines for OLTC selection;
- addition of regulating transformer feeding converter transformer;
- addition of considerations about current sharing and hot spot temperature in high current windings for various winding arrangements;
- addition of transducers used for d.c. voltage regulation together with diode rectifiers;
- improved old annexes with several calculation examples;
- addition of new annexes for special measurements setups.

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

FDIS	Report on voting
14/686/FDIS	14/695/RVD

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

The French version of this standard has not been voted upon.

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

A list of all parts of the IEC 61378 series can be found, under the general title *Converter transformers*, on the IEC website.

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

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

The contents of the corrigendum of January 2012 have been included in this copy.

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

CONVERTER TRANSFORMERS –

Part 1: Transformers for industrial applications

1 Scope

This Part of IEC 61378 deals with the specification, design and testing of power transformers and reactors which are intended for integration within semiconductor converter plants; it is not applicable to transformers designed for industrial or public distribution of a.c. power in general.

The scope of this International Standard is limited to application of power converters of any power rating. Typical applications are: thyristor rectifiers for electrolysis; diode rectifiers for electrolysis; thyristor rectifiers for large drives; thyristor rectifiers for scrap melting furnaces, and diode rectifiers feeding inverters for variable speed drives. The standard also covers the regulating unit utilized in such application as step down regulating transformers or autotransformers. The valve winding highest voltage for equipment is limited to 36 kV.

This standard is not applicable to transformers for HVDC power transmission. These are high-voltage transformers, and they are subjected to d.c. voltage tests.

The standards for the complete converter plant (IEC 60146 series, or other publications dedicated to particular fields of application) may contain requirements of guarantees and tests (such as insulation and power loss) for the whole plant, including the converter transformer and possibly auxiliary transformers and reactor equipment. This does not relieve the application of the requirements of this standard concerning the guarantees and tests applicable to the converter transformer itself as a separate component before being assembled with the remainder of the converter plant.

The guarantees, service and type tests defined in this standard apply equally to transformers supplied as part of an overall converter package, or to those transformers ordered separately but for use with converter equipment. Any supplementary guarantee or special verification has to be specifically agreed in the transformer contract.

The converter transformers covered by this standard may be of the oil-immersed or dry-type design. Unless specific exceptions are stated in this standard, the transformers comply with IEC 60076 series for oil-immersed transformers, and with IEC 60076-11 for dry-type transformers.

NOTE For some converter applications, it is possible to use common distribution transformers of standard design. The use of such standard transformers in the special converter applications may require a certain derating. This matter is not specifically covered in this standard, which deals with the requirements to be placed on specially designed units. It is possible to estimate this derating from the formulae given in 5.1, and also from Clause 9 of IEC 60076-8:1997.

This standard deals with transformers with one or more active parts installed in the same tank like regulating (auto)transformer and one or two rectifier transformers. It also covers transformers with transducers and/or one or more interphase transformers.

For any combination not listed above an agreement between the purchaser and manufacturer is necessary regarding the determination and the measurement of the total losses.

This standard deals with transformers star Y and delta D and any other phase shifting connections (like zig-zag, extended delta, polygon etc.). Phase shifting windings can be placed on either the regulating or rectifier transformer.

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

IEC 60076 (all parts), *Power transformers*

IEC 60076-1:2011, *Power transformers – Part 1: General*

IEC 60076-2:2011, *Power transformers – Part 2: Temperature rise for liquid-immersed transformers*

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

IEC 60076-6:2007, *Power transformers – Part 6: Reactors*

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

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

IEC 60146 (all parts), *Semiconductor converters – General requirements and line commutated converters*

IEC 60146-1-1:2009, *Semiconductor converters – General requirements and line commutated converters – Part 1-1: Specifications of basic requirements*

IEC/TR 60146-1-2:2011, *Semiconductor converters – General requirements and line commutated converters – Part 1-2: Application guide*

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

3 Terms, definitions and acronyms

3.1 Terms and definitions

For the purposes of this document, the terms and definitions given in IEC 60050-421, IEC 60076-1 and IEC 60146-1-1, as well as the following apply.

3.1.1

polygon connection

P

the winding connection in which each phase winding consists of two parts in which phase displaced voltages are induced. One part of each phase is connected in series to the other part of a different phase and then closed in a delta (see Annex I)

3.1.2

extended delta connection

E

the winding connection in which each phase winding consists of two parts in which phase displaced voltages are induced. One part of each phase is delta connected and it is then connected to its appropriate line terminal through the other part (see Annex I)

3.1.3

phase shifting angle

Γ

the angle with sign, expressed in degrees and decimal of degrees, which needs to be added to the nearest clock number to obtain the phase displacement

3.1.4

transductor

device consisting of one or more ferromagnetic cores with windings, by means of which an a.c. or d.c. current or voltage can be varied by an independent voltage or current, utilizing saturation phenomena in the magnetic circuit

NOTE The French term transducteur magnétique (English: transductor) should not be confused with the more general French term transducteur (English: transducer). The use of the term transducteur in the sense of transducteur magnétique is permissible when no ambiguity is possible.

[IEC 60050-431:1980, 431-01-01]

3.1.5

interphase transformer

an electromagnetic device enabling the operation in parallel of two or more phase displaced commutating groups through inductive coupling between the windings placed on the same core [IEC 60050-551:1998, 551-14-16]

3.1.6

line side

transformer winding connected to the a.c. network

3.1.7

valve side

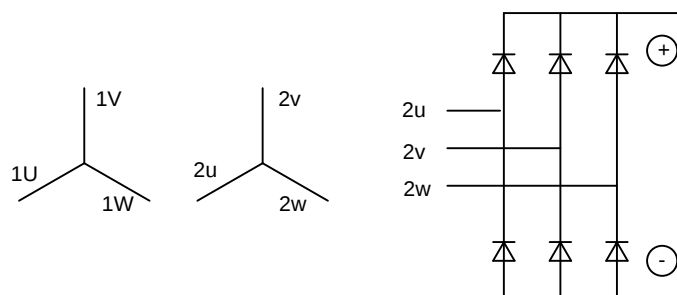
transformer winding connected to the converter

3.2 Acronyms

B6U 6-pulse double bridge connection (see Figure 1 below)

DB double bridge connection (see Figure 1 below)

NOTE The transformer windings can be star or delta connected.



IEC 1720/11

Figure 1 – B6U or DB 6 pulse double bridge connection

DSS double star with interphase transformer (see Figure 2 below)

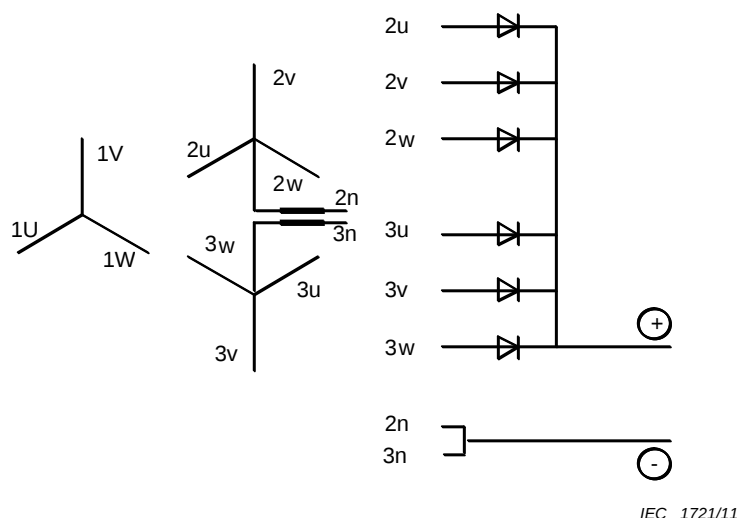


Figure 2 – DSS 6 pulse connection

IPT see definition 3.1.5
 SR see definition 3.1.4
 FFT fast fourier transformation

4 Classification

4.1 General

Classification of converters and converter applications are given in 4.1 of IEC 60146-1-1:2009 and in 4.1 of IEC/TR 60146-1-2:2011. From the aspect of transformer design, it is important to distinguish between

- applications with essentially sinusoidal voltage across the transformer, and
- applications with non-sinusoidal voltage where the transformer primary is energized from a converter circuit for a.c. power control or variable frequency conversion.

It is also important to distinguish between

- applications characterized by a continuous load, such as electrolysis, d.c. arc furnace etc., and
- applications with short-time cyclic or irregular load variation, such as reversible mill-motor drives, etc.

Information about the converter application should be supplied in the transformer specification. This is detailed further in following subclauses of this standard.

4.2 Normal service conditions

Normal service conditions for the transformer are in accordance with IEC 60076-1, IEC 60076-2, IEC 60076-11 and IEC 60146-1-1.

Any deviation of the a.c. voltage from the rated voltage value or tapping voltage value, sinusoidal wave shape or three-phase symmetry should be within the limits of immunity class B, according to 5.4 of IEC 60146-1-1:2009. If the converter transformer is supplied with non-sinusoidal voltage, inverter or frequency converter application, it is necessary that information on the range of variation of service voltage shape and frequency variation shall be submitted in

the specification. It is also important that information is given regarding the d.c. component of the applied voltage cycle.

4.3 Provision for unusual service conditions

In addition to the unusual service conditions to be specified for power transformers, in case of transformers with more than two windings, each loading combination of the windings is to be clearly specified. Each loading combination shall include the respective current harmonic components.

Examples of this type of unusual service conditions are no or reduced load on tertiary compensation winding or on one valve winding.

5 Ratings

5.1 General

IEC 60076-1 applies, with the following additions and explanations.

Transformers for converter application are loaded with non-sinusoidal current, and sometimes work with non-sinusoidal voltage. Even the frequency may vary considerably in certain applications.

The rating of the transformers on which the tests will be conducted and to which the corresponding guarantees are related is expressed in sinusoidal quantities of fundamental frequency in steady state.

The following subclauses provide guidance as to how to determine the transformer rating when the details of the converter and other information about the loading are available.

5.2 Rated power at rated frequency and load capability

The rated power of the converter transformer line side winding is based on the fundamental frequency components of voltage and current, hence the rated three-phase power is:

$$S_R = \sqrt{3} \times U_1 \times I_1 \quad (1)$$

where

U_1 is the r.m.s. value of the fundamental component of the line-to-line voltage;

I_1 is the r.m.s. value of the fundamental component of the rated line side current. This fundamental component is calculated from an ideal rectangular waveshape current (see Table 1).

The rated power S_R and line current I_1 shall be used for guaranteed load losses and short circuit impedance.

The rated power of the valve windings S_V is equal to the rated power of the line winding multiplied by a factor which is a function of number of valve windings and type of rectifier (single or double way). This factor is defined in Table 1.

The thermal design and cooling system of the transformers shall be determined after allowance is made for the increased losses due to harmonics (including d.c. components) by means of an equivalent thermal current to be used in temperature rise test (see Clause 6).

In case of cyclic loading, the load variation pattern shall be included by the purchaser in the transformer specification.

5.3 Rated and service voltages

5.3.1 Transformer energized from an a.c. power system

For a converter transformer connected to an a.c. power system, the rated voltage shall be as specified in 5.4 of IEC 60076-1:2011 and in IEC 60076-8.

5.3.2 Transformer energized from a converter/inverter with or without variable frequency

For a converter application with a considerably distorted transformer voltage, the rated voltage shall be the r.m.s. value of the sinusoidal fundamental component derived from the Fourier series analysis of the maximum continuous service voltage.

For applications with such a distorted transformer voltage, or with variable frequency, information shall be given in the specification concerning the applied voltage under various service conditions.

NOTE For the above applications, the amplitude of flux density in the magnetic circuit is the determining parameter, and not the amplitude of a non-sinusoidal voltage. The value of flux is determined by the voltage-time integral over a half-cycle. This value will be the maximum value in continuous service. If short-time higher values of the voltage-time integral exist, they should also be included in the specification, to permit checking against possible overfluxing.

5.4 Rated current

The rated current of the transformer is the r.m.s. value of the fundamental component of current corresponding to rated power according to 5.2.

5.5 Phase displacement and terminal identification for three-phase transformer

The definition of phase displacement is described in 3.10.6 of IEC 60076-1:2011.

Whenever the 'clock number' notation outlined in the Clause 7 of IEC 60076-1:2011 is not sufficient to identify the phase displacement; the nearest clock number shall be used followed by the value with sign of the angle Γ which has to be added to obtain the exact phase displacement. The indication of the sign of the Γ has to follow the definition of the leading and lagging displacement included in 3.10.6 of IEC 60076-1:2011 (see Annex I).

The terminal identification of a converter transformer shall also include the information regarding the sequence of the commutating valve. Therefore the terminals are expressed by a code of three symbols as described below.

<i>First symbol:</i>	Number, that refers the different winding systems (with 1 for line side winding).
<i>Second symbol:</i>	Letter, that refers the sequence of the phases according to the IEC 60616.
<i>Third symbol (optional):</i>	"+" or "–" that refers to which polarity of the rectifier the terminal is connected to.

Examples of different type of connections, phase displacement and terminal indications are included in the Annex I.

If the phase displacement changes with tap position, the one on the nominal tap shall be indicated and the range of variation shall be agreed at the tender stage.

5.6 Rating plate

In addition to the information normally provided for power transformers, the following data shall be included in the rating plate:

- connection and phasor diagram with indication of angular displacement (as per 5.5);
 - eddy loss enhancement factor;
 - r.m.s. value of the load current (which includes fundamental and harmonics);
- NOTE In case of a power transformer loaded with pure sinusoidal current the eddy loss enhancement factor would be equal to 1 and the r.m.s. load current is equal to the rated current.
- type of rectifier to which the transformer will be connected (single/double way, diodes, thyristors);
 - cooling characteristics, if water cooled, water flow rate, inlet pressure and pressure drop in the cooling equipment;
 - in case of regulating (auto)transformer and rectifier transformer(s) in the same tank, the primary voltage of the rectifier transformer.

In case transducers are present, then the following information shall be supplied:

- number of turns of bias, control and test (if present) windings;
- rated current of bias, control and test (if present) windings;
- d.c. voltage drop;
- connection diagram of the bias, control and test (if present) windings with terminal identification.

5.7 Units with tertiary windings loaded with filter and compensation

A tertiary winding on the transformer may be requested for power factor compensation and harmonic filtering purposes.

In addition to specifying the rated power and voltage of the tertiary winding, the purchaser shall specify the combinations of transformer loading conditions. This concerns:

- primary supply voltage, including variation limit;
- secondary side: voltage, power factor and current (fundamental and harmonics);
- tertiary side: voltage, power factor and current (fundamental and harmonics).

The rated current of the tertiary winding is defined as the rms value in ampere of the fundamental component of the current at rated tertiary voltage (I_{rated} = fundamental component of $I = U_{\text{rated}} / Z$, where Z is the impedance of the compensation / filtering bank).

Current harmonics caused by line voltage harmonics flow to the filters. A resonance might occur by the transformer and the network reactance and the compensation capacitor. In this case, large harmonic current flows to the capacitor. The purchaser shall consider the network condition and specify harmonics accordingly.

The following conditions shall be taken into account, if specified by the purchaser, when designing the transformer:

- when overfluxing occurs, the power supplied by the tertiary winding varies with the square value of the voltage;
- because the power factor compensation has the effect of decreasing the supplied power, the purchaser shall specify whether the primary winding shall be designed for the power when the compensation capacitor bank is disconnected;

- depending on the winding arrangement overfluxing may occur at reduced or no load on the secondary winding while the tertiary winding remains connected to the compensation capacitor.

NOTE These information are a result of an interactive process and may change during project development.

5.8 On load tap-changers

The breaking capacity of an on-load tap-changer depends on the maximum slope of the current after it crosses zero value. For converter industrial applications, this value differs from the one found in applications for power transformers (as described in IEC 60076-1) and is essential for the proper selection of the on-load tap-changer. This value, expressed in A/s, shall be provided to the transformer manufacturer by the purchaser.

6 Load loss and voltage drop in transformers and reactors

6.1 General

The measurement of load loss shall be carried out with the rated current. The comparison with the guaranteed load losses defined before manufacturing shall be based on this measurement.

The actual load loss in service includes additional loss due to distorted current. This value shall be calculated in accordance with the procedure of 6.2. It is not guaranteed, but shall be provided by the transformer manufacturer for the purchaser.

The actual load loss, calculated as above, shall be used as the base for determining the oil and winding temperature rises, and to verify that they do not exceed the values permitted in IEC 60076-2 for oil-immersed transformers and IEC 60076-11 for dry-type transformers.

The temperature-rise type test on the transformer, when specified, shall be conducted with allowance for service load loss (see 5.1 and 7.6).

6.2 Determination of transformer load loss under distorted current loading

The load loss in a transformer is conventionally subdivided into loss as measured with d.c. (I^2R loss) and, in addition, eddy loss in windings and connections and stray losses in conductive structural parts of the transformer.

For transformers with low-voltage high-current windings, in the range of a few kA, the internal high current connections require a separate analysis of the additional eddy loss. The following principles are used in this standard:

- winding connections and metallic shields of high conductivity such as copper or aluminium are linear elements. Their eddy losses are proportional to the square of the current:

$$P(I) = \text{constant} \times I^2 \quad (2)$$

- a similar relationship is also valid for shields of magnetic core steel, when used in unsaturated conditions:

$$P(B) = \text{constant} \times B^2 \quad (3)$$

where B is the flux density in the magnetic shield;

- for the stray losses in structural steel parts, a square law relationship may also be used with reasonable accuracy:

$$P(B) = \text{constant} \times B^2 \quad (4)$$

where $B^2 = \text{constant} \times I^2$.

In normal service, the converter transformer load current is non-sinusoidal. When transformed into a Fourier series, it shows a number of harmonic currents of considerable size. These harmonic currents cause eddy loss and stray flux loss, and significantly increase the total loss calculated or measured with pure sinusoidal current.

A correction to the higher loss value at rated, non-sinusoidal converter load is required for the thermal dimensioning of the transformer, and for the correct calculation of the loss and efficiency of the complete converter installation. The harmonic components shall be specified or approved by the purchaser prior to the time of placing the order. The harmonic components shall list the r.m.s. value in ampere and phase in degrees of each harmonic for each of the transformer windings connected to terminals.

The transformer manufacturer does not have the necessary information and knowledge to predict the current harmonic generated by the converter. The purchaser has the responsibility of specifying the harmonics to which the transformer will be subjected, whilst the transformer manufacturer has the responsibility of designing the transformer taking into account the specified harmonics.

The purchaser shall specify or approve the harmonic components of the current at rated load prior to the time of placing the order. In the past, in absence of specific information, the harmonic components could be derived according to 5.5 of IEC/TR 60146-1-2:2011. However, current developments in electronics make possible the application of real-time control techniques that significantly alter the behaviour of the converter. The result is that a clear relationship between the converter power circuit configuration and its number of pulses, and hence the value of the current harmonics, is uncertain and the actual current harmonics may differ significantly from those computed according to 5.5 of IEC/TR 60146-1-2.

In any case the current harmonic components to be used for the design of the transformer shall be clearly defined and communicated by purchaser to the transformer manufacturer prior to the time of placing the order. It is the responsibility of the purchaser to decide whether harmonic components derived according to 5.5 of IEC/TR 60146-1-2 or any harmonic components proposed by the transformer manufacturer is acceptable.

The following rules are given for the recalculation of the measured loss under test to the loss value valid under the specified converter loading.

List of variables and relationships between them:

I_L	is the r.m.s. value of non-sinusoidal line current of the transformer;
I_{LN}	is I_L at rated converter load;
I_{PN}	is the r.m.s. value of the non-sinusoidal primary phase current at rated load;
I_{SN}	is the r.m.s. value of the non-sinusoidal secondary phase current at rated load;
I_{PT}	is the r.m.s. value of the primary phase current during load loss tests (first approximation for the injection of the total load loss);
I_{ST}	is the r.m.s. value of the secondary phase current (six phases) during load loss tests;
I_{WN}	is the r.m.s. value of the rated current in the winding under test;
I_h	is the r.m.s. value of harmonic current, having order number h ;
I_P	is a sinusoidal primary phase current having a r.m.s. value equal to I_{PN} ;
I_S	is a sinusoidal secondary phase current having a r.m.s. value equal to I_{SN} ;
I_1	is the r.m.s. value of the fundamental current, at rated load (that is equal to transformer rated current);
I_{1P}	is the r.m.s. value of the transformer fundamental primary phase current;
I_{1S}	is the r.m.s. value of the transformer fundamental secondary phase current;

I_{eq}	is the r.m.s. value of the equivalent sinusoidal test current for the determination of winding temperature rise;
I_{dN}	is the rated direct current;
I_{1v}	is the r.m.s. value of the fundamental component of the valve current;
I_{0v}	is the d.c. component value of the valve current;
U_{d0}	is the conventional no-load direct voltage (see IEC 60050-551:1998, 551-17-17);
U_{di}	ideal no load direct voltage;
U_{v0}	no load line to line voltage on the line side of the converter or on the valve side of the transformer;
h	is the harmonic order number;
P_0	is the no-load loss at rated voltage;
P_N	is the transformer load loss with current I_{LN} ;
P_1	is the transformer load loss with current I_1 ;
P_W	is the winding loss with current I_L ;
P_{Wh}	is the winding loss with current I_h ;
P_{W1}	is the winding loss with current I_1 ;
P_{WP}	is the primary winding loss with current I_{LN} ;
P_{WS}	is the total secondary winding and associated busbar loss with current I_{LN} ;
P_{WE}	is the winding eddy loss with current I_L ;
P_{WEh}	is the winding eddy loss with current I_h ;
P_{WE1}	is the winding eddy loss with current I_1 ;
P_{WE1h}	is the winding eddy loss with current I_1 , fundamental frequency and leakage field shape identical to the one produced by current I_h ;
P_C	is the connection loss with current I_L ;
P_{Ch}	is the connection loss with current I_h ;
P_{C1}	is the connection loss with current I_1 ;
P_{CE}	is the connection eddy loss with current I_L ;
P_{CEh}	is the connection eddy loss with current I_h ;
P_{CE1}	is the connection eddy loss with current I_1 ;
P_{SE}	is the structural parts stray loss with current I_L ;
P_{SE1}	is the structural parts stray loss with current I_1 ;
$P_A, P_{A1}, P_{A2}, P_B, P_{B1}, P_{B2}, P_C$	are the short-circuit losses measured under valve side terminals short-circuit conditions A, A1, A2, B, B1, B2 and C referred in Table 1;
$e_{XA}, e_{XA1}, e_{XA2}, e_{XB}, e_{XB1}, e_{XB2}, e_{XC}$	are the short-circuit impedances measured under valve side terminals short-circuit conditions A, A1, A2, B, B1, B2 and C referred in Table 1;
R_W	is the d.c. resistance of windings;
R_C	is the d.c. resistance of connections;
F_{WE}	is the eddy loss enhancement factor for windings (see Annex A);
F_{CE}	is the eddy loss enhancement factor for connections (see Annex A);
F_{SE}	is the stray loss enhancement factor for structural parts (see Annex A);
K_{WE}	is the windings enhancement loss p.u. at fundamental frequency due to eddy losses (see Annex A);
S_V	is the rated power of the valve windings. Its value is the result of the multiplication of S_R by the power ratio found in Table 1;

- S_R is the rated power of the converter transformer line side winding. It is based on the fundamental components of voltage and current;
- x is the exponent to be applied on the frequency harmonic order in calculations of eddy and stray loss enhancement.

$$I_L^2 = \sum_1^n I_h^2 \quad (5)$$

$$P_{WE} = \sum_1^n P_{WEh} = F_{WE} \times P_{WE1} = P_W - R_W \times I_L^2 \quad (6)$$

where R_W is seen from the line side.

$$P_{WE1} = P_{W1} - R_W \times I_1^2 \quad (7)$$

$$P_{WEh} = P_{WE1} \times \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^2 \times \left(\frac{P_{WE1h}}{P_{WE1}} \right) \quad (8)$$

where for harmonic number h , $\left(\frac{P_{WE1h}}{P_{WE1}} \right)$ is a coefficient function of geometrical arrangement and coupling between windings. Its value varies from 0 to some decimals over 1. It equals 1 when current I_h produces a magnetic leakage field with the same shape of the one produced by current I_1 . See 6.4, Figures 3 to 6 and Annex A, Examples A.3 to A.6 for more information.

$$F_{WE} = \sum_1^n \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^2 \times \left(\frac{P_{WE1h}}{P_{WE1}} \right) \quad (9)$$

$$P_{CE} = \sum_1^n P_{CEh} = F_{CE} \times P_{CE1} = P_C - R_C \times I_L^2 \quad (10)$$

where R_C is seen from the line side.

$$P_{CE1} = P_{C1} - R_C \times I_1^2 \quad (11)$$

$$F_{CE} = \sum_1^n \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^{0.8} \quad (12)$$

R_C mainly originates in valve winding connection and the harmonic spectrum to take into account is the valve winding one. When the busbars are well compensated harmonics offsetting each other will be omitted.

$$P_{SE} = F_{SE} \times P_{SE1} \text{ and } F_{SE} = F_{CE} \quad (13)$$

The stray losses in structural parts can be divided in a) the stray flux produced by the currents in the valve winding busbars and b) the stray flux produced by the currents in the windings. To use $F_{SE} = F_{CE}$ is an acceptable simplification by excess.

$$K_{WE} = \frac{P_{WE1}}{R_W \times I_1^2} \text{ (per unit)} \quad (14)$$

The load loss at rated current, I_1 of the transformer is subdivided into the following terms:

- i) $I_1^2 R$ = d.c. loss in windings and connections based on measured R_W and R_C ;
- ii) eddy loss in windings, P_{WE1} (calculated);
- iii) eddy loss in high-current busbars, when present, P_{CE1} (derived);
- iv) stray loss induced in structural steel parts, P_{SE1} (derived).

The sum of $P_{CE1} + P_{SE1}$ is the remainder when the previous terms from i) and ii) have been subtracted from the measured total loss.

The following relations apply:

$$P_1 = I_1^2 \times (R_W + R_C) + P_{WE1} + P_{CE1} + P_{SE1} \quad (15)$$

$$\begin{aligned} P_N &= I_{LN}^2 \times (R_W + R_C) + P_{WE} + P_{CE} + P_{SE} \\ &= I_{LN}^2 \times (R_W + R_C) + F_{WE} \times P_{WE1} + F_{CE} \times P_{CE1} + F_{SE} \times P_{SE1} \end{aligned}$$

NOTE 1 The sum $P_{CE1} + P_{SE1}$ is uprated with a common enhancement factor $F_{CE} = F_{SE}$ to obtain the losses at rated non-sinusoidal converter load.

NOTE 2 Different windings of a converter transformer may have different values of rated power and also different proportions of $I^2 R$ and eddy loss. The respective components in the equation above should therefore be interpreted as the sum of values calculated for each winding separately.

NOTE 3 Resistance measurements, especially when the secondary voltage is low and the secondary current is high, may lead to inaccuracies, because of

- a) difficulties in measuring low resistances;
- b) the influence of the short-circuiting device.

In case of multiple active parts in the same tank, the quantities above shall be computed for each active part with the current harmonics specific to that part.

6.3 Current sharing, losses and hot spot in high current windings

Valve windings in converter transformers for industrial applications are often characterized by a small number of turns and large rated currents (from several kA and more). Often the consequence of this fact is that the valve winding has to be made of several coils connected in parallel.

Whenever a winding is made up of coils connected in parallel, the sharing of the total winding current among the coils will be influenced by the self and mutual reactance of each coil and by the loading of other windings. In general, coils exposed to radial leakage flux will carry a higher current than the coils exposed to axial leakage flux only.

Typical current values for coils placed at the ends of a valve winding can be 1,2 to 1,7 times the value of current corresponding to a perfectly even sharing among coils. In addition, it shall be noted that also the current sharing between the strands forming the turns of these higher loaded coils is unequal unless even current sharing among the strands is achieved by perfect transposition or by using continuously transposed cable.

This means that these windings will exhibit a difference between hot spot and average temperature rise which can be significantly higher than that of other windings.

Therefore a simple hot spot factor cannot be assumed and load losses need to be computed accurately. In particular the manufacturer shall compute:

- a) I^2R loss due to uneven current sharing among the coils making up the high current winding;
- b) I^2R due to uneven current sharing among the strands making up the turns of each coil;
- c) eddy loss in each strand making up the turns of each coil.

These calculations can be carried out by means of magnetic field simulations which take into account both the connections among the different coils and windings in the transformer and sinusoidal variation of currents versus time.

There is a need for one simulation for each leakage field pattern (see following subclause).

6.4 Effect of geometrical winding arrangement and magnetic coupling between windings on their eddy current losses due to harmonics in transformers with three or more windings wound on the same core limb

In a two-winding transformer, ampere-turns are balanced if we neglect the magnetizing current. The harmonic currents flowing in the valve winding are balanced by harmonics (with the same p.u. magnitude) in the line winding; therefore the eddy loss enhancement factor is the same for both the line and valve windings.

In a transformer with three windings it is known that the sum of all windings ampere-turns adds up to zero and so it is necessary to consider in detail how to calculate each winding eddy-loss enhancement factor.

It is possible to identify the following configurations for three winding core-type transformers characterized by the coupling between valve windings:

- a) close coupling – two-valve windings interleaved and one line winding;
- b) no coupling – two pairs of valve-line windings separated by an intermediate yoke or belonging to two separate cores;
- c) loose coupling –
 - i) double concentric transformer with one line winding positioned radially between the two valve windings;
 - ii) two line windings in parallel, one above the other, each line winding facing one valve winding.

After measuring current harmonics at all three transformer terminals, it is possible to observe that, while some harmonics injected into the valve windings appear on the line with an identical p.u. value, other harmonics are not present on the line side.

Therefore, it is possible to divide the harmonics injected into the valve windings into two groups:

- 1) harmonics in phase – there is no phase displacement between these harmonics flowing in the valve windings; they sum and appear on the line side;
- 2) harmonics in phase opposition – there is a 180° phase displacement between these harmonics flowing in the valve windings; they cancel and do not appear on the line side¹.

Harmonic currents in phase always contribute to the total eddy loss value.

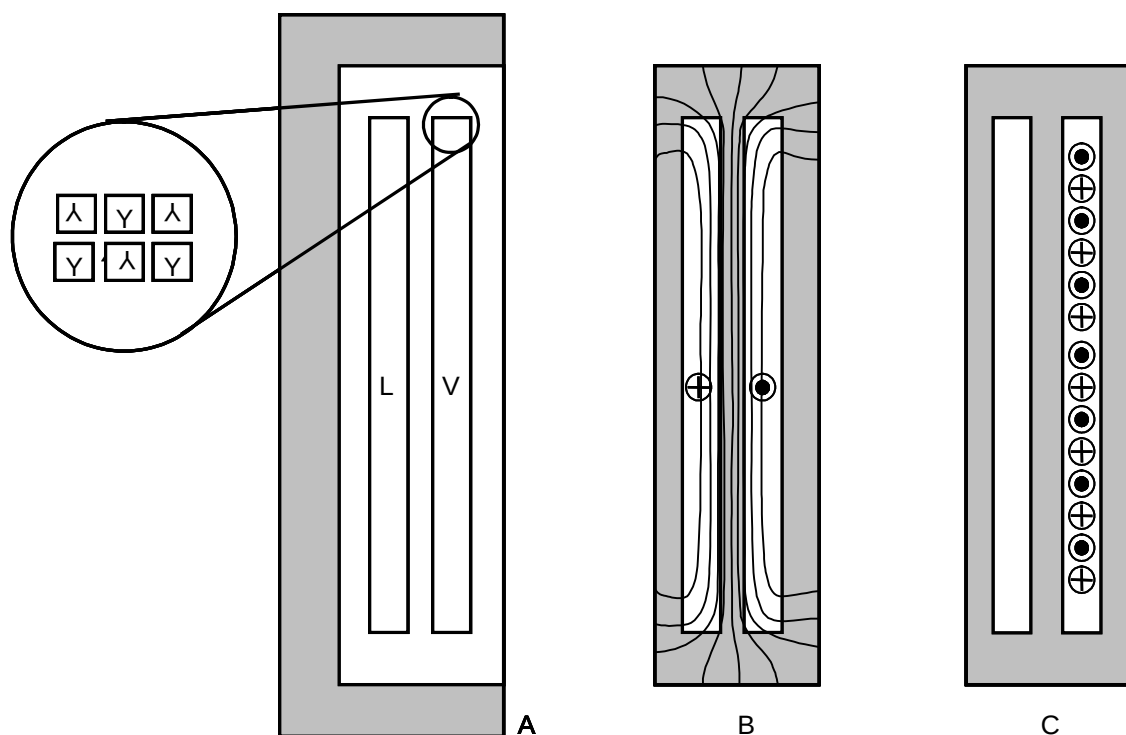
¹ As even harmonics in a double-star single-way diode rectifier or harmonics with $h = 6 \times K \pm 1$ (where K is an odd integer equal to 1, 3,..., n) in a Y and Δ double way 12 pulse rectifier.

As for harmonic currents in phase opposition the following applies:

- 1) close coupling – harmonics in opposition are balanced between the interleaved valve windings; they produce a negligible leakage flux so that they only produce I^2R losses in the valve windings (see Figure 3);
- 2) no coupling – the intermediate yoke separates the magnetic circuits of the two pairs of valve-line windings; harmonics in opposition are balanced between each valve-line windings couple so that they produce both I^2R and eddy losses in both line and valve windings (see Figure 4) and stray losses in structural parts and line winding;
- 3) loose coupling obtained with double concentric valve windings – harmonics in opposition do not flow in the line winding as they are balanced between the valve windings where they produce both I^2R and eddy losses (see Figure 5) and stray losses in structural parts and in line winding;
- 4) loose coupling obtained with two line windings in parallel axially-displaced – harmonics in opposition are almost completely balanced between each valve-line windings couple so that the same considerations made for no coupling apply (see Figure 6) for the calculation of K_{we} . However, local loss distribution may differ significantly, see paragraph below and Annex C.

When rectifiers cause harmonic currents of opposite direction in loosely connected valve winding, the resulting magnetic leakage fields have significant radial components at the winding ends. These radial components generate local eddy losses in the uppermost and the lowest parts of each valve winding. The winding arrangement shown in Figure 6 requires special attention because of the high concentration of harmonic current of certain orders in the lowest part of the upper valve winding and in the highest part of the lower valve winding. Such service condition cannot be produced in a normal temperature rise test where the valves are not connected to the transformer. Therefore, if required by the purchaser, the effects of the harmonics in opposition shall be studied by means of the appropriate magnetic field simulation tools to validate the design solution.

Similar considerations, based on the mutual coupling of the windings, apply when more than three windings or shell type transformers are considered.



IEC 1722/11

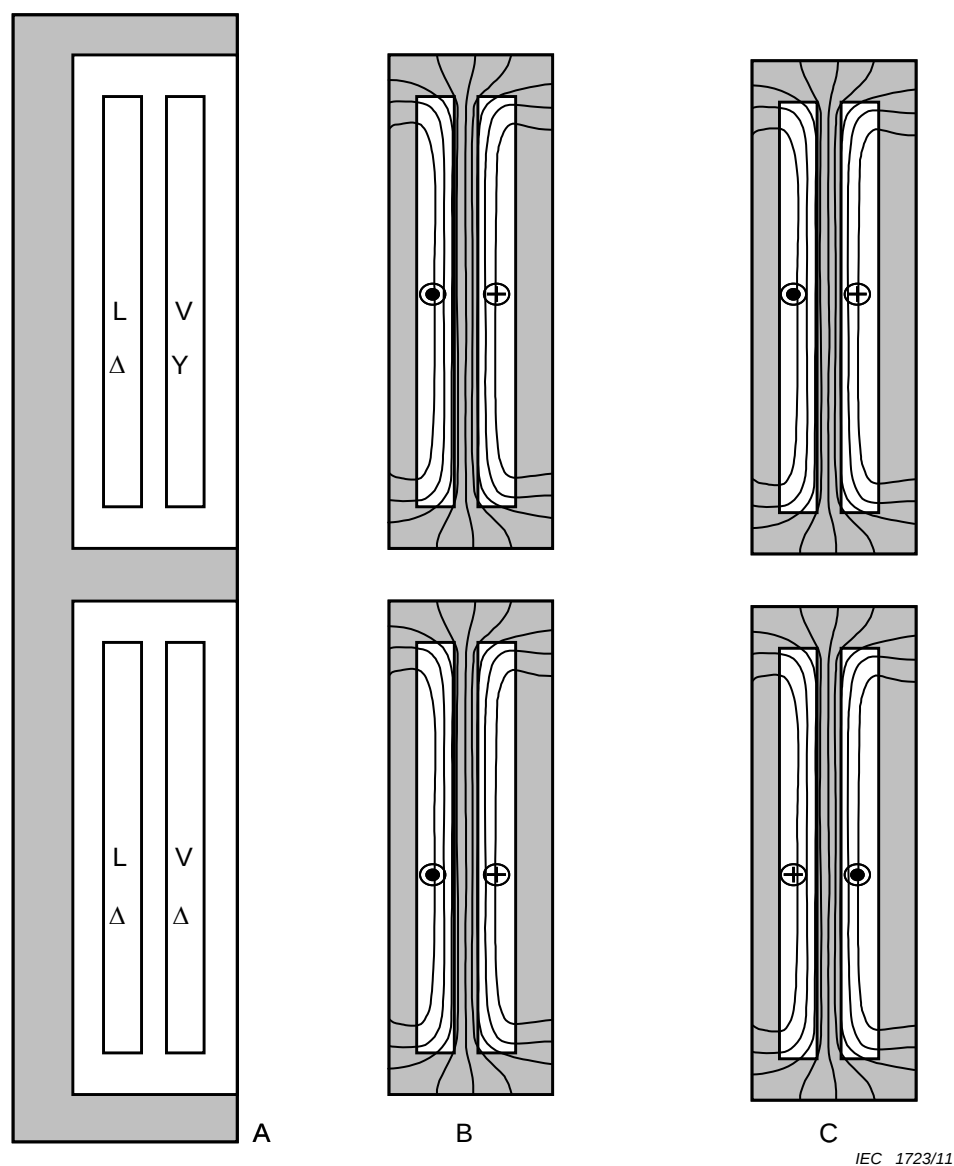
Key

- | | | | |
|---|---|---|----------------------------|
| A | winding arrangement in the core window | L | line winding |
| B | leakage flux produced by harmonics in phase | V | interleaved valve windings |
| C | leakage flux produced by harmonics with 180° phase displacement | | |

Figure 3 – Leakage fields for a three-winding transformer with closely coupled valve windings

Coefficient $\left(\frac{P_{WE1h}}{P_{WE1}} \right)$ equals:

- Line winding: 1
- Valve windings:
 - 1 for harmonic current circulating in phase in both windings
 - 0 for harmonic current circulating in phase opposition in both windings.

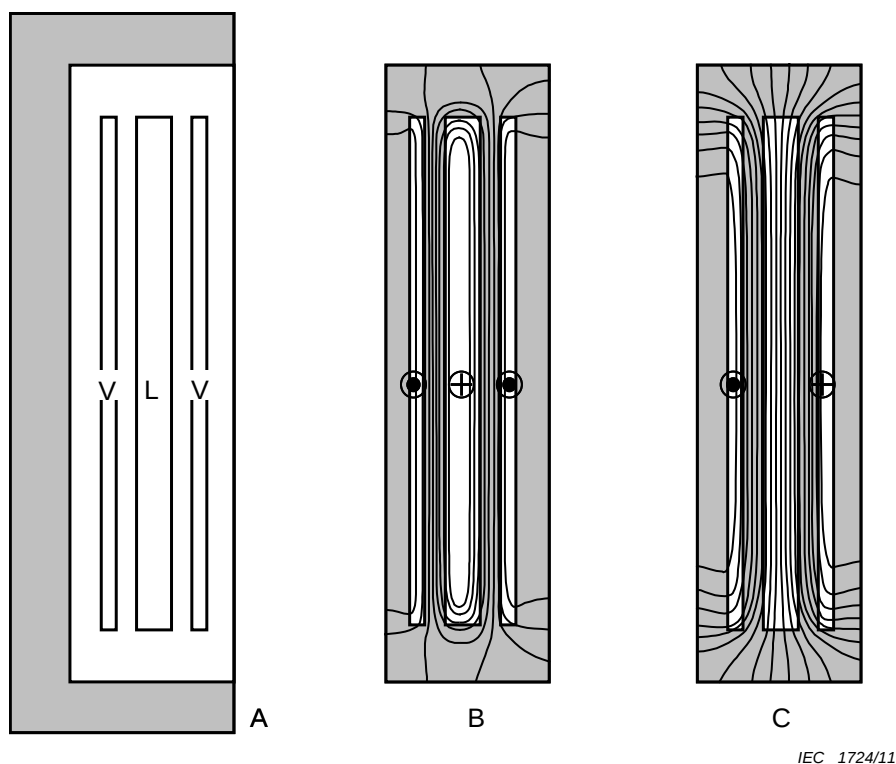
**Key**

- A winding arrangement in the core window
- B leakage flux produced by harmonics in phase
- C leakage flux produced by harmonics with 180° phase displacement
- L line windings
- V valve windings

Figure 4 – Leakage fields for a three-winding transformer with decoupled valve windings

Coefficient $\left(\frac{P_{WE1h}}{P_{WE1}} \right)$ equals:

- Line winding: 1 in both paralleled coils
- Valve windings: 1 in both windings



Key

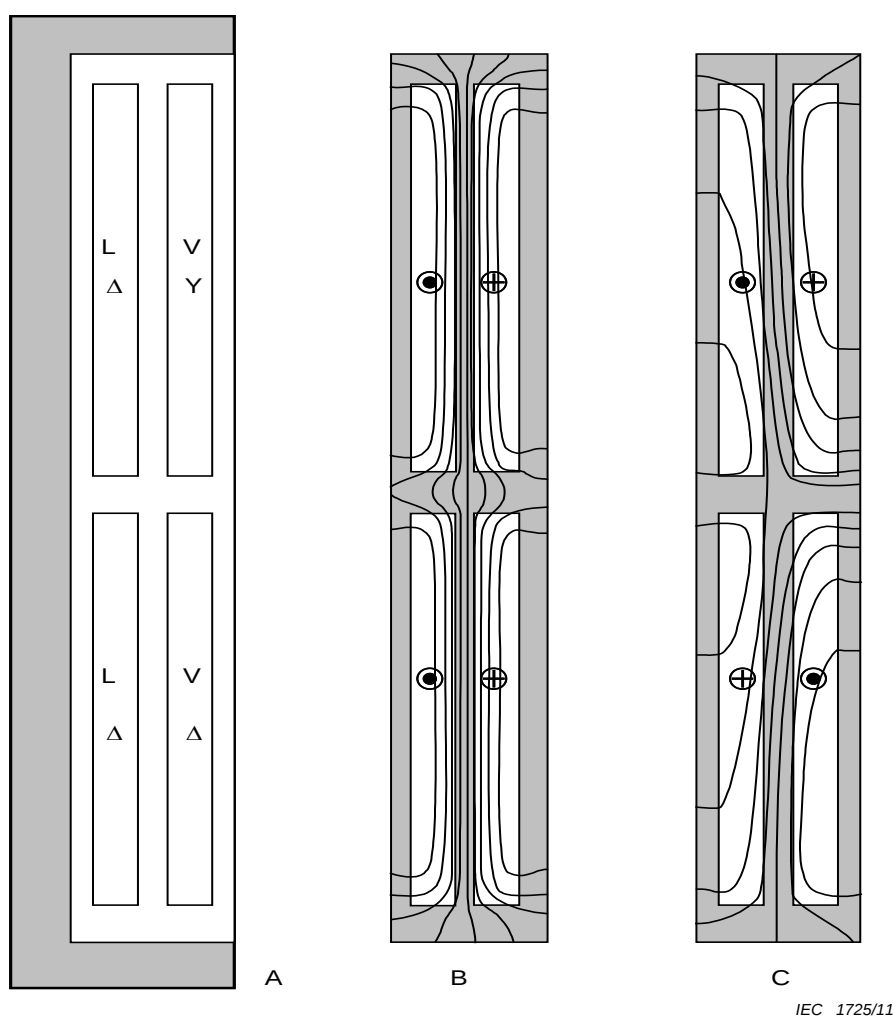
- A winding arrangement in the core window
- B leakage flux produced by harmonics in phase
- C leakage flux produced by harmonics with 180° phase displacement
- L line winding
- V valve windings

Figure 5 – Leakage fields for a three winding transformer with loosely coupled double concentric valve windings

Coefficient $\left(\frac{P_{WE1h}}{P_{WE1}} \right)$ equals:

- Line winding: 1
- Valve windings:
 - 1 for harmonic current circulating in phase in both windings
 - $x (>1)$ for harmonic current circulating in phase opposition in both windings.

x could be derived from either a computation or an implementation when possible, of a short-circuit test between valve windings.

**Key**

- A winding arrangement in the core window
- B leakage flux produced by harmonics in phase
- C leakage flux produced by harmonics with 180° phase displacement
- L line winding
- V valve windings

Figure 6 – Leakage fields for a three winding transformer with loosely coupled double-tier valve windings

Coefficient $\left(\frac{P_{WE1h}}{P_{WE1}} \right)$ equals:

- Line winding: 1
- Valve windings:
 - 1 for harmonic current circulating in phase in both windings
 - x for harmonic current circulating in phase opposition in both windings.

x could be derived from either a computation or an implementation when possible, of a short-circuit test between valve windings.

6.5 Losses in interphase transformers, current-balancing reactors, series-smoothing reactors and transductors

6.5.1 General

When interphase transformers, current-balancing reactors, series-smoothing reactors and transductors are integral parts of a transformer for connection to a static converter, the losses of these components shall be derived as stated below.

NOTE The rules laid down in this subclause do not imply specification of the individual pieces of equipment in the context of a standard.

6.5.2 Interphase transformers

The manufacturer shall supply the calculated iron losses at a frequency equal to the normal service frequency of the interphase transformer, and at a voltage calculated to provide the magnetic flux corresponding to operation of the converter at rated current, voltage and specified phase control. Data about current unbalance shall be discussed and agreed upon between the purchaser and the manufacturer. Capability to withstand the unbalance shall be demonstrated by calculation.

The losses in the winding shall be calculated as the product of the d.c. resistance and the square of the direct current in the winding.

6.5.3 Current-balancing reactors

The iron losses in current-balancing reactors are small and may be ignored.

NOTE The losses in the winding are either a part of the converter loss measurement, or are calculated as the product of the d.c. measured resistance and the square of the r.m.s. current in the winding.

6.5.4 Series-smoothing reactors

In general, reference shall be made to IEC 60076-6.

The iron losses caused by harmonic ripple current components are small and may be ignored.

NOTE The losses in the winding are either part of the converter loss measurement, or are calculated as the product of the d.c. resistance and the square of the direct current in the winding.

6.5.5 Transductors

Transductors are devices that allow a continuous and fine regulation of the d.c. voltage generated by the converter within a specified range. They are usually applied in conjunction with a.c. – d.c. diode based converters.

The degree of saturation in groups of magnetic cores determines the voltage drop in the transductors. A polarizing d.c. current imposed in auxiliary windings on the transductors governs the degree of saturation in the cores. A control circuit with or without an additional bias circuit governs the d.c. current. The voltage regulation is obtained by varying the d.c. current. The choice between control circuit with or without bias circuit depends on the converter control system design.

Transductors installed in converter transformers could be of two different types:

- Wound core: Transductors of this type are installed on the HV side of the converter transformer and they are series connected to the HV windings.
- Pass-through bar: Transductors of this type are installed on the LV connection bars system of the converter transformer and in such a way that each transductor is series connected directly to each converter valve arm. They are generally based on toroidal cores.

Wound core type transductors have the following losses:

- Core losses: The combined effect of the main a.c. current and the bias and control d.c. currents generates losses in the core lamination. For the time being, there is not any validated method to measure directly the core losses in transductor cores. How to estimate or calculate them has to be agreed between manufacturer and purchaser before the placement of the order.
- Load losses in the transductor a.c. windings: They shall be calculated at rated load based on the winding d.c. resistance at reference temperature and of the winding eddy losses at the fundamental frequency, enhanced by the corresponding factor F_{WE} for distorted current loading operation.
- Stray losses in transductor structural parts: They shall be calculated at rated load and fundamental frequency on the basis of proven empirical formulas and enhanced by the corresponding factor F_{SE} for distorted current loading operation.
- Losses in the bias windings: They shall be calculated at reference temperature based on the measured d.c. resistance and the d.c. bias currents.

Pass-through bar type transductors have the following losses:

- Core losses: The losses are generated in the wound cores by the combined effect of the main single way periodical current and the bias and control d.c. currents. For the time being, there is not any validated method to measure directly the core losses in transductor cores. How to estimate or calculate them has to be agreed between manufacturer and purchaser before the placement of the order.
- Load losses in the transductor bars: They shall be calculated at rated load on the basis of the bars d.c. resistance at reference temperature and of the bars calculated eddy losses at the fundamental frequency, enhanced by the corresponding factor F_{CE} for distorted current loading operation.

These losses are usually evaluated together with the transformer load losses.

NOTE 1 In DB converters, the LV side current harmonic spectrum is different from the transductor bars current spectrum. In fact, transductors, that are series connected to converter valves, are subject to a harmonics spectrum that includes both odd and even harmonics. For this reason, care should be taken in the evaluation of the busbar enhancement factor F_{CE} on the basis of the appropriate harmonics spectrum. (See A.5 for further explanations).

- Stray losses in transductor structural parts: In this type of transductor, due to the particular construction that minimizes the presence of structural metallic parts, they are generally negligible.
- Losses in the bias and control windings: They shall be calculated at reference temperature based on the measured d.c. resistance and the d.c. bias and control currents.

NOTE 2 In pass-through bar transductors, these losses are generally low compared to the other contributions, but the bias and control circuit resistance measurement is important as a reference value to be periodically checked during the transformer life.

6.6 Voltage drops in transformers and reactors

6.6.1 General

DC voltage drop introduced by converter transformers or reactors, depend on the respective reactive and the resistive component of the short circuit voltage:

- resistive direct voltage regulation: it shall be calculated from the loss measurements using the formulae given in 6.2.4 of IEC 60146-1-1:2009;
- inductive direct voltage regulation: it shall be calculated from the impedance measurements using the formulae given in 6.2.4 of IEC 60146-1-1:2009.

See also 7.2.2.

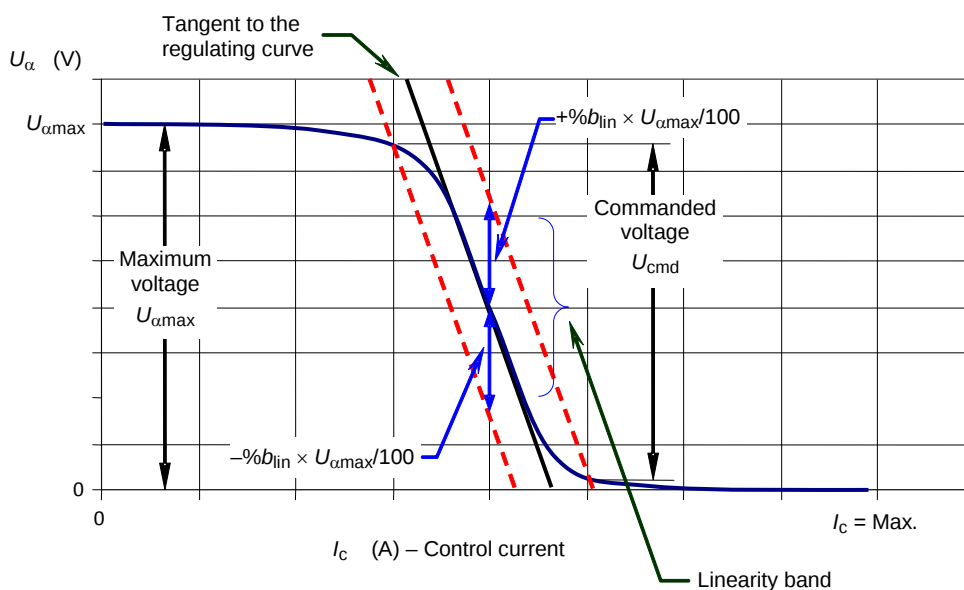
6.6.2 Transducers

The regulating capability of the transducers can be described by a curve traced at rated converter d.c. load and variable control current (see Figure 7). Transducers are identified by the following parameters:

- **Maximum voltage drop:** The maximum value of the d.c. voltage drop generated by the transducers at rated converter d.c. load and at the specified value of the control current. The value depends from transducer core physical and geometrical characteristics.
- **Commanded voltage regulation:** The linear part of the transducer regulating curve at rated converter d.c. load and variable control currents. This is defined as the portion of the regulating curve that is within the limits of a defined tolerance band.
- **Residual voltage regulation:** The non-linear part of the transducer regulating curve at rated converter d.c. load and variable control currents. It is the difference between the maximum voltage drop and the commanded voltage.

All the voltage drops described above are associated with a specific value of control current, which needs to be documented.

The purchaser shall prior of placing the order specify which of the above quantities are to be guaranteed (usually only the commanded voltage regulation is guaranteed). Corresponding tolerances on measured values of guaranteed quantities shall be agreed between purchaser and manufacturer.



IEC 1726/11

Figure 7 – Typical transducer regulating curve (with max voltage drop at zero control current) and tolerance band

The method of determination of the regulating curve (commonly named 'S curve') is subject to agreement between manufacturer and purchaser.

If the value U_{cmd} is guaranteed, then it shall be checked according to the following procedure and linearity band definition:

- from test data plot the regulating curve (commonly named 'S curve');
- trace the tangent to the curve in the inflection point of the 'S curve';
- trace the two lines parallel to the tangent shifted of the requested linearity band:

$$\text{band}_{\text{lin}} = \pm \% b_{\text{lin}} \times U_{\alpha} / 100 \quad (16)$$

- the two points of interception of the linearity band with the 'S curve' give the value of the commanded voltage U_{cmd} .

The value of the percent linearity band $\% b_{\text{lin}}$ has to be agreed between manufacturer and purchaser. A commonly accepted value for this parameter is:

$$\% b_{\text{lin}} = 15 \% \quad (17)$$

A commonly recognized method to calculate the transducer voltage drop is based on the following formulas:

$$U_{\alpha} = 6 \times f \times S_r \times B \quad \text{for double star converter.} \quad (18)$$

or

$$U_{\alpha} = 12 \times f \times S_r \times B \quad \text{for double bridge converter.} \quad (19)$$

where

B is the induction value (Tesla);

U_{α} is the voltage drop introduced on the d.c. side by the transducer (V);

f is the fundamental frequency (Hz);

S_r is the net transducer core section (m^2);

$U_{\alpha\text{max}}$ is the voltage drop at the induction of saturation value B_s ;

U_{cmd} is the commanded voltage.

The S curve and corresponding value of U_{cmd} is obtained by referring to the B-H characteristic of the transducers cores material.

The U_{cmd} value, shall, if guaranteed, be assessed (either by calculations or special tests) at the factory acceptance test stage at the latest.

7 Tests for converter transformers

7.1 General

All tests shall be made in accordance with IEC 60076-1, IEC 60076-2 and IEC 60076-3 for oil-immersed transformers, and IEC 60076-11 for dry-type transformers, unless otherwise specified in this clause.

The transformer tests are divided into routine, type and special tests in accordance with 11.1.2, 11.1.3 and 11.1.4 of IEC 60076-1:2011 for oil-immersed transformers, and Clause 5 of IEC 60076-11:2004 for dry-type transformers.

In case of measurement of short circuit impedance between two valve windings is required, it may not be possible to reach 50 % of the rated current. This measurement will be carried out at the highest current allowable by the test equipment. The tolerance on this measurement has to be agreed with the purchaser. In case of interleaved valve windings, the short circuit impedance between them can be assumed as negligible.

7.2 Measurement of commutating reactance and determination of the inductive voltage drop

7.2.1 Commutating reactance

To measure the commutating reactance, the line-side terminals of the transformer shall be short-circuited. An alternating current of fundamental frequency as specified in item b) of 7.2.2 shall be passed through two consecutive phases of the same commutating group, and the voltage between these terminals shall be measured. The commutating reactance $2 \times X_t$ is equal to the inductive component of the impedance calculated from this measurement. At least two tests shall be carried out with different pairs of phases in each commutating group, and the arithmetic mean of these measurements shall be taken as the value of the commutating reactance.

When the same line winding feeds a commutating group connected in parallel or in series which commutates simultaneously, the windings corresponding to these groups shall be connected phase-by-phase in parallel for the above tests.

An alternative estimate of the commutating reactance can be deduced from the transformer impedance test results as follows:

The three phases of the valve winding are short-circuited. The short circuit impedance in p.u. is measured from the line side and referred to the rated power and the rated voltage of the valve winding. The commutating reactance X_t is equal to the inductive component of the short circuit impedance.

7.2.2 Inductive voltage regulation

The inductive voltage regulation shall be determined by either of the following two procedures.

- a) Calculation, using the formula

$$d_{xtN} = \frac{\delta \times q \times s}{2 \times \pi \times g} \times X_t \times \frac{I_{dN}}{U_{di0}} \quad (20)$$

- b) Measurement as described in 7.2.1, with an r.m.s. current equal to

$$\frac{\sqrt{2}}{4} \times \frac{\delta}{g} \times I_{dN} \quad (21)$$

where

g is the number of sets of commutating groups between which I_{dN} is divided;

I_{dN} is the rated direct current;

q is the commutation number;

s is the number of commutating groups in series;

U_{di0} is the ideal no-load direct voltage;

δ is the number of commutating groups commutating simultaneously per primary;

X_t is the inductive component of the short circuit impedance;

d_{xtN} is the inductive voltage regulation with current I_{dN} ;

d_{xt1} is the inductive voltage regulation with current I_1 .

In this case, the inductive component of the input voltage, expressed in p.u. of the rated voltage between terminals U_{v0} , represents the inductive voltage regulation d_{xt1} .

For the connections given in Table 1, the inductive voltage regulation can be calculated from the results of secondary short-circuit tests specified in last column, with the exception of connections 9 and 12. For these connections, the short-circuit test specified in 7.2.1 is recommended.

7.3 Measurement of voltage ratio and phase displacement

According to the IEC 60076-1, the voltage ratio shall be measured on each tap position. However, some converter transformers may have a very large number of taps. In this case, the manufacturer may agree with the purchaser to test just a subset of taps (as an example when coarse and fine regulations are present, it is sufficient to make measurements on each fine regulation step, having fixed a coarse step, and then one for each remaining coarse steps).

Tolerances of voltage ratio on taps other than the principal and of phase displacement angle on all taps have to be agreed between the purchaser and the manufacturer prior to the placing of the order. Without agreement between purchaser and manufacturer before the order, the tolerance of phase displacement should be $\pm 0,5^\circ$.

The measurement of voltage ratio and phase displacement can be obtained by one of the following methods (see Annex H):

- a) voltage ratio measurements;
- b) oscilloscope measurements.

The oscilloscope measurement checks the phase displacement with the sampling rate and the resolution of the measurement instruments while the voltage ratio measurement is independent from the device resolution needed to test the phase displacement: for this reason the measurement a) is recommended.

NOTE If transducers are present, purchaser and manufacturer should agree on how to check the polarity and ratio of the transducers bias and control circuits.

7.4 Dielectric tests

7.4.1 General

For single active part, dielectric tests shall be made in accordance with IEC 60076-3:2000.

For rectifier units including more than one active part in the same tank, the reference voltages for defining the dielectric tests are the line to line voltages of the primary and secondary terminals. It is often impracticable to test intermediate windings in formal compliance with IEC 60076-3:2000 and it should be agreed between the supplier and the purchaser as to which tests have to be omitted or modified before the time of placing the order. In case intermediate windings are tested, then their insulation level will be stated on the rating plate. If transducers are present, they shall be fully mounted at the time of dielectric tests.

7.4.2 Dielectric test between interleaved valve windings

The dielectric withstand capability of interleaved valve windings shall be tested as follows:

- a) Dielectric withstand capability between interleaved valve windings and ground. A single test is carried out with all interleaved valve windings terminals connected together. All the rest being in accordance with IEC 60076-3.
- b) Dielectric withstand capability between interleaved valve windings. The terminals of one of the two interleaved valve windings are connected together and grounded. The terminals of the other interleaved valve winding are connected together and an a.c. test voltage is applied for 1 min between these terminal and ground. The value of the test voltage is equal to double the rated a.c. voltage plus 500 V or 2 500 V, whichever is higher.

7.5 Load loss test

7.5.1 General

This test shall be performed to obtain the load loss in the transformer at rated current (I_1) and fundamental frequency.

The appropriate short-circuit connections for the tests are given in Table 1 for the commonly used connections.

The losses are measured for each short-circuit combination A, B and C. The measured loss values P_A , P_B and P_C are used to calculate the total guaranteed loss figure by the relevant equation in Table 1.

The test results shall be corrected to the following reference temperature:

- oil immersed transformers: 75 °C as defined in 11.1 of IEC 60076-1:2011;
- dry type transformers: according to the general requirements for tests in IEC 60076-11.

It is not required that the load loss shall be measured at two different frequencies as described in IEC 61378-2.

7.5.2 Load loss measurement in rectifier transformers with transducers in the same tank

During shortcircuit test for load loss and impedance measurements the presence of transducer cores add up both their losses and impedance to the main transformer. It also causes current and voltage wave shapes distortion. Measurements are then affected and if not properly compensated, may not comply with 11.4 of IEC 60076-1:2011 requirements (measurement of short circuit impedance and load loss). Special agreement needs to be reached between purchaser and manufacturer to perform these tests prior of placing the order. Several approaches are possible and some are illustrated in Annex G.

7.5.3 Test bus bars configuration for short circuit of high current valve windings

When selecting a configuration of external bus bars to short circuit high current valve windings, special care must be taken to estimate the increase of load loss, short circuit impedance and possibility of tank hotspots related to the presence of these test bus bars themselves.

7.6 Temperature rise tests

7.6.1 General

The temperature rise test procedure for oil-immersed transformers according to 7.3.2 of IEC 60076-2:2011 is modified as described in 7.6.2 and 7.6.3 below.

These subclauses also serve as guidance, as applicable, for the testing of dry-type transformers (see Clause 23 of IEC 60076-11:2004).

The purpose of the test is

- to establish the top oil temperature rise in steady-state condition, with dissipation of total loss equal to the loss at rated non-sinusoidal converter load current, and rated sinusoidal transformer voltage;
- to establish the winding temperature rise above oil under the same conditions;
- to establish the winding temperature rise above ambient for dry-type transformers.

The oil and winding temperature rise values are determined using the methods described in 7.6.2 and 7.6.3.

In some cases, it is possible that the test current needed to reach the specified test value of the total losses (see 7.6.1) to establish steady state oil temperature rise would overload some of the windings to unacceptable levels. Therefore it may be necessary to reduce the current/losses below the limits of applicability of correction formulas of 7.13 of IEC 60076-2:2011. In this case, purchaser and manufacturer shall agree on whether to extend the applicability of these correction formulas or to assess the temperature rises by means of calculations.

Whenever winding terminals are accessible, then winding temperature shall be measured at equivalent test current as per calculation in 7.6.3.

When winding terminals are not accessible (for example when multiple active parts are present in the same tank and/or in case of shifter windings), then these windings shall be considered as part of “internal design” and their temperature rise shall be assessed by means of calculations.

In case transducers are in the same tank of the active part(s), the temperature rise test can be carried out by one of the following modes to be agreed between purchaser and manufacturer at tender stage:

- a) the transducers remain fully assembled. In this case winding currents during tests do not present sinusoidal wave shapes. The additional loss due to these current harmonics shall be taken into account in the determination of the equivalent test current. Equivalent test current shall be measured in RMS;
- b) the transducers are either bypassed or their magnetic cores are removed in order to have sinusoidal wave shape of winding currents during the test.

7.6.2 Total loss injection

The total loss is the sum of the load loss plus the no-load loss and, if present, of IPT and transducers losses.

The load loss is the loss developed from the non-sinusoidal converter current (see 6.2). The no-load loss corresponds to rated transformer voltage.

The loss injected into the transformer shall be measured. The fundamental power-frequency current, I , shall be adjusted to give the specified test value of the total loss.

7.6.3 Rated load loss injection

7.6.3.1 Two-winding transformer

When the top oil temperature rise has been established, the test shall continue with a sinusoidal test current equivalent to the load loss at rated converter current. This condition shall be maintained for 1 h during which measurements of oil and cooling medium temperatures shall be made.

The equivalent test current is equal to

$$I_{eq} = I_1 \left(\frac{I_{LN}^2 \times (R_W + R_C) + (F_{WE} \times P_{WE1})}{I_1^2 \times (R_W + R_C) + P_{WE1}} \right)^{0,5} \quad (22)$$

At the end of the temperature rise test, the temperatures of the two windings shall be determined. This is done by a series of resistance measurements of the two windings that shall be made during the cooling period following the rapid disconnection of the supply and short circuits. For more details, see 7.3, 7.8, 7.9, 7.10 as well as C.1, C.2 and C.3 of IEC 60076-2:2011.

NOTE If the temperature rise test is carried out with the transducers mounted, then the current harmonics due to the presence of the transducers and their corresponding losses should be taken into account in the determination of I_{eq} .

7.6.3.2 Multi-winding transformer

The most common case is a three-winding converter transformer with two secondary windings having the same rated power. The secondary three-phase connection is either star-star with an interphase transformer, or star-star, delta-delta or one star- and one delta-connected winding.

The equivalent test current for each winding, in turn, shall be supplied and the winding temperature rise figures shall be obtained.

The general form for the equivalent current is

$$I_{eq} = I_1 \times \left(\frac{I_{WN}^2 \times (R_W + R_C) + (F_{WE} \times P_{WE1})}{I_1^2 \times (R_W + R_C) + P_{WE1}} \right)^{0,5} \quad (23)$$

NOTE 1 The two secondary valve windings per phase have close to 100 % magnetic coupling in the calculations developed in A.2 and A.3. Therefore, the eddy losses of all windings are based on six pulses in A.2 and twelve pulses in A.3 (see 5.2).

The equivalent test current value for each winding shall be obtained using specific values for resistance, eddy loss and enhancement factor for the winding.

NOTE 2 For transformers with heavy current busbar systems on the secondary side, it may be difficult or impossible to achieve a rapid disconnection of the short circuits. In that case, an agreement between the manufacturer and purchaser should be made concerning the temperature rise of the windings involved.

NOTE 3 Due to very low resistance values ($10^{-5} \Omega - 10^{-6} \Omega$) of high current valve windings, special care should be taken in the measurement of resistance of such windings to avoid significant errors.

NOTE 4 I_{WN} replaces I_L when the enhancement factor, F_{WE} , for the tested winding is calculated in accordance with Annex A.

The test shall be carried out in the following manner.

Both secondaries shall be short-circuited, and the equivalent primary current shall be supplied to obtain the temperature rise over the mean oil of the primary winding. Then each secondary winding shall in turn be short-circuited (leaving the other open) and primary current supplied to give the equivalent current in the tested secondary winding. These two tests give the winding temperature rises above mean oil for the secondary windings.

Alternatively, only the first test, with both secondary windings short-circuited, could be used. The measured winding temperature rise values of the secondary windings obtained from this test shall then be corrected in accordance with 7.13 of IEC 60076-2:2011.

7.6.3.3 Considerations about winding and tank hot spots

Equivalent test current is computed in order to produce the total losses equivalent to ones when windings are harmonically loaded. However eddy losses, with harmonics, increase in the winding end regions and a test with sinusoidal current is not able to reproduce the leakage field patterns that occur in service. In summary, therefore, it should be noted that this equivalent test current does not produce the local loss distribution within the winding that will occur when harmonic currents are present.

Particular attention is drawn to the fact that the hot spot temperature and its location, determined through a temperature rise test with sinusoidal current, is not necessarily the same that will be encountered during converter service. Therefore, because of the test procedure, care should be taken at the test stage to prevent thermal stresses beyond those occurring in service. The use of fiber optic sensors inside the windings are a useful tool for checking the

thermal behaviour of the unit either during the thermal test, or at on-load service. In case of non accessible intermediate circuit windings, fiber optics could be employed to assess thermal design.

To minimize undesired influence of external magnetic fields and to optimize the valve side design, the purchaser shall inform the transformer manufacturer about the mechanical layout of the bus bars.

7.6.4 Test of temperature rise on dry-type transformers

The test shall be made in accordance with any of the methods given in Clause 23 of IEC 60076-11:2004, with the following modification.

The load current shall be adjusted to correspond to load loss at rated converter current. The adjustment shall be carried out in accordance with Annex A and the equations in 7.6.3 for the equivalent current.

8 On load noise level with transducers and/or IPT

Whenever present, transducers and/or IPT are the main source of noise in converter transformers.

For both these devices, the noise generated is a function of the load currents and of system parameters outside the transformer itself.

On load noise measurements are either not possible or not representative of the operation conditions and there are no reliable methods to calculate the load noise level.

Table 1 – Connections and calculation factors

Connection number	Transformer connections		Valve connections	Pulse number	Commutation number	$\frac{U_{di}}{U_{v0}}$	Line side fundamental current factor ^a	Rated power ratio	Single way fundamental current factor ^b	Single way direct component factor ^b	Terminals to be short-circuited for short-circuit measurement			Guaranteed load losses	Guaranteed short-circuit impedance
	Line side	Valve side									A	B	C		
Single converter, single way connections															
5				6	3	$\frac{3}{\pi \times \sqrt{2}}$ (≈ 0,675)	$\frac{\sqrt{3}}{\pi \times \sqrt{2}}$ (≈ 0,390)	$2 \times \frac{\sqrt{2}}{2}$ (≈ 2 × 0,707)	$\frac{\sqrt{3}}{\pi \times 2\sqrt{2}}$ (≈ 0,195)	1/6 (≈ 0,167)	2U 2V 2W	3U 3V 3W		$\frac{(P_A + P_B)}{2}$	e_{XA} and e_{XB}
20				12	3	$\frac{3}{\pi \times \sqrt{2}}$ (≈ 0,675)	$2 \times \frac{\sqrt{3}}{\pi \times 2\sqrt{2}}$ (≈ 2 × 0,195)	$4 \times \frac{\sqrt{2}}{4}$ (≈ 4 × 0,353 6)	$\frac{\sqrt{3}}{\pi \times 4\sqrt{2}}$ (≈ 0,097 5)	1/12 (≈ 0,083)	A1 2U 2V 2W A2	B1 3U 3V 3W B2 5U 5V 5W		$\frac{(P_{A1} + P_{B1})}{2} + \frac{(P_{A2} + P_{B2})}{2}$	e_{XA1} and e_{XB1} e_{XA2} and e_{XB2}
Single converter, uniform double way connections															
8	8.1			6	3	$\frac{3 \times \sqrt{2}}{\pi}$ (≈ 1,350)	$\frac{\sqrt{6}}{\pi}$ (≈ 0,780)	1	$\frac{\sqrt{3}}{\pi \times \sqrt{2}}$ (≈ 0,390)	1/3 (≈ 0,333)	2U 2V 2W			P_A	e_{XA}
	8.2										2U+ 2V+ 2W+ + 2U- 2V- 2W-			P_A	e_{XA}
9	9.1			12	3	$\frac{3 \times \sqrt{2}}{\pi}$ (≈ 1,350)	$\frac{\sqrt{6}}{\pi}$ (≈ 0,780)	$2 \times 1/2$ (= 2 × 0,5)	-	-	2U 2V 2W	3U 3V 3W	2U 2V 2W and 3U 3V 3W	P_C	e_{XA} and e_{XB}

Connection number	Transformer connections		Valve connections	Pulse number	Commutati on number	$\frac{U_{dl}}{U_{v0}}$	Line side funda- mental current factor ^a	Rated power ratio	Single way funda- mental current factor ^b	Single way direct compo- nent factor ^b	Terminals to be short-circuited for short-circuit measurement			Guaran- teed load losses	Guaranteed short- circuit impedance
	Line side	Valve side									A	B	C		
9	9.2			12	3	$\frac{3 \times \sqrt{2}}{\pi}$ (≈ 1,350)	$\frac{\sqrt{6}}{\pi}$ (≈ 0,780)	$2 \times 1/2$ (=2×0,5)	$\frac{\sqrt{3}}{\pi \times 2\sqrt{2}}$ (≈ 0,195)	1/6 (≈ 0,167)	$2U+ 2V+ 2W+ + 2U- 2V- 2W- 3U+ 3V+ 3W+ + 3U- 3V- 3W-$	P_C	e_{xA} and e_{xB}		
10	10.1			12	3	$\frac{3 \times \sqrt{2}}{\pi}$ (≈ 1,350)	$2 \times \frac{\sqrt{3}}{\pi \times \sqrt{2}}$ (≈ 2 x 0,390)	1	-	-	$2U 2V 2W + 3U 3V 3W$	$P_A + P_B$	e_{xA} and e_{xB}		
		10.2			12	3	$\frac{6 \times \sqrt{2}}{\pi}$ (≈ 2,701)	$\frac{2 \times \sqrt{6}}{\pi}$ (≈ 1,559)	$2 \times 1/2$ (=2×0,5)	-	-	$2U+ 2V+ 2W+ + 2U- 2V- 2W- 3U+ 3V+ 3W+ + 3U- 3V- 3W-$	$P_A + P_B$	e_{xA} and e_{xB}	
12				12	3	$\frac{6 \times \sqrt{2}}{\pi}$ (≈ 2,701)	$\frac{2 \times \sqrt{6}}{\pi}$ (≈ 1,559)	$2 \times 1/2$ (=2×0,5)	-	-	$2U 2V 2W + 3U 3V 3W$	P_C	e_{xA} and e_{xB}		
13				12	3	$\frac{6 \times \sqrt{2}}{\pi}$ (≈ 2,701)	$\frac{2 \times \sqrt{6}}{\pi}$ (≈ 1,559)	1	-	-	$2U 2V 2W + 3U 3V 3W$	$P_A + P_B$	e_{xA} and e_{xB}		

^a refers to a transformer of voltage ratio 1 ^b refers to valve current

NOTE The number of connections shown in the table compared with the first edition of this standard have been reduced. The connections listed above are the commonly used ones.

Annex A (informative)

Determination of transformer service load loss at rated non-sinusoidal converter current from measurements with rated transformer current of fundamental frequency

A.1 General

Using the notations given in the list of symbols in 6.3, the following relations can be written for the winding loss.

$$\begin{aligned} P_{W1} &= R_W \times I_1^2 \times (1 + K_{WE} \times 1^x) \\ P_{W2} &= R_W \times I_2^2 \times (1 + K_{WE} \times 2^x) \\ &\vdots \\ P_{Wh} &= R_W \times I_h^2 \times (1 + K_{WE} \times h^x) \\ P_W &= R_W \times I_L^2 + R_W \times K_{WE} \times \sum_{h=1}^n I_h^2 \times h^x \end{aligned} \quad (A.1)$$

Consequently

$$\frac{P_W - R_W \times I_L^2}{P_{W1} - R_W \times I_1^2} = \sum_{h=1}^n \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^x \quad (A.2)$$

With $x = 2$ for windings, the enhancement factor is equal to

$$F_{WE} = \sum_{h=1}^n \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^2 \quad (A.3)$$

In high-current busbar connection systems, the loss will follow the same basic rule as for windings, but the exponent, x , is lower. With $x = 0,8$, the enhancement factor for connections is equal to

$$\frac{P_C - R_C \times I_L^2}{P_{C1} - R_C \times I_1^2} = \sum_{h=1}^n \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^{0,8} = F_{CE} \quad (A.4)$$

Based on other studies, the enhancement factor for the stray loss in structural parts is taken as equal to that of busbar systems.

$$F_{SE} = \frac{P_{SE}}{P_{SE1}} = F_{CE} \quad (A.5)$$

NOTE Subclause 9.1.2 (Losses and frequency) of IEC 61378-3: 2006, *Converter transformers – Part 3: Application guide* contains the explanation of the choice of $x = 2$ for windings and $x = 0,8$ for high current busbar and structural parts.

Further conventions of loss calculations:

- a) the winding loss P_{W1} is taken as the sum of the measured $I_1^2 \times R_W$ loss and the calculated eddy loss P_{WE1} .

$$P_{W1} = (I_1^2 \times R_W) + P_{WE1} \quad (\text{A.6})$$

- b) the sum of the eddy losses P_{CE1} from connections and the stray loss P_{SE1} in structural parts is equal to the measured total loss P_1 minus the winding loss P_{W1} according to a) and minus the measured $I_1^2 \times R_C$ loss of the connections.

$$P_{CE1} + P_{SE1} = P_1 - (P_{W1} + (I_1^2 \times R_C)) \quad (\text{A.7})$$

Total loss with distorted current:

$$P_N = I_{LN}^2 \times (R_W + R_C) + (F_{WE} \times P_{WE1}) + F_{CE} \times (P_{CE1} + P_{SE1}) \quad (\text{A.8})$$

All loss components in the above calculations are adjusted to the reference temperature (see 11.1.1 of IEC 60076-1:2011 and Clause 12 of IEC 60076-11:2004).

The respective components in the equations above shall be the sum of the values calculated for each winding separately.

The calculated eddy losses P_{WE1} in the windings together with the measured $I_1^2 \times R_W$ loss give an accurate value for the total winding loss P_{W1} .

The sum of stray loss from connections and structural parts $P_{CE1} + P_{SE1}$ can be derived with reasonable accuracy as the difference between the total measured loss P_1 minus the winding loss P_{W1} and minus the measured quantity $I_1^2 \times R_C$ of the d.c. loss of the connections.

A.2 Alternative method for calculation of the winding eddy loss enhancement factor

A more accurate estimate of the eddy loss enhancement factor for windings, F_{WE} described in A.1, can be made if the winding eddy loss components from axial and radial stray flux, P_{WEax1} and P_{WErad1} respectively, are known. These may be calculated at fundamental frequency using a finite element method of field analysis.

Since the distribution of the harmonic stray flux is the same as that of the flux at fundamental frequency in conventional windings consisting of individual strands, the following relationships may be derived.

Relation between strand dimensions and penetration depths:

$$X_{ah} = t \times \left(\frac{\mu_r \times \mu_0 \times \omega_1 \times h}{2 \times \rho} \right)^{0.5}$$

$$X_{rh} = S \times \left(\frac{\mu_r \times \mu_0 \times \omega_1 \times h}{2 \times \rho} \right)^{0.5}$$

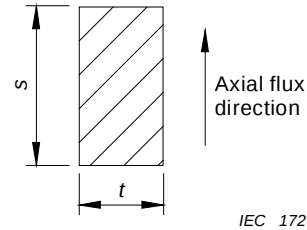


Figure A.1 – Cross-section of a winding strand

where

ω_1 is the pulse of fundamental frequency;

h is the harmonic order;

μ_0 is the permeability of vacuum;

μ_r is the relative permeability (for copper and aluminium $\mu_r = 1$).

The additional resistance, R_{ADh} , at frequency of order, $h \times \omega_1$, may be defined as

$$R_{ADh} = R_h - R_W \quad (\text{A.9})$$

where

R_h is the winding resistance at frequency, $h \times \omega_1$.

The increase of additional resistance R_{ADh} in relation to R_{AD1} fundamental frequency, is the same for all winding strands, regardless of the specific eddy loss of each strand and may be expressed as follows:

$$\frac{R_{ADh}}{R_{AD1}} = \frac{\Psi(X_h)}{\Psi(X_1)} \quad (\text{A.10})$$

where

$$\Psi(X_h) = 2X_h \times \frac{\sinh X_h - \sin X_h}{\cosh X_h + \cos X_h}.$$

Hence the expression for the winding enhancement factor F_{WE} may be expressed as:

$$F_{WE} = \frac{P_{WEax1}}{P_{WE1}} \times \sum_1^n \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times \frac{\Psi(X_{ah})}{\Psi(X_1)} + \frac{P_{WErad1}}{P_{WE1}} \times \sum_1^n \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times \frac{\Psi(X_{rh})}{\Psi(X_1)} \quad (\text{A.11})$$

For foil windings the winding enhancement factor may be taken as:

$$F_{WE} = \frac{P_{WEax1}}{P_{WE1}} \times \sum_1^n \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^2 + \frac{P_{WErad1}}{P_{WE1}} \times \sum_1^n \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^{0.5} \quad (\text{A.12})$$

Following examples A.3 to A.6 refer to oil filled transformers.

A.3 Example of the determination of transformer load loss under distorted current load

(Scheme as in Table 1, connection 5, magnetic coupling between valve windings practically 100 %, $p = 6$)

Converter rating	$U_{di} = 354 \text{ V}$
	$I_{dN} = 50\,000 \text{ A}$
With interphase transformer in common tank	
Transformer connection	Y y0y6
Transformer line winding voltage (kV)	30
Transformer valve winding voltage (kV)	$0,354 \times \frac{\pi \times \sqrt{2}}{3} = 0,524$
Rated transformer line current I_1 (A)	$50\,000 \times \frac{\sqrt{3}}{\pi \times \sqrt{2}} \times \frac{0,524}{30} = 340,6$
Rated transformer power S_R (kVA)	$\sqrt{3} \times 30 \times 340,6 = 17\,700$
Transformer valve winding power S_V (kVA)	$2 \times \frac{\sqrt{2}}{2} \times 17\,700 = 2 \times 12\,516$
Transformer valve winding rated current (A)	$2 \times \frac{12\,516}{\sqrt{3} \times 0,524} = 2 \times 13\,783$

Table A.1 – Specified harmonic currents and phase displacement in the valve windings

Harmonic order	Phase current in valve winding	Phase displacement between currents in valve windings	Calculated phase current in line winding
h	(A)	(°)	(A)
0	8 333,3	180	0,0
1	9 746,2	0	340,6
2	4 873,1	180	0,0
4	2 436,6	180	0,0
5	1 851,8	0	64,7
6	9,7	180	0,0
7	1 169,5	0	40,9
8	779,7	180	0,0
10	584,8	180	0,0
11	584,8	0	20,4
13	389,8	0	13,6
17	194,9	0	6,8
19	107,2	0	3,7
23	87,7	0	3,1
25	87,7	0	3,1

$$\sum_1^{25} \left(\frac{I_{hp}}{I_{1p}} \right)^2 = 1056 = \left(\frac{I_{PN}}{I_{1P}} \right)^2 \frac{I_{PN}}{I_{1P}} = 1028 \quad I_{PN} = 350 \text{ A}$$

$$\sum_0^{25} \left(\frac{I_{hv}}{I_{1v}} \right)^2 = 2,11 = \left(\frac{I_{SN}}{I_{1v}} \right)^2 \frac{I_{SN}}{I_{1v}} = 1453 \quad I_{SN} = 14\,157 \text{ A}$$

Magnetic effect of even harmonics practically offset each other in valve windings and the eddy loss enhancement factors for valve and line windings are the same (refer to Figure 3 in 6.5).

$$F_{WE} = \sum_1^{25} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^2 = 3,57$$

In this example we assume busbars are fully compensated and magnetic effect of even harmonics practically offset each other in valve winding connections

$$F_{CE} = \sum_1^{25} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^{0,8} = 1,24 \text{ and } F_{SE} = F_{CE}$$

Valve current

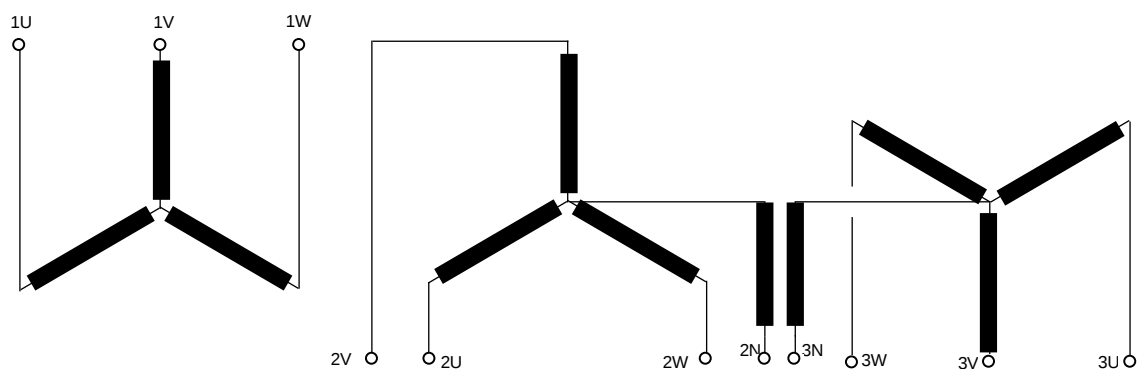
Direct component I_0 (A) $50\,000/6 = 8\,333,3$

Fundamental component I_{1v} (A) $50\,000 \times \frac{\sqrt{3}}{\pi \times 2\sqrt{2}} = 9\,746,2$

Measurements from test report in Table A.2.

Table A.2 – Resistance measurements at 20 °C winding temperature

Connected terminals (see Figure A.2)	Measured phase resistance	Corrected values at 75 °C Ω
1U – 1V – 1W	$\frac{1}{2} \times \frac{0,146\,8 + 0,146\,3 + 0,145\,7}{3} = 73,13 \times 10^{-3}$	$88,9 \times 10^{-3}$
2U – 2V – 2W	$\frac{1}{2} \times \frac{869 + 905 + 867}{3} \times 10^{-7} = 44,0 \times 10^{-6}$	$53,5 \times 10^{-6}$
3U – 3V – 3W	$\frac{1}{2} \times \frac{875 + 907 + 876}{3} \times 10^{-7} = 44,3 \times 10^{-6}$	$53,8 \times 10^{-6}$
n2 – 2N	$14,7 \times 10^{-6}$	$17,9 \times 10^{-6}$
n3 – 3N	$13,6 \times 10^{-6}$	$16,5 \times 10^{-6}$



IEC 1728/11

Figure A.2 – Terminal identification for winding connection Y y0y6

Measured load loss at 75 °C winding temperature, 50 Hz, and rated current $I_1 = 341$ A

$$P_1 = 124,3 \text{ kW}$$

I^2R loss at 75 °C and rated current for the transformer windings and connections

Primary 1U-1V-1W:	$I^2R = 3 \times 341^2 \times 88,9 \times 10^{-3} \times 10^{-3} =$	31,0 kW
----------------------	---	---------

Secondary 2U-2V-2W:	$I^2R = 3 \times 13\,783^2 \times 53,5 \times 10^{-6} \times 10^{-3} =$	30,5 kW
------------------------	---	---------

Secondary 3U-3V-3W:	$I^2R = 3 \times 13\,783^2 \times 53,8 \times 10^{-6} \times 10^{-3} =$	30,7 kW
------------------------	---	---------

Winding and connections	Σ	92,2 kW
-------------------------	----------	---------

Calculated eddy current loss at 75 °C		3,4 kW
---------------------------------------	--	--------

	Σ	95,6 kW
--	----------	---------

Transformer eddy loss in the connections plus stray loss in structural parts

$$= P_{CE1} + P_{SE1} = P_1 - (\Sigma I^2R + P_{WE1}) = 124,3 - 95,6 = 28,7 \text{ kW}$$

Total load loss of the converter transformer at distorted current (I_{PN} and I_{SN})

$$P_N = (1,056 \times 31) + (14\,157/13\,783)^2 \times (30,5 + 30,7) + (3,57 \times 3,4) + (1,24 \times 28,7)$$

$$= 145 \text{ kW.}$$

Load loss of the interphase transformer

$$I^2R = 25\,000^2 \times (17,9 + 16,5) \times 10^{-6} = 21,5 \text{ kW}$$

The converter load current represents a transformer load of the fundamental current plus the content of harmonics under all load conditions.

NOTE The two secondary valve windings per phase have close to 100 % magnetic coupling. Therefore, the eddy losses of all windings are based on six pulses (see 6.5).

A different design of transformer may have close to zero magnetic coupling between the secondary valve windings. Such a design would require a calculation of F_{WE} and F_{CE} based on three pulses for the secondary valve winding.

A.4 Example of the determination of transformer load loss under distorted current load

(Scheme as in Table 1, connection number 12, magnetic coupling between electrical valve windings practically 100 %, $p = 12$)

Converter rating	$U_{di} = 1\,580\text{ V}$
	$I_{dN} = 5\,200\text{ A}$
Transformer connection	D d0y1
With two six-pulse bridges connected in series secondary	
Transformer line winding voltage (kV)	6,3
Transformer valve winding voltage (kV)	$1580 \times \frac{\pi}{6 \times \sqrt{2}} = 0,585$
Rated transformer line current I_1 (A)	$5\,200 \times \frac{2 \times \sqrt{6}}{\pi} \times \frac{0,585}{6,3} = 753$
Rated transformer power S_R (kVA)	$\sqrt{3} \times 6,3 \times 753 = 8\,216$
Transformer valve winding power S_V (kVA)	$2 \times 0,5 \times 8\,216 = 2 \times 4108$
Transformer valve winding rated current (A)	$2 \times \frac{4108}{\sqrt{3} \times 0,585} = 2 \times 4\,054$

As the ratio between the LV windings turns numbers cannot equal exactly $\sqrt{3}$ then

Transformer rating	Primary	Secondary windings	
Rated power (kVA)	8 216	4 129	4 087
Rated system voltage (kV)	6,3	0,588	0,582
Rated transformer phase current (A)	$I_{1P} = 434,7$	$I_{1S} = 2\,341$	$I_{1S} = 4\,054$
Connection	D	d	y

Table A.3 – Specified harmonic currents and phase displacement in the line and valve windings

Harmonic order h	Phase current in delta valve winding (A)	Phase current in star valve winding (A)	Phase displacement between currents in valve windings (°)	Phase current in line winding (A)
1	2 340,8	4 054,4	0	434,7
5	444,8	770,3	180	13,8
7	280,9	486,5	180	8,7
11	140,4	243,3	0	26,1
13	93,6	162,2	0	17,4
17	46,8	81,1	180	0,9
19	25,7	44,6	180	0,5
23	21,1	36,5	0	3,9
25	21,1	36,5	0	3,9

$$\sum_1^{25} \left(\frac{I_{hp}}{I_{1p}} \right)^2 = 1007 = \left(\frac{I_{PN}}{I_{1P}} \right)^2$$

$$\frac{I_{PN}}{I_{1P}} = 1003,4 \quad I_{PN} = 755,5 \text{ A} = 436,2 \times \sqrt{3} \text{ A}$$

$$\sum_1^{25} \left(\frac{I_{hv}}{I_{1v}} \right)^2 = 1056 = \left(\frac{I_{SN}}{I_{1v}} \right)^2$$

$$\frac{I_{SN}}{I_{1v}} = 1028 \quad I_{SN} = 4 167,2 \text{ A} = 2 405,9 \times \sqrt{3} \text{ A}$$

Magnetic effect of harmonics 5, 7, 17 and 19 practically offset each other and the eddy loss enhancement factors for valve and line windings are the same (refer to Figure 3 in 6.5).

$$F_{WE} = \sum_1^{25} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^2 = 1,88$$

In this example we assume busbars are fully compensated and magnetic effect of harmonics 5, 7, 17 and 19 practically offset each other in valve winding connections

$$F_{CE} = \sum_1^{25} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^{0,8} = 1,045 \text{ and } F_{SE} = F_{CE}$$

Table A.4 – Measurements from test report

Connected terminals (see Figure A.3)	Measured phase resistance, corrected to value per phase at 21,5 °C	Corrected values at 75 °C Ω
1U – 1V – 1W	$1,5 \times 17,5 \times 10^{-3} = 26,3 \times 10^{-3}$	$31,7 \times 10^{-3}$
2U – 2V – 2W	$1,5 \times 0,374 \times 10^{-6} = 0,561 \times 10^{-6}$	$0,678 \times 10^{-6}$
3U – 3V – 3W	$0,5 \times 0,378 \times 10^{-6} = 0,189 \times 10^{-6}$	$0,228 \times 10^{-6}$

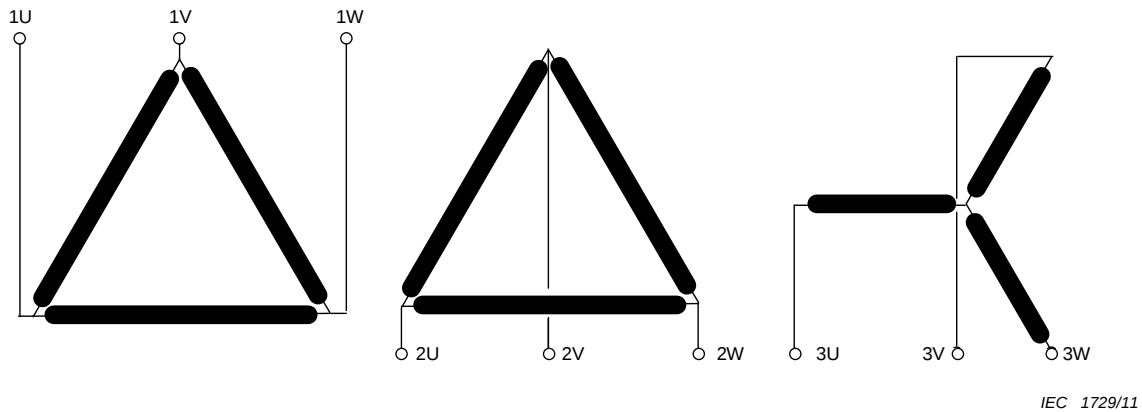


Figure A.3 – Terminal identification for winding connection D d0y1

Measured load loss at 75 °C, 50 Hz, and rated current $I_{1P} = 434,7$ A and $I_{1S} = 2\,341$ A or 4 054 A

$$P_1 = 49,77 \text{ kW}$$

$$\text{Primary } 1U-1V-1W: \quad I^2R = 3 \times 434,7^2 \times 31,7 \times 10^{-3} \times 10^{-3} = 17,97 \text{ kW}$$

$$\text{Secondary } 2U-2V-2W: \quad I^2R = 3 \times 2\,341^2 \times 0,678 \times 10^{-6} \times 10^{-3} = 11,15 \text{ kW}$$

$$\text{Secondary } 3U-3V-3W: \quad I^2R = 3 \times 4\,054^2 \times 0,228 \times 10^{-6} \times 10^{-3} = 11,24 \text{ kW}$$

$$\text{Winding and connections} \quad \Sigma \quad 40,36 \text{ kW}$$

$$\text{Calculated eddy current loss at 75 °C} \quad 1,39 \text{ kW}$$

$$\Sigma \quad 41,75 \text{ kW}$$

Transformer eddy loss in the connections plus stray loss in structural parts

$$P_{CE1} + P_{SE1} = P_1 - \left(\sum I^2R + P_{WE1} \right) = 49,77 - 41,75 = 8,02 \text{ kW}$$

Total loss of the converter transformer at distorted current (I_{PN} and I_{SN})

$$P_N = (1,007 \times 17,97) + (1,056 \times (11,15 + 11,24)) + (1,88 \times 1,39) + (1,045 \times 8,02)$$

$$= 52,7 \text{ kW.}$$

NOTE The two secondary valve windings per phase have close to 100 % magnetic coupling. Therefore, the eddy losses of all windings are based on twelve pulses (see 6.5).

A different design of transformer may have close to zero magnetic coupling between the secondary valve windings. Such a design would require a calculation of F_{WE} and F_{CE} based on six pulses for the secondary valve winding.

A.5 Example of the determination of transformer load loss under distorted current load. Multi-active parts in a same tank: bridge case

(Scheme as in Table 1, connection number 10.2, magnetic coupling between electrical valve windings practically 0 %, $p = 12$)

Rectifier transformer combination with in the same tank:

- 1 regulating autotransformer;
- 2 rectifier transformers, 2 primary windings star and delta connected, 2 secondary windings delta connected;
- 12 transducers.

for contribution of $U_{di} = 1\,792 \text{ V d.c. no load (1\,600 V d.c. on load)}$, $I_{dN} = 55 \text{ kA d.c. in supplying an aluminium potline. Supply voltage 132 kV.}$

Transducer rating:

Number:	12
Commanded voltage regulation:	50 V d.c.
Current:	valve current

Valve current: Ideal wave form $c = T/3$

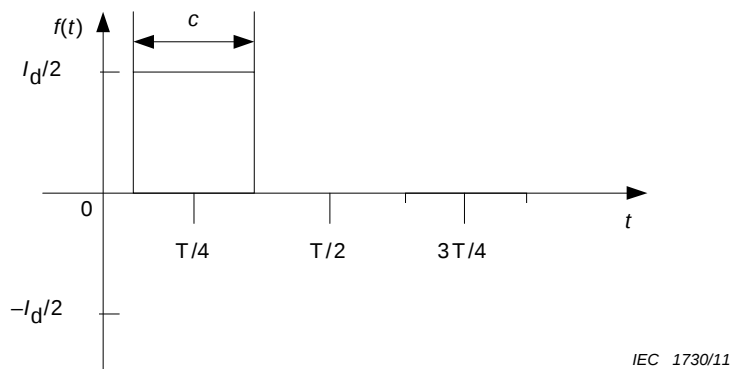


Figure A.4 – Valve current DB connection rectangular shape positive shape

Table A.5 – Resulting current harmonics

Harmonic order h	Current in valve line (A)	Harmonic order h	Current in valve line (A)
0	9 166,7	8	857,7
1	10 720,8	10	643,2
2	5 360,4	11	643,2
3	53,6	13	428,8
4	2 680,2	17	214,4
5	2 037,0	19	117,9
6	10,7	23	96,5
7	1 286,5	25	96,5

- continuous componen = 55 000 / 6
= 9 166,7 A
- rms fundamental component =
 $55\,000 \times \frac{\sqrt{3}}{\pi \times 2\sqrt{2}} = 10\,720,8\text{ A}$
 $\sum_0^{25} \left(\frac{I_{hv}}{I_{1v}} \right)^2 = 2,110\,0$
- $I_{VN} = \left(\sum_0^{25} I_h^2 \right)^{0,5}$ total rms = 15 573 A
- total rms (rectangular wave) = 15 877 A
- $F_{CE} = F_{SE} = \sum_1^{25} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^{0,8} = 1,924\,6$

Rectifier transformers rating:

Number	2
Primary voltage:	50 kV
Secondary voltage ($U_{V0} = 1\,792/1,35\text{ V}$):	1 327 V
Rated line side current ($I_1 = 55\,000 \times 0,390 \times 1\,327/50\,000$):	569 A
Rated primary power:	49,3 MVA
Rated secondary power: ($\frac{S_{1S}}{S_R} : 1$)	49,3 MVA
Rated valve side current:	21 442 A

Valve side current: Ideal wave form $c = T/3$

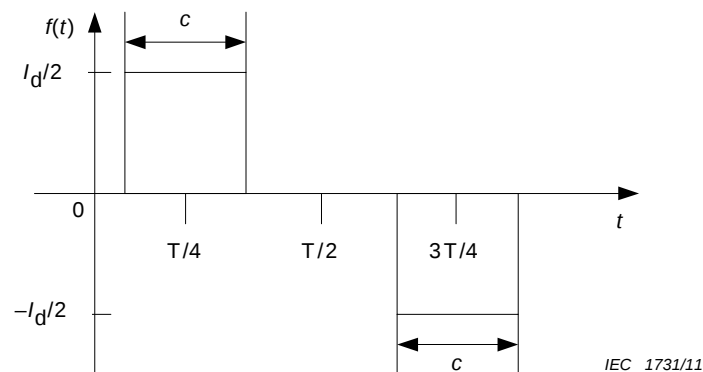


Figure A.5 – Valve current DB connection rectangular shape positive and negative shape

Table A.6 – Resulting current harmonics

Harmonic order h	Phase current in valve winding (A)	Phase current in line winding (A)
1	21 441,7	569,0
2	64,3	1,7
3	107,2	2,8
4	64,3	1,7
5	4 073,9	108,1
6	21,4	0,6
7	2 573,0	68,3
11	1 286,5	34,1
13	857,7	22,8
17	428,8	11,4
19	235,9	6,3
23	193,0	5,1
25	193,0	5,1

- $\sum_1^{25} \left(\frac{I_{hv}}{I_{1v}} \right)^2 = \sum_1^{25} \left(\frac{I_{hL}}{I_{1L}} \right)^2 = 1,056\ 4$
- $I_{SN} = \left(\sum_1^{25} I_{Sh}^2 \right)^{0,5} \text{ total rms} = 22\ 038\ \text{A}$
- $I_{PN} = \left(\sum_1^{25} I_{Ph}^2 \right)^{0,5} \text{ total rms} = 585\ \text{A}$
- $F_{WE} = \sum_1^{25} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^2 = 3,567\ 3$
- $F_{CE} = F_{SE} = \sum_1^{25} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^{0,8} = 1,243\ 4$

Regulating autotransformer rating:

Number:	1
Secondary rated voltage:	50 kV
Secondary rated current:	1 138 A (2 × 569 A)
Rated power:	98,6 MVA
Primary rated voltage:	132 kV
Primary rated current:	431 A

Table A.7 – Resulting current harmonics

Harmonic order h	Phase current in valve side winding (A)	Phase current in line winding (A)
1	1 138,1	431,1
2	3,4	1,3
3	5,7	2,2
4	3,4	1,3
5	45,5	17,2
6	1,1	0,4
7	25,0	9,5
11	56,9	21,6
13	45,5	17,2
17	22,8	8,6
19	11,4	4,3
23	10,2	3,9
25	10,2	3,9

- $\sum_{1}^{25} \left(\frac{I_{hv}}{I_{1v}} \right)^2 = \sum_{1}^{25} \left(\frac{I_{hL}}{I_{1L}} \right)^2 = 1,006 \ 9$
- $I_{SN} = \left(\sum_{1}^{25} I_{Sh}^2 \right)^{0,5} \text{ total rms} = 1 \ 142 \text{ A}$
- $I_{PN} = \left(\sum_{1}^{25} I_{Ph}^2 \right)^{0,5} \text{ total rms} = 433 \text{ A}$
- $F_{WE} = \sum_{1}^{25} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^2 = 1,882 \ 2$
- $F_{CE} = F_{SE} = \sum_{1}^{25} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^{0,8} = 1,044 \ 6$

Tertiary rated voltage:	20 kV
Tertiary current:	
- rms total:	946,6 A
- rms fundamental component:	923,8 A
- rms harmonic component 3:	184,8 A
- rms harmonic component 5:	92,4 A
Rated tertiary power:	32 MVA

Table A.8 – Detailed transformer load losses at rated tap position, with tertiary unloaded

	Sinusoidal 50 Hz kW	Measured (M) Calculated (C) Estimated (E)	Enhancement factor	Under distorted current kW
Rated secondary current Fundamental (A)	$2 \times 21\,442$			
	Autotransformer			
Windings I^2R loss (1)	291,5	(M)	1,006 9	293,5
Eddy current loss	49,5	(M) and (C)	1,882 2	93,5
Connections I^2R loss	Included in (1)			Included in (1)
Connections eddy current loss	Included in (2)			Included in (2)
Stray loss in structural parts and tank (2)	11	(M) and (C)	1,044 6	11,5
Loss in magnetic core	43	(M)		43
	Rectifier transformers			
Windings I^2R loss	437	(M) and (C)	1,056 4	461,5
Windings eddy current loss	15,5	(M) and (C)	3,567 3	55,5
Connections I^2R loss	15,5	(M) and (C)	1,056 4	16,5
Connections eddy current loss	4	(M) and (C)	1,243 4	5
Stray loss in structural parts and tank	35	(M) and (C)	1,243 4	43,5
Loss in magnetic cores	39	(M)		39
	Transductors			
SR core loss (saturated)	Not applicable	(E)		7
SR core loss (desaturated)	Not applicable	(E)		65
High current circuit I^2R loss	8,5	(M) and (C)	2,110 0	18
High current circuit eddy current loss	2,5	(M) and (C)	1,924 6	4,5
Total (not including SR cores loss)	952			1 085
Total (SR core saturated)	Not applicable			1 092
Total (SR core desaturated)	Not applicable			1 150
(M) and (C) means a global value is measured and then partial values are separated through calculation. For example: LV winding resistances between terminal ends are measured. Separation between LV coil, LV connections and transductor bars resistances is obtained through calculation.				

A.6 Example of the determination of transformer load loss under distorted current load. Multi-active parts in a same tank: inter-phase case

(Scheme as in Table 1, connection number 20, magnetic coupling between electrical valve windings practically 100 %, $p = 12$)

Rectifier transformer combination within the same tank:

- 1 regulating autotransformer;
- 1 rectifier transformer, double tier design with intermediate yoke, 2 primary windings star and delta connected, 2 double star secondary windings;
- 2 inter-phase transformers;
- 12 transductors;

for contribution of $U_{di} = 518$ V d.c., $I_{dN} = 85$ kA d.c. in supplying a chlorine electrolysis process.
Supply voltage 17,5 kV.

Transducers rating:

Number: 12
Commanded voltage regulation: 18 V d.c.
Current: valve current

Valve current: Ideal wave form $c = T/3$

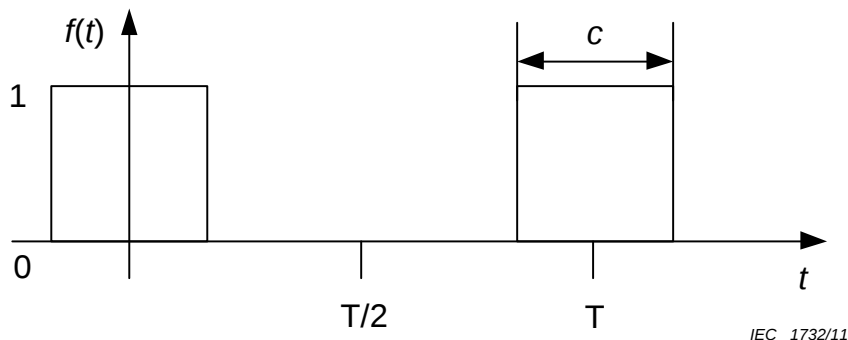


Figure A.6 – Valve current DSS connection rectangular shape

Table A.9 – Resulting current harmonics

Harmonic order h	Current in valve line (A)	Harmonic order h	Current in valve line (A)
0	7 083,3	8	662,7
1	8 284,3	10	497,1
2	4 142,1	11	497,1
3	41,4	13	331,4
4	2 071,1	17	165,7
5	1 574,0	19	91,1
6	8,3	23	74,6
7	994,1	25	74,6

- continuous component = $85\,000 / 12 = 7\,083,3$ A
- rms fundamental component = $85\,000 \times \frac{\sqrt{3}}{\pi \times 4\sqrt{2}} = 8\,284,3$ A
- $\sum_{1}^{25} \left(\frac{I_{hv}}{I_{1v}} \right)^2 = 2,110\,0$
- $I_{VN} = \left(\sum_{0}^{25} I_h^2 \right)^{0,5}$ total rms = 12 034 A
- total rms (rectangular wave) = 12 269 A
- $F_{CE} = F_{SE} = \sum_{1}^{25} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^{0,8} = 1,924\,6$

Interphase transformer rating:

Number:	2
Voltage:	$2 \times 190 \text{ V d.c.}$
Current:	$2 \times 21\,250 \text{ A}$

Rectifier transformer rating:

Number	1
Primary voltage:	$2 \times 21,3 \text{ kV}$
Secondary voltage ($U_{V0} = 518/0,675 \text{ V}$)	$2 \times 2 \times 443 \times \sqrt{3} \text{ V}$
Rated line side current	
($I_1 = 2 \times 85\,000 \times 0,195 \times 443 \sqrt{3} / 21\,300$)	$2 \times 597 \text{ A}$
Rated primary power:	$2 \times 22 \text{ MVA}$
Rated secondary power: ($\frac{S_{1S}}{S_R} : 2 \times 0,707$)	$2 \times 2 \times 15,6 \text{ MVA}$
Rated valve side current:	$2 \times 2 \times 11\,716 \text{ A}$

Table A.10 – Specified harmonic currents and phase displacement in the line and valve windings

Harmonic order	Phase current in valve winding	Phase displacement between currents in valve windings (°)	Phase current in line winding
h	(A)	(°)	(A)
0	7 083,3	180,0	0,0
1	8 284,3	0,0	596,7
2	4 142,1	180,0	1,8
3	41,4	0,0	3,0
4	2 071,1	180,0	1,8
5	1 574,0	0,0	113,4
6	8,3	0,0	0,6
7	994,1	0,0	71,6
8	662,7	180,0	0,0
10	497,1	180,0	0,0
11	497,1	0,0	35,8
13	331,4	0,0	23,9
17	165,7	0,0	11,9
19	91,1	0,0	6,6
23	74,6	0,0	5,4
25	74,6	0,0	5,4

$$\bullet \sum_0^{25} \left(\frac{I_{hv}}{I_{1v}} \right)^2 = 2,110\,0$$

$$\bullet I_{SN} = \left(\sum_0^{25} I_{Sh}^2 \right)^{0,5}$$

$$\text{total rms} = 2 \times 2 \times 12\,034 \text{ A}$$

- (rectangular wave)

$$\begin{aligned} \text{total rms} &= 2 \times 2 \times 12\,269 \text{ A} \\ \bullet \quad \sum_1^{25} \left(\frac{I_{hL}}{I_{1L}} \right)^2 &= 1,056\,4 \\ \bullet \quad I_{PN} &= \left(\sum_1^{25} I_{Ph}^2 \right)^{0,5} \\ \text{total rms} &= 2 \times 613 \text{ A} \end{aligned}$$

Magnetic effect of even harmonics practically offset each other in valve windings and the eddy loss enhancement factors for valve and line windings are the same (refer to Figure 3 in 6.5).

$$\bullet \quad F_{WE} = \sum_1^{25} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^2 = 3,567\,3$$

In this example we assume busbars are fully compensated and magnetic effect of even harmonics practically offset each other in valve winding connections

$$\bullet \quad F_{CE} = \sum_1^{25} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^{0,8} = 1,243\,4 \text{ and } F_{SE} = F_{CE}$$

Regulating autotransformer rating:

Number:	1
Secondary rated voltage:	21,3 kV
Secondary rated current:	1 194 A (2 × 597 A)
Rated power:	44 MVA
Primary rated voltage:	17,5 kV
Primary rated current:	1 453 A

Table A.11 – Resulting current harmonics

Harmonic order	Phase current in valve side winding	Phase current in line winding
h	(A)	(A)
1	1 193,5	1 452,6
2	3,6	4,4
3	6,0	7,3
4	3,6	4,4
5	47,7	58,1
6	1,2	1,5
7	26,3	32,0
11	59,7	72,6
13	47,7	58,1
17	23,9	29,1
19	11,9	14,5
23	10,7	13,1
25	10,7	13,1

$$\begin{aligned} \bullet \quad \sum_1^{25} \left(\frac{I_{hv}}{I_{1v}} \right)^2 &= \sum_1^{25} \left(\frac{I_{hL}}{I_{1L}} \right)^2 = 1,006\,9 \\ \bullet \quad I_{SN} &= \left(\sum_1^{25} I_{Sh}^2 \right)^{0,5} \text{ total rms} = 1\,198 \text{ A} \\ \bullet \quad I_{PN} &= \left(\sum_1^{25} I_{Ph}^2 \right)^{0,5} \text{ total rms} = 1\,458 \text{ A} \\ \bullet \quad F_{WE} &= \sum_1^{25} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^2 = 1,882\,2 \\ \bullet \quad F_{CE} &= F_{SE} = \sum_1^{25} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^{0,8} = 1,044\,6 \end{aligned}$$

**Table A.12 – Detailed transformer load losses
at rated tap position, with tertiary unloaded**

	Sinusoidal 50 Hz kW	Measured (M) Calculated (C) Estimated (E)	Enhancement factor	Under distorted current kW
Rated secondary current Fundamental (A)	$2 \times 2 \times 8\,284$			
	Autotransformer			
Windings I^2R loss (1)	73	(M)	1,006 9	73,5
Eddy current loss	4	(M) and (C)	1,882 2	7,5
Connections I^2R loss	Included in (1)			Included in (1)
Connections Eddy current loss	Included in (2)			Included in (2)
Stray loss in structural parts and tank (2)	4	(M) and (C)	1,044 6	4,5
Loss in magnetic core	18,5	(M)		18,5
	Rectifier transformers			
LV Windings I^2R loss	122,5	(M) and (C)	1,056 4	129,5
LV Windings Eddy current loss	11	(M) and (C)	3,567 3	39,5
LV Connections I^2R loss	37,5	(M) and (C)	1,056 4	39,5
LV Connections Eddy current loss	10,5	(M) and (C)	1,243 4	13
HV Windings I^2R loss (4)	68,5	(M) and (C)	1,056 4	72,5
HV Windings Eddy current loss	10	(M) and (C)	3,567 3	35,5
HV Connections I^2R loss	Included in (4)			
HV Connections Eddy current loss	Included in (5)			
Stray loss in structural parts and tank (5)	8	(M) and (C)	1,924 6	15,5
Loss in magnetic cores	36	(M) and (C)		36
	Transductors			
Transductor core loss (saturated)	Not applicable	Estimated		6
Transductor core loss (desaturated)	Not applicable	Estimated		50
High current circuit I^2R loss	30	(M) and (C)	1,056 4	32
High current circuit Eddy current loss	3,5	(M) and (C)	1,924 6	7
	Interphase transformers			
I^2R loss	72	Calculated		72
Iron loss	12	Calculated		12
Total (not including SR cores loss)	521			608
Total (SR core saturated)	Not applicable			614
Total (SR core desaturated)	Not applicable			658
(M) and (C) means a global value is measured and then partial values are separated through calculation.				
For example: LV winding resistances between terminal ends are measured. Separation between LV coil, LV connections and transductor bars resistances is obtained through calculation.				

Annex B (informative)

Short-circuit test currents and load losses in transformers for single-way converters (total loss injection)

For a single-way connection of a converter, the relationship between the primary current and the secondary load current per phase is

$$I_P = I_S \times \sqrt{2} \quad (\text{phase ratio } 1:1) \quad (\text{B.1})$$

During the load loss test, the following relationship is true:

$$I_{PT} = 2 \times I_{ST} \quad (\text{B.2})$$

Accordingly, the primary current is increased by a factor of $\sqrt{2}$ during the test.

In order to supply the total winding losses P_W during load loss tests, it is necessary to increase the primary test current I_{PT} by I_{PT} / I_P .

where

$$\left(\frac{I_{PT}}{I_P} \right)^2 \times \left(P_{WP} + \frac{P_{WS}}{2} \right) = P_W \quad (\text{B.3})$$

or

$$\frac{I_{PT}}{I_P} = \left(\frac{2P_W}{2P_{WP} + P_{WS}} \right)^{0,5} \quad (\text{B.4})$$

including the no-load loss P_0 , the total current increase becomes

$$\frac{I_{PT}}{I_P} = \left(1 + \frac{P_0}{P_W} \right)^{0,5} \times \left(\frac{2P_W}{2P_{WP} + P_{WS}} \right)^{0,5} \quad (\text{B.5})$$

For a test case, the following relations may be used:

$$P_{WP} \approx \frac{1}{3}P_W; P_{WS} \approx \frac{2}{3}P_W; P_0 \approx 0,15P_W \quad (\text{B.6})$$

which gives

$$\frac{I_{PT}}{I_P} = \left(1,15 \times \frac{6}{4} \right)^{0,5} \approx 1,3 \quad (\text{B.7})$$

This test current will give 30 % current overload of the primary winding. Thermal consequences during the test should be taken into consideration.

Annex C (informative)

Current sharing measurement in high current valve windings

C.1 General

High current valve windings are generally made of several coils connected in parallel.

Due to the different magnetic coupling among the single coils, these windings could be subject to a significant uneven current distribution among the various coils. This distribution is a function of both the transformer design and phase relationship among the current harmonics injected in the valve windings.

Such current distributions can be computed by means of electromagnetic simulations and tests are performed only to validate these simulations.

The measurement of these distributions is a special test which needs to be planned and agreed upon before placing the order. The measurements are carried out at rated frequency on one phase per valve winding.

C.2 Current sharing measurement methodology

Current sensors like Rogowsky coils connected to digital multimeters can be used to perform the current sharing measurement.

The measurement has to simulate the winding behaviour for current harmonics injected in valve windings in phase and, if present, in opposition.

The measurement can be done at reduced current (in the range of 10 % the rated current) on the converter transformer active part out of the tank.

The use of two current probes is recommended. The first probe remains fixed on the first coil terminal during all the measurement and it will act as reference current value, while the other probe will be the measuring probe. Current measured values by the second probe will be normalized by reference to the first one to reduce errors due to possible feeding circuit fluctuations (see figure below).

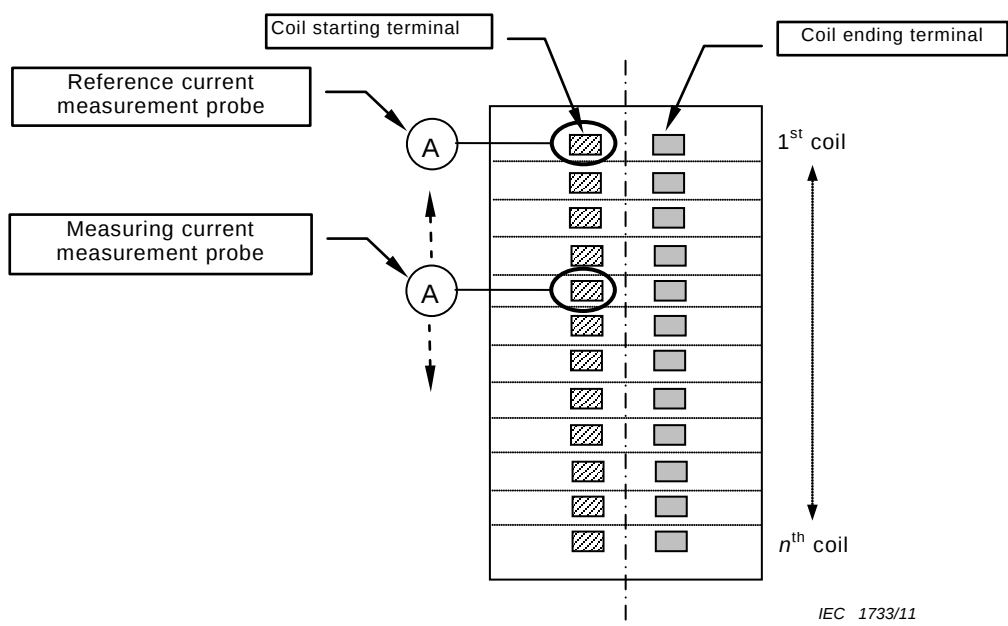


Figure C.1 – Example of valve high current winding and measurement equipment disposition

C.3 In-phase harmonics distribution measurement

- The measurement is performed feeding the voltage to the line windings with the valve winding(s) short circuited.
- Refer each measure to the value of the average current per coil, i.e. the value of total injected phase current divided by the number of parallel coils.
- Build the diagram of the current distribution.

C.4 In-opposition harmonics distribution measurement

This measurement applies to configurations where more than one valve winding is wound on the same core limb and they are not magnetically decoupled.

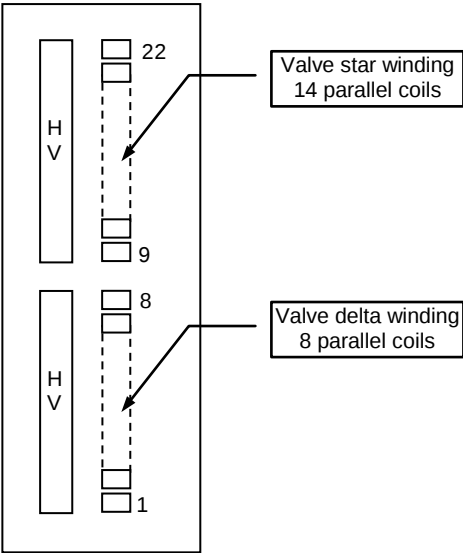
- The measurement is performed, feeding the voltage to one valve winding while the other valve winding(s) remain short circuited and the line winding terminals are left open (however if the line winding is made of more than one coil, then these coils shall be fully connected).
- Refer each measure to the value of the average current per coil, i.e. the value of total injected phase current divided by the number of parallel coils.
- Build the diagram of the current distribution.

C.5 Example of in-phase and in-opposition harmonic current distribution measurement

Transformer data

Converter type	12 pulses double bridge	
Type of valves	Tyristors	
Rated power line / valve star / valve delta	81,45/40,52/40,93	MVA

Rated voltage line / valve star / valve delta	132 / 1,0 / 1,01	kV
Rated current line / valve star / valve delta	177,23+179,01 / 23 394 / 23 396	A
Vectorial coil	Yy0 – Yd1	
Rated frequency	50	Hz
Core type	3 phase 3 limbs – no intermediate yoke	
No. of parallel coils of valve star winding:	14	
No. of parallel coils of valve delta winding:	8	



IEC 1734/11

Figure C.2 – Transformer windings arrangement

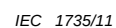
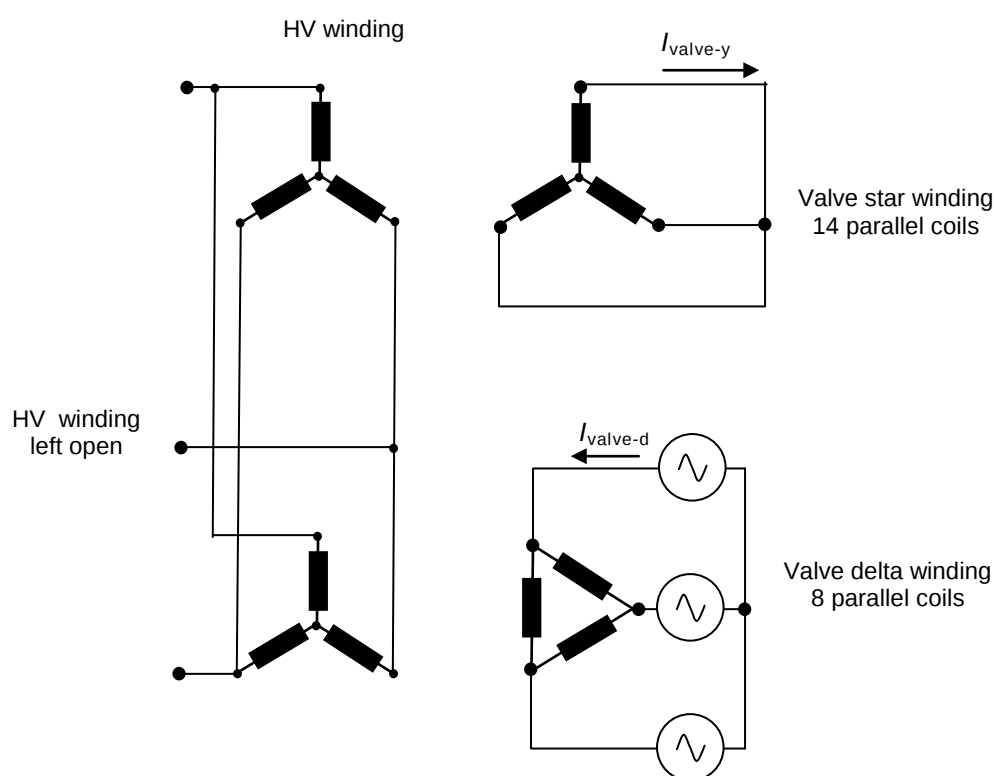


Figure C.3 – Measurement circuit for the in-phase measurement



IEC 1736/11

Figure C.4 – Measurement circuit for the in-opposition measurement

Measurement results compared with f.e.m. simulation

Table C.1 shows the results of the two measurements and the comparison with the simulations made by finite element method software.

Current distribution in phase:

valve star line current $I_{\text{valve-y}} = 1\,550,8\text{ A}$ valve star average current per coil = 110,8 A

valve delta line current $I_{\text{valve-d}} = 1\,527,5\text{ A}$ valve delta average current per coil = 110,2 A

line total injected current: $I_{\text{line}} = 23,4\text{ A}$

Table C.1 – Measurements and comparison with the simulations made by finite element method software for the in-phase current distribution

	Coil No.	Measurement		F.E.M. Simulation	E % Simulation versus measurement
		(A)	(p.u.)	(p.u.)	(%)
Star winding	22	157,5	1,422	1,395	–1,9 %
	21	86,6	0,782	0,789	0,9 %
	20	100,4	0,907	0,947	4,5 %
	19	102,4	0,925	0,948	2,5 %
	18	102,4	0,925	0,968	4,7 %
	17	106,3	0,960	0,977	1,8 %
	16	110,5	0,998	0,982	–1,6 %
	15	110,5	0,998	0,983	–1,5 %
	14	108,6	0,981	0,978	–0,3 %
	13	106,7	0,963	0,970	0,7 %
	12	106,7	0,963	0,951	–1,3 %
	11	102	0,921	0,949	3,0 %
	10	94,1	0,850	0,796	–6,3 %
	9	155,8	1,407	1,366	–2,9 %
Delta winding	8	128	1,161	1,151	–0,9 %
	7	97,9	0,888	0,885	–0,3 %
	6	108	0,980	0,981	0,1 %
	5	108	0,980	0,983	0,3 %
	4	108	0,980	0,983	0,3 %
	3	106	0,962	0,981	2,0 %
	2	98	0,889	0,884	–0,6 %
	1	128	1,161	1,150	–1,0 %

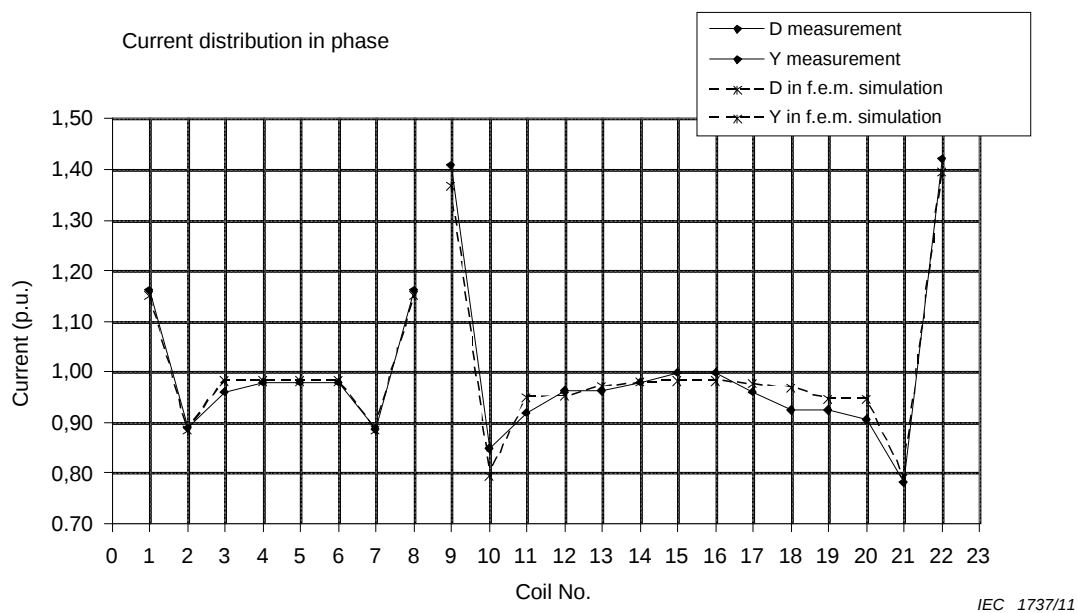


Figure C.5 – Measurements and comparison with the simulations made by finite element method software for the in-phase current distribution

Current distribution in opposition:

valve star line current $I_{\text{valve-y}} = 1\,562,7\text{ A}$ valve star average current per coil = 111,6 A

valve delta line current $I_{\text{valve-d}} = 1\,536,2\text{ A}$ valve delta average current per coil = 110,9 A

line total injected current: $I_{\text{line}} = 0\text{ A}$ – Circuit open

Table C.2 – Measurements and comparison with the simulations made by finite element method software for the in-opposition current distribution

	Coil No.	Measurement		F.E.M. Simulation	E % Simulation versus measurement
		(A)	(p.u.)	(p.u.)	(%)
Star winding	22	150	1,344	1,262	–6,1 %
	21	80,7	0,723	0,710	–1,8 %
	20	90,5	0,811	0,858	5,8 %
	19	92,5	0,829	0,859	3,7 %
	18	92,5	0,829	0,881	6,3 %
	17	96,4	0,864	0,894	3,5 %
	16	98	0,878	0,904	3,0 %
	15	98	0,878	0,913	4,0 %
	14	100	0,896	0,921	2,8 %
	13	102	0,914	0,932	2,0 %
	12	108,2	0,969	0,933	–3,7 %
	11	112	1,003	0,998	–0,5 %
	10	94	0,842	0,805	–4,4 %
	9	247,9	2,221	2,131	–4,0 %
Delta winding	8	186,9	1,686	1,634	–3,1 %
	7	92	0,830	0,850	2,4 %
	6	106	0,956	0,957	0,1 %
	5	98	0,884	0,917	3,7 %
	4	98	0,884	0,905	2,4 %
	3	98	0,884	0,894	1,1 %
	2	88	0,794	0,802	1,0 %
	1	120	1,082	1,042	–3,7 %

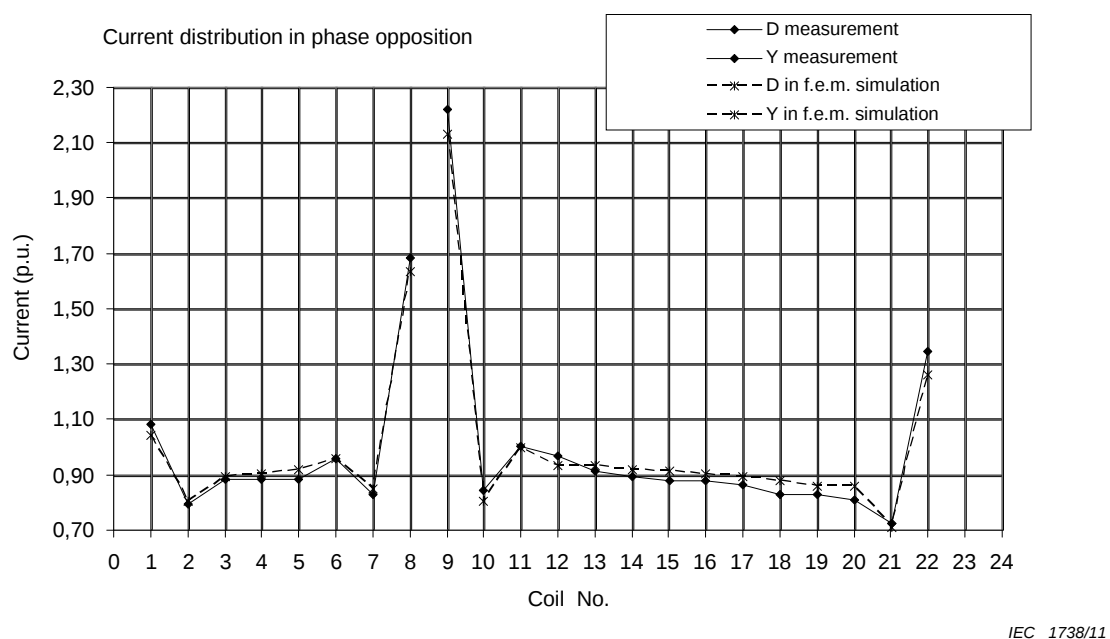


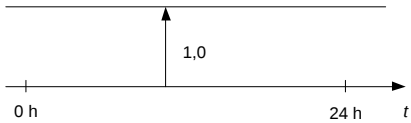
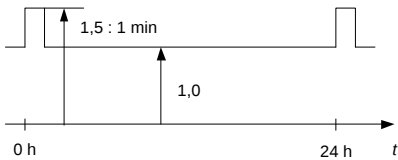
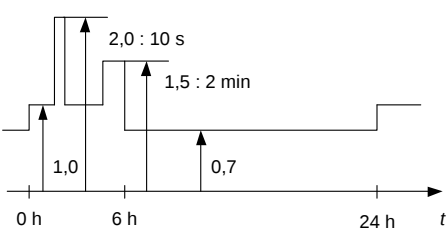
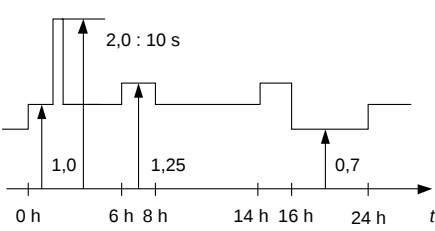
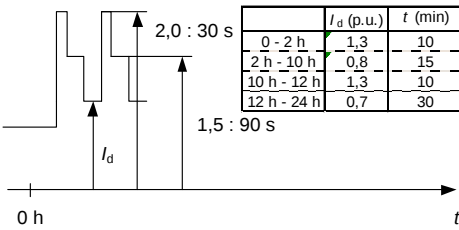
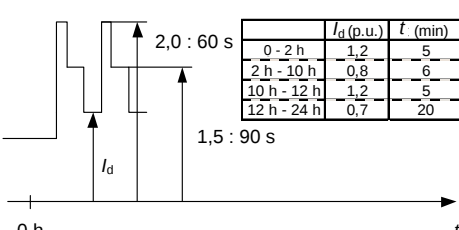
Figure C.6 – Measurements and comparison with the simulations made by finite element method software for the in-opposition current distribution

Annex D (informative)

Examples of duty cycles

Table D.1 below lists several examples of duty cycles for different applications.

Table D.1 – Examples of duty cycles for different applications

Duty class	Rated current		Examples of load cycles															
I	1,0 p.u. continuously	Electrochemical processes																
II	1,0 p.u. continuously 1,5 p.u. for 1 min	Electrochemical processes																
III	1,0 p.u. continuously 1,5 p.u. for 2 min 2,0 p.u. for 10 s	Light industrial and light traction substation service																
IV	1,0 p.u. continuously 1,25 p.u. for 2 h 2,0 p.u. for 10 s	Industrial service and heavy duty																
V	1,0 p.u. continuously 1,5 p.u. for 2 h 2,0 p.u. for 1 min	Medium traction substation and mining	 <table><tr><th></th><th>I_d (p.u.)</th><th>t (min)</th></tr><tr><td>0 - 2 h</td><td>1,3</td><td>10</td></tr><tr><td>2 h - 10 h</td><td>0,8</td><td>15</td></tr><tr><td>10 h - 12 h</td><td>1,3</td><td>10</td></tr><tr><td>12 h - 24 h</td><td>0,7</td><td>30</td></tr></table>		I_d (p.u.)	t (min)	0 - 2 h	1,3	10	2 h - 10 h	0,8	15	10 h - 12 h	1,3	10	12 h - 24 h	0,7	30
	I_d (p.u.)	t (min)																
0 - 2 h	1,3	10																
2 h - 10 h	0,8	15																
10 h - 12 h	1,3	10																
12 h - 24 h	0,7	30																
VI	1,0 p.u. continuously 1,5 p.u. for 2 h 3,0 p.u. for 1 min	Heavy traction substation	 <table><tr><th></th><th>I_d (p.u.)</th><th>t (min)</th></tr><tr><td>0 - 2 h</td><td>1,2</td><td>5</td></tr><tr><td>2 h - 10 h</td><td>0,8</td><td>6</td></tr><tr><td>10 h - 12 h</td><td>1,2</td><td>5</td></tr><tr><td>12 h - 24 h</td><td>0,7</td><td>20</td></tr></table>		I_d (p.u.)	t (min)	0 - 2 h	1,2	5	2 h - 10 h	0,8	6	10 h - 12 h	1,2	5	12 h - 24 h	0,7	20
	I_d (p.u.)	t (min)																
0 - 2 h	1,2	5																
2 h - 10 h	0,8	6																
10 h - 12 h	1,2	5																
12 h - 24 h	0,7	20																

Annex E (informative)

Guidelines for design review

E.1 General

This annex is applicable provided that an agreement between purchaser and manufacturer is reached before placing the order.

A design review is an exercise to ensure that there is a common understanding of the applicable standards and specification requirements, and to provide an opportunity to scrutinize the design to ensure the requirements will be met, using the manufacturer's proven materials and methodology.

It is the responsibility of the customer to ensure he or she has sufficient expertise to understand, and evaluate the design. The design review does not supersede the responsibility for the adequacy of the design, or the design limits, which must remain with the manufacturer. Deficiencies which are identified shall be corrected. However, any changes which are a "betterment" to the design shall be subject to commercial resolution between the purchaser and manufacturer.

Information sharing is essential for an effective design review. At the same time, the manufacturer has a legitimate right to protect its know-how. Therefore it is considered essential that the discussions and information exchanged during the design review process be kept confidential.

Design review of rectifier transformer shall be carried with the documents listed in E.2 clearly available.

E.2 Main transformer specifications verification and alignment

The main transformer specifications verification and alignment are as follows:

- a) base requirement;
- b) special requirements during normal operation;
- c) current harmonics;
- d) applicable standard and limits;
- e) special transport;
- f) tolerances.

The following subjects should be covered:

1. Active part design

- a) Core
 - 1) core type structure (3/5 limbs, step lap);
 - 2) steel grade and losses;
 - 3) hot spot in main limb at rated voltage and during overfluxing;
 - 4) core clamp, flitch plate and first packages hot spot due to leakage flux;
 - 5) flitch plate stress during lifting of active part, pressing of windings and short circuit.
- b) Windings
 - 1) windings arrangement;
 - 2) windings and conductor type;
 - 3) induced, applied and service voltage distribution;

- 4) transient voltage analysis and voltage distribution inside windings results;
 - 5) main insulation structure and design margins in insulation ducts;
 - 6) corner stresses in HV disc windings;
 - 7) paper stresses in windings;
 - 8) creepage stresses in regulating windings;
 - 9) special transposition;
 - 10) current distribution in parallel groups.
- c) Load losses evaluation
- 1) load losses reactance and field analysis;
 - 2) tank shunt application;
 - 3) cleats and leads losses.
- d) Short circuit and in-rush forces evaluation
- 1) short circuit power of networks;
 - 2) short circuit faults cases and current calculation;
 - 3) windings radial forces;
 - 4) axial forces;
 - 5) tilting.
- e) Cooling
- 1) admissible temperature rises;
 - 2) temperature rises and hot spot calculation;
 - 3) overloading requirements;
 - 4) cooling ducts in windings;
 - 5) coolers or radiator design.
- f) Tap changer
- 1) type and supplier;
 - 2) insulation design levels;
 - 3) voltage distribution over selector.
- g) Cleats and leads
- 1) dielectrical clearances evaluation of cleats and leads;
 - 2) HV exits dialectical stress evaluation;
 - 3) LV high current bus bar losses and impedance evaluation;
 - 4) high current busbars leakage field effect;
 - 5) regulating windings exit bundle hot spot evaluation.

2. Tank and bushings

- a) Mechanical design evaluation;
- b) losses due to leakage flux;
- c) tank hot spot evaluation;
- d) check of interfaces and layout.

3. Active part inspection

Windings and active part should be inspected during assembly. Supplier can demonstrate such inspections by means of internal quality procedure and system.

4. Test to be performed

- a) Applied voltage;
- b) induced voltage short time / long time;
- c) PD measure;
- d) lightning impulse;
- e) switching impulse;
- f) noise level;

- g) heat run;
- h) any special tests (combined rectifier plus regulating).

The transformer manufacturer should be able to demonstrate the accuracy of design tools by means of test report of already produced units.

Annex F (informative)

Determination of loss in transformer tank due to magnetic field. 3D simulation and guidelines for tank losses evaluation and tank hotspot calculation

The losses in a transformer tank generated by the leakage flux are an essential part of the load losses overextending many times 30 % of the total. Nevertheless, it is well known that there is no direct measure of such losses.

The latest developments of computer computation capability joined with the latest evolution of software today allow 3D analysis to be performed for field losses computation and hot spot evaluation. The 3D model of the tank usually merges together materials that have different permeability and conductivity, and in case of soft steel or magnetic tank shunts, the non-linear effects need to be considered. In addition to this, in many cases structural steel magnetic properties depend on the material quality (magnetic carbon steel and austenitic non-magnetic stainless steel) but also on the different operation to which such steel is subjected during the tank production process (welding, bending).

So robust numerical methods joined with proper exemplification of the problem are still needed to achieve reliable results.

It has to be underlined that transformer in normal operation could show a different loss field pattern and consequently hot spot location due to the load characteristics such as current harmonics and current sharing between parallel bars.

To prove that results from calculations are reliable, the supplier should always be able to show test comparison between calculations, measured losses and temperature. Infrared thermoscan technology is widely available and used nowadays. Different load case could be analysed and compared. For example load and tank hotspot calculations for heat run conditions could be verified by infrared thermoscan measurements during factory acceptance test. The same calculation approach could be used to verify simulation of normal operation.

A similar design can be defined by comparison of the transformer main electrical parameters plus the following mechanical parameters:

- LV bus-bars layout up to bushings;
- main electrical distances between steel parts and windings and/or bus-bars;
- phase to phase distances;
- material utilized in different sections of the tank.

Annex G (informative)

Short-circuit measurements of rectifier transformers equipped with built in transducers

G.1 General

During short-circuit testing, transducer cores make the test challenging because of the addition of their own loss and impedance to the main transformer and because of the distortion of current and voltage wave shapes.

There are different methods to carry out this measurement and all of them have shortcomings. The main shortcoming is that during operation, each busbar (with annexed transducer) is connected to a diode and, therefore will see a single way current whilst in the short circuit test, the same busbar will see a double way current. No method has been commonly accepted. Some of these methods are presented in this annex.

G.2 Method 1 for transducers mounted on the valve side

This is an indirect measurement of core losses and short circuit impedance based on extrapolation routines.

This method has the advantage that transducer loss and short circuit impedance are performed directly on the fully assembled unit during the normal load loss and short circuit impedance test.

The main disadvantage is related to the fact that the high saturation stage of the transducer cores will generate a certain amount of both current and voltage harmonics that could affect the measurement by causing distortion in the feeding voltage wave shape. This impact depends mostly on the overall impedance of the feeding system. Compensation of the reactive power by a properly calculated capacitor bank should minimize this effect.

To evaluate the voltage drop and the core losses of the transducers it is possible to proceed in accordance to the following steps.

- a) During the normal load loss and impedance test measurement of the complete transformer perform several measurements of voltage and losses at different levels of the load current (for example from 100 % rated value down to 40 % in 10 % steps).
- b) Apply correction factors for CT and PT errors and for short circuit busbar impedance and losses deduction to all measured points.
- c) Put losses data in a graph with loss on the y-axis and the squared value of the line current on the x-axis. The curve of losses should result in a straight line.
- d) Similarly put on another graph the measured voltage data with voltage on the y-axis and the value of the line current on the x-axis.
- e) Extrapolate (by means of least squares linear regression) the losses and the voltage curves to value of line current corresponding to 0 A. The extrapolated values are conventionally assumed to be the load losses in the transducers cores and the equivalent voltage drop introduced by the transducers in the transformer impedance measurement.

Losses in the cores and the voltage drop have to be applied for the calculation of the effective transformer load losses and impedance voltage.

G.3 Method 2 for transducers mounted on the valve side

The measurement is carried out without the transducer cores. The transducer load loss is not directly measured but is calculated instead. Voltage drop under rated d.c. current is not directly measured and is either measured in a separate test or calculated.

This method has the advantage of avoiding perturbations on the current wave shape and therefore allows for proper conditions for the measurement of transformer load loss and short circuit impedance.

The main disadvantage is related to the fact that the transducer load loss can be assessed by calculation only.

- a) Load loss and impedances are measured on active parts, out of tank at 10 % of the rated load current (or higher if allowed by the manufacturer). This measurement includes losses and impedances due to windings, windings connections and active parts structures (transducer busbars are not mounted).
- b) The transformer is fully assembled in the tank with the exception of the transducer cores. Load loss and impedance measurement are repeated.
- c) The sum of transducer bars and terminals resistances of any transformer should be calculated as the difference of total valve windings resistance measured during test event b) and partial valve windings resistance measured during test event a).

The sum of tank influence, transducer bars and terminals impedance and load loss of the transformer should be calculated as the difference of respectively total impedance and load loss measured during test event b) and partial impedance and load loss measured during test event a).

In case of a single unit, test event a) is optional, while in case a set of several transformer differing only for phase shifting, measurement event b) can be carried out as a type test and be used as reference for the measurements on all units. This is to take into account the fact that to present a transformer without the transducer cores for short-circuit tests and then to mount the cores for completion and remaining dielectrical tests is a heavy time consuming and costly operation and hence not desirable.

G.4 Method 3 for wound core transducer mounted on the line side

It is not possible to perform the short-circuit measurement with the transducer included in the circuit. Therefore a bypass shall be installed to allow for short circuit and no load testing. Transducer core loss can only be assessed by calculation.

Annex H (informative)

Determination of the transformer voltage ratio and phase displacement by the turn ratio measurements

H.1 General

The turn ratio measurements shall be performed in the single phase configuration feeding, by a cyclic permutation, the HV phase (U,V,W) with the other two in short circuit, against the respective LV phase (u,v,w) according to the following Table H.1:

Table H.1 – Single phase ratio measurements

K_b	K_c	K_b	K_c	K_b	K_c
U – VW	U – VW	V – WU	V – WU	W – UV	W – UV
u – v	u – w	v – w	v – u	w – u	w – v

The values K_b and K_c (the average of the three measurements) are used in the following formulas H.1, for the voltage ratio, and H.2, for the phase displacement:

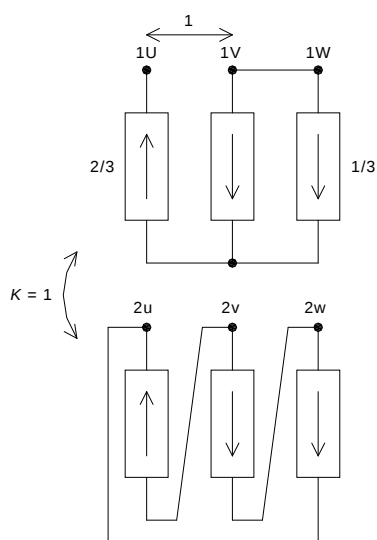
$$\rho = K_b / \sqrt{1 + (K_b/K_c)^2 - K_b/K_c} \quad (\text{H.1})$$

Formula B

$$\text{tg } \alpha = \sqrt{3} \times (1 - K_b / K_c) / (1 + K_b / K_c) \quad (\text{H.2})$$

NOTE These formulas are independent of the transformer connections, as it can be shown in the following examples.

H.2 Example of star-delta connection – Vector group 1 (30 ° lag phase displacement)



$$K_b = 1U-1V / 2u-2v = 1 / (2/3) = 3/2$$

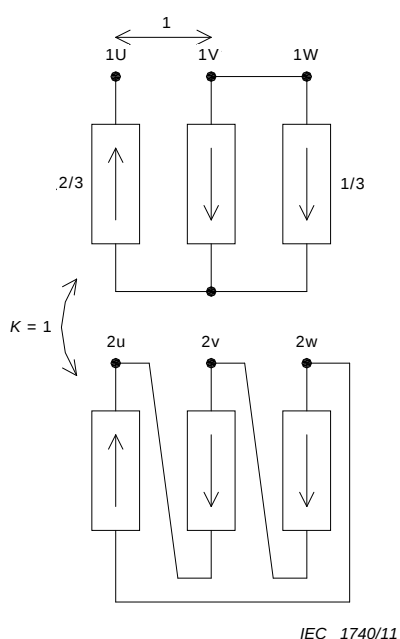
$$K_c = 1U-1V / 2u-2w = 1 / (1/3) = 3$$

$$\tan \alpha = 1,73 (1 - \frac{1}{2}) / (1 + \frac{1}{2}) = 0,577$$

$$\alpha = 30^\circ$$

Figure H.1 – Yd1 connection

H.3 Example of star-delta connection – Vector group 11 (30 ° lead phase displacement)



$$K_b = 1U-1V / 2u-2v = 1 / (1/3) = 3$$

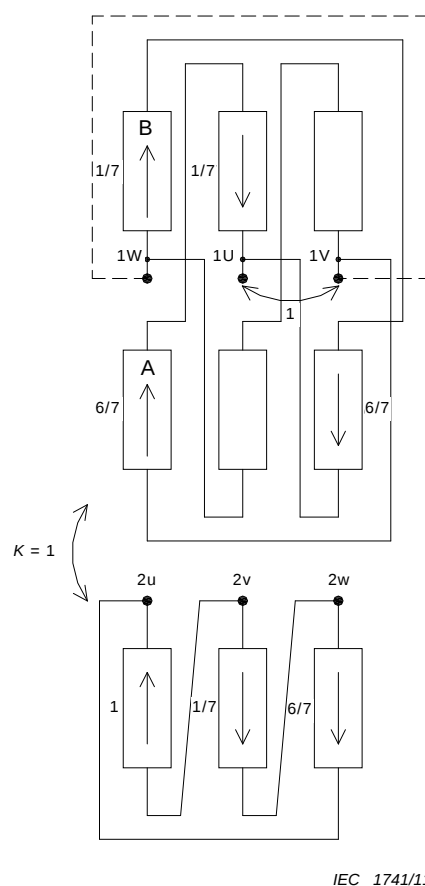
$$K_c = 1U-1V / 2u-2w = 1 / (2/3) = 3/2$$

$$\tan \alpha = 1,73 (1 - 2) / (1 + 2) = -0,577$$

$$\alpha = -30^\circ$$

Figure H.2 – Yd11 connection

H.4 Example of polygon-delta connection – Vector group Pd0+7,5 (7,5 ° lag phase displacement)



$$K_b = 1U-1V / 2u-2v = 1 / 1 = 1$$

$$K_c = 1U-1V / 2u-2w = 1 / (6/7) = 7/6$$

$$\tan \alpha = 1,73 (1 - 6/7) / (1 + 6/7) = 0,133$$

$$\alpha = 7,5^\circ$$

Figure H.3 – Pd0+7,5 connection

NOTE The relation between the module of the voltage vector A and B in order to obtain the phase displacement of 7,5 ° is:

$$A = \sin(60-7,5) / \sin(120) = 0,916$$

$$B = \sin(7,5) / \sin(120) = 0,151$$

that means the following turn ratio between the winding A and B:

$$A / B = 0,916 / 0,151 = 6,066$$

In H.4, we consider the turn ratio A / B = 6 and as a consequence B = 1/6 if A = 1.

The measurement of the phase displacement by the oscilloscope applies the comparison of the HV and LV line voltage with the same letter or with the same numerical sequence, referring the two sinusoidal wave shapes at the same internal ground point of the oscilloscope.

H.5 Example

The following pictures show the oscilloscope measurements of two 12 pulse converter transformers feeding a 24 pulse double bridge converter unit with 100 a.c. voltage supply. The angle $+7,5^\circ$ and $-7,5^\circ$ is simply obtained by the comparison of the channels.

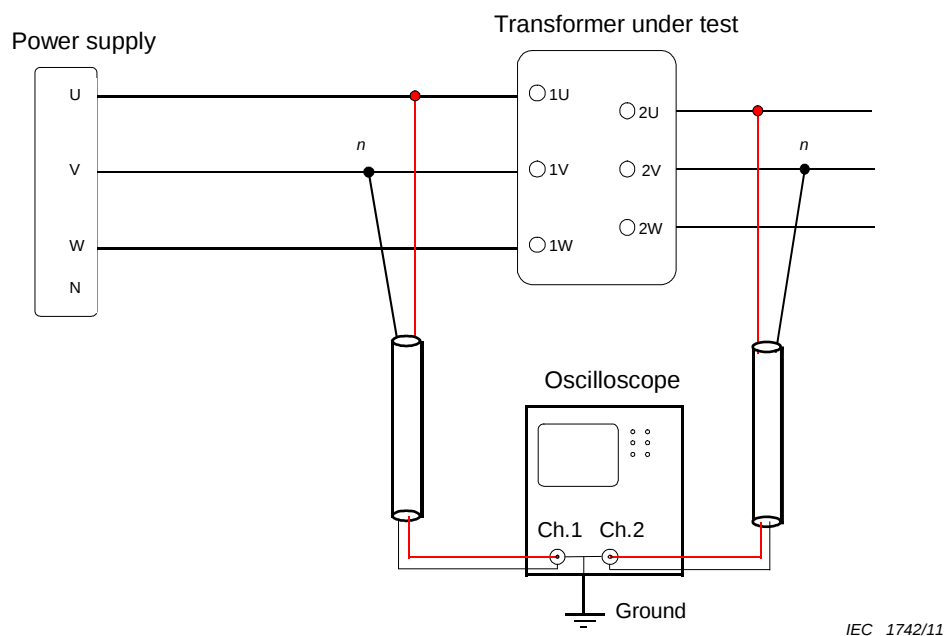
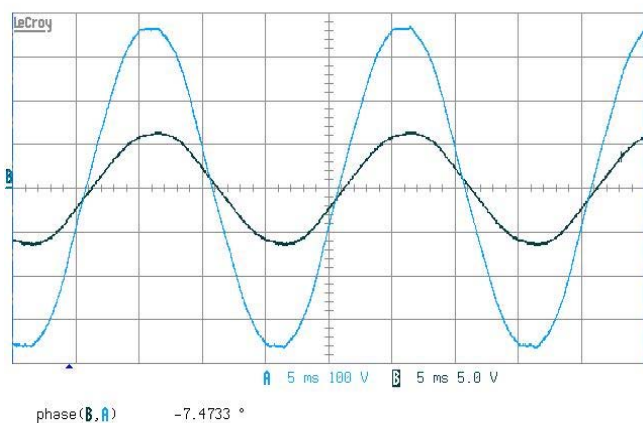
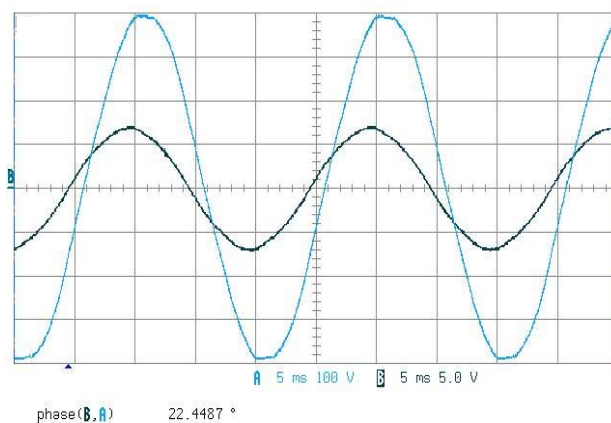


Figure H.4 – Oscilloscope connection



IEC 1743/11



IEC 1744/11

Figure H.5 – Oscilloscope with phase B $+7,5^\circ$ lag referring to phase A

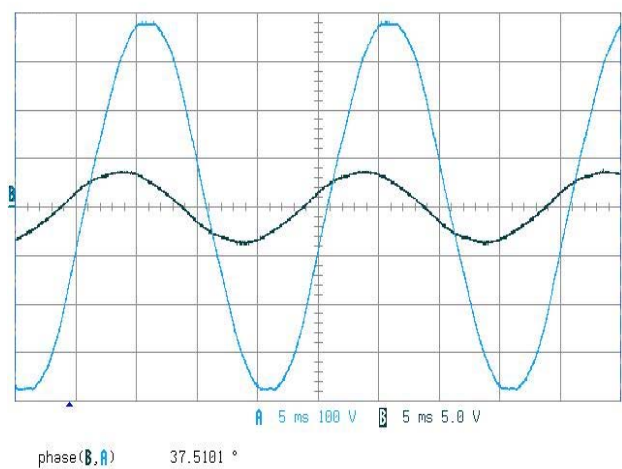
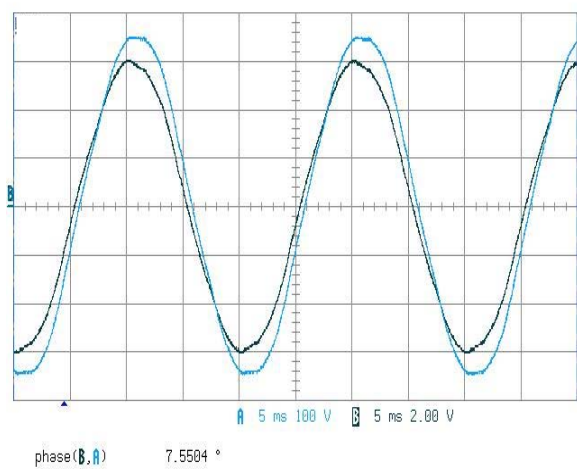


Figure H.6 – Oscilloscope with phase B – 7,5 ° lead referring to phase A

Annex I (informative)

Phase displacement connections and terminal indications of converter transformers

I.1 General

This annex is related to the converter transformers that, according to 5.5, apply phase displacements and terminal identifications different from the IEC 60076-1 and IEC 60616.

According to the definition in 3.10.6 of IEC 60076-1:2011, the angle added to the nearest clock number shall be expressed with sign, according to the follow notation in Figures I.2 and I.3.

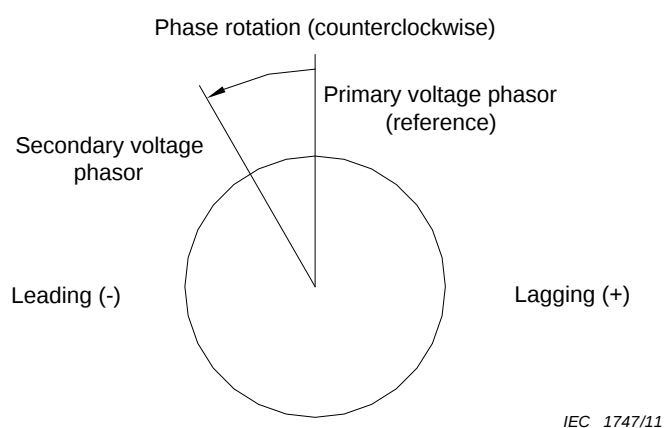


Figure I.1 – Counterclockwise phase displacement

The following examples express the angle Γ according to the Figure I.1 starting from the conventional vector groups Yd1 and Yd11 as described below.

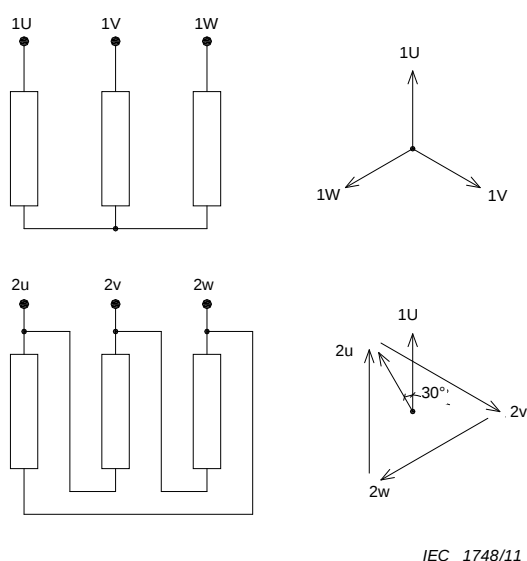


Figure I.2 – Yd11 connection

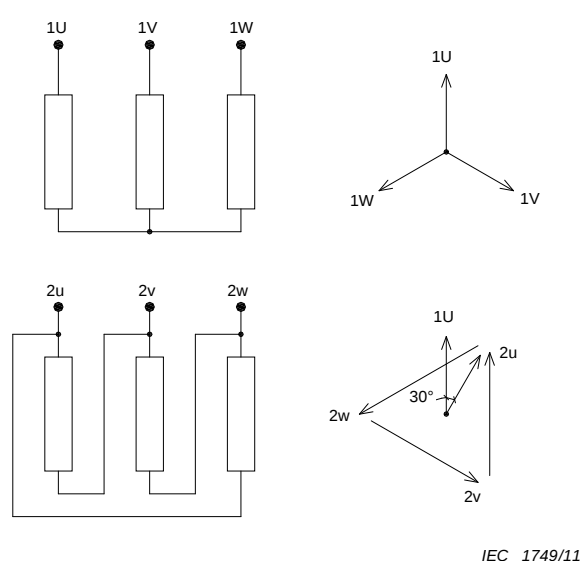


Figure I.3 – Yd1 connection

I.2 Example I.1: Star-delta connection Yd1 and Yd11 with phase angle Γ lag (+)

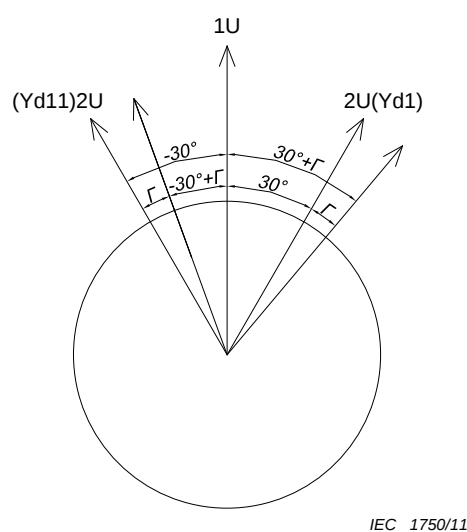


Figure I.4 – Example I.1 phase displacement

I.3 Example I.2: Star-delta connection Yd1 and Yd11 with phase angle Γ lead (-)

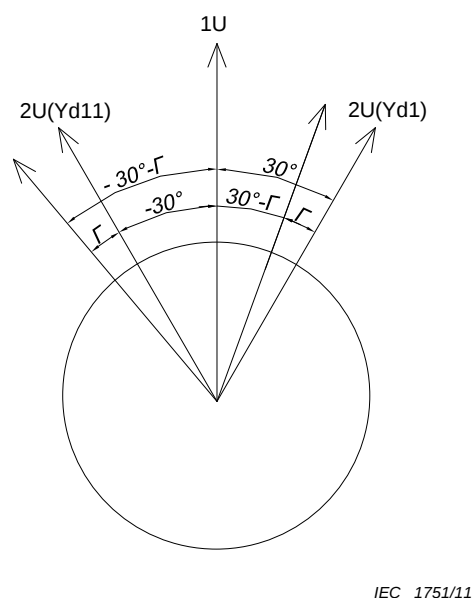


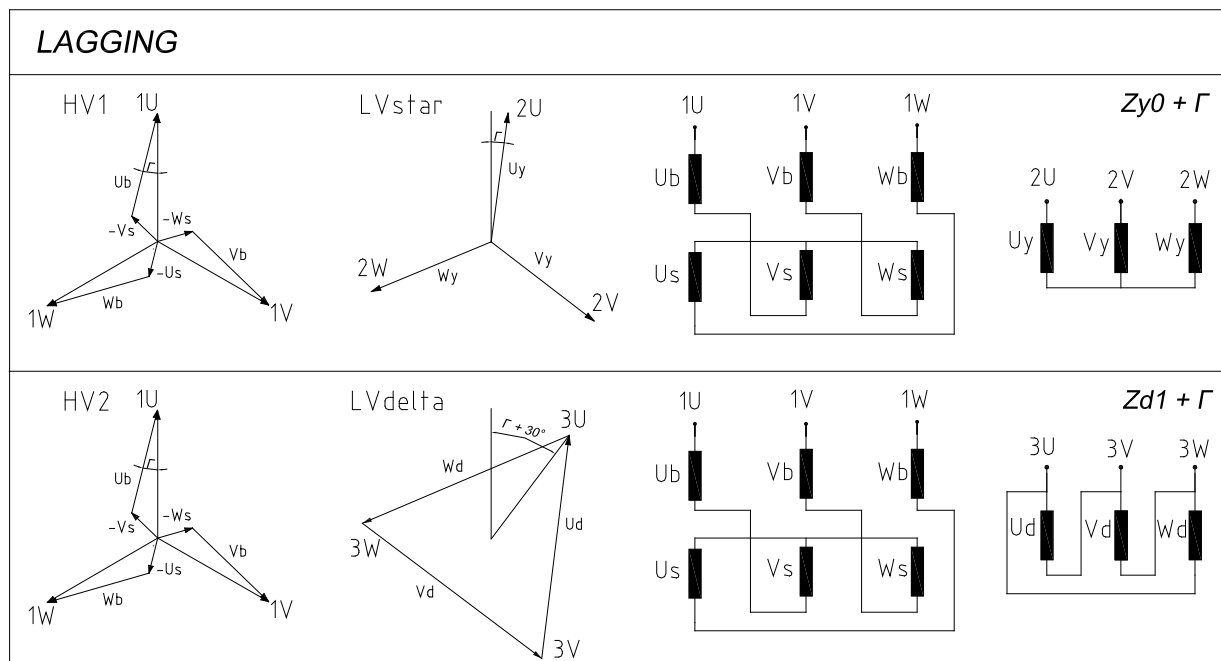
Figure I.5 – Example I.2 phase displacement

The terminal identification of the converter transformers shall be expressed according to 5.5.

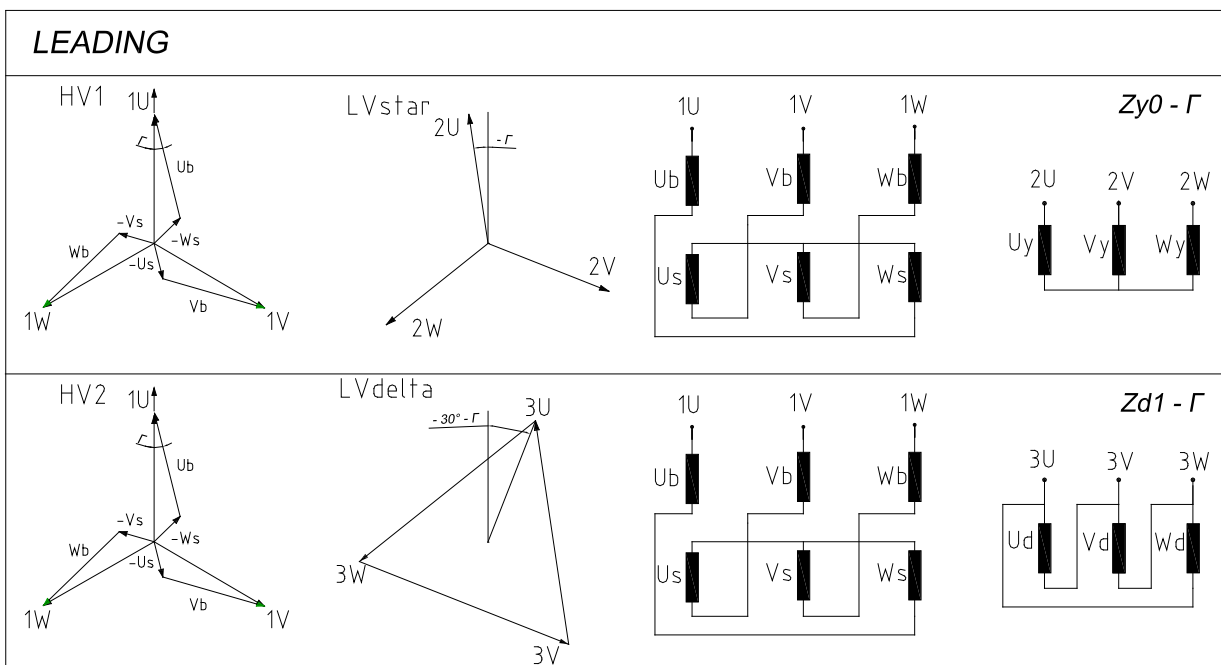
In case of twelve pulse converter transformer with two secondary winding, the connection symbol shall be indicated separately. Moreover if a regulating autotransformer is foreseen in the same tank in open phase connection, the symbol of open phase has to be added to the connection symbol.

The following examples express the main phase displacement connection according to the 4.1 with the sequence of the commutating valve for a double star bridge rectifier.

I.4 Example I.3: Zig-zag connection twelve pulse converter transformer

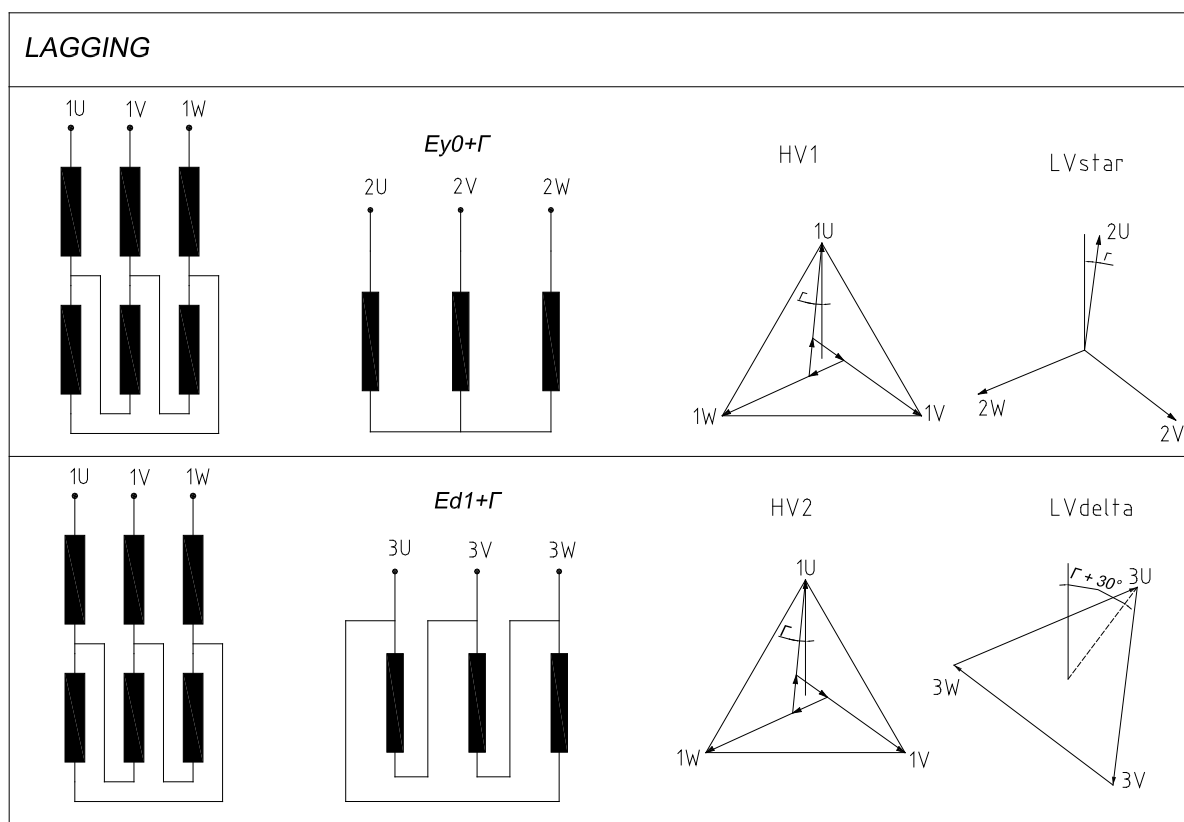


IEC 1752/11

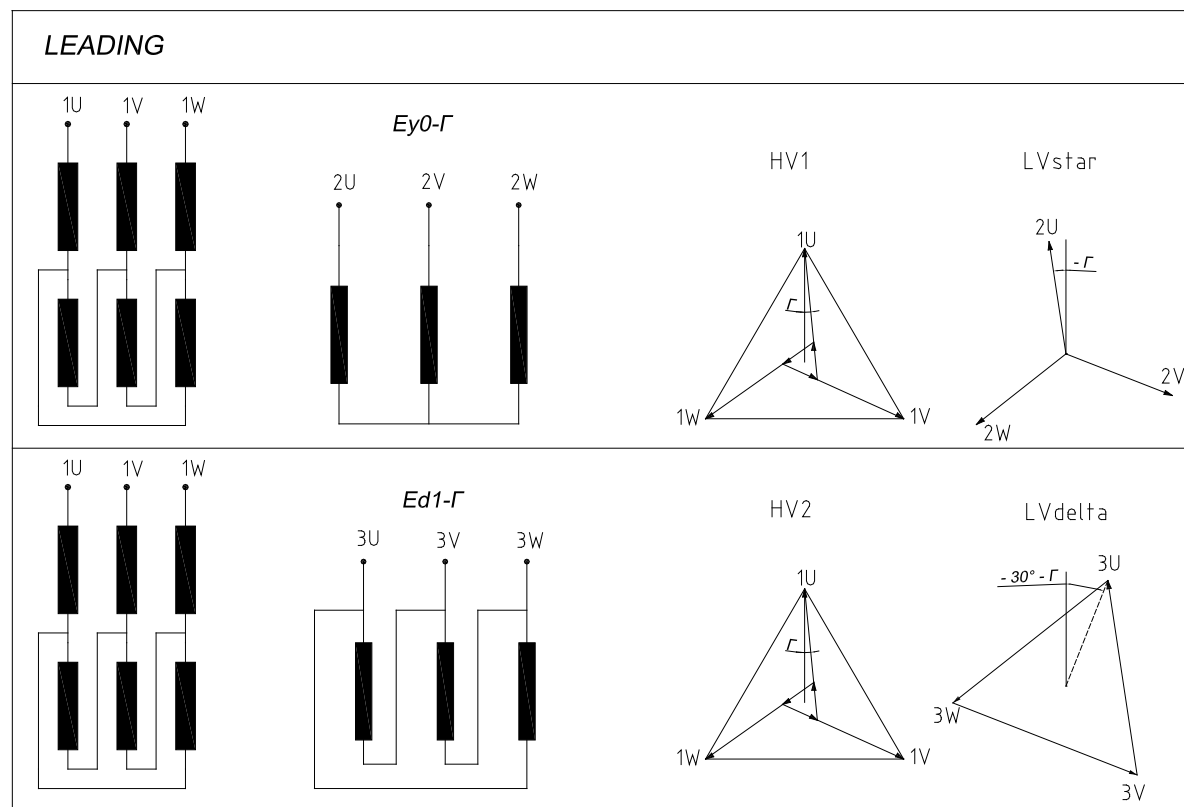


IEC 1753/11

I.5 Example I.4: Extended delta connection twelve pulse converter transformer

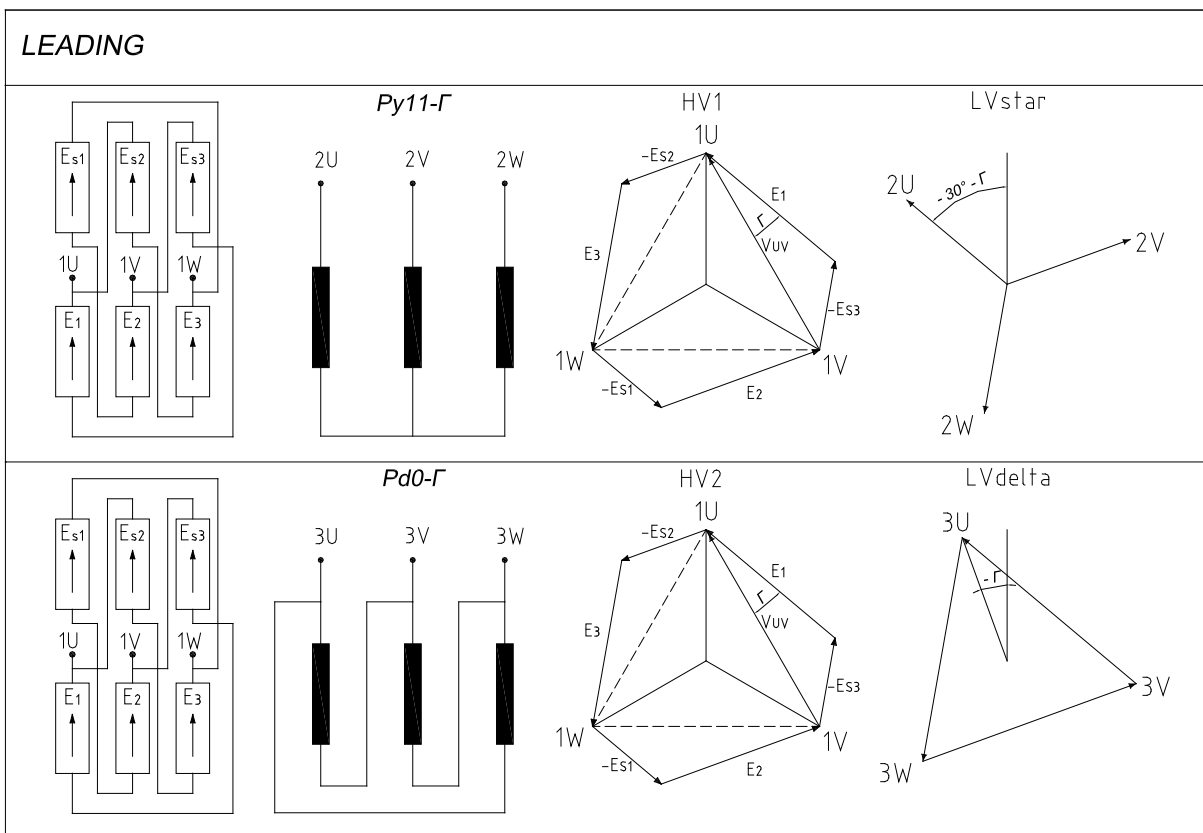


IEC 1754/11

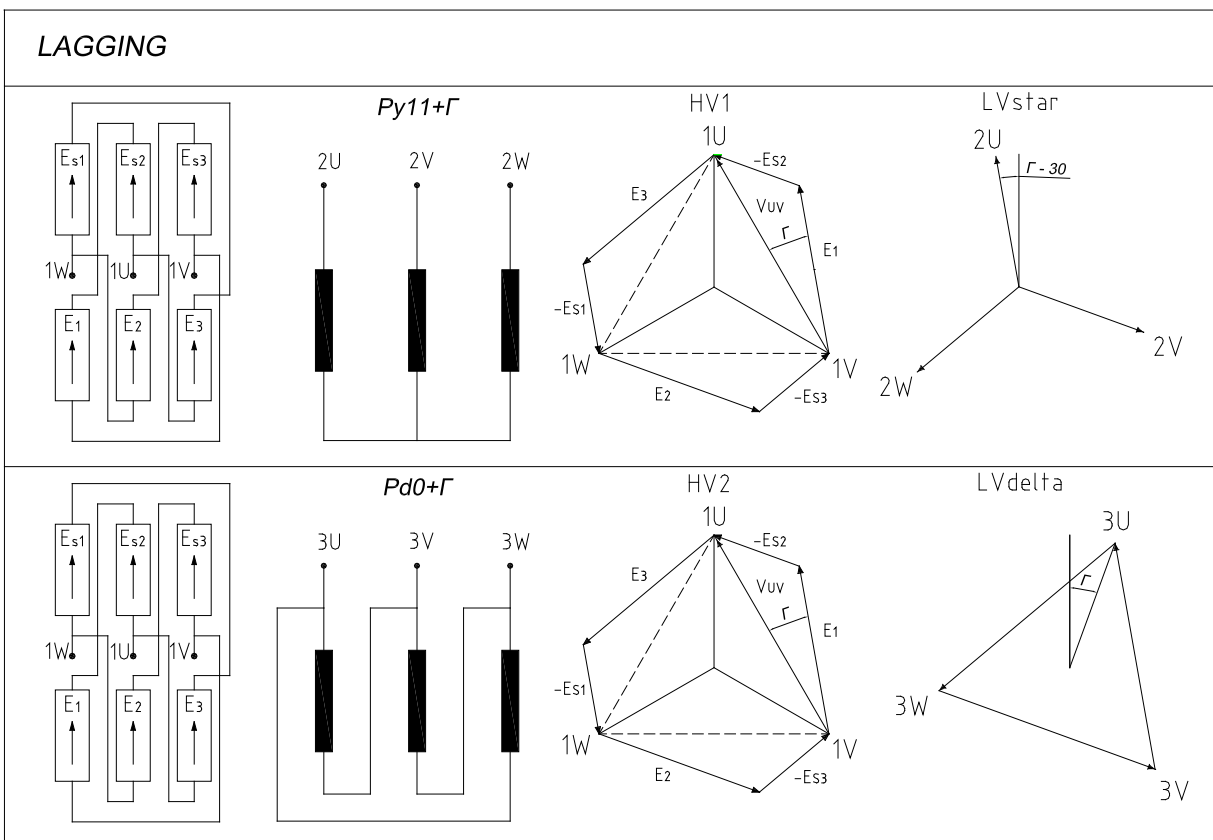


IEC 1755/11

I.6 Example I.5: Polygon connection twelve pulse converter transformer



IEC 1756/11



IEC 1757/11

Annex J (normative)

Correlation between IEC 61378-1 and IEC 60146-1-1 ratings

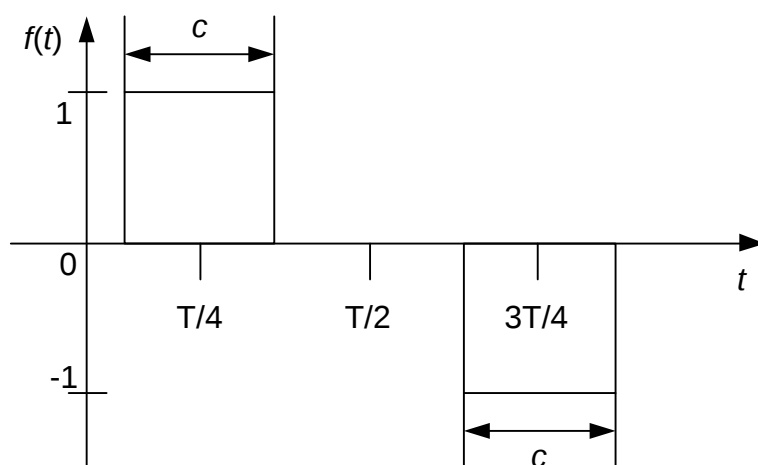
In order to include in its scope also transformers with more than one active part in the same tank, this standard defines the rated current of the transformer as the r.m.s. value of the fundamental component of current corresponding to rated power.

In IEC 60146-1-1, the current, losses and power calculations are based on the r.m.s. value calculated out of the ideal rectangular current shape.

In order to avoid misunderstandings, the content of this annex explains how to relate values from these two standards.

The different connection types shown in Table 1 can be subdivided in basically 2 conduction window patterns as used in the IEC/TR 60146-1-2.

For DB connection, the following conduction window (window type 1) per phase of the Figure J.1 below has to be considered.



IEC 1758/11

Figure J.1 – DB connection ideal rectangular current blocks

The fundamental and harmonic components of the ideal rectangular current block can be determined by the following formula:

$$f(t) = \frac{4}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \sin \frac{n \times \pi}{2} \times \frac{\sin \left(\frac{n \times \pi \times c}{T} \right)}{n} \times \sin \left(\frac{n \times 2 \times \pi \times t}{T} \right) \quad c = T/3 \quad (\text{J.1})$$

The values reached for each harmonic (n) by using this formula will give the harmonic values as shown in Table J.1 below.

**Table J.1 – Harmonics content up to 25th in DB 6 pulse connection
(ideal rectangular current waveshape)**

Order n (-)	Values out of FFT I_{dc} Block = 1, $c = T/3$ I Peak at n^{th} harmonic (p.u.)	Amount in % of the total r.m.s. current value $100\% = \frac{I_{dN} \times \sqrt{2}}{\sqrt{3}}$ (%)	Example: $I_{dN} = 50$ kA $\frac{50 \text{ kA} \times \sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 40,82 \text{ kA}_{\text{r.m.s.}}$ (A)
1	1,10	95,50	38 984,8
5	0,22	19,10	7 797,0
7	0,16	13,64	5 569,3
11	0,10	8,68	3 544,1
13	0,08	7,35	2 998,8
17	0,06	5,62	2 293,2
19	0,06	5,03	2 051,8
23	0,05	4,15	1 695,0
25	0,04	3,82	1 559,4

For DSS connection the conducting windows (window type 2) for one phase in one secondary side star system will be as shown in the Figure J.2 below.

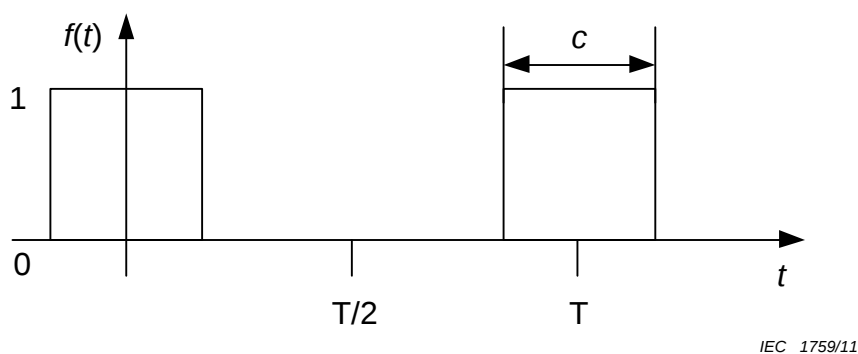


Figure J.2 – DSS Connection rectangular current blocks

Formula to determine the fundamental and harmonic content:

$$f(t) = \frac{c}{T} + \frac{2}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n} \times \sin\left(\frac{n \times \pi \times c}{T}\right) \times \cos\left(\frac{n \times 2 \times \pi \times t}{T}\right) \quad (\text{J.2})$$

The values reached for each harmonic (n) by using this formula will result in the fundamental and harmonics flowing in one transformer **secondary** star system as shown in Table J.2 below.

**Table J.2 – Harmonics content up to 25th in DSS 6 pulse connection
(ideal rectangular current waveshape)**

Order n (-)	Values out of FFT I_{dc} Block = 1, $c = T/3$ I Peak at n^{th} harmonic (p.u.)	Amount in % for 1 secondary side star system (r.m.s. value) $100 \% = \frac{I_{dN}}{2 \times \sqrt{3}}$ (%)	Example $I_{dN} = 50 \text{ kA}$ $\frac{50 \text{ kA}}{2 \times \sqrt{3}} = 14,43 \text{ kA}_{r.m.s.}$ (A)
DC	0,33	57,74	8 333
1	0,55	67,52	9 746
2	0,28	33,76	4 873
4	0,14	16,88	2 437
5	0,11	13,50	1 949
7	0,08	9,65	1 392
8	0,07	8,44	1 218
10	0,06	6,75	975
11	0,05	6,14	886
13	0,04	5,19	750
14	0,04	4,82	696
16	0,03	4,22	609
17	0,03	3,97	573
19	0,03	3,55	513
20	0,03	3,38	487
22	0,03	3,07	443
23	0,02	2,94	424
25	0,02	2,70	390

On **primary** side the even harmonics and d.c. component is not present any more when using exactly balanced secondary star systems and the harmonics spectrum will look as calculated for DB connection. With 5th, 7th, 11th, 13th etc. harmonic components.

Out of Table 1, the connections No. 8, 9, 10, 12 and 13 have to be handled with conduction window type 1. The connections No. 5 and No. 20 will be handled with conduction window type 2 for evaluation on harmonic and d.c. components on secondary side of one star system. The connections No. 5 and No. 20 on primary side of the system contains the same harmonics components as shown for DB connection when having ideal balanced secondary side star systems.

Example:

Connection No. 8.1 (DB 6 pulse connection):

As example a unit with $U_{dio} = 675 \text{ V}_{DC}$ and a current of 50 kA_{DC} has been chosen. The short-circuit impedance has been selected with 10 % referring to maximum power of 35,55 MVA at I_{rms} according IEC 60146 series.

Transformer secondary side voltage:

IEC 60146 series and IEC 61378 series use the same factors for the no load transformer secondary side voltage:

$$\frac{U_{dio}}{U_{vo}} = \frac{3 \times \sqrt{2}}{\pi} = 1,35 \quad U_{vo} = \frac{U_{dio}}{1,35} = 500 \text{ V}_{AC}$$

Transformer secondary side current:

IEC 60146 series and IEC 61378 series use different formulas for the transformer current. IEC 60146 series calculates the r.m.s. value of the line side current and the IEC 61378 series uses the fundamental current.

Table J.3 – Calculation factor comparison example

IEC 60146 series			IEC 61378 series	
I_{rms}	Reference power and impedance	FFT of the rectangular current shape (window type 1) results in fundamental being 95,5 % of I_{rms}	I_1	Reference power and impedance compared with IEC 60146 series
$\frac{I_{rms, line}}{I_d} = \sqrt{\frac{2}{3}}$ ~ 0,816	$S_{rms} = U_{vo} \times I_{rms} \times \sqrt{3}$ $S_{rms} = 500 \text{ V} \times 40,82 \text{ kA} \times \sqrt{3}$ $S_{rms} = 35,55 \text{ MVA}$ $uk_{rms} = 10\%$	$i_1 // I_d = 0,955 \times 0,816 = 0,780$ This factor matches with IEC 61378 series.	$\frac{I_{line_1}}{I_d} = \frac{\sqrt{6}}{\pi}$ ~ 0,780 This is only the fundamental component. At least the harmonics spectrum (in this case window type 1) needs to be considered in addition for the thermal design of the unit.	$S_1 = U_{vo} \times I_1 \times \sqrt{3}$ $S_1 = 500 \text{ V} \times 38,98 \text{ kA} \times \sqrt{3}$ $S_1 = 33,76 \text{ MVA}$ $uk_1 = \frac{uk_{rms} \times S_1}{S_{rms}} = 9,55 \%$ The impedance and reference power, when referring to I_1 instead of I_{rms} , needs to be adapted as shown above. The power of the unit including harmonics (window type 1) for thermal design needs to be the 35,55 MVA as shown in the IEC 60146 series.

Table J.4 shows the factors how to calculate between IEC 60146 series and IEC 61378 series. The voltage is calculated in both standards the same way. For current calculation following factors need to be applied:

Table J.4 – Calculation factor comparison general factors

IEC 60146 series			IEC 61378 series	
Connection	I_{rms}	Reference power and impedance	FFT of the rectangular current shape (window type 1) results in fundamental being 95,5 % of I_{rms}	No. Connection
8	Factor for line side ^a : $\frac{I_{rms_line}}{I_d} = \sqrt{\frac{2}{3}}$ ~ 0,816	$S_{rms} = U_{vo} \times I_{rms} \times \sqrt{3}$ uk _{rms} is referring to S_{rms}	$\frac{I_{line_1}}{I_d} = \frac{\sqrt{6}}{\pi}$ ~ 0,780 This is only the fundamental component. At least the harmonics spectrum (window type 1) needs to be considered in addition for the thermal design of the unit.	8.1 and 8.2
9 and 10	I_{RMS} for 1 secondary side system. $\frac{I_{rms_lv}}{I_d} = \frac{1}{2} \times \sqrt{\frac{2}{3}}$ ~ 0,408 Factor for line side ^a . $I_{rms_line} = 2 \times I_{rms_lv} \times 0,966$ $\frac{I_{rms_line}}{I_d} = \frac{1 + \sqrt{3}}{2 \times \sqrt{3}}$ ~ 0,789 0,966 is used because the 5 th , 7 th , 17 th , 19 th etc. harmonics cancel on HV side. due to 30 ° shift of the LV windings.	$S_{rms_lv} = U_{vo} \times I_{rms_lv} \times \sqrt{3}$ $S_{rms_line} = 2 \times S_{rms_lv} \times 0,966$ uk _{RMS_LV} is referring to S_{rms_lv} with one LV system shorted during testing.	The factor used for the fundamental calculation on line side ^a will be $\frac{I_{line_1}}{I_d} = 0,955 \times 0,408 \times 2$ $\approx 2 \times 0,390 = 0,780$	9.1 and 9.2 / 10.1 and 10.2
			Factor for line side ^a : $S_1 = U_{vo} \times I_{line_1} \times \sqrt{3}$ $S_{1_system} = \frac{S_1}{2}$ $uk_{1_system} = \frac{uk_{rms_lv} \times S_{1_sys}}{S_{rms_lv}}$ The impedance and reference power, when referring to I_{1_system} instead of I_{rms} , needs to be adapted as shown above.	
			Factor for line side ^a : $\frac{I_{line_1}}{I_d} = \frac{\sqrt{6}}{\pi}$ ~ 0,780 $\frac{I_{1_system}}{I_d} = \frac{\sqrt{6}}{2\pi}$ ~ 0,390 This is only the fundamental component. At least the harmonics spectrum (window type 1) needs to be considered in addition for the thermal design of the unit.	
			Reference power and impedance compared with IEC 60146 series	

IEC 60146 series			IEC 61378 series			
Connection	I_{rms}	Reference power and impedance	FFT of the rectangular current shape (window type 1) results in fundamental being 95,5 % of I_{rms}	No. Connection	I_1	Reference power and impedance compared with IEC 60146 series
12 and 13	I_{RMS} for 1 secondary side system. $\frac{I_{rms_lv}}{I_d} = \sqrt{\frac{2}{3}}$ ~ 0,816 Factor for line side ^a . $I_{rms_line} = 2 \times I_{rms_lv} \times 0,966$ $\frac{I_{rms_line}}{I_d} = \frac{1 + \sqrt{3}}{\sqrt{3}}$ ~ 1,577 0,966 is used because the 5 th , 7 th , 17 th , 19 th etc. harmonics cancel on HV side due to 30 ° shift of the LV windings.	$S_{rms_lv} = U_{vo} \times I_{rms_lv} \times \sqrt{3}$ $S_{rms_Line} = 2 \times S_{rms_lv} \times 0,966$ uk_{rms_lv} is referring to S_{rms_lv} with one LV system shorted during testing.	The factor used for the fundamental calculation on line side ^a will be $\frac{I_{line_1}}{I_d} = 0,955 \times 0,816 \times 2$ ≈ 1,559	12 and 13	Factor for line side ^a . $\frac{I_{line_1}}{I_d} = \frac{2 \times \sqrt{6}}{\pi}$ ~ 1,559 $\frac{I_{1_1system}}{I_d} = \frac{\sqrt{6}}{\pi}$ ~ 0,780 This is only the fundamental component. At least the harmonics spectrum (window type 1) needs to be considered in addition for the thermal design of the unit.	Factor for line side ^a . $S_1 = U_{vo} \times I_{line_1} \times \sqrt{3}$ $uk_{1_1system} = \frac{S_1}{2}$ $uk_{1_1system} = \frac{uk_{rms_lv} \times S_{1_1system}}{S_{rms_lv}}$ The impedance and reference power, when referring to $I_{1_1system}$ instead of I_{rms_lv} , needs to be adapted as shown above.
5	I_{RMS} for 1 secondary side star system. $\frac{I_{rms_lv}}{I_d} = \frac{1}{2 \times \sqrt{3}}$ ~ 0,289 Factor for line side ^a . $I_{rms_line} = \frac{2 \times I_{rms_lv}}{\sqrt{2}}$ $\frac{I_{rms_line}}{I_d} = \frac{1}{\sqrt{6}}$ ~ 0,408	$S_{rms_lv_1star} = U_{vo} \times I_{rms_lv} \times \sqrt{3}$ $S_{rms_lv} = 2 \times S_{rms_lv_1star}$ $S_{rms_line} = \frac{S_{rms_lv}}{\sqrt{2}}$ uk_{rms} is referring to S_{rms_line} . uk_{rms} as guaranteed value is the medium value of 2 measurements, where each secondary side starsystem is shorted separately and the high voltage side is nominally loaded.	The factor used for the fundamental calculation on line side ^a will be $\frac{I_{line_1}}{I_d} = 0,955 \times 0,408$ ≈ 0,390	5	Factor for line side ^a . $\frac{I_{line_1}}{I_d} = \frac{\sqrt{3}}{\pi \times \sqrt{2}}$ ~ 0,390 This is only the fundamental component. At least the harmonics spectrum (window type 1 for HV side and window type 2 for LV side) needs to be considered in addition for the thermal design of the unit.	Factor for line side ^a . $S_1 = U_{vo} \times I_{line_1} \times \sqrt{3}$ $uk_{1_1system} = \frac{uk_{rms} \times S_1}{S_{rms}}$ The impedance and reference power, when referring to I_{line1_1} instead of I_{rms} , needs to be adapted as shown above.

IEC 60146 series		IEC 61378 series				
Connection	I_{rms}	Reference power and impedance	FFT of the rectangular current shape (window type 1) results in fundamental being 95,5 % of I_{rms}	No. Connection	I_1	Reference power and impedance compared with IEC 60146 series
20	I_{rms} for 1 secondary side star system. $\frac{I_{rms_lv}}{I_d} = \frac{1}{4 \times \sqrt{3}}$ $\sim 0,144$ Factor for line side ^a : $I_{rms_line} = \frac{4 \times I_{rms_lv}}{\sqrt{2}} \times 0,966$ $\frac{I_{rms_line}}{I_d} = \frac{1}{\sqrt{6}} \times 0,966$ $\approx 0,395$	$S_{rms_lv_1star} = U_{vo} \times I_{rms_lv} \times \sqrt{3}$ $S_{rms_lv} = 2 \times S_{rms_lv_1star}$ $S_{rms_line_1system} = \frac{S_{rms_lv}}{\sqrt{2}}$ $S_{rms_line} = 2 \times S_{rms_line_1system} \times 0,966$ uk_{rms} is referring to $S_{rms_line_1system}$. uk_{rms} as guaranteed value is the medium value of 2 measurements, where each secondary side star system is shorted separately and one high voltage side is nominally loaded.	The factor used for the fundamental calculation on line side ^a will be $\frac{I_{line_1}}{I_d} = 0,955 \times \frac{4 \times 0,144}{\sqrt{2}}$ $\approx 2 \times 0,195 = 0,390$	2	Factor for line side ^a : $\frac{I_{line_1}}{I_d} = 2 \times \frac{\sqrt{3}}{\pi \times \sqrt{2}}$ $\approx 2 \times 0,195$ This is only the fundamental component. At least the harmonics spectrum (window type 1 for HV side and window type 2 for LV side) needs to be considered in addition for the thermal design of the unit.	Factor for line side ^a : $S_1 = U_{vo} \times I_{line_1} \times \sqrt{3}$ $S_{1_1system} = \frac{S_1}{2}$ $uk_{1_1system} = \frac{uk_{rms} \times S_{1_1system}}{S_{rms}}$ The impedance and reference power, when referring to I_{line1_1} instead of I_{rms} : needs to be adapted as shown above.

^a Transformer ratio considered to be 1.

Bibliography

IEC 60050-431:1980 *International electrical vocabulary – Part 431: Transducers*

IEC 60050-551:1998 *International electrical vocabulary – Part 551: Power electronics*

IEC 60076-4:2002, *Power transformers – Part 4: Guide to the 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 60076-10:2001, *Power transformers – Part 10: Determination of sound levels*

IEC 60076-12:2008, *Power transformers – Part 12: Loading guide for dry-type power transformers*

IEC/TS 60076-14:2009, *Power transformers – Part 14: Design and application of liquid-immersed power transformers using high-temperature insulation materials*

IEC 60146-1-3:1991, *Semiconductor convertors – General requirements and line commutated convertors – Part 1-3: Transformers and reactors*

IEC 61378-2:2001, *Convertor transformers – Part 2: Transformers for HVDC applications*

IEC 61378-3:2006, *Converter transformers – Part 3: Application guide*

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	96
1 Domaine d'application	98
2 Références normatives	99
3 Termes, définitions et acronymes	99
3.1 Termes et définitions	99
3.2 Acronymes	100
4 Classification	101
4.1 Généralités	101
4.2 Conditions de service normal	102
4.3 Dispositions pour conditions de services exceptionnelles	102
5 Régimes assignés	102
5.1 Généralités	102
5.2 Puissance assignée à la fréquence assignée et capacité de charge	102
5.3 Tensions assignées et en service	103
5.3.1 Transformateur mis sous tension à partir d'un réseau de puissance en courant alternatif	103
5.3.2 Transformateur mis sous tension à partir d'un convertisseur/onduleur avec ou sans variation de fréquence	103
5.4 Courant assigné	103
5.5 Déphasage et identification des bornes pour le transformateur triphasé	103
5.6 Plaque signalétique	104
5.7 Unités avec enroulements tertiaires chargés avec filtre et compensation	105
5.8 Changeurs de prises en charge	105
6 Pertes dues à la charge et chute de tension dans les transformateurs et bobines d'inductance	105
6.1 Généralités	105
6.2 Détermination des pertes dues à la charge du transformateur en fonction de la distorsion du courant de charge	106
6.3 Répartition des courants, pertes et points chauds dans les enroulements à fort courant	110
6.4 Effet de la disposition géométrique des enroulements et du couplage magnétique entre eux sur les pertes parasites par courants de Foucault dues aux harmoniques dans les transformateurs à au moins trois enroulements bobinés sur une même colonne de circuit magnétique	111
6.5 Pertes dans les transformateurs d'interphase, dans les bobines d'inductance d'équilibrage de courant, dans les bobines d'inductance de lissage en série et dans les transducteurs magnétiques	117
6.5.1 Généralités	117
6.5.2 Transformateurs d'interphase	117
6.5.3 Bobines d'inductance d'équilibrage de courant	117
6.5.4 Bobines d'inductance de lissage en série	117
6.5.5 Transducteurs magnétiques	117
6.6 Chutes de tension dans les transformateurs et les bobines d'inductance	119
6.6.1 Généralités	119
6.6.2 Transducteurs magnétiques	119
7 Essais pour transformateurs de conversion	121
7.1 Généralités	121

7.2	Mesure de la réactance de commutation et détermination de la chute inductive de tension	121
7.2.1	Réactance de commutation	121
7.2.2	Variation inductive de tension.....	122
7.3	Mesure du rapport de transformation et du déphasage	122
7.4	Essais diélectriques	123
7.4.1	Généralités	123
7.4.2	Essai diélectrique entre enroulements de valve imbriqués	123
7.5	Essai de mesure des pertes dues à la charge	123
7.5.1	Généralités	123
7.5.2	Pertes dues à la charge dans les transformateurs de redressement avec transducteurs magnétiques dans la même cuve	124
7.5.3	Configuration des barres de connexion d'essai pour le court-circuit des enroulements de valve à fort courant	124
7.6	Essais d'échauffement.....	124
7.6.1	Généralités	124
7.6.2	Injection des pertes totales	125
7.6.3	Injection des pertes dues à la charge assignée.....	125
7.6.4	Essai d'échauffement d'un transformateur du type sec	127
8	Niveau acoustique en charge avec des transducteurs magnétiques et/ou IPT	127
Annexe A (informative) Détermination des pertes dues à la charge en service au courant non sinusoïdal assigné en fonctionnement en conversion à partir des mesures au courant assigné du transformateur à la fréquence fondamentale		130
Annexe B (informative) Courants d'essais de court-circuit et pertes dues à la charge des transformateurs pour convertisseurs à simple voie (injection des pertes totales)		150
Annexe C (informative) Mesure de la répartition du courant dans les enroulements de valve à fort courant		151
Annexe D (informative) Exemples de cycles de service.....		160
Annexe E (informative) Lignes directrices pour la revue de conception		161
Annexe F (informative) Détermination des pertes dues au flux de fuite dans la cuve du transformateur. Simulation en trois dimensions et lignes directrices pour l'évaluation des pertes dans la cuve et le calcul des points chauds de la cuve.....		164
Annexe G (informative) Mesures en court-circuit des transformateurs de redresseur équipés de transducteurs magnétiques intégrés		165
Annexe H (informative) Détermination du rapport des tensions (rapport de transformation) du transformateur et du déphasage par les mesures du rapport des nombres de spires		167
Annexe I (informative) Connexions de déphasage et indications de bornes des transformateurs de conversion		172
Annexe J (normative) Corrélation entre les régimes assignés selon l'IEC 61378-1 et l'IEC 60146-1-1		177
Bibliographie		184
Figure 1 – Montage de double pont hexaphasé B6U ou DB 6		101
Figure 2 – Montage hexaphasé DSS.....		101
Figure 3 – Champs de fuite pour transformateur à trois enroulements avec enroulements de valve fortement couplés		113
Figure 4 – Champs de fuite pour transformateur à trois enroulements avec enroulements de valve découplés.....		114

Figure 5 – Champs de fuite pour un transformateur à trois enroulements avec enroulements de valve biconcentriques faiblement couplés	115
Figure 6 – Champs de fuite pour un transformateur à trois enroulements avec enroulements de valve double étage faiblement couplés	116
Figure 7 – Courbe type de régulation du transducteur magnétique (avec la chute de tension maximale au courant de commande nul) et bande de tolérances	120
Figure A.1 – Section d'un brin conducteur d'enroulement	132
Figure A.2 – Identification des bornes pour couplage d'enroulements Y y0y6	135
Figure A.3 – Identification des bornes pour couplage d'enroulements D d0y1	138
Figure A.4 – Forme rectangulaire de courant de valve dans une connexion DB: forme positive	139
Figure A.5 – Forme rectangulaire de courant de valve dans une connexion DB: formes positive et négative	140
Figure A.6 – Forme rectangulaire de courant de valve dans une connexion DSS	144
Figure C.1 – Exemple d'enroulement à fort courant et de disposition de l'équipement de mesure	152
Figure C.2 – Disposition des enroulements du transformateur	154
Figure C.3 – Circuit de mesure de la répartition des courants en phase	155
Figure C.4 – Circuit de mesure de la répartition des courants en opposition	155
Figure C.5 – Mesures et comparaison aux simulations réalisées par un logiciel utilisant la méthode des éléments finis pour la répartition des courants en phase	157
Figure C.6 – Mesures et comparaison aux simulations réalisées par un logiciel utilisant la méthode des éléments finis pour la répartition des courants en opposition	159
Figure H.1 – Couplage Yd1	168
Figure H.2 – Couplage Yd11	168
Figure H.3 – Couplage Pd0+7,5	169
Figure H.4 – Connexion d'oscilloscope	170
Figure H.5 – Oscilloscope avec la phase B en retard de + 7,5° par rapport à la phase A	170
Figure H.6 – Oscilloscope avec la phase B en avance de - 7,5° par rapport à la phase A	171
Figure I.1 – Déphasage dans le sens contraire des aiguilles d'une montre	172
Figure I.2 – Couplage Yd11	172
Figure I.3 – Couplage Yd1	172
Figure I.4 – Exemple I.1 déphasage	173
Figure I.5 – Exemple I.2 déphasage	173
Figure J.1 – Blocs de courants rectangulaires idéaux dans une connexion DB	177
Figure J.2 – Blocs de courants rectangulaires idéaux dans une connexion DSS	178
Tableau 1 – Montages et facteurs de calcul, partie 1	128
Tableau A.1 – Courants harmoniques et déphasages spécifiés dans les enroulements de valve	133
Tableau A.2 – Mesures des résistances à la température d'enroulement de 20 °C	134
Tableau A.3 – Courants harmoniques et déphasages spécifiés dans les enroulements de ligne et de valve	137
Tableau A.4 – Mesures issues du rapport d'essais	138
Tableau A.5 – Courants harmoniques résultants	140
Tableau A.6 – Courants harmoniques résultants	141
Tableau A.7 – Courants harmoniques résultants	141

Tableau A.8 – Détails des pertes dues à la charge du transformateur, position de prise assignée, tertiaire à vide	143
Tableau A.9 – Courants harmoniques résultants	145
Tableau A.10 – Courants harmoniques et déphasages spécifiés dans les enroulements de ligne et de valve	146
Tableau A.11 – Courants harmoniques résultants	147
Tableau A.12 – Détails des pertes dues à la charge du transformateur, position de prise assignée, tertiaire à vide	148
Tableau C.1 – Mesures et comparaison aux simulations réalisées par un logiciel utilisant la méthode des éléments finis pour la répartition des courants en phase	156
Tableau C.2 – Mesures et comparaison aux simulations réalisées par un logiciel utilisant la méthode des éléments finis pour la répartition des courants en opposition	158
Tableau D.1 – exemples de cycles de service pour différentes applications.	160
Tableau H.1 – Mesures des rapports en monophasé	167
Tableau J.1 – Contenu des harmoniques jusqu'à la 25 ^e dans une connexion DB hexaphasée (forme d'onde de courant rectangulaire idéale).....	178
Tableau J.2 – Contenu des harmoniques jusqu'à la 25 ^{ème} dans une connexion DSS hexaphasée (forme d'onde de courant rectangulaire idéale).....	179
Tableau J.3 Exemple de comparaison des facteurs de calcul.....	180
Tableau J.4 Facteurs généraux de comparaison des facteurs de calcul	181

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

TRANSFORMATEURS DE CONVERSION -

Partie 1: Transformateurs pour applications industrielles

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). L'IEC a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. A cet effet, L'IEC – entre autres activités – publie des Normes internationales, des Spécifications techniques, des Rapports techniques, des Spécifications accessibles au public (PAS) et des Guides (ci-après dénommés "Publication(s) de 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. L'IEC collabore étroitement avec l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO), selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations.
- 2) Les décisions ou accords officiels de L'IEC concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de L'IEC intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les Publications de L'IEC se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de la CEI. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que L'IEC s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications; L'IEC ne peut pas être tenue responsable de l'éventuelle mauvaise utilisation ou interprétation qui en est faite par un quelconque utilisateur final.
- 4) Dans le but d'encourager l'uniformité internationale, les Comités nationaux de L'IEC s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de L'IEC dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de L'IEC et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) L'IEC elle-même ne fournit aucune attestation de conformité. Des organismes de certification indépendants fournissent des services d'évaluation de conformité et, dans certains secteurs, accèdent aux marques de conformité de la CEI. L'IEC n'est responsable d'aucun des services effectués par les organismes de certification indépendants.
- 6) Tous les utilisateurs doivent s'assurer qu'ils sont en possession de la dernière édition de cette publication.
- 7) Aucune responsabilité ne doit être imputée à 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 L'IEC 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 L'IEC peuvent faire l'objet de droits de propriété intellectuelle ou de droits analogues. L'IEC 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 IEC 61378-1 a été établie par le comité d'études 14 de la CEI: Transformateurs de puissance.

Cette deuxième édition annule et remplace la première édition parue en 1997. Elle constitue une révision technique.

Cette édition inclut les changements techniques significatifs suivants par rapport à la précédente édition :

- Addition de couplages d'enroulements (zigzag, triangle prolongé, etc.) avec déphasage (<30°).
- Addition de transformateurs ayant plus d'une partie active dans la même cuve.

- Changement de la définition de la puissance de référence (elle est désormais basée sur la composante fondamentale du courant).
- Addition de considérations pour des lignes directrices relatives à la sélection de changeurs de prise en charge (OLTC, On-Load Tap-Changers).
- Addition du transformateur de régulation alimentant un transformateur de conversion.
- Addition de considérations relatives à la répartition des courants et aux points chauds dans les enroulements à fort courant pour diverses dispositions d'enroulements.
- Addition de transducteurs magnétiques pour la régulation de tension continue avec des redresseurs à diodes
- Amélioration des anciennes annexes avec plusieurs exemples de calcul
- Additions de nouvelles annexes pour les montages de mesure spéciaux.

La présente version bilingue (2014-07) correspond à la version anglaise monolingue publiée en 2011-07.

Le texte anglais de cette norme est issu des documents 14/686/FDIS et 14/695/RVD.

Le rapport de vote 14/695/RVD donne toute information sur le vote ayant abouti à l'approbation de cette norme.

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

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

Une liste de toutes les parties de la série IEC 61378 peut être consultée, sous le titre général *Transformateurs de conversion*, 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 L'IEC sous "<http://webstore.iec.ch>" dans les données relatives à la publication recherchée. À cette date, la publication sera

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

Le contenu du corrigendum de janvier 2012 a été inclus dans cette version.

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

TRANSFORMATEURS DE CONVERSION - Partie 1: Transformateurs pour applications industrielles

1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 61378 traite de la spécification, la conception et l'essai des transformateurs de puissance et des réacteurs qui sont destinés à l'intégration au sein des convertisseurs à semi-conducteurs, il n'est pas applicable aux transformateurs conçus pour la distribution industrielle ou publique de pouvoir a.c. en général.

Le domaine d'application de la présente norme est limité aux applications des convertisseurs de puissance, quelle que soit leur puissance assignée. Les applications types sont: redresseurs à thyristors pour électrolyse; redresseurs à diodes pour électrolyse; redresseurs à thyristors pour gros dispositifs d'entraînement; redresseurs à thyristors pour four de fusion de ferrailles; et redresseurs à diodes alimentant les onduleurs pour variateurs de vitesse. La norme couvre aussi les unités de régulation utilisées dans ces applications telles que les transformateurs ou les autotransformateurs de régulation. La tension maximale des enroulements de valve pour l'équipement est limitée à 36 kV.

Cette norme n'est pas applicable aux transformateurs de puissance pour la transmission de puissance CCHT. Ceux-ci sont des transformateurs à haute tension et ils sont soumis à des essais diélectriques en courant continu.

Les normes pour l'installation complète de conversion (série IEC 60146 ou autres publications relatives à des champs particuliers d'application) peuvent contenir des exigences de garanties et d'essais (par exemple: isolement et niveaux de pertes d'énergie) pour toute l'installation comprenant le transformateur de conversion et, éventuellement, les transformateurs auxiliaires et des bobines d'inductance. Cela n'empêche pas que les exigences de la présente norme concernant les garanties et les essais s'appliquent au transformateur de conversion lui-même comme composant séparé avant d'être assemblé avec le restant de l'installation de conversion.

Les garanties, les essais de type et de service définis dans cette norme s'appliquent aussi bien aux transformateurs fournis comme partie d'un ensemble d'équipement de conversion qu'aux transformateurs commandés séparément mais destinés à être utilisés dans des installations de conversion. Toute garantie supplémentaire ou vérification spéciale doit faire l'objet d'un accord spécifique dans le contrat du transformateur.

Les transformateurs de conversion couverts par la présente norme peuvent être de conception immergée dans l'huile ou du type sec. À moins que des exceptions spécifiques ne soient énoncées dans la présente norme, les transformateurs sont conformes à la série IEC 60076 pour les transformateurs immergés dans l'huile et à l'IEC 60076-11 pour les transformateurs du type sec

NOTE Pour certaines applications en conversion, il est possible d'utiliser des transformateurs communs de distribution de conception normalisée. L'utilisation de tels transformateurs normalisés dans des applications spéciales en conversion peut nécessiter un certain déclassement. Ce sujet n'est pas spécifiquement couvert dans la présente norme qui traite des exigences à imposer à des unités spécialement conçues. Il est possible d'estimer ce déclassement à partir des formules données en 5.1 et aussi à partir de l'Article 9 de l'IEC 60076-8.

La présente norme traite des transformateurs comportant une ou plusieurs parties actives installées dans la même cuve comme (auto)transformateur de régulation et deux transformateurs de redressement. Elle couvre aussi les transformateurs comportant des transducteurs magnétiques et/ou un ou plusieurs transformateurs d'interphase.

Pour toutes les combinaisons non répertoriées ci-dessus, un accord est nécessaire entre l'acheteur et le fabricant pour la détermination et la mesure des pertes totales.

Cette norme s'applique aux transformateurs à couplage étoile Y et à couplage delta (ou triangle) Δ ainsi qu'à tout autre couplage de déphasage (comme le couplage en zigzag, en triangle prolongé, en polygone, etc.). Les enroulements de déphasage peuvent être placés sur le transformateur de régulation ou sur le transformateur de redressement.

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).

IEC 60050-421:1990, *Vocabulaire électrotechnique international (VEI) – Chapitre 421: Transformateurs de puissance et bobines d'inductance*

IEC 60076 (toutes les parties), *Transformateurs de puissance*

IEC 60076-1: 2011, *Transformateurs de puissance – Partie 1: Généralités*

IEC 60076-2: 2011, *Transformateurs de puissance – Partie 2: Echauffement des transformateurs immergés dans le liquide*

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

IEC 60076-6:2007, *Transformateurs de puissance – Partie 6: Bobines d'inductance*

IEC 60076-8: 1997, *Transformateurs de puissance – Partie 8: Guide d'application*

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

IEC 60146 (toutes les parties), *Convertisseurs à semi-conducteurs – Exigences générales et convertisseurs commutés par le réseau*

IEC 60146-1-1:2009, *Convertisseurs à semi-conducteurs – Exigences générales et convertisseurs commutés par le réseau – Partie 1-1: Spécifications des exigences de base*

IEC/TR 60146-1-2:2011, *Convertisseurs à semi-conducteurs – Spécifications communes et convertisseurs commutés par le réseau – Partie 1-2: Guide d'application*

IEC/TR 60616:1978, *Marquage de bornes et prises de transformateurs de puissance*

3 Termes, définitions et acronymes

3.1 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions donnés dans l'IEC 60050-421, l'IEC 60076-1 et l'IEC 60146-1-1, ainsi que les suivants s'appliquent.

3.1.1

couplage en polygone

P

montage des enroulements dans lequel chaque enroulement de phase comporte deux parties dans lesquelles sont induites des tensions déphasées. Une partie d'une phase est reliée en

série à l'autre partie de phase différente puis l'ensemble des enroulements est connecté pour former un triangle (voir Annexe I)

3.1.2

connexion en triangle prolongé

E

montage des enroulements dans lequel chaque enroulement de phase comporte deux parties dans lesquelles sont induites des tensions déphasées. Une partie est couplée en triangle avec les parties correspondantes des autres enroulements et est ensuite reliée à la borne de ligne appropriée par l'autre partie (voir Annexe I)

3.1.3

angle de déphasage

Γ

l'angle dont la valeur avec signe, exprimée en degrés et dixièmes de degrés, est ajoutée à l'indice horaire le plus proche pour obtenir le déphasage

3.1.4

transducteur magnétique

dispositif constitué par un ou plusieurs noyaux ferromagnétiques munis d'enroulements, à l'aide duquel on peut faire varier une tension ou un courant alternatif ou continu, par l'intermédiaire d'une tension ou d'un courant indépendant, en utilisant les phénomènes de saturation du circuit magnétique

NOTE Il convient de ne pas confondre le terme français "transducteur magnétique" (anglais: transductor) avec le terme français plus général "transducteur" (anglais: transducer). L'emploi du terme transducteur dans le sens de transducteur magnétique est admis lorsqu'aucune ambiguïté n'est possible.

[IEC 60050-431:1980, 431-01-01]

3.1.5

transformateur interphase

dispositif électromagnétique utilisé pour assurer, au moyen de couplages inductifs entre les enroulements placés sur le même noyau, le fonctionnement en parallèle de deux ou de plusieurs groupes commutants présentant entre eux une différence de phase

[IEC 60050-551:1998, 551-14-16]

3.1.6

côté réseau ou côté ligne

relatif à l'enroulement de transformateur raccordé au réseau de courant alternatif

3.1.7

côté valves

relatif à l'enroulement de transformateur raccordé au convertisseur

3.2 Acronymes

B6U montage de pont double hexaphasé (voir Figure 1 dessous)

DB montage pont de Graëtz (voir Figure 1 dessous)

NOTE Les enroulements de transformateur peuvent être montés en étoile ou en triangle.

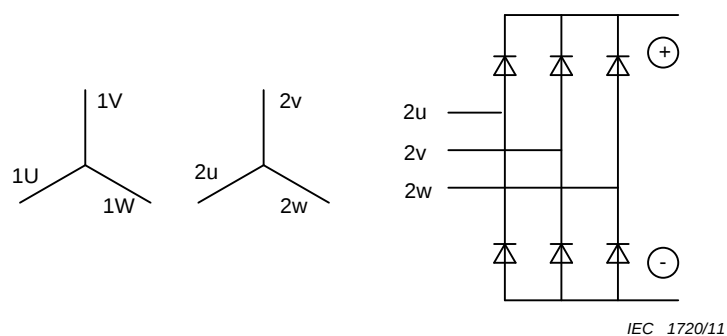


Figure 1 – Montage de double pont hexaphasé B6U ou DB 6

DSS Étoile double avec transformateur interphase

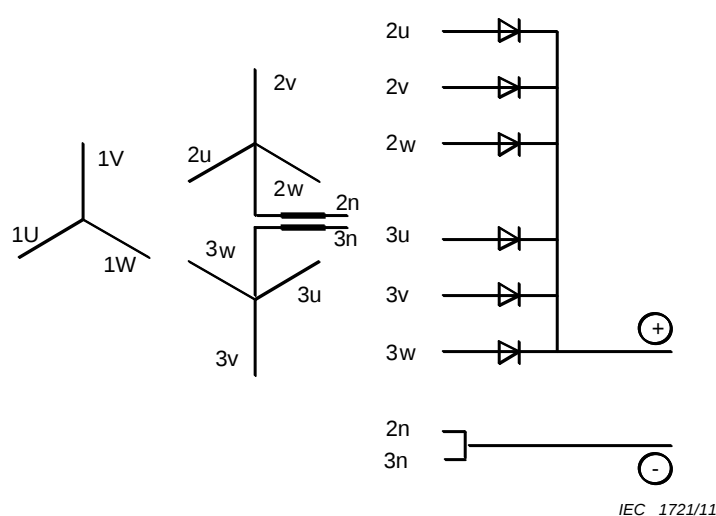


Figure 2 – Montage hexaphasé DSS

IPT voir la définition 3.1.5

SR voir la définition 3.1.4

FFT fast fourier transformation (Transformation de Fourier rapide)

4 Classification

4.1 Généralités

La classification des convertisseurs et les applications des convertisseurs sont données en 4.1 de l'IEC 60146-1-1:2009 et en 4.1 de l'IEC/TR 60146-1-2:2011. Pour la conception des transformateurs, il est important de distinguer entre

- les applications avec essentiellement des tensions sinusoïdales le long du transformateur, et
- les applications avec des tensions non sinusoïdales où le primaire du transformateur est excité à partir d'un circuit convertisseur de puissance commandé en courant alternatif ou d'un circuit convertisseur à fréquence variable.

Il est également important de distinguer entre

- les applications avec une charge continue, comme l'électrolyse, les fours à arc à courant continu, etc., et

- les applications avec des variations de charge cycliques ou irrégulières de courte durée, comme les trains de laminage motorisés à commande réversibles, etc.

Il convient de fournir les informations sur l'application de conversion avec la spécification du transformateur. Cela est détaillé plus complètement dans les paragraphes suivants de la présente norme.

4.2 Conditions de service normal

Les conditions de service normal pour le transformateur sont conformes à l'IEC 60076-1, à l'IEC 60076-2, à l'IEC 60076 -11 et à l'IEC 60146-1-1.

Il convient que tout écart de la tension alternative par rapport à la valeur de la tension assignée ou aux valeurs des tensions de prise, forme d'onde sinusoïdale ou symétrie des trois phases s'inscrive dans les limites de la classe d'immunité B, conformément à 5.4 de l'IEC 60146-1-1. Si le transformateur de conversion est alimenté avec une tension non sinusoïdale, application en convertisseur de fréquence ou en onduleur, il est nécessaire que des informations sur la plage de variation de la forme de la tension de service et sur la variation de sa fréquence doivent être fournies dans la spécification. Un autre aspect important est que des informations soient données concernant la composante en courant continu du cycle de tension appliquée.

4.3 Dispositions pour conditions de services exceptionnelles

En plus des conditions de service inhabituelles devant être spécifiées pour les transformateurs de puissance, dans le cas des transformateurs comportant plus de deux enroulements, chaque combinaison de charges des enroulements est à spécifier clairement. Chaque combinaison de charges doit inclure les composantes harmoniques respectives du courant.

Des exemples de ce type de conditions de service inhabituelles sont l'absence de charge ou la présence d'une charge réduite sur l'enroulement de compensation tertiaire ou sur un enroulement de valve.

5 Régimes assignés

5.1 Généralités

L'IEC 60076-1 s'applique, avec les additions et explications suivantes.

Les transformateurs pour application de conversion ont des courants de charge non sinusoïdaux et fonctionnent parfois sous tension non sinusoïdale. Même la fréquence peut fluctuer considérablement dans certaines applications.

Le régime assigné des transformateurs est exprimé en grandeurs sinusoïdales à la fréquence fondamentale en régime permanent, avec lesquelles les essais sur les transformateurs seront conduits et auxquelles les garanties correspondantes feront référence.

Les paragraphes suivants indiquent comment déterminer le régime assigné du transformateur lorsque les renseignements concernant le convertisseur et d'autres informations sur la charge sont disponibles.

5.2 Puissance assignée à la fréquence assignée et capacité de charge

La puissance assignée de l'enroulement côté réseau du transformateur de conversion est basée sur les composantes fondamentales de tension et de courant; la puissance assignée triphasée est donc:

$$S_R = \sqrt{3} \times U_1 \times I_1 \quad (1)$$

où

U_1 est la valeur efficace de la composante fondamentale de la tension entre phases;

I_1 est la valeur efficace de la composante fondamentale du courant assigné côté réseau. Cette composante fondamentale est calculée à partir d'un courant rectangulaire idéal (voir Tableau 1)

La puissance assignée S_R et le courant de phase I_1 doivent être utilisés pour les pertes dues à la charge et l'impédance de court-circuit garanties.

La puissance assignée des enroulements de valve S_V est égale à la puissance assignée de l'enroulement de ligne multipliée par un facteur qui dépend du nombre d'enroulements de valve et du type de redresseur (une voie ou deux voies). Ce facteur est défini dans le Tableau 1.

La conception thermique et le système de refroidissement des transformateurs doivent être déterminés après prise en compte des pertes accrues dues aux harmoniques (y compris les composantes de courant continu) par le truchement d'un courant thermique équivalent devant être utilisé dans l'essai d'échauffement (voir Article 6).

En cas de charge cyclique, les modèles de variation de la charge doivent être inclus par l'acheteur dans la spécification du transformateur.

5.3 Tensions assignées et en service

5.3.1 Transformateur mis sous tension à partir d'un réseau de puissance en courant alternatif

Pour un transformateur de conversion connecté à un réseau de puissance en courant alternatif, la tension assignée doit être celle spécifiée en 5.4 de l'IEC 60076-1 et dans l'IEC 60076-8.

5.3.2 Transformateur mis sous tension à partir d'un convertisseur/onduleur avec ou sans variation de fréquence

Dans le cas d'un convertisseur avec une tension du transformateur présentant une distorsion considérable, la tension assignée doit être la valeur efficace de la composante sinusoïdale fondamentale obtenue à partir de l'analyse en série de Fourier de la tension de service maximale en régime permanent.

Dans les applications présentant une telle distorsion de la tension du transformateur, ou une fréquence variable, des informations concernant les tensions appliquées dans diverses conditions de service doivent être données dans la spécification.

NOTE Pour les applications ci-dessus, c'est l'amplitude de l'induction (densité de flux) dans le circuit magnétique qui est le paramètre déterminant, et non l'amplitude d'une tension non sinusoïdale. La valeur du flux est déterminée à partir de l'intégrale tension-temps sur un demi-cycle. Cette valeur sera la valeur maximale en régime permanent. Si des valeurs élevées de courte durée de l'intégrale tension-temps existent, il convient qu'elles fassent également partie de la spécification, pour permettre de vérifier une possible surexcitation.

5.4 Courant assigné

Le courant assigné du transformateur est la valeur efficace de la composante fondamentale du courant correspondant à la puissance assignée conformément à 5.2.

5.5 Déphasage et identification des bornes pour le transformateur triphasé

La définition de déphasage est donnée en 3.10.6 de l'IEC 60076-1:2011.

Chaque fois que la notation des « indices horaires » indiquée dans l'Article 7 de l'IEC 60076-1:2011 ne suffit pas pour identifier le déphasage, l'indice horaire le plus proche doit être utilisé suivi de la valeur avec signe de l'angle Γ qui doit être ajoutée pour obtenir le déphasage exact.

L'indication du signe de Γ doit suivre la définition du déphasage avant et arrière (en avance et en retard) incluse en 3.10.6 de l'IEC 60076-1:2011 (voir Annexe I).

L'identification des bornes d'un transformateur de conversion doit aussi inclure les informations concernant la séquence de la valve de commutation. Par conséquent, les bornes sont exprimées par un code de trois symboles décrits ci-dessous.

Premier symbole: nombre, qui renvoie aux différents systèmes d'enroulement (avec 1 pour l'enroulement côté réseau);

Deuxième symbole: lettre, qui renvoie à la séquence des phases selon la CEI 60616.

Troisième symbole (facultatif): "+" ou "-" qui renvoie à la polarité du redresseur à laquelle la borne est reliée.

L'Annexe I contient des exemples des différents types de montages, de déphasage et d'indications de borne.

Si le déphasage varie en fonction de la position de la prise, celui sur la prise nominale doit être indiqué et la plage de variation doit faire l'objet d'un accord dès le stade de la soumission.

5.6 Plaque signalétique

En plus des informations fournies normalement pour les transformateurs de puissance, les données suivantes doivent être incluses dans la plaque signalétique:

- le diagramme des connexions et des phases avec l'indication du déphasage (conformément à 5.5);
- le facteur d'accroissement des pertes parasites par courants de Foucault;
- la valeur efficace du courant de charge (qui inclut la composante fondamentale et les harmoniques);

NOTE Dans le cas d'un transformateur de puissance chargé avec un courant sinusoïdal pur, le facteur d'accroissement des pertes parasites par courants de Foucault serait égal à 1 et la valeur efficace du courant de charge est égale au courant assigné.

- le type de redresseur auquel le transformateur sera relié (une voie/deux voies; diodes, thyristors);
- les caractéristiques de refroidissement, en cas de refroidissement à l'eau, le débit d'eau, la pression d'entrée et la perte de charge dans le système de refroidissement;
- dans le cas d'un (auto)transformateur de régulation et de transformateur(s) de redressement placés dans la même cuve, la tension primaire du transformateur de redressement.

Si des transducteurs magnétiques sont présents, les informations suivantes doivent être fournies:

- le nombre de spires des enroulements de polarisation, enroulements de commande et enroulements d'essai (le cas échéant);
- le courant assigné des enroulements de polarisation, enroulements de commande et enroulements d'essai (le cas échéant);
- la chute de tension continue;
- le diagramme des connexions des enroulements de polarisation, enroulements de commande et enroulements d'essai (le cas échéant) avec l'identification des bornes.

5.7 Unités avec enroulements tertiaires chargés avec filtre et compensation

Un enroulement tertiaire sur le transformateur peut être demandé à des fins de compensation du facteur de puissance et pour les besoins de filtrage des harmoniques.

En plus de la puissance assignée et de la tension assignée de l'enroulement tertiaire, l'acheteur doit spécifier les combinaisons de conditions de charge du transformateur. Cela concerne:

- la tension d'alimentation primaire, y compris la limite de variation;
- côté secondaire: tension, facteur de puissance et courant (composantes fondamentales et harmoniques);
- côté tertiaire: tension, facteur de puissance et courant (composantes fondamentales et harmoniques).

Le courant assigné est défini comme étant la valeur efficace, en ampères, de la composante fondamentale du courant à la tension tertiaire assignée ($I_{\text{assigné}}$ = composante fondamentale de $I = U_{\text{assigné}} / Z$, où Z est l'impédance de la batterie de compensation/filtrage).

Les harmoniques du courant dues aux harmoniques de la tension réseau circulent vers les filtres. Une résonance pourrait se produire du fait de la réactance du transformateur et du réseau et du fait du condensateur de compensation. Dans ce cas, un fort courant harmonique s'écoule vers le condensateur. L'acheteur doit prendre en compte l'état du réseau et spécifier les harmoniques en conséquence.

Les conditions suivantes doivent être prises en compte lors de la conception du transformateur, si elles sont spécifiées par l'acheteur:

- lorsqu'il se produit une surexcitation, la puissance fournie par l'enroulement tertiaire varie avec le carré de la tension;
- parce que la compensation du facteur de puissance a pour effet de décroître la puissance fournie, l'acheteur doit spécifier si l'enroulement primaire doit être conçu pour la puissance dans le cas où la batterie de condensateurs de compensation serait débranchée;
- en fonction de la disposition des enroulements, il peut se produire une surexcitation en cas de charge réduite ou nulle sur l'enroulement secondaire alors que l'enroulement tertiaire reste relié au condensateur de compensation.

NOTE ces informations sont le résultat d'un processus interactif et peuvent changer pendant le développement du projet.

5.8 Changeurs de prises en charge

Le pouvoir de coupure d'un changeur de prise en charge dépend de la pente maximale du courant après son passage par la valeur zéro. Pour les applications industrielles des convertisseurs, cette valeur diffère de celle trouvée dans les applications pour les transformateurs de puissance (tels que décrits dans L'IEC 60076-1) et est essentielle pour un choix correct du changeur de prise en charge. Cette valeur, exprimée en A/s, doit être fournie au fabricant du transformateur par l'acheteur

6 Pertes dues à la charge et chute de tension dans les transformateurs et bobines d'inductance

6.1 Généralités

La mesure des pertes dues à la charge doit être effectuée avec le courant assigné. La comparaison avec les valeurs garanties de pertes dues à la charge définies avant la fabrication doit être basée sur cette mesure

Les pertes effectives dues à la charge en service incluent les pertes additionnelles dues à la distorsion du courant. Cette valeur doit être calculée conformément à la procédure décrite en 6.2. Elle n'est pas garantie mais doit être fournie à l'acheteur par le fabricant du transformateur.

Les pertes réelles dues à la charge, calculées comme indiqué ci-dessus, doivent être utilisées comme base pour déterminer les élévations de température de l'huile et des enroulements et pour vérifier qu'elles ne dépassent pas les valeurs autorisées dans l'IEC 60076-2 pour les transformateurs immergés dans l'huile et dans l'IEC 60076-11 pour les transformateurs du type sec.

Lorsqu'il est spécifié, l'essai de type relatif à l'échauffement effectué sur le transformateur doit être réalisé avec prise en compte des pertes dues à la charge en service (voir 5.1 et 7.6).

6.2 Détermination des pertes dues à la charge du transformateur en fonction de la distorsion du courant de charge

Les pertes dues à la charge d'un transformateur sont conventionnellement subdivisées en pertes mesurées en courant continu (Pertes I^2R) et, en ajout, pertes parasites par courants de Foucault dans les enroulements et les connexions et pertes parasites dans les parties structurelles conductrices du transformateur.

Dans le cas des transformateurs avec basse tension et fort courant dans les enroulements, de l'ordre de quelques kiloampères, les connexions internes à fort courant nécessitent une analyse séparée des pertes parasites supplémentaires par courants de Foucault. Les principes utilisés dans la présente norme font référence aux notions suivantes:

- a) les connexions d'enroulement et les boucliers métalliques de grande conductivité tels que cuivre ou aluminium sont des éléments linéaires. Leurs pertes parasites par courants de Foucault sont proportionnelles au carré du courant:

$$P(I) = \text{constante} \times I^2 \quad (2)$$

- b) une relation similaire est aussi valable pour les écrans en tôle magnétique, quand ils sont utilisés dans des conditions non saturées:

$$P(B) = \text{constante} \times B^2 \quad (3)$$

où B est l'induction (ou densité de flux) dans l'écran magnétique;

- c) pour les pertes parasites supplémentaires dans les parties structurelles en acier, la même relation quadratique peut être utilisée avec une précision raisonnable:

$$P(B) = \text{constante} \times B^2 \quad (4)$$

où $B^2 = \text{constante} \times I^2$.

En service normal, le courant de charge du transformateur de conversion n'est pas sinusoïdal. Quand il est transformé en série de Fourier, il présente une quantité importante de courants harmoniques de valeur élevée. Ces courants harmoniques augmentent les pertes par courant de Foucault et les pertes supplémentaires dues au flux de fuite, et accroissent significativement les pertes totales calculées ou mesurées avec un courant purement sinusoïdal.

Une correction à une plus haute valeur des pertes correspondant au fonctionnement en convertisseur avec une charge assignée non sinusoïdale est nécessaire pour le dimensionnement thermique du transformateur et pour le calcul correct des pertes et du rendement complet de l'installation fonctionnant en convertisseur. Les composantes harmoniques doivent être spécifiées ou approuvées par l'acheteur préalablement à la passation de la commande. Les composantes harmoniques doivent comprendre la valeur efficace en ampères et le déphase en degrés de chaque harmonique pour chacun des enroulements du transformateur reliés à des bornes.

Le fabricant du transformateur ne dispose pas des informations et des connaissances nécessaires lui permettant de prédire les harmoniques de courant générés par le convertisseur. L'acheteur a la responsabilité de spécifier les harmoniques auxquels le transformateur sera soumis alors que le fabricant du transformateur a la responsabilité de concevoir le transformateur en tenant compte des harmoniques spécifiés.

Préalablement à la passation de la commande, l'acheteur doit spécifier ou approuver les composantes harmoniques du courant à la charge assignée. Dans le passé, en l'absence d'informations spécifiques, les composantes harmoniques pouvaient être obtenues conformément à 5.5 de l'IEC/TR 60146-1-2. Cependant, les développements actuels dans le domaine de l'électronique permettent d'appliquer des techniques de commande en temps réel qui modifient de manière significative le comportement du convertisseur. Le résultat est que la corrélation directe entre la configuration du circuit de puissance du convertisseur et son nombre de pulsations, et donc la valeur des courants harmoniques, est incertaine et que les courants harmoniques réels peuvent différer considérablement de ceux calculés conformément à 5.5 de l'IEC/TR 60146-1-2.

Dans tous les cas, les composantes harmoniques du courant à utiliser pour la conception du transformateur doivent être clairement définies et communiquées par l'acheteur au fabricant de transformateur préalablement à la passation de la commande. Il est de la responsabilité de l'acheteur de décider si les composantes harmoniques obtenues conformément à 5.5 de l'IEC/TR 60146-1-2 ou d'éventuelles composantes harmoniques proposées par le fabricant du transformateur sont acceptables.

Les règles suivantes sont données pour recalculer les pertes mesurées lors de l'essai, de manière à obtenir la valeur réelle des pertes dans les conditions spécifiées de charge en fonctionnement convertisseur.

Liste des variables et relations entre elles :

I_L	est la valeur efficace du courant non sinusoïdal de ligne (côté réseau) du transformateur;
I_{LN}	est I_L à charge assignée du convertisseur;
I_{PN}	est la valeur efficace du courant de phase primaire non sinusoïdal à charge assignée;
I_{SN}	est la valeur efficace du courant de phase secondaire non sinusoïdal à charge assignée;
I_{PT}	est la valeur efficace du courant de phase primaire pendant les essais de mesure des pertes dues à la charge (première approximation pour l'injection des pertes totales dues à la charge);
I_{ST}	est la valeur efficace du courant de phase secondaire (hexaphasé) pendant les essais de mesure des pertes dues à la charge;
I_{WN}	est la valeur efficace du courant assigné dans l'enroulement en essai;
I_h	est la valeur efficace du courant harmonique de rang h ;
I_P	est le courant de phase primaire sinusoïdal ayant une valeur efficace égale à I_{PN} ;
I_S	est le courant de phase secondaire sinusoïdal ayant une valeur efficace égale à I_{SN} ;
I_1	est la valeur efficace du courant fondamental à charge assignée (c'est-à-dire égale au courant assigné du transformateur);
I_{1P}	est la valeur efficace du courant fondamental de phase primaire du transformateur;
I_{1S}	est la valeur efficace du courant fondamental de phase secondaire du transformateur;
I_{eq}	est la valeur efficace du courant d'essais sinusoïdal équivalent pour la détermination de l'échauffement de l'enroulement;
I_{dN}	est le courant continu assigné;

I_{1v}	est la valeur efficace de la composante fondamentale du courant de valve;
I_{0v}	est la valeur de la composante continue du courant de valve;
U_{d0}	est la tension continue à vide conventionnelle; [IEC 60050-551, VEI 551-17-17]
U_{di}	tension continue à vide idéale;
U_{v0}	tension entre phases à vide du côté réseau du convertisseur ou du côté valves du transformateur;
h	est le rang de l'harmonique;
P_0	est la valeur des pertes à vide à tension assignée;
P_N	est la valeur des pertes dues à la charge du transformateur pour le courant I_{LN} ;
P_1	est la valeur des pertes dues à la charge du transformateur pour le courant I_1 ;
P_W	est la valeur des pertes des enroulements pour le courant I_L ;
P_{Wh}	est la valeur des pertes des enroulements pour le courant I_h ;
P_{W1}	est la valeur des pertes des enroulements pour le courant I_1 ;
P_{WP}	est la valeur des pertes de l'enroulement primaire pour le courant I_{LN} ;
P_{WS}	est la valeur des pertes totales de l'enroulement secondaire et des barres des connexions associées pour le courant I_{LN} ;
P_{WE}	est la valeur des pertes parasites par courants de Foucault dans l'enroulement pour le courant I_L ;
P_{WEh}	est la valeur des pertes parasites par courants de Foucault dans l'enroulement pour le courant I_h ;
P_{WE1}	est la valeur des pertes parasites par courants de Foucault dans l'enroulement pour le courant I_1 ;
P_{WE1h}	est la valeur des pertes parasites par courants de Foucault dans l'enroulement pour le courant I_1 , à la fréquence fondamentale et pour un champ de fuite identique à celui produit par le courant I_h ;
P_C	est la valeur des pertes des connexions pour le courant I_L ;
P_{Ch}	est la valeur des pertes des connexions pour le courant I_h ;
P_{C1}	est la valeur des pertes des connexions pour le courant I_1 ;
P_{CE}	est la valeur des pertes parasites par courants de Foucault des connexions pour le courant I_L ;
P_{Ch}	est la valeur des pertes parasites par courants de Foucault des connexions pour le courant I_h ;
P_{CE1}	est la valeur des pertes parasites par courants de Foucault des connexions pour le courant I_1 ;
P_{SE}	est la valeur des pertes supplémentaires parasites dans les parties mécaniques pour le courant I_L ;
P_{SE1}	est la valeur des pertes supplémentaires parasites dans les parties mécaniques pour le courant I_1 ;
$P_A, P_{A1}, P_{A2}, P_B, P_{B1}, P_{B2}, P_C$	sont les pertes de court-circuit mesurées dans les conditions de court-circuit des bornes côté valves A, A1, A2, B, B1, B2 et C mentionnées dans le Tableau 1;
$e_{XA}, e_{XA1}, e_{XA2}, e_{XB}, e_{XB1}, e_{XB2}, e_{XC}$	sont les impédances de court-circuit mesurées dans les conditions de court-circuit des bornes côté valves A, A1, A2, B, B1, B2 et C mentionnées dans le Tableau 1;
R_W	est la valeur de la résistance de l'enroulement en courant continu;
R_C	est la valeur de la résistance des connexions en courant continu;
F_{WE}	est le facteur d'accroissement des pertes parasites par courants de Foucault dans les enroulements (voir Annexe A);

F_{CE}	est le facteur d'accroissement des pertes parasites par courants de Foucault dans les connexions (voir Annexe A);
F_{SE}	est le facteur d'accroissement des pertes parasites supplémentaires dans les parties mécaniques (voir Annexe A);
K_{WE}	est la valeur relative du facteur d'accroissement des pertes parasites par courants de Foucault dans les bobinages à la fréquence fondamentale (voir Annexe A);
S_V	est la puissance assignée des enroulements de valve. Sa valeur est le résultat de la multiplication de S_R par le rapport de puissance indiqué dans le Tableau 1;
S_R	est la puissance assignée de l'enroulement côté réseau du transformateur de conversion. Elle est basée sur les composantes fondamentales de la tension et du courant;
x	est l'exposant à appliquer au rang de l'harmonique de fréquence pour calculer les accroissements des pertes parasites par courants de Foucault et des pertes parasites supplémentaires;

$$I_L^2 = \sum_1^n I_h^2 \quad (5)$$

$$P_{WE} = \sum_1^n P_{WEh} = F_{WE} \times P_{WE1} = P_W - R_W \times I_L^2 \quad (6)$$

où R_W est vue du côté réseau.

$$P_{WE1} = P_{W1} - R_W \times I_1^2 \quad (7)$$

$$P_{WEh} = P_{WE1} \times \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^2 \times \left(\frac{P_{WE1h}}{P_{WE1}} \right) \quad (8)$$

où pour le rang d'harmonique h , $\left(\frac{P_{WE1h}}{P_{WE1}} \right)$ est un coefficient fonction de la disposition géométrique et du couplage entre enroulements. Sa valeur varie entre 0 et quelques dixièmes au dessus de 1. Il est égal à 1 lorsque le courant I_h produit un champ de fuite magnétique ayant la même forme que celui produit par le courant I_1 . Voir 5.3, Figures 3 à 6 ainsi que l'Annexe A Exemples A2 à A5 pour plus d'informations.

$$F_{WE} = \sum_1^n \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^2 \times \left(\frac{P_{WE1h}}{P_{WE1}} \right) \quad (9)$$

$$P_{CE} = \sum_1^n P_{CEh} = F_{CE} \times P_{CE1} = P_C - R_C \times I_L^2 \quad (10)$$

où R_C est vue du côté réseau.

$$P_{CE1} = P_{C1} - R_C \times I_1^2 \quad (11)$$

$$F_{CE} = \sum_1^n \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^{0,8} \quad (12)$$

R_C provient principalement des jeux de barres de connexion des enroulements de valve et le spectre d'harmoniques à prendre à compte est celui de l'enroulement de valve.

Lorsque les barres sont bien compensées, les composantes harmoniques s'annulant les unes les autres seront omises.

$$P_{SE} = F_{SE} \times P_{SE1} \text{ et } F_{SE} = F_{CE} \quad (13)$$

Les pertes parasites supplémentaires dans les parties mécaniques peuvent être divisées en a) le flux de fuite produit par les courants dans les jeux de barres d'enroulement de valve et b) le flux de fuite produit par les courants dans les enroulements. L'utilisation de $F_{SE} = F_{CE}$ constitue une simplification satisfaisante par excès.

$$K_{WE} = \frac{P_{WE1}}{R_W \times I_1^2} \text{ (valeur relative)} \quad (14)$$

Les pertes dues à la charge au courant assigné, I_1 , du transformateur sont subdivisées en les termes suivants:

- i) $I_1^2 R$ = pertes en courant continu dans les enroulements et les connexions sur la base des valeurs mesurées de R_W et R_C ;
- ii) pertes parasites par courants de Foucault dans les enroulements, P_{WE1} (calculées);
- iii) pertes parasites par courants de Foucault dans les barres à fort courant, le cas échéant, P_{CE1} (déduites);
- iv) pertes parasites supplémentaires dans les parties structurales en acier, P_{SE1} (déduites).

La somme $P_{CE1} + P_{SE1}$ est le reste quand les termes i) et ii) précédents ont été soustraits des pertes totales mesurées.

Les relations suivantes s'appliquent:

$$\begin{aligned} P_1 &= I_1^2 \times (R_W + R_C) + P_{WE1} + P_{CE1} + P_{SE1} \\ P_N &= I_{LN}^2 \times (R_W + R_C) + P_{WE} + P_{CE} + P_{SE} \\ &= I_{LN}^2 \times (R_W + R_C) + F_{WE} \times P_{WE1} + F_{CE} \times P_{CE1} + F_{SE} \times P_{SE1} \end{aligned} \quad (15)$$

NOTE 1 La somme $P_{CE1} + P_{SE1}$ est augmentée d'un facteur d'accroissement commun $F_{CE} = F_{SE}$ pour obtenir les pertes dues à la charge en conversion pour le courant non sinusoïdal assigné.

NOTE 2 Différents enroulements d'un transformateur de conversion peuvent avoir différentes valeurs de puissance assignée et aussi différentes proportions de pertes par effet Joule ($I^2 R$) et de pertes parasites par courants de Foucault. Il convient d'interpréter les composantes respectives dans l'équation ci-dessus comme la somme des valeurs calculées pour chaque enroulement pris séparément.

NOTE 3 Les mesures des résistances, spécialement quand la tension secondaire est basse et le courant secondaire élevé, peuvent entraîner des incertitudes par suite

- a) des difficultés de mesure des faibles valeurs de résistance;
- b) de l'influence du dispositif de mise en court-circuit.

En présence de plusieurs parties actives dans la même cuve, les grandeurs susmentionnées doivent être calculées respectivement pour chaque partie active avec leurs harmoniques de courant spécifiques

6.3 Répartition des courants, pertes et points chauds dans les enroulements à fort courant

Les enroulements de valve dans les transformateurs de conversion destinés à des applications industrielles sont souvent caractérisés par leur faible nombre de spires et leurs forts courants

assignés (de l'ordre de plusieurs kA et plus). La conséquence en est que les enroulements de valve doivent être constitués de plusieurs bobines montées en parallèle.

Chaque fois qu'un enroulement est constitué de spires montées en parallèle, le partage du courant d'enroulement total entre les bobines sera influencé par la réactance propre et mutuelle de chaque bobine et par la charge des autres enroulements. En général, les bobines exposées au flux de fuite radial transportent un plus fort courant que les bobines exposées au seul flux de fuite axial.

Les valeurs types de courant pour les bobines placées aux extrémités d'un enroulement de valve peuvent être de 1,2 fois à 1,7 fois la valeur de courant correspondant à un partage parfaitement égal entre les bobines. De plus, il doit être noté que le partage de courant aussi est inégal entre les brins constitutifs des spires de ces bobines plus chargées (à moins qu'un partage égal du courant entre les brins ne soit assuré par une transposition parfaite ou en utilisant un câble à conducteurs transposés).

Cela signifie que ces enroulements présenteront une différence entre température de point chaud et échauffement moyen qui peut être significativement plus élevé que celui des autres enroulements.

Par conséquent, il n'est pas possible de prendre en hypothèse un facteur de point chaud simple et il est nécessaire de calculer précisément les pertes dues à la charge. En particulier, le fabricant doit calculer:

- a) les pertes par effet Joule (I^2R) dues au partage inégal de courant entre les bobines constitutives de l'enroulement à fort courant;
- b) les pertes par effet Joule (I^2R) dues à un partage inégal de courant entre les brins constitutifs des spires de chaque bobine;
- c) les pertes parasites par courants de Foucault dans chaque brin constitutif des spires de chaque bobine.

Ces calculs peuvent être effectués au moyen de simulations du champ magnétique qui prennent en compte tant les connexions entre les différentes bobines et différents enroulements du transformateur que la variation sinusoïdale des courants en fonction du temps.

Il est nécessaire d'effectuer une simulation pour chaque modèle de champ de fuite (voir l'alinéa suivant).

6.4 Effet de la disposition géométrique des enroulements et du couplage magnétique entre eux sur les pertes parasites par courants de Foucault dues aux harmoniques dans les transformateurs à au moins trois enroulements bobinés sur une même colonne de circuit magnétique

Dans un transformateur à deux enroulements, les ampères-tours sont équilibrés si l'on néglige le courant magnétisant. Les courants harmoniques circulant dans l'enroulement de valve sont équilibrés par les harmoniques (de même grandeur relative.) circulant dans l'enroulement de ligne; par conséquent, le facteur d'accroissement des pertes parasites par courants de Foucault est le même pour les enroulements de ligne et de valve.

Dans un transformateur à trois enroulements, la somme totale des ampères-tours de tous les enroulements est nulle et il est alors nécessaire de considérer dans le détail comment calculer chaque facteur d'accroissement des pertes parasites par courants de Foucault pour chaque enroulement.

Il est possible d'identifier les configurations suivantes pour les transformateurs à trois enroulements par colonne de circuit magnétique par le couplage entre les enroulements de valve:

- a) fortement couplé: deux enroulements de valve imbriqués et un enroulement de ligne;
- b) découplé: deux paires d'enroulements de valve-ligne séparées par une culasse intermédiaire ou appartenant à deux circuits magnétiques séparés;
- c) faiblement couplé:
 - i) transformateur biconcentrique avec un enroulement de ligne disposé radialement entre les deux enroulements de valve;
 - ii) deux enroulements de ligne en parallèle, l'un au-dessus de l'autre, chaque enroulement de ligne en face d'un enroulement de valve.

En mesurant les harmoniques de courant aux bornes des trois enroulements du transformateur, il est observable que, alors que certaines harmoniques injectées dans les enroulements de valve apparaissent avec une valeur relative identique, d'autres harmoniques ne sont pas présentes du côté réseau.

Par conséquent, il est possible de diviser en deux groupes les harmoniques injectées dans les enroulements de valve:

- 1) harmoniques en phase: il n'y a pas de déphasage entre ces harmoniques qui circulent dans les enroulements de valve; elles s'ajoutent et apparaissent du côté réseau;
- 2) harmoniques en opposition de phase: un déphasage de 180° existe entre ces harmoniques qui circulent dans les enroulements de valve; elles s'annulent et n'apparaissent pas du côté réseau¹.

Les courants harmoniques en phase contribuent toujours à la valeur totale des pertes parasites par courants de Foucault.

Quant aux courants harmoniques en opposition de phase, les points suivants s'appliquent:

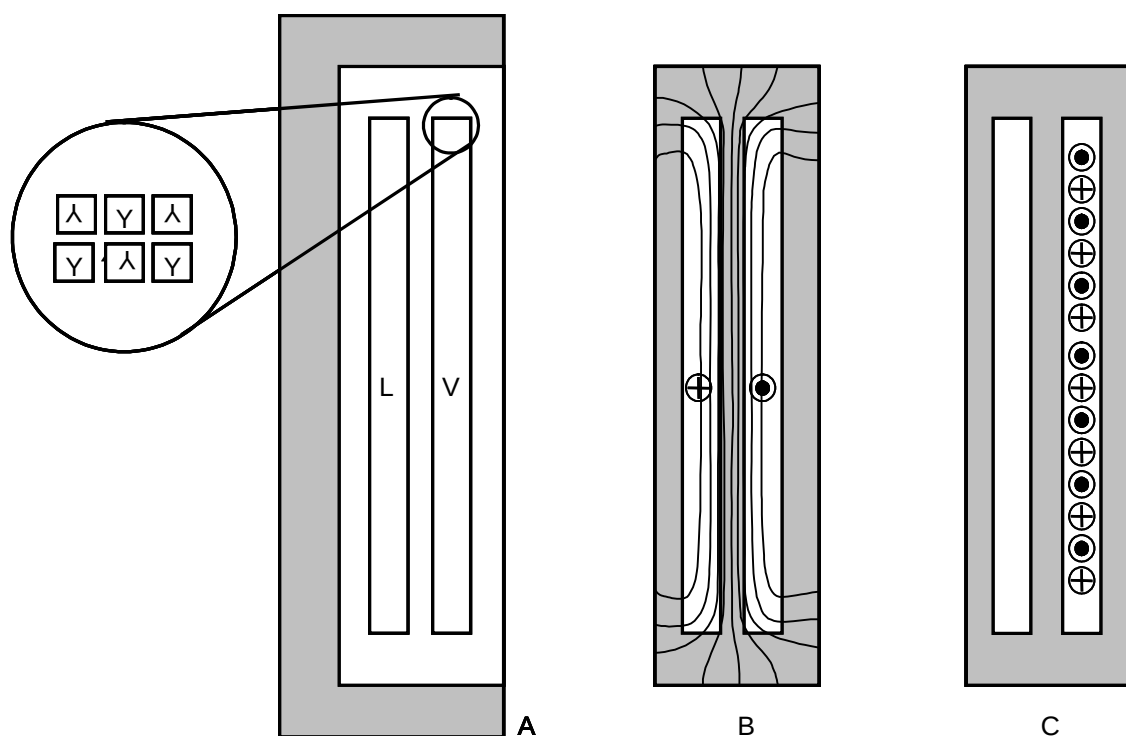
- 1) fortement couplé: les harmoniques en opposition de phase sont équilibrées entre les enroulements imbriqués côté valves; elles produisent un flux de fuite négligeable et ne produisent donc que des pertes par effet Joule (I^2R) dans les enroulements de valve (voir Figure 3);
- 2) découplé: la culasse intermédiaire sépare les circuits magnétiques des deux paires d'enroulements de valve-ligne; les harmoniques en opposition de phase sont équilibrées entre chaque couple d'enroulements de valve-ligne et elles produisent donc à la fois des pertes par effet Joule (I^2R) et des pertes parasites par courants de Foucault simultanément dans les enroulements de ligne et les enroulements de valve (voir Figure 2) et des pertes parasites supplémentaires dans les parties structurales et l'enroulement de ligne;
- 3) faiblement couplé obtenu avec des enroulements de valve concentriques: les harmoniques en opposition ne circulent pas dans l'enroulement de ligne car elles sont équilibrées entre les enroulements de valve où elles produisent à la fois des pertes par effet Joule (I^2R) et pertes parasites par courants de Foucault (voir Figure 5) et des pertes parasites supplémentaires dans les parties structurales et dans l'enroulement de ligne;
- 4) faiblement couplé obtenu avec deux enroulements de ligne placés axialement en parallèle: les harmoniques en opposition sont presque totalement équilibrées entre chaque couple d'enroulements ligne-valve et donc les mêmes considérations relatives à l'absence de couplage s'appliquent (voir Figure 4) pour le calcul de K_{we} (facteur d'accroissement des pertes parasites par courants de Foucault). Par contre, la distribution des pertes locales peut différer sensiblement (voir l'alinéa ci-dessous et l'Annexe C).

Lorsque les redresseurs génèrent des courants harmoniques en opposition de phase dans un enroulement de valve faiblement couplé, les champs magnétiques de fuite qui en résultent ont des composantes radiales significatives aux extrémités de l'enroulement. Ces composantes

¹ Comme les harmoniques paires dans un redresseur à diode à simple voie en double étoile ou les harmoniques avec $h = 6 \times K \pm 1$ (où K est un nombre entier impair égal à 1, 3, ..., n) dans un redresseur dodécaphasé à deux voies en Y et Δ .

radiales génèrent des pertes parasites locales par courants de Foucault dans les parties la plus élevée et la plus basse de chaque enroulement de valve. La disposition des enroulements montrée à la Figure 4 exige une attention particulière en raison de la forte concentration de courant harmonique de certains rangs dans la partie la plus basse de l'enroulement de valve supérieur et dans la partie la plus haute de l'enroulement de valve inférieur. Cette condition de service ne peut pas être reproduite dans un essai d'échauffement normal où les valves ne sont pas couplées au transformateur. Par conséquent, si l'acheteur l'exige, les effets des harmoniques en opposition de phase doivent être étudiés à l'aide d'outils appropriés de simulation de champ magnétique afin de valider la solution de conception.

Des considérations similaires, fondées sur le couplage mutuel des enroulements, s'appliquent dans les cas de transformateurs à plus de trois enroulements ou du type «cuirassé»



IEC 1722/11

Légende

A Disposition des enroulements dans la fenêtre du noyau

L Enroulement de ligne

B Flux de fuite produit par les harmoniques en phase

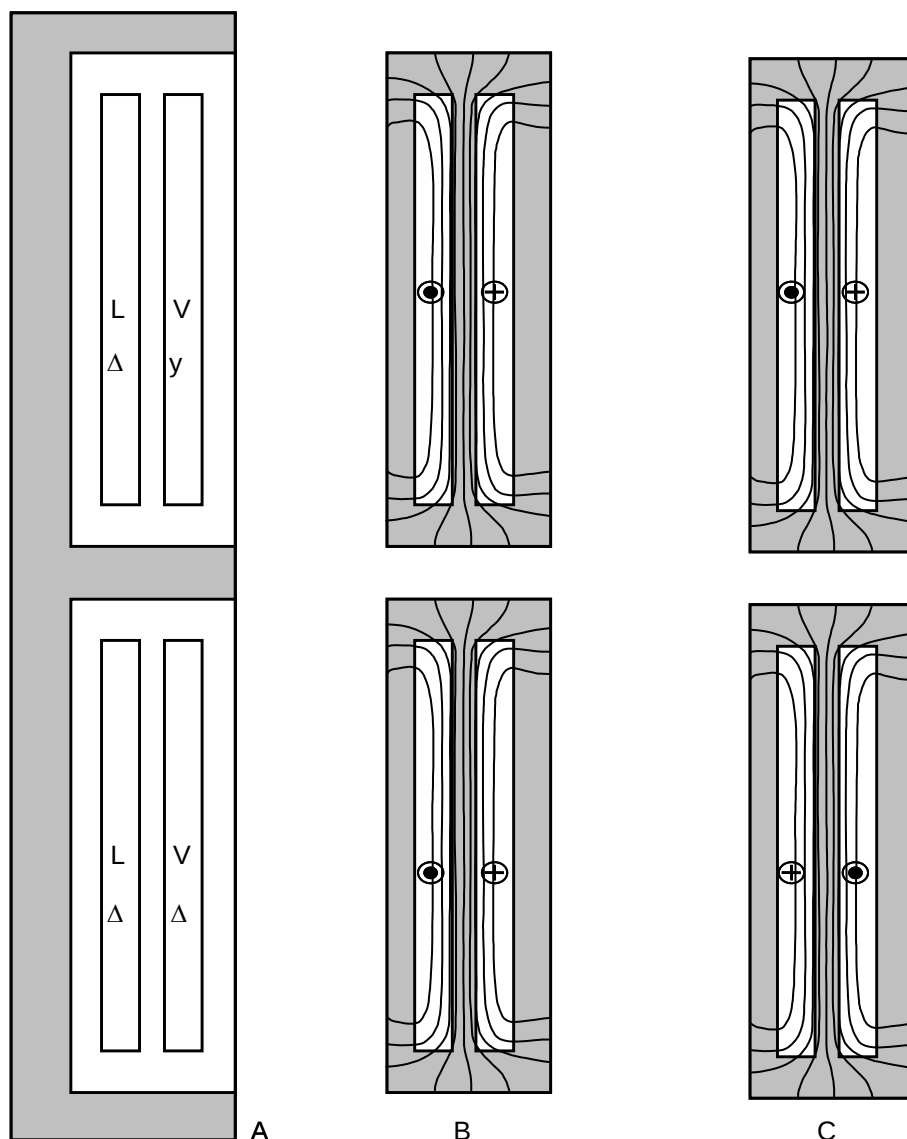
V Enroulements de valve imbriqués

C Flux de fuite produit par des harmoniques déphasées de 180°

Figure 3 – Champs de fuite pour transformateur à trois enroulements avec enroulements de valve fortement couplés

Le coefficient $\left(\frac{P_{WE1h}}{P_{WE1}} \right)$ est égal à:

- Enroulement de ligne: 1
- Enroulements de valve:
 - 1 pour un courant harmonique circulant en phase dans les deux enroulements
 - 0 pour un courant harmonique circulant en opposition de phase dans les deux enroulements.



IEC 1723/11

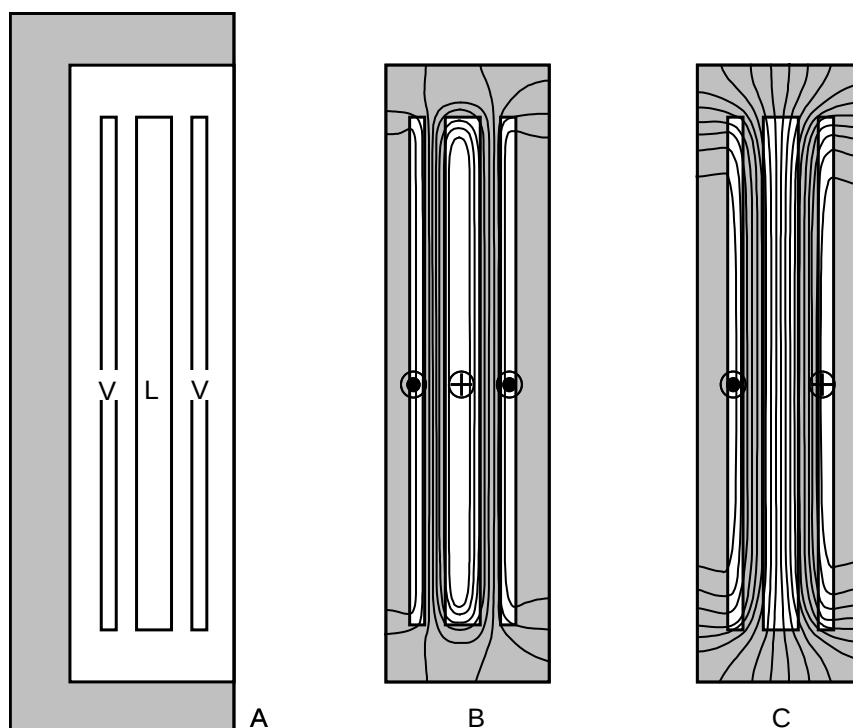
Légende

- A Disposition des enroulements dans la fenêtre du noyau
- B Flux de fuite produit par les harmoniques en phase
- C Flux de fuite produit par des harmoniques déphasées de 180°
- L Enroulements de ligne
- V Enroulements de valve

Figure 4 – Champs de fuite pour transformateur à trois enroulements avec enroulements de valve découplés

Le coefficient $\left(\frac{P_{WE1h}}{P_{WE1}} \right)$ est égal à:

- Enroulement de ligne: 1 dans les deux bobines montées en parallèle
- Enroulements de valve: 1 dans les deux enroulements



IEC 1724/11

Légende

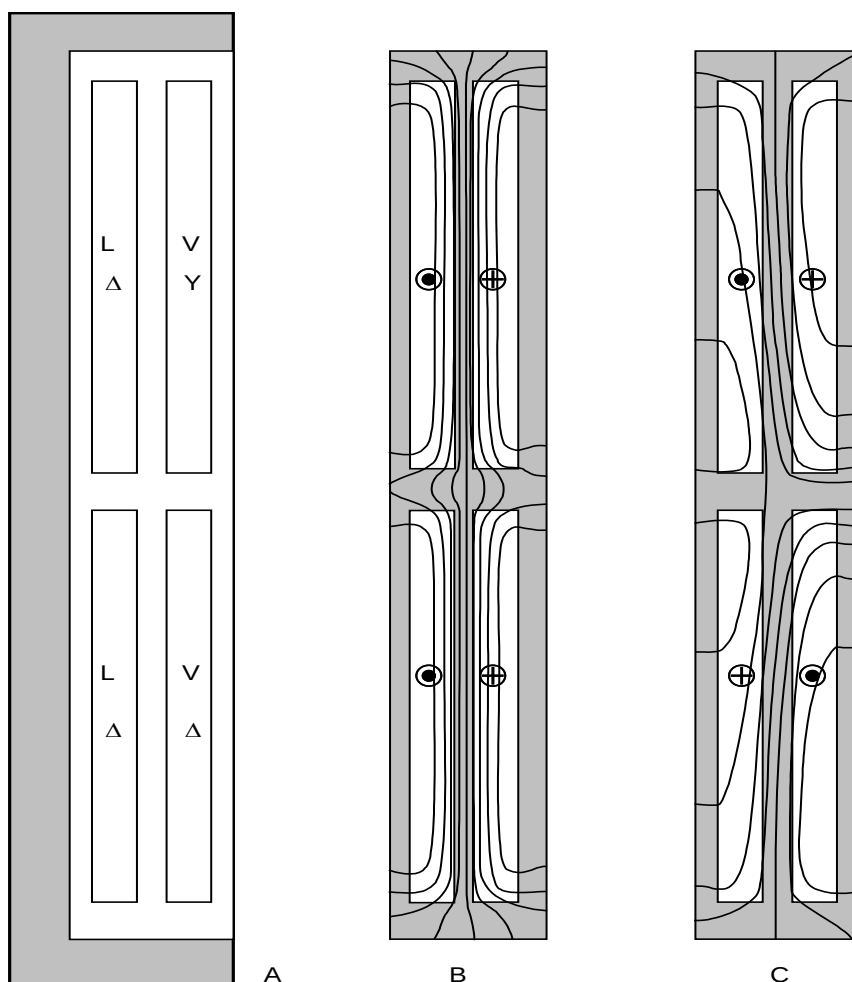
- A Disposition des enroulements dans la fenêtre du noyau
- B Flux de fuite produit par les harmoniques en phase
- C Flux de fuite produit par des harmoniques déphasées de 180°
- L Enroulement de ligne
- V Enroulements de valve

Figure 5 – Champs de fuite pour un transformateur à trois enroulements avec enroulements de valve biconcentriques faiblement couplés

Le coefficient $\left(\frac{P_{WE1h}}{P_{WE1}} \right)$ est égal à:

- Enroulement de ligne: 1
- Enroulements de valve:
 - 1 pour un courant harmonique circulant en phase dans les deux enroulements
 - x (>1) pour un courant harmonique circulant en opposition de phase dans les deux enroulements.

la valeur x pourrait être déduite d'un calcul ou de la mise en œuvre lorsque cela est possible d'un essai de court-circuit entre enroulements de valve.



IEC 1725/11

Légende

- A Disposition des enroulements dans la fenêtre du noyau
- B Flux de fuite produit par les harmoniques en phase
- C Flux de fuite produit par des harmoniques déphasées de 180°
- L Enroulement de ligne
- V Enroulements de valve

Figure 6 – Champs de fuite pour un transformateur à trois enroulements avec enroulements de valve double étage faiblement couplés

Le coefficient $\left(\frac{P_{WE1h}}{P_{WE1}} \right)$ est égal à:

- Enroulement de ligne: 1
- Enroulements de valve:
 - 1 pour un courant harmonique circulant en phase dans les deux enroulements
 - x pour un courant harmonique circulant en opposition de phase dans les deux enroulements.

la valeur x pourrait être déduite d'un calcul ou de la mise en œuvre lorsque cela est possible d'un essai de court-circuit entre enroulements de valve.

6.5 Pertes dans les transformateurs d'interphase, dans les bobines d'inductance d'équilibrage de courant, dans les bobines d'inductance de lissage en série et dans les transducteurs magnétiques

6.5.1 Généralités

Quand des transformateurs d'interphase, des bobines d'inductance d'équilibrage de courant, des bobines d'inductance de lissage en série et des transducteurs magnétiques font partie intégrante d'un transformateur raccordé à un convertisseur statique, les pertes de ces composants doivent être dérivées comme précisé ci-dessous.

NOTE Les règles définies dans ce paragraphe n'impliquent pas la spécification des pièces individuelles d'équipement dans le contexte d'une norme.

6.5.2 Transformateurs d'interphase

Le fabricant doit fournir les pertes à vide calculées à une fréquence égale à la fréquence de service normal de ce transformateur d'interphase et à une tension calculée pour fournir le flux magnétique correspondant au fonctionnement du convertisseur au courant assigné, à la tension assignée et à la valeur du déphasage spécifiée. Les données relatives au déséquilibre du courant doivent faire l'objet d'un échange et d'un accord entre l'acheteur et le fabricant. La capacité à supporter le déséquilibre doit être démontrée par le calcul.

Les pertes dans l'enroulement doivent être calculées comme le produit de la résistance en courant continu par le carré du courant continu dans l'enroulement.

6.5.3 Bobines d'inductance d'équilibrage de courant

Les pertes à vide dans les bobines d'inductance d'équilibrage de courant sont petites et peuvent être négligées.

NOTE Les pertes dans l'enroulement font partie de la mesure des pertes du convertisseur ou bien elles sont calculées comme le produit de la résistance mesurée en courant continu par le carré de la valeur efficace du courant dans l'enroulement.

6.5.4 Bobines d'inductance de lissage en série

En général, référence doit être faite à l'IEC 60076-6.

Les pertes à vide causées par l'ondulation harmonique des composantes de courant sont faibles et peuvent être ignorées.

NOTE Les pertes dans l'enroulement font partie de la mesure des pertes du convertisseur ou bien elles sont calculées comme le produit de la résistance en courant continu par le carré du courant continu dans l'enroulement.

6.5.5 Transducteurs magnétiques

Les transducteurs magnétiques sont des dispositifs qui permettent une régulation continue et fine de la tension continue générée par le convertisseur dans une plage spécifiée. Ils sont habituellement utilisés conjointement avec les convertisseurs à diodes alternatif-continu.

Le degré de saturation dans les groupes de circuits magnétiques détermine la chute de tension dans les transducteurs magnétiques. Un courant continu de polarisation imposé dans les enroulements auxiliaires sur les transducteurs régit le degré de saturation dans les circuits magnétiques. Un circuit de commande avec ou sans circuit de polarisation supplémentaire régit le courant continu. La régulation de tension est obtenue en faisant varier le courant continu. Le choix entre circuit de commande avec ou sans circuit de polarisation dépend de la conception du système de commande du convertisseur.

Les transducteurs magnétiques installés dans les transformateurs de conversion pourraient être de deux différents types:

- à noyau bobiné: Les transducteurs magnétiques de ce type sont installés du côté HT du transformateur de conversion et ils sont reliés en série aux enroulements HT.
- à barre traversante: Les transducteurs magnétiques de ce type sont installés sur le jeu de barres des connexions BT du transformateur de conversion et de telle manière que chaque transducteur magnétique soit relié directement en série à chaque bras de valve de convertisseur. Leur conception est généralement basée sur le principe du circuit enroulé.

Les pertes des transducteurs de type à noyau bobiné sont:

- Pertes du circuit magnétique: L'effet combiné du courant alternatif principal et des courants continus de polarisation et de commande génère des pertes dans la tôle magnétique. Pour l'instant, il n'existe pas de méthode validée pour la mesure directe des pertes du circuit magnétique des transducteurs magnétiques. La façon de les estimer ou de les calculer doit faire l'objet d'un accord entre le fabricant et l'acheteur avant la passation de la commande.
- Pertes dues à la charge dans les enroulements en courant alternatif du transducteur magnétique: Elles doivent être calculées à la charge assignée en se basant sur la résistance en courant continu de l'enroulement à la température de référence et des pertes parasites par courants de Foucault dans l'enroulement à la fréquence fondamentale, accrues par le facteur F_{WE} (facteur d'accroissement des pertes parasites par courants de Foucault dans les enroulements) correspondant pour la distorsion du courant de charge.
- Pertes parasites supplémentaires dans les parties structurelles du transducteur magnétique: Elles doivent être calculées à la charge assignée et à la fréquence fondamentale sur la base de formules empiriques éprouvées et être accrues par le facteur F_{SE} (facteur d'accroissement des pertes parasites par courants de Foucault dans les parties structurelles) correspondant pour la distorsion du courant de charge.
- Pertes dans les enroulements de polarisation: Elles doivent être calculées à la température de référence sur la base de la résistance mesurée en courant continu et des courants de polarisation continus.

Les pertes des transducteurs magnétiques du type à barre traversante sont:

- Pertes du circuit magnétique: Les pertes sont générées dans les noyaux enroulés par l'effet combiné du courant périodique principal de simple voie et des courants continus de polarisation et de commande. Pour l'instant, il n'existe pas de méthode validée pour la mesure directe des pertes du circuit magnétique des transducteurs magnétiques. La façon de les estimer ou de les calculer doit faire l'objet d'un accord entre le fabricant et l'acheteur avant la passation de la commande.
- Pertes dues à la charge dans les barres du transducteur magnétique: Elles doivent être calculées à la charge assignée en se basant sur la résistance en courant continu des barres à la température de référence et des pertes parasites par courants de Foucault calculées à la fréquence fondamentale, accrues du facteur F_{CE} correspondant à la distorsion du courant de charge.

Ces pertes sont d'habitude évaluées simultanément avec les pertes dues à la charge du transformateur.

NOTE 1 Dans les convertisseurs DB, le spectre des harmoniques du courant côté BT est différent du spectre du courant dans les barres des transducteurs magnétiques. En fait, les transducteurs magnétiques, qui sont reliés en série aux valves du convertisseur, sont soumis à un spectre d'harmoniques qui contient des harmoniques paires et impaires à la fois. Pour cette raison, il convient de prendre beaucoup de soin dans l'évaluation du facteur d'accroissement F_{CE} des barres de connexion sur la base du spectre approprié d'harmoniques. (voir l'Annexe A.5 pour plus d'explications).

- Pertes parasites supplémentaires dans les parties structurelles du transducteur magnétique: Dans ce type de transducteur magnétique, elles sont généralement négligeables en raison de la construction particulière qui réduit au maximum la présence de pièces de structure métalliques
- Pertes dans les enroulements de polarisation et de commande: Elles doivent être calculées à la température de référence sur la base de la résistance mesurée en courant continu et des courants continus de polarisation et de commande.

NOTE 2 Dans les transducteurs magnétiques à barre traversante, ces pertes sont en général faibles en comparaison aux autres contributions, mais la mesure de la résistance du circuit de polarisation et de commande est importante comme valeur de référence à vérifier périodiquement au cours de la vie du transformateur.

6.6 Chutes de tension dans les transformateurs et les bobines d'inductance

6.6.1 Généralités

La chute de tension continue introduite par les transformateurs de conversion ou les bobines d'inductance dépend des composantes réactive et résistive de leurs tension de court-circuit respectives:

- variation de tension continue due à la résistance du circuit: elle doit être calculée à partir des mesures de pertes en utilisant les formules données en 6.2.4 de l'IEC 60146-1-1:2009.
- variation de tension continue due à l'inductance du circuit: elle doit être calculée à partir des mesures d'impédance en utilisant les formules données en 6.2.4 de l'IEC 60146-1-1:2009.

Voir aussi 7.2.2.

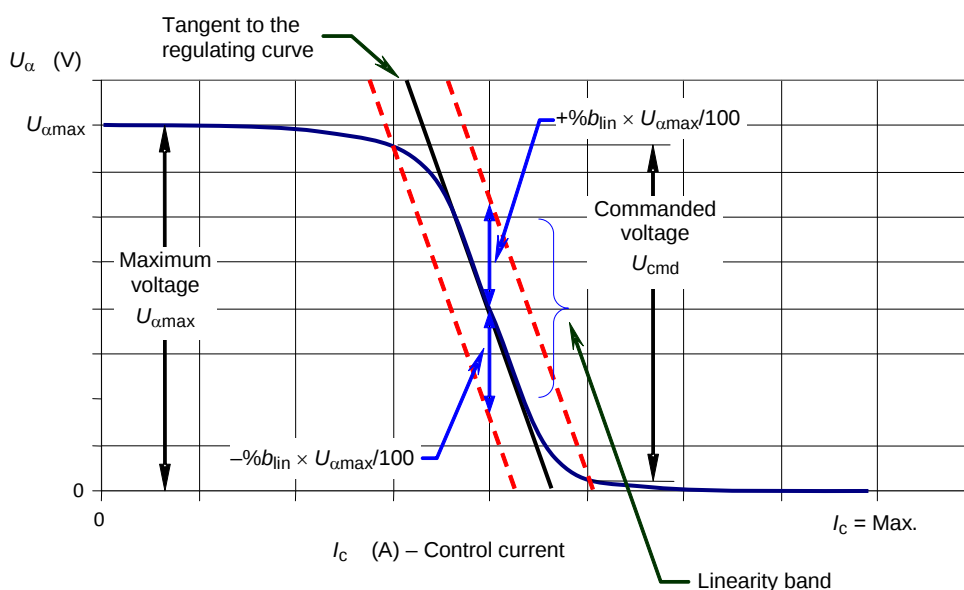
6.6.2 Transducteurs magnétiques

La plage de régulation des transducteurs magnétiques peut être décrite par une courbe tracée à la charge continue assignée du convertisseur et à un courant de commande variable (voir Figure 7). Les transducteurs magnétiques sont identifiés par les paramètres suivants:

- chute de tension maximale: valeur maximale de la chute de tension continue générée par les transducteurs magnétiques à la charge continue assignée du convertisseur et à la valeur spécifiée du courant de commande. La valeur dépend des caractéristiques physiques et géométriques du noyau du transducteur.
- plage commandée de la régulation de tension: partie linéaire de la courbe de régulation du transducteur magnétique à la charge continue assignée du convertisseur et aux courants de commande variables. Elle se définit comme la partie de la courbe de régulation qui est comprise dans les limites d'une bande précisée de tolérances.
- plage résiduelle de la régulation de tension: partie non linéaire de la courbe de régulation du transducteur magnétique à la charge continue assignée du convertisseur et aux courants de commande variables. Elle est la différence entre la chute de tension maximale et la plage commandée de la régulation de tension.

Toutes les chutes de tension décrites ci-dessus sont associées à une valeur spécifique du courant de commande, qui nécessite d'être documentée.

Préalablement à la passation de commande, l'acheteur doit spécifier lesquelles des grandeurs ci-dessus doivent être garanties (en général, seule la plage commandée de la régulation tension est garantie). Les tolérances correspondantes sur les valeurs mesurées des grandeurs garanties doivent faire l'objet d'un accord entre l'acheteur et le constructeur.



IEC 1726/11

Légende

Anglais	Français
Tangent to the regulating curve	Tangente à la courbe de régulation
Commanded voltage	Plage commandée de la regulation de tension
Maximum voltage	Tension maximale
Control current	Courant de commande
Linearity band	Bande de linéarité

Figure 7 – Courbe type de régulation du transducteur magnétique (avec la chute de tension maximale au courant de commande nul) et bande de tolérances

La méthode de détermination de la courbe de régulation (appelée couramment « courbe en S ») est soumise à l'accord entre l'acheteur et le constructeur.

Si la valeur U_{cmd} est garantie, elle doit être vérifiée conformément au mode opératoire suivant et à la définition ci-après de la bande de linéarité:

- à partir des données d'essai, tracer la courbe de régulation (communément appelée «courbe en S»);
- tracer la tangente à la courbe au point d'inflexion de la «courbe en S»;
- tracer les deux droites parallèles à la tangente décalées de la bande de linéarité demandée:

$$band_{lin} = \pm \%b_{lin} \times U_{\alpha} / 100 \quad (16)$$

- Les deux points d'intersection de la bande de linéarité avec la «courbe S» donnent la valeur de la tension commandée U_{cmd} .

La valeur du pourcentage de bande de linéarité $\%b_{lin}$ doit faire l'objet d'un accord entre le fabricant et l'acheteur. Une valeur couramment acceptée de ce paramètre est:

$$\%b_{lin} = 15 \% \quad (17)$$

Une méthode communément admise pour calculer la chute de tension du transducteur magnétique est basée sur les formules suivantes:

$$U_{\alpha} = 6 \times f \times S_r \times B \quad \text{Pour convertisseur en pont double étoile.} \quad (18)$$

ou

$$U_{\alpha} = 12 \times f \times S_r \times B \quad \text{Pour convertisseur en pont de Graëtz.} \quad (19)$$

où

- B valeur de l'induction (tesla);
- U_{α} chute de tension introduite côté courant continu par le transducteur magnétique (V);
- f fréquence fondamentale (Hz);
- S_r section nette du circuit magnétique du transducteur magnétique (m²);
- $U_{\alpha\max}$ chute de tension à la valeur de l'induction de saturation B_s .
- U_{cmd} plage commandée de la régulation de tension

La courbe en S et la valeur correspondante de U_{cmd} sont obtenues en se reportant à la caractéristique B-H du matériau magnétique du noyau des transducteurs magnétiques.

La valeur U_{cmd} , si elle est garantie, doit être évaluée (soit par des calculs, soit par des essais spéciaux) au plus tard au stade de l'essai de réception en usine.

7 Essais pour transformateurs de conversion

7.1 Généralités

Tous les essais doivent être réalisés conformément à l'IEC 60076-1, à l'IEC 60076-2 et à l'IEC 60076-3 pour les transformateurs de puissance immergés dans l'huile, et à l'IEC 60076-11 pour les transformateurs du type sec, sauf spécification contraire dans le présent article.

Les essais des transformateurs sont répartis en essais individuels, essais de type et essais spéciaux, conformément à 11.1.2 11.1.3 et 11.1.4 de l'IEC 60076-1:2011 pour les transformateurs de puissance immergés dans l'huile, et à l'Article 5 de l'IEC 60076-11:2004 pour les transformateurs de type sec.

Lorsque la mesure de l'impédance de court-circuit entre deux enroulements de valve est demandée, il peut ne pas être possible d'atteindre 50 % du courant assigné. Cette mesure sera effectuée au plus fort courant admissible par l'équipement d'essai. La tolérance sur cette mesure doit être convenue par accord avec l'acheteur. Lorsque les enroulements de valve sont imbriqués, l'impédance de court-circuit entre eux peut être considérée comme négligeable.

7.2 Mesure de la réactance de commutation et détermination de la chute inductive de tension

7.2.1 Réactance de commutation

Pour mesurer la réactance de commutation, les bornes côté réseau du transformateur doivent être court-circuitées. Un courant alternatif à la fréquence fondamentale définie au point b) en 7.2.2 doit circuler au travers de deux phases consécutives d'un même groupe commutant et la tension entre ces bornes doit être mesurée. La réactance de commutation $2 \times X_t$ est égale à la composante inductive de l'impédance calculée à partir de cette mesure. Au moins deux essais doivent être effectués avec différentes paires de phases dans chaque groupe commutant et la moyenne arithmétique de ces mesures doit être prise comme valeur de la réactance de commutation.

Quand le même enroulement de ligne (enroulement primaire) alimente un groupe commutateur connecté en parallèle ou en série qui commute simultanément, les enroulements correspondant à ces groupes doivent être connectés phase par phase en parallèle, pour les essais ci-dessus.

Une autre estimation de la réactance de commutation peut être déduite à partir des résultats d'essai d'impédance du transformateur:

Les trois phases de l'enroulement de valve sont court-circuitées. L'impédance de court-circuit en pourcentage (p.u.) est mesurée du côté réseau et rapportée à la puissance assignée et à la tension assignée de l'enroulement de valve. La réactance de commutation X_t est égale à la composante inductive de l'impédance de court-circuit.

7.2.2 Variation inductive de tension

La variation inductive de tension doit être calculée par l'une ou l'autre des méthodes suivantes.

a) Calcul utilisant la formule

$$d_{xtN} = \frac{\delta \times q \times s}{2 \times \pi \times g} \times X_t \times \frac{I_{dN}}{U_{di0}} \quad (20)$$

b) Mesure décrite en 6.1.1 avec une valeur efficace de courant égale à:

$$\frac{\sqrt{2}}{4} \times \frac{\delta}{g} \times I_{dN} \quad (21)$$

où

g est le nombre d'ensembles de groupes commutants entre lesquels I_{dN} se répartit;

I_{dN} est le courant continu assigné;

q est l'indice de commutation;

s est le nombre de groupes commutants en série;

U_{di0} est la tension continue idéale à vide;

δ est le nombre de groupes commutants qui commutent simultanément, par primaire;

X_t est la composante inductive de l'impédance de court-circuit;

d_{xtN} est la variation inductive de la tension avec le courant I_{dN} ;

d_{xt1} est la variation inductive de la tension avec le courant I_1 .

Dans ce cas, la composante inductive de la tension d'entrée, exprimée en valeur réduite à l'unité, de la tension assignée entre bornes U_{V0} , représente la variation inductive de tension d_{xt1} .

Pour les montages donnés au Tableau 1, la variation inductive de tension peut être calculée à partir des résultats des essais en court-circuit côté secondaire spécifiés dans la dernière colonne, à l'exception des montages numéros 9 et 12. Pour ces montages, l'essai de court-circuit spécifié en 7.2.1 est recommandé.

7.3 Mesure du rapport de transformation et du déphasage

Selon l'IEC 60076-1, le rapport de transformation doit être mesuré en chaque position de prise. Cependant, certains transformateurs de conversion peuvent comporter un très grand nombre de prises. Dans ce cas, le fabricant peut convenir avec l'acheteur de soumettre à essai juste un sous-ensemble de prises (à titre d'exemple, en présence de réglage grossier et de réglage fin, il suffit d'effectuer les mesures sur chaque échelon de réglage fin, en ayant fixé un échelon grossier, puis d'en effectuer une sur chacun des échelons de réglage grossier restants).

La tolérance de rapport de transformation sur des prises autres que la prise principale et la tolérance d'angle de déphasage sur toutes les prises doivent faire l'objet d'un accord entre l'acheteur et le fabricant avant la passation de la commande. En l'absence d'accord entre l'acheteur et le fabricant avant la passation de commande, il convient de prendre $\pm 0,5^\circ$ comme valeur de la tolérance sur le déphasage.

Les mesures du rapport de transformation et du déphasage peuvent être obtenues par l'une des méthodes suivantes (voir Annexe H):

- a) mesures des rapports de nombre de spires;
- b) mesures par oscilloscope.

La mesure par oscilloscope vérifie le déphasage avec la fréquence d'échantillonnage et la résolution des instruments de mesures alors que la mesure par les rapports de nombre de spires est indépendante de la résolution de dispositif requise pour soumettre à essai le déphasage; pour cette raison, la méthode a) est recommandée.

NOTE En présence de transducteurs magnétiques, il convient que l'acheteur et le fabricant décident d'un commun accord de la façon de vérifier la polarité et le rapport des circuits de polarisation et de commande des transducteurs magnétiques.

7.4 Essais diélectriques

7.4.1 Généralités

Pour une partie active simple, les essais diélectriques doivent être effectués conformément à l'IEC 60076-3:2000.

Pour les unités de redressement comportant plus d'une partie active dans la même cuve, les tensions de référence pour définir les essais diélectriques sont les tensions entre phases des bornes primaires et secondaires. Il est souvent irréalisable de soumettre à essai les enroulements intermédiaires en totale conformité avec l'IEC 60076-3:2000 et il convient que le fournisseur et l'acheteur décident d'un commun accord des essais à omettre ou à modifier avant la passation de la commande. Si des enroulements intermédiaires sont soumis à essai, leur niveau d'isolement sera inscrit sur la plaque signalétique. Si des transducteurs magnétiques sont présents, ils doivent être totalement montés au moment des essais diélectriques.

7.4.2 Essai diélectrique entre enroulements de valve imbriqués

La capacité de tenue diélectrique des enroulements de valve imbriqués doit être essayée comme suit:

- a) Capacité de tenue diélectrique entre enroulements de valve entrelacés et la terre. Un seul essai est effectué, toutes les bornes des enroulements de valve imbriqués étant reliées ensemble et tout le reste étant conforme à l'IEC 60076-3.
- b) Capacité de tenue diélectrique entre enroulements de valve imbriqués. Les bornes de l'un des deux enroulements de valve imbriqués sont reliées ensemble et mises à la terre. Les bornes de l'autre enroulement de valve entrelacé sont reliées ensemble et une tension d'essai alternative est appliquée pendant 1 min entre cette borne de regroupement et la terre. La valeur de la tension d'essai est égale au double de la tension alternative assignée plus 500 V ou bien à 2 500 V, selon la valeur la plus grande.

7.5 Essai de mesure des pertes dues à la charge

7.5.1 Généralités

Cet essai doit être réalisé pour obtenir les pertes dues à la charge dans le transformateur au courant assigné (I_1) et à la fréquence fondamentale.

Les connexions appropriées lors des essais en court-circuit sont données au Tableau 1 pour les montages les plus communément utilisés.

Les pertes sont mesurées pour chaque combinaison de court-circuit A, B et C. Les valeurs des pertes mesurées P_A , P_B et P_C sont utilisées pour déterminer la valeur des pertes totales garanties à partir de l'équation correspondante du Tableau 1.

Ces résultats d'essais doivent être corrigés afin de les rapporter aux températures de référence suivantes:

- Transformateurs immergés dans l'huile: 75 °C comme défini dans l'IEC 60076-1:2011, Paragraphe 11.1;
- Transformateurs de type sec: suivant les exigences générales pour les essais de l'IEC 60076-11.

Il n'est pas exigé que les pertes dues à la charge doivent être mesurées aux deux différentes fréquences comme décrit dans L'IEC 61378-2.

7.5.2 Pertes dues à la charge dans les transformateurs de redressement avec transducteurs magnétiques dans la même cuve

Pendant les essais de court-circuit pour la mesure des pertes dues à la charge et les mesures de l'impédance, la présence de noyaux de transducteur magnétique ajoute leurs pertes et leurs impédances à celles du transformateur principal. Elle provoque aussi une distorsion des formes des ondes de courant et de tension. Les mesures sont donc affectées et, si elles ne sont pas correctement compensées, peuvent ne pas être conformes aux exigences en 11.4 (Mesure de l'impédance de court-circuit et des pertes dues à la charge) de l'IEC 60076-1:2011. Un accord spécial doit être conclu entre l'acheteur et le fabricant pour réaliser ces essais avant la passation de commande. Plusieurs approches sont possibles et l'Annexe G en illustre un certain nombre.

7.5.3 Configuration des barres de connexion d'essai pour le court-circuit des enroulements de valve à fort courant

Pour sélectionner une configuration de barres de connexion externes afin de court-circuiter les enroulements de valves à fort courant, il faut veiller à estimer l'augmentation des pertes dues à la charge, de l'impédance de court-circuit et de la possibilité de points chauds dans la cuve liés à la présence de ces barres de connexion d'essai elles-mêmes.

7.6 Essais d'échauffement

7.6.1 Généralités

La procédure de l'essai d'échauffement pour les transformateurs immergés dans l'huile selon 7.3.2 de l'IEC 60076-2:2011 est modifiée comme décrit ci-dessous en 7.6.2 et 7.6.3.

Ces paragraphes servent aussi de guide, lorsqu'ils sont applicables, pour les essais des transformateurs du type sec (voir Article 23 de l'IEC 60076-11:2004).

Le but de cet essai est

- d'établir l'échauffement de l'huile supérieure en régime permanent avec la dissipation des pertes totales égales aux pertes au courant de charge assigné non sinusoïdal en conversion et à la tension assignée sinusoïdale du transformateur;
- d'établir l'échauffement des enroulements au-dessus de l'huile dans les mêmes conditions;
- d'établir l'échauffement des enroulements au-dessus de l'ambiante pour les transformateurs du type sec.

L'échauffement de l'huile et des enroulements est déterminé en utilisant les méthodes décrites en 7.6.2 et 7.6.3.

Dans certains cas, il est possible que le courant d'essai nécessaire pour atteindre une valeur d'essai spécifiée des pertes totales (voir 7.6.1) afin d'établir l'échauffement de l'huile en régime permanent surcharge certains des enroulements à des niveaux inacceptables. Par conséquent, il peut être nécessaire de réduire le courant/les pertes à des niveaux situés sous les limites d'applicabilité des formules de correction indiquées en 7.13 de l'IEC 60076-2:2011. Dans ce cas, l'acheteur et le fabricant doivent par accord décider d'étendre l'applicabilité de ces formules de correction ou d'évaluer les échauffements par des calculs.

Chaque fois que les bornes des enroulements sont accessibles, la température de l'enroulement doit être mesurée à un courant d'essai équivalent conforme aux calculs en 7.6.3.

Lorsque les bornes des enroulements ne sont pas accessibles (par exemple en cas de présence de plusieurs parties actives dans la même cuve et/ou en cas d'enroulements de déphasage), ces enroulements doivent être considérés comme faisant partie d'une « conception interne » et leur échauffement doit être évalué par des calculs.

Si des transducteurs magnétiques se trouvent dans la même cuve contenant la/les partie(s) active(s), l'essai d'essai d'échauffement peut être effectué par l'un des modes suivants convenus entre l'acheteur et le constructeur au stade de l'offre:

- a) les transducteurs magnétiques restent complètement assemblés. Dans ce cas, les courants des enroulements pendant les essais ne sont pas sinusoïdaux. Les pertes supplémentaires dues à ces courants harmoniques doivent être prises en compte dans la détermination du courant d'essai équivalent. Le courant d'essai équivalent doit être calculé en valeur efficace (valeur rms);
- b) les transducteurs magnétiques sont pontés ou leurs noyaux magnétiques sont retirés afin d'obtenir une forme d'onde sinusoïdale des courants d'enroulements pendant l'essai.

7.6.2 Injection des pertes totales

Les pertes totales sont la somme des pertes dues à la charge plus les pertes à vide et, s'il est présent, de l'IPT et des pertes dans les transducteurs magnétiques.

Les pertes dues à la charge sont les pertes développées à partir du courant non sinusoïdal en conversion (voir 6.2). Les pertes à vide correspondent à la tension assignée du transformateur.

Les pertes injectées dans le transformateur doivent être mesurées. Le courant à la fréquence industrielle fondamentale, I , doit être ajusté pour donner la valeur d'essai spécifiée des pertes totales.

7.6.3 Injection des pertes dues à la charge assignée

7.6.3.1 Transformateurs à deux enroulements

Quand l'échauffement de l'huile supérieure a été établi, l'essai doit continuer avec un courant sinusoïdal d'essai équivalent aux pertes dues à la charge pour le courant assigné en conversion. Cette condition doit être maintenue pendant une durée de 1 h, pendant laquelle les mesures des températures de l'huile et du fluide de refroidissement doivent être effectuées.

Le courant d'essai équivalent est égal à

$$I_{eq} = I_1 \left(\frac{I_{LN}^2 \times (R_W + R_C) + (F_{WE} \times P_{WE1})}{I_1^2 \times (R_W + R_C) + P_{WE1}} \right)^{0.5} \quad (22)$$

A la fin de l'essai d'échauffement, les températures des deux enroulements doivent être déterminées. Cela s'obtient par une série de mesures des résistances des deux enroulements qui doit être effectuée pendant la période de refroidissement suivant la rapide déconnexion des alimentations et courts-circuits. Pour plus amples informations, voir 7.3, 7.8, 7.9, 7.10, ainsi que les Articles C.1, C.2 et C.3 de l'IEC 60076-2:2011.

NOTE Si l'essai d'échauffement est effectué transducteurs montés, il convient de prendre en compte dans la détermination de I_{eq} les harmoniques de courant dues à la présence des transducteurs magnétiques et leurs pertes correspondantes.

7.6.3.2 Transformateur à plus de deux enroulements

Le cas le plus usuel est un transformateur de conversion à trois enroulements avec deux enroulements secondaires ayant la même puissance assignée. Le couplage des enroulements secondaires est soit étoile-étoile avec un transformateur interphase, soit étoile-étoile, triangle-triangle, ou l'un en étoile et l'autre en triangle.

Le courant d'essai équivalent pour chaque enroulement, l'un après l'autre, doit être fourni et la valeur de l'échauffement d'enroulement doit être obtenue.

La forme générale du courant équivalent est

$$I_{eq} = I_1 \times \left(\frac{I_{WN}^2 \times (R_W + R_C) + (F_{WE} \times P_{WE1})}{I_1^2 \times (R_W + R_C) + P_{WE1}} \right)^{0.5} \quad (23)$$

NOTE 1 Les deux enroulements de valve secondaires par phase disposent d'un couplage électromagnétique proche de 100 % dans les calculs développés dans les exemples en A.2 et A.3. Donc les pertes parasites par courants de Foucault de tous les enroulements sont basées en hexaphasé en A.2 et en dodécaphasé en A.3 (voir 5.2).

La valeur du courant d'essai équivalent pour chaque enroulement doit être obtenue à partir de valeurs spécifiques de la résistance, des pertes parasites par courants de Foucault et du facteur d'accroissement pour cet enroulement.

NOTE 2 Pour les transformateurs avec des enroulements importants dans des réseaux de barres côté secondaire, il peut être difficile, voire impossible, d'obtenir une déconnexion rapide des courts-circuits. Dans ce cas, il convient de rechercher un accord entre constructeur et acheteur concernant les échauffements des enroulements concernés.

NOTE 3 En raison des valeurs très faibles de résistance (de l'ordre de $10^{-5} \Omega$ à $10^{-6} \Omega$) des enroulements de valve à fort courant, il convient de prendre un soin particulier dans la mesure de la résistance de tels enroulements pour éviter des erreurs significatives.

NOTE 4 I_{WN} remplace I_L lorsque le facteur d'accroissement, F_{WE} , pour l'enroulement en essai est calculé conformément à l'Annexe A.

L'essai doit être effectué de la manière suivante.

Les deux secondaires doivent être court-circuités et le courant primaire équivalent doit être fourni pour obtenir l'échauffement au-dessus de l'huile moyenne de l'enroulement primaire. Ensuite, chacun des enroulements secondaires doit être court-circuité à tour de rôle (laissant l'autre ouvert) et un courant primaire doit être injecté pour obtenir le courant équivalent pour l'enroulement secondaire en essai. Ces deux essais donnent les échauffements des enroulements au-dessus de l'huile moyenne pour les enroulements secondaires.

En variante, on peut n'utiliser que le premier essai seulement, avec les deux enroulements secondaires court-circuités. Les valeurs mesurées des échauffements d'enroulements pour les enroulements secondaires obtenues par cet essai doivent alors être corrigées conformément au 7.13 de l'IEC 60076-2:2011.

7.6.3.3 Considérations relatives aux points chauds des enroulements et de la cuve

Le courant d'essai équivalent est calculé afin de produire les pertes totales équivalant à celles correspondant à des enroulements chargés de courants harmoniques. Cependant, les pertes parasites par courants de Foucault, avec des harmoniques, augmentent dans les régions d'extrémité d'enroulement et un essai avec un courant sinusoïdal ne peut pas reproduire les modèles de champ de fuite qui se produisent en service. En résumé, il convient donc de noter que ce courant d'essai équivalent ne produit pas la répartition des pertes locales dans l'enroulement qui se produira en présence de courants harmoniques.

L'attention est particulièrement attirée sur le fait que la température de point chaud et sa localisation, déterminées par un essai d'échauffement avec un courant sinusoïdal, ne sont pas nécessairement les mêmes que celles qui seront rencontrées pendant le service en conversion. Par conséquent, en raison du mode opératoire d'essai, il convient au stade de l'essai de prendre soin de prévenir les contraintes thermiques au-delà de celles qui se produisent en service. L'utilisation de capteurs à fibre optique placés à l'intérieur des enroulements constitue un moyen utile de vérifier le comportement thermique de l'unité soit pendant l'essai thermique, soit en service en charge. Lorsque les enroulements de circuit intermédiaires sont inaccessibles, on pourrait utiliser des fibres optiques pour évaluer la conception thermique.

Pour réduire au maximum l'influence indésirable des champs magnétiques extérieurs et pour optimiser la conception du côté valve, l'acheteur doit fournir au fabricant du transformateur des informations sur la disposition mécanique des barres de connexions.

7.6.4 Essai d'échauffement d'un transformateur du type sec

L'essai doit être effectué suivant l'une ou l'autre des méthodes données à l'Article 23 de l'IEC 60076-11:2004, avec la modification indiquée ci-dessous.

Le courant de charge doit être ajusté pour correspondre aux pertes dues à la charge pour le courant assigné en conversion. L'ajustement doit être effectué suivant l'Annexe A et les équations de 7.6.3 donnant le courant équivalent.

8 Niveau acoustique en charge avec des transducteurs magnétiques et/ou IPT

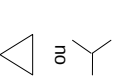
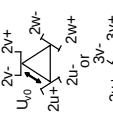
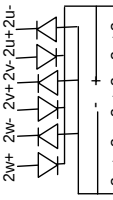
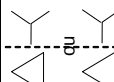
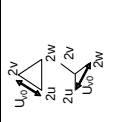
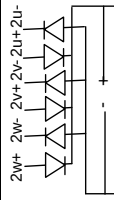
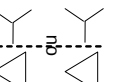
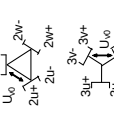
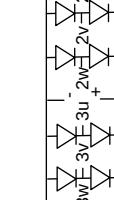
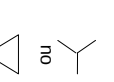
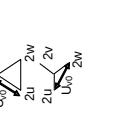
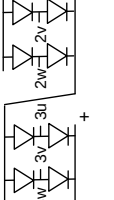
Chaque fois qu'ils sont présents, les transducteurs magnétiques et/ou les transformateurs interphase (IPT) sont les principales sources de bruit dans les transformateurs de conversion.

Pour ces deux dispositifs, le bruit généré est une fonction des courants de charge et des paramètres système extérieurs au transformateur proprement dit.

Les mesures du bruit en charge soit sont impossibles soit ne sont pas représentatives des conditions de fonctionnement et il n'existe pas de méthode fiable pour calculer le niveau de bruit en charge.

Tableau 1 – Montages et facteurs de calcul, partie 1

Numéro de montage	Montage du transformateur		Couplage des valves	Indice de utilisation de commutation		$\frac{U_{di}}{U_{v0}}$	Facteur de courant fondamental côté réseau ^a	Rapport de puissances assignées	Facteur de courant fondamental simple voie ^b	Facteur de composante continue simple voie ^b	Bornes à court-circuiter pour la mesure dans l'essai de court-circuit			Pertes dues à la charge garanties	Impédance de court-circuit garantie
	Côté réseau	Côté valves		p	q						A	B	C		
Convertisseur simple, montages à une voie															
5				6	3	$\frac{\sqrt{3}}{\pi \times 2\sqrt{2}}$ (≈ 0,675)	$\frac{\sqrt{3}}{\pi \times \sqrt{2}}$ (≈ 0,390)	$\frac{(P_A + P_B)}{2}$ (≈ 2 × 0,707)	$\frac{\sqrt{3}}{\pi \times 2\sqrt{2}}$ (≈ 0,195)	1/6 (≈ 0,167)	2U 2V 2W	3U 3V 3W		$\frac{(P_A + P_B)}{2}$	e_{XA} et e_{XB}
20				12	3	$\frac{3}{\pi \times \sqrt{2}}$ (≈ 0,675)	$2 \times \frac{\sqrt{3}}{\pi \times 2\sqrt{2}}$ (≈ 2 x 0,195)	$4 \times \frac{\sqrt{2}}{4}$ (≈ 4x0,353 6)	$\frac{\sqrt{3}}{\pi \times 4\sqrt{2}}$ (≈ 0,097 5)	1/12 (≈ 0,083)	A1	B1		$\frac{(P_{A1} + P_{B1})}{2}$ + $\frac{(P_{A2} + P_{B2})}{2}$	e_{XA1} et e_{XB1} e_{XA2} et e_{XB2}
											2U 2V 2W	3U 3V 3W			
											A2	B2			
											4U 4V 4W	5U 5V 5W			
Convertisseur simple, montages homogènes à deux voies															
8				6	3	$\frac{3 \times \sqrt{2}}{\pi}$ (≈ 1,350)	$\frac{\sqrt{6}}{\pi}$ (≈ 0,780)	1	$\frac{\sqrt{3}}{\pi \times \sqrt{2}}$ (≈ 0,390)	1/3 (≈ 0,333)	2U 2V 2W			P_A	e_{XA}
											2U+ 2V+ 2W+ + 2U- 2V- 2W-				
9				12	3	$\frac{3 \times \sqrt{2}}{\pi}$ (≈ 1,350)	$\frac{\sqrt{6}}{\pi}$ (≈ 0,780)	2 x 1/2 (= 2 x 0,5)	-	-	2U 2V 2W	3U 3V 3W	2U 2V 2W et 3U 3V 3W	P_C	e_{XA} et e_{XB}

Numéro de montage	Montage du transformateur		Couplage des valves	Indice de pulsation	Indice de commutation	$\frac{U_{di}}{U_{v0}}$	Facteur de courant fondamental côté réseau ^a	Rapport de puissances assignées	Facteur de courant fondamental simple ^b	Facteur de composante continue simple ^b	Bornes à court-circuiter pour la mesure dans l'essai de court-circuit			Pertes dues à la charge garanties	Impédance de court-circuit garantie
	Côté réseau	Côté valves									A	B	C		
9				12	3	$\frac{3 \times \sqrt{2}}{\pi}$ (≈ 1,350)	$\frac{\sqrt{6}}{\pi}$ (≈ 0,780)	2 x 1/2 (=2x0,5)	$\frac{\sqrt{3}}{\pi \times 2\sqrt{2}}$ (≈ 0,195)	1/6 (≈ 0,167)	2U+ 2V+ 2W+ + 2U- 2V- 2W- et 3U+ 3V+ 3W+ + 3U- 3V- 3W-	P_C	e_{XA} et e_{XB}		
				12	3	$\frac{3 \times \sqrt{2}}{\pi}$ (≈ 1,350)	$\frac{\sqrt{6}}{\pi}$ (≈ 0,780)	2 x 1/2 (=2x0,5)	$\frac{\sqrt{3}}{\pi \times 2\sqrt{2}}$ (≈ 0,195)	1/6 (≈ 0,167)	2U+ 2V+ 2W+ + 2U- 2V- 2W- et 3U+ 3V+ 3W+ + 3U- 3V- 3W-	P_C	e_{XA} et e_{XB}		
10				12	3	$\frac{3 \times \sqrt{2}}{\pi}$ (≈ 1,350)	$2 \times \frac{\sqrt{3}}{\pi \times \sqrt{2}}$ (≈ 2 x 0,390)	1	$\frac{\sqrt{3}}{\pi \times 2\sqrt{2}}$ (≈ 0,195)	1/6 (≈ 0,167)	2U+ 2V+ 2W+ + 2U- 2V- 2W- et 3U+ 3V+ 3W+ + 3U- 3V- 3W-	$P_A + P_B$	e_{XA} et e_{XB}		
				12	3	$\frac{3 \times \sqrt{2}}{\pi}$ (≈ 1,350)	$2 \times \frac{\sqrt{3}}{\pi \times \sqrt{2}}$ (≈ 2 x 0,390)	1	$\frac{\sqrt{3}}{\pi \times 2\sqrt{2}}$ (≈ 0,195)	1/6 (≈ 0,167)	2U+ 2V+ 2W+ + 2U- 2V- 2W- et 3U+ 3V+ 3W+ + 3U- 3V- 3W-	$P_A + P_B$	e_{XA} et e_{XB}		
12				12	3	$\frac{6 \times \sqrt{2}}{\pi}$ (≈ 2,701)	$\frac{2 \times \sqrt{6}}{\pi}$ (≈ 1,559)	2 x 1/2 (=2x0,5)	-	-	2U 2V 2W et 3U 3V 3W	P_C	e_{XA} et e_{XB}		
				12	3	$\frac{6 \times \sqrt{2}}{\pi}$ (≈ 2,701)	$\frac{2 \times \sqrt{6}}{\pi}$ (≈ 1,559)	2 x 1/2 (=2x0,5)	-	-	2U 2V 2W et 3U 3V 3W	P_C	e_{XA} et e_{XB}		
13				12	3	$\frac{6 \times \sqrt{2}}{\pi}$ (≈ 2,701)	$\frac{2 \times \sqrt{6}}{\pi}$ (≈ 1,559)	1	-	-	2U 2V 2W et 3U 3V 3W	$P_A + P_B$	e_{XA} et e_{XB}		
				12	3	$\frac{6 \times \sqrt{2}}{\pi}$ (≈ 2,701)	$\frac{2 \times \sqrt{6}}{\pi}$ (≈ 1,559)	1	-	-	2U 2V 2W et 3U 3V 3W	$P_A + P_B$	e_{XA} et e_{XB}		

a se réfère à un transformateur de rapport de transformation 1

Note Le nombre de montages montrés dans le tableau a été réduit en comparaison à la première édition de la présente norme. Les montages énumérés ci-dessus sont les plus communément utilisés.

^a se réfère à un transformateur de rapport de transformation 1

^b se réfère au courant de valve.
Note Le nombre de montages montrés dans le tableau a été réduit en comparaison à la première édition de la présente norme. Les montages énumérés ci-dessus sont les plus communément utilisés.

Annexe A (informative)

Détermination des pertes dues à la charge en service au courant non sinusoïdal assigné en fonctionnement en conversion à partir des mesures au courant assigné du transformateur à la fréquence fondamentale

A.1 Généralités

A partir des notations définies dans la liste des symboles de 6.3 les relations suivantes peuvent être écrites pour les pertes dans les enroulements:

$$\begin{aligned}
 P_{W1} &= R_W \times I_1^2 \times (1 + K_{WE} \times 1^x) \\
 P_{W2} &= R_W \times I_2^2 \times (1 + K_{WE} \times 2^x) \\
 &\vdots \\
 P_{Wh} &= R_W \times I_h^2 \times (1 + K_{WE} \times h^x) \\
 P_W &= R_W \times I_L^2 + R_W \times K_{WE} \times \sum_1^n I_h^2 \times h^x
 \end{aligned} \tag{A.1}$$

En conséquence

$$\frac{P_W - R_W \times I_L^2}{P_{W1} - R_W \times I_1^2} = \sum_1^n \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^x \tag{A.2}$$

Avec $x = 2$ pour les enroulements, le facteur d'accroissement est égal à

$$F_{WE} = \sum_1^n \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^2 \tag{A.3}$$

Dans les systèmes de connexions en barres pour fort courant, les pertes suivront la même règle fondamentale que dans le cas des enroulements, mais l'exposant, x , sera inférieur. Avec $x = 0,8$, le facteur d'accroissement pour les connexions est égal à

$$\frac{P_C - R_C \times I_L^2}{P_{C1} - R_C \times I_1^2} = \sum_1^n \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^{0,8} = F_{CE} \tag{A.4}$$

A partir d'autres études, le facteur d'accroissement des pertes parasites supplémentaires dans les parties mécaniques structurelles est pris égal à celui des connexions massives.

$$F_{SE} = \frac{P_{SE}}{P_{SE1}} = F_{CE} \tag{A.5}$$

NOTE Le paragraphe 9.1.2 (Pertes et fréquence) de l'IEC 61378-3: 2006, *Transformateurs de conversion – Partie 3: Guide d'application* contient l'explication du choix de $x = 2$ pour les enroulements et de $x = 0,8$ pour les parties mécaniques structurelles et les barres de connexions à fort courant.

Conventions supplémentaires pour le calcul des pertes:

- a) les pertes d'enroulement P_{W1} représentent la somme des pertes $I_1^2 \times R_W$ mesurées et des pertes parasites par courants de Foucault P_{WE1} :

$$P_{W1} = (I_1^2 \times R_W) + P_{WE1} \quad (A.6)$$

- b) la somme des autres pertes dans les connexions (pertes parasites par courants de Foucault) P_{CE1} et dans les parties mécaniques structurales (pertes parasites supplémentaires) P_{SE1} est égale aux pertes mesurées totales P_1 moins les pertes d'enroulements P_{W1} suivant a) et moins les pertes par effet Joule ($I_1^2 \times R_C$) mesurées dans les connexions:

$$P_{CE1} + P_{SE1} = P_1 - (P_{W1} + (I_1^2 \times R_C)) \quad (A.7)$$

Les pertes totales tenant compte de la distorsion du courant sont donc:

$$P_N = I_{LN}^2 \times (R_W + R_C) + (F_{WE} \times P_{WE1}) + F_{CE} \times (P_{CE1} + P_{SE1}) \quad (A.8)$$

Toutes les composantes de pertes dans les calculs ci-dessus sont rapportées à la température de référence (voir 11.1.1 de l'IEC 60076-1:2011 et l'Article 12 de l'IEC 60076-11:2004).

Les composantes respectives dans les équations ci-dessus doivent être la somme des valeurs calculées dans chaque enroulement pris séparément.

Les pertes parasites par courants de Foucault calculées P_{WE1} dans les enroulements avec les pertes par effet Joule ($I_1^2 \times R_W$) mesurées donnent une valeur précise des pertes totales dans les enroulements P_{W1} .

La somme des pertes parasites supplémentaires dans les connexions et dans les parties mécaniques structurales $P_{CE1} + P_{SE1}$ peut être déduite avec une précision raisonnable comme étant la différence entre les pertes totales mesurées P_1 moins les pertes d'enroulements P_{W1} et moins la quantité mesurée $I_1^2 \times R_C$ des pertes par courant continu des connexions.

A.2 Méthode en variante pour le calcul du facteur d'accroissement des pertes parasites par courants de Foucault dans les enroulements

Une estimation plus précise du facteur d'accroissement des pertes parasites par courants de Foucault pour les enroulements, F_{WE} , que celle décrite dans l'Annexe A.1, peut être établie si les composantes pertes par courants de Foucault dans les enroulements des pertes parasites axiales et radiales, respectivement P_{WEax1} et P_{WErad1} , sont connues. Ces composantes peuvent être calculées à la fréquence fondamentale par une méthode des éléments finis d'analyse de champ.

Étant donné que la distribution harmonique des flux de fuite est la même que celle existant à la pulsation fondamentale dans les enroulements conventionnels formés de brins individuels, les relations suivantes peuvent être déduites.

Relation entre dimensions du brin élémentaire et profondeurs de pénétration:

$$X_{ah} = t \times \left(\frac{\mu_r \times \mu_0 \times \omega_1 \times h}{2 \times \rho} \right)^{0,5}$$

$$X_{rh} = s \times \left(\frac{\mu_r \times \mu_0 \times \omega_1 \times h}{2 \times \rho} \right)^{0,5}$$

où

ω_1 est la pulsation fondamentale;

h est le rang de l'harmonique;

μ_0 est la perméabilité du vide;

μ_r est la perméabilité relative (cuivre $\mu_r = 1$).

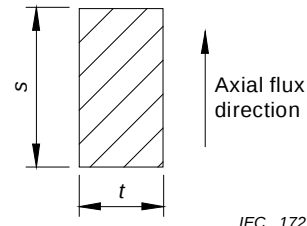


Figure A.1 – Section d'un brin conducteur d'enroulement

Légende Figure A.1:

Axial flux direction

Sens du flux axial

La résistance additionnelle, R_{ADh} , à la pulsation de rang, $h \times \omega_1$, peut être définie comme

$$R_{ADh} = R_h - R_W \quad (\text{A.9})$$

où

R_h est la résistance d'enroulement à la pulsation, $h \times \omega_1$.

L'augmentation de la résistance additionnelle R_{ADh} en rapport à R_{AD1} à la pulsation fondamentale est la même pour tous les brins élémentaires de l'enroulement, quelles que soient les pertes parasites spécifiques par courants de Foucault de chaque brin, et peut être exprimée de la manière suivante:

$$\frac{R_{ADh}}{R_{AD1}} = \frac{\Psi(X_h)}{\Psi(X_1)} \quad (\text{A.10})$$

où

$$\Psi(X_h) = 2X_h \times \frac{\sinh X_h - \sin X_h}{\cosh X_h + \cos X_h}$$

De sorte que le facteur d'accroissement des pertes d'enroulement F_{WE} peut être exprimé par:

$$F_{WE} = \frac{P_{WEax1}}{P_{WE1}} \times \sum_1^n \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times \frac{\Psi(X_{ah})}{\Psi(X_1)} + \frac{P_{WErad1}}{P_{WE1}} \times \sum_1^n \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times \frac{\Psi(X_{rh})}{\Psi(X_1)} \quad (\text{A.11})$$

Pour les enroulements en feuilles, le facteur d'accroissement des pertes d'enroulement peut être pris égal à:

$$F_{WE} = \frac{P_{WEax1}}{P_{WE1}} \times \sum_1^n \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^2 + \frac{P_{WErad1}}{P_{WE1}} \times \sum_1^n \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^{0,5} \quad (\text{A.12})$$

Les exemples A.3 à A.6 ci-après se réfèrent aux transformateurs remplis d'huile.

A.3 Exemple de détermination des pertes dues à la charge du transformateur en fonction de la distorsion du courant de charge

(Schéma suivant Tableau 1, couplage n° 5, couplage électromagnétique entre enroulements de valve pratiquement égal à 100 %, $p = 6$)

Caractéristiques assignées de conversion

$$U_{di} = 354 \text{ V}$$

$$I_{dN} = 50\,000 \text{ A}$$

Avec transformateur interphase dans la même cuve

Couplage du transformateur

Y y0y6

Tension d'enroulement de ligne du transformateur (kV)

30

Tension d'enroulement de valve du transformateur (kV)

$$0,354 \times \frac{\pi \times \sqrt{2}}{3} = 0,524$$

Courant de ligne assigné du transformateur I_1 (A)

$$50\,000 \times \frac{\sqrt{3}}{\pi \times \sqrt{2}} \times \frac{0,524}{30} = 340,6$$

Puissance assignée du transformateur S_R (kVA)

$$\sqrt{3} \times 30 \times 340,6 = 17\,700$$

Puissance d'enroulement de valve du transformateur S_V (kVA) $2 \times \frac{\sqrt{2}}{2} \times 17\,700 = 2 \times 12\,516$

Courant d'enroulement de valve assigné du transformateur (A)

$$2 \times \frac{12\,516}{\sqrt{3} \times 0,524} = 2 \times 13\,783$$

Tableau A.1 – Courants harmoniques et déphasages spécifiés dans les enroulements de valve

Rang de l'harmonique	Courant de phase dans l'enroulement de valve	Déphasage entre les courants dans les enroulements de valve	Courant de phase calculé dans l'enroulement de ligne
h	(A)	(°)	(A)
0	8 333,3	180	0,0
1	9 746,2	0	340,6
2	4 873,1	180	0,0
4	2 436,6	180	0,0
5	1 851,8	0	64,7
6	9,7	180	0,0
7	1 169,5	0	40,9
8	779,7	180	0,0
10	584,8	180	0,0
11	584,8	0	20,4
13	389,8	0	13,6
17	194,9	0	6,8
19	107,2	0	3,7
23	87,7	0	3,1
25	87,7	0	3,1

$$\sum_1^{25} \left(\frac{I_{hp}}{I_{1p}} \right)^2 = 1056 = \left(\frac{I_{PN}}{I_{1P}} \right)^2 \frac{I_{PN}}{I_{1P}} = 1028 \quad I_{PN} = 350 \text{ A}$$

$$\sum_0^{25} \left(\frac{I_{hv}}{I_{1v}} \right)^2 = 2,11 = \left(\frac{I_{SN}}{I_{1v}} \right)^2 \frac{I_{SN}}{I_{1v}} = 1,453 \quad I_{SN} = 14\,157 \text{ A}$$

Les effets magnétiques des harmoniques de rang pair se compensent pratiquement les uns les autres dans les enroulements de valve et les facteurs d'accroissement des pertes parasites par courants de Foucault pour les enroulements de valve et de ligne sont les mêmes (voir Figure 3 de 6.5).

$$F_{WE} = \sum_1^{25} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^2 = 3,57$$

Dans cet exemple, nous supposons que les barres sont totalement compensées et que les effets magnétiques des harmoniques paires se compensent pratiquement les uns les autres dans les couplages d'enroulements de valve.

$$F_{CE} = \sum_1^{25} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^{0,8} = 1,24 \text{ et } F_{SE} = F_{CE}$$

Courant de valve

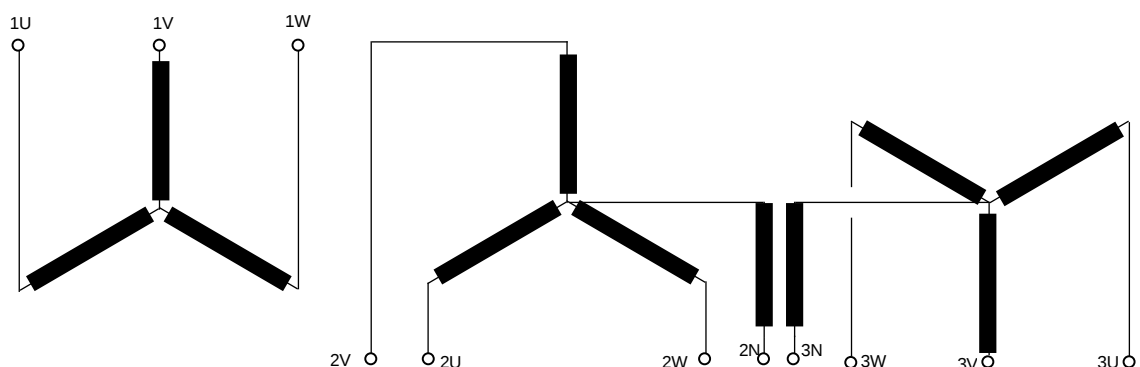
Composante continue I_0 (A) $50\,000/6 = 8\,333,3$

Composante fondamentale I_{1v} (A) $50\,000 \times \frac{\sqrt{3}}{\pi \times 2\sqrt{2}} = 9\,746,2$

Mesures issues du rapport d'essais reportées dans le Tableau A.2.

Tableau A.2 – Mesures des résistances à la température d'enroulement de 20 °C

Bornes connectées (voir Figure A. 2)	Résistance par phase mesurée	Valeurs corrigées à 75 °C Ω
1U – 1V – 1W	$\frac{1}{2} \times \frac{0,146\,8 + 0,146\,3 + 0,145\,7}{3} = 73,13 \times 10^{-3}$	$88,9 \times 10^{-3}$
2U – 2V – 2W	$\frac{1}{2} \times \frac{869 + 905 + 867}{3} \times 10^{-7} = 44,0 \times 10^{-6}$	$53,5 \times 10^{-6}$
3U – 3V – 3W	$\frac{1}{2} \times \frac{875 + 907 + 876}{3} \times 10^{-7} = 44,3 \times 10^{-6}$	$53,8 \times 10^{-6}$
n2 – 2N	$14,7 \times 10^{-6}$	$17,9 \times 10^{-6}$
n3 – 3N	$13,6 \times 10^{-6}$	$16,5 \times 10^{-6}$



IEC 1728/11

Figure A.2 – Identification des bornes pour couplage d'enroulements Y y0y6

Pertes dues à la charge mesurées à la température d'enroulement de 75 °C, à 50 Hz, et au courant assigné $I_1 = 341$ A

$$P_1 = 124,3 \text{ kW}$$

Pertes par effet Joule (I^2R) à 75 °C et courant assigné pour les enroulements du transformateur et les connexions

Primaire	A-B-C:	$I^2R = 3 \times 341^2 \times 88,9 \times 10^{-3} \times 10^{-3} =$	31,0 kW
----------	--------	---	---------

Secondaire		$I^2R = 3 \times 13\,783^2 \times 53,5 \times 10^{-6} \times 10^{-3} =$	30,5 kW
------------	--	---	---------

a-c-e:

Secondaire		$I^2R = 3 \times 13\,783^2 \times 53,8 \times 10^{-6} \times 10^{-3} =$	30,7 kW
------------	--	---	---------

b-d-f:

Enroulements et connexions		Σ	92,2 kW
----------------------------	--	----------	---------

Pertes parasites par courants de Foucault calculées à 75 °C			3,4 kW
---	--	--	--------

	Σ	95,6 kW
--	----------	---------

Pertes par courants de Foucault dans les connexions plus pertes dues au flux de fuite dans les parties structurales:

$$= P_{CE1} + P_{SE1} = P_1 - (\Sigma I^2R + P_{WE1}) = 124,3 - 95,6 = 28,7 \text{ kW}$$

Pertes totales dues à la charge du transformateur de conversion à la distorsion de courant (I_{PN} et I_{SN})

$$P_N = (1,056 \times 31) + (14\,157/13\,783)^2 \times (30,5 + 30,7) + (3,57 \times 3,4) + (1,24 \times 28,7)$$

$$= 145 \text{ kW}$$

Pertes dues à la charge du transformateur d'interphase

$$I^2R = 25\,000^2 \times (17,9 + 16,5) \times 10^{-6} = 21,5 \text{ kW}$$

Le courant de charge du convertisseur représente une charge du transformateur au courant fondamental plus le contenu des harmoniques dans toutes les conditions de charge.

NOTE Les deux enroulements de valve secondaire par phase disposent d'un couplage électromagnétique proche de 100 %. Donc, les pertes parasites par courants de Foucault de tous les enroulements sont basées en hexaphasé (voir 6.5).

Une conception différente du transformateur peut apporter un couplage électromagnétique proche de zéro entre les enroulements de valve secondaire. Une telle conception nécessiterait un calcul de F_{WE} et de F_{CE} en triphasé pour l'enroulement de valve secondaire.

A.4 Exemple de détermination des pertes dues à la charge du transformateur en fonction de la distorsion du courant de charge

(Schéma suivant Tableau 1, couplage n° 12, couplage électromagnétique entre enroulements de valve pratiquement égal à 100 %, $p = 12$)

Caractéristiques assignées de conversion $U_{di} = 1\,580 \text{ V}$
 $I_{dN} = 5\,200 \text{ A}$

Couplage du transformateur D d0y1

Avec deux ponts hexaphasés en série au secondaire

Tension d'enroulement de ligne du transformateur (kV) 6,3

Tension d'enroulement de valve du transformateur (kV) $1,580 \times \frac{\pi}{6 \times \sqrt{2}} = 0,585$

Courant de ligne assigné du transformateur I_1 (A) $5\,200 \times \frac{2 \times \sqrt{6}}{\pi} \times \frac{0,585}{6,3} = 753$

Puissance assignée du transformateur S_R (kVA) $\sqrt{3} \times 6,3 \times 753 = 8\,216$

Puissance d'enroulement de valve du transformateur S_V (kVA) $2 \times 0,5 \times 8\,216 = 2 \times 4\,108$

Courant d'enroulement de valve assigné du transformateur (A) $2 \times \frac{4\,108}{\sqrt{3} \times 0,585} = 2 \times 4\,054$

Comme le rapport entre les nombres de spires des enroulements BT ne peut pas être exactement égal à $\sqrt{3}$, alors

Régime assigné du transformateur	Primaire	Enroulements secondaires	
Puissance assignée (kVA)	8 216	4 129	4 087
Tension assignée du système (kV)	6,3	0,588	0,582
Courant assigné de phase du transformateur (A)	$I_{1P} = 434,7$	$I_{1S} = 2\,341$	$I_{1S} = 4\,054$
Couplage	D	d	y

Tableau A.3 – Courants harmoniques et déphasages spécifiés dans les enroulements de ligne et de valve

Rang de l'harmonique h	Courant de phase dans l'enroulement de valve en triangle (A)	Courant de phase dans l'enroulement de valve en étoile (A)	Déphasage entre les courants dans les enroulements de valve (°)	Courant de phase dans l'enroulement de ligne (A)
1	2 340,8	4 054,4	0	434,7
5	444,8	770,3	180	13,8
7	280,9	486,5	180	8,7
11	140,4	243,3	0	26,1
13	93,6	162,2	0	17,4
17	46,8	81,1	180	0,9
19	25,7	44,6	180	0,5
23	21,1	36,5	0	3,9
25	21,1	36,5	0	3,9

$$\sum_1^{25} \left(\frac{I_{hp}}{I_{1p}} \right)^2 = 1007 = \left(\frac{I_{PN}}{I_{1P}} \right)^2$$

$$\frac{I_{PN}}{I_{1P}} = 1003,4 \quad I_{PN} = 755,5 \text{ A} = 436,2 \times \sqrt{3} \text{ A}$$

$$\sum_1^{25} \left(\frac{I_{hv}}{I_{1v}} \right)^2 = 1056 = \left(\frac{I_{SN}}{I_{1v}} \right)^2$$

$$\frac{I_{SN}}{I_{1v}} = 1028 \quad I_{SN} = 4 167,2 \text{ A} = 2 405,9 \times \sqrt{3} \text{ A}$$

Les effets magnétiques des harmoniques 5, 7, 17 et 19 se compensent pratiquement les uns les autres et les facteurs d'accroissement des pertes parasites par courants de Foucault pour les enroulements de ligne et de valve sont les mêmes. (Se référer à la Figure 3 de 6.5).

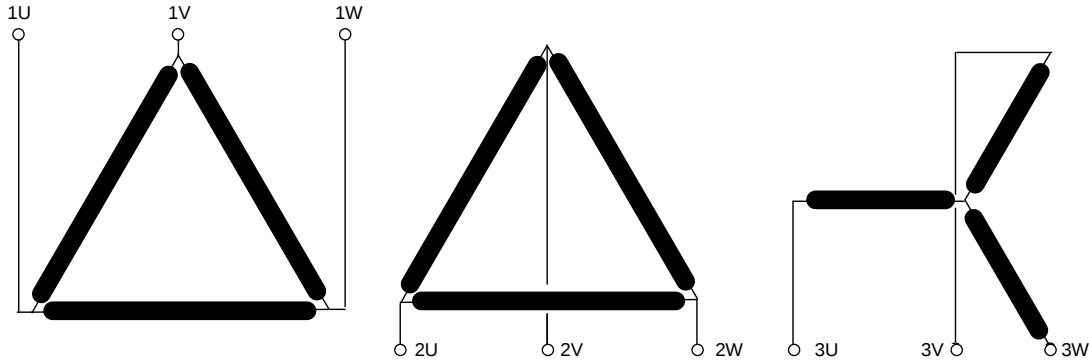
$$F_{WE} = \sum_1^{25} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^2 = 1,88$$

Dans cet exemple, nous supposons que les barres sont totalement compensées et que les effets magnétiques des harmoniques 5, 7, 17 et 19 se compensent pratiquement les uns les autres dans les couplages d'enroulements de valve.

$$F_{CE} = \sum_1^{25} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^{0,8} = 1,045 \text{ et } F_{SE} = F_{CE}$$

Tableau A.4 – Mesures issues du rapport d'essais

Bornes connectées (voir Figure A.3)	Résistance par phase mesurée, corrigée à la valeur de phase ramenée à 21,5 °C	Valeurs corrigées à 75 °C Ω
1U – 1V – 1W	$1,5 \times 17,5 \times 10^{-3} = 26,3 \times 10^{-3}$	$31,7 \times 10^{-3}$
2U – 2V – 2W	$1,5 \times 0,374 \times 10^{-6} = 0,561 \times 10^{-6}$	$0,678 \times 10^{-6}$
3U – 3V – 3W	$0,5 \times 0,378 \times 10^{-6} = 0,189 \times 10^{-6}$	$0,228 \times 10^{-6}$



IEC 1729/11

Figure A.3 – Identification des bornes pour couplage d'enroulements D d0y1

Pertes dues à la charge mesurées à 75 °C, 50 Hz, et au courant assigné $I_{1P} = 434,7$ A et $I_{1S} = 2\,341$ A ou 4 054 A

$$P_1 = 49,77 \text{ kW}$$

$$\text{Primaire} \quad \text{A-B-C:} \quad I^2 R = 3 \times 434,7^2 \times 31,7 \times 10^{-3} \times 10^{-3} = 17,97 \text{ kW}$$

$$\text{Secondaire} \quad \text{a-c-e:} \quad I^2 R = 3 \times 2\,341^2 \times 0,678 \times 10^{-6} \times 10^{-3} = 11,15 \text{ kW}$$

$$\text{Secondaire} \quad \text{b-d-f:} \quad I^2 R = 3 \times 4\,054^2 \times 0,228 \times 10^{-6} \times 10^{-3} = 11,24 \text{ kW}$$

$$\text{Enroulements et connexions} \quad \Sigma \quad 40,36 \text{ kW}$$

$$\text{Pertes parasites par courants de Foucault calculées à 75 °C} \quad 1,39 \text{ kW}$$

$$\Sigma \quad 41,75 \text{ kW}$$

Pertes par courants de Foucault dans les connexions plus pertes dues au flux de fuite dans les parties structurales:

$$P_{CE1} + P_{SE1} = P_1 - (\Sigma I^2 R + P_{WE1}) = 49,77 - 41,75 = 8,02 \text{ kW}$$

Pertes totales dues à la charge du transformateur de conversion en fonction de la distorsion du courant (I_{PN} et I_{SN})

$$\begin{aligned} P_N &= (1,007 \times 17,97) + (1,056 \times (11,15 + 11,24)) + (1,88 \times 1,39) + (1,045 \times 8,02) \\ &= 52,7 \text{ kW} \end{aligned}$$

NOTE Les deux enroulements de valve secondaire par phase disposent d'un couplage électromagnétique proche de 100 %. Donc, les pertes parasites par courants de Foucault de tous les enroulements sont basées en dodécaphasé (voir 5.3).

Une conception différente du transformateur peut apporter un couplage électromagnétique proche de zéro entre les enroulements de valve secondaire. Une telle conception nécessiterait un calcul de F_{WE} et de F_{CE} en hexaphasé pour l'enroulement de valve secondaire.

A.5 Exemple de détermination des pertes dues à la charge du transformateur en fonction de la distorsion du courant de charge. Plusieurs parties actives dans la même cuve: Cas d'un pont de Graëtz

(Schéma suivant Tableau 1, couplage n° 10.2, couplage électromagnétique entre enroulements de valve pratiquement égal à 0 %, $p = 12$)

Combinaison de transformateurs redresseurs dans la même cuve:

- 1 autotransformateur de réglage
- 2 transformateurs redresseurs, 2 enroulements primaires connectés en étoile et triangle, 2 enroulements secondaires connectés en triangle.
- 12 transducteurs magnétiques

pour l'alimentation d'une série de cuves d'électrolyse d'aluminium : $U_{di} = 1\,792$ V c.c. à vide (1 600 V c.c. en charge), $I_{dN} = 55$ kA c.c.. Tension d'alimentation 132 kV.

Caractéristiques assignées des transducteurs magnétiques:

Nombre:	12
Plage commandée de la régulation de tension:	50 V c.c.
Courant:	courant de valve

Courant de valve: Forme d'onde idéale $c = T/3$

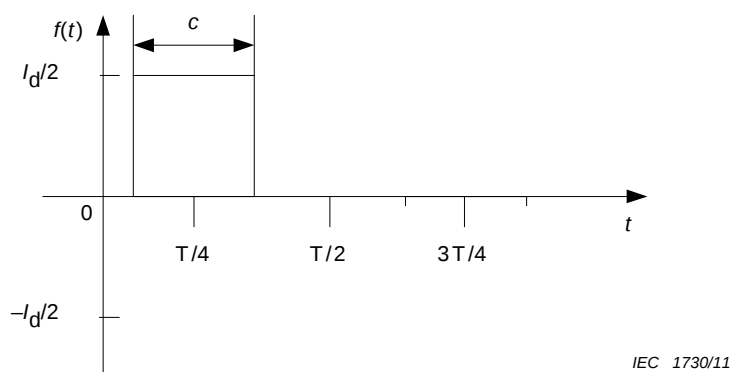


Figure A.4 – Forme rectangulaire de courant de valve dans une connexion DB: forme positive

Tableau A.5 – Courants harmoniques résultants

Rang de l'harmonique h	Courant dans la ligne côté valve (A)	Rang de l'harmonique h	Courant dans la ligne côté valve (A)
0	9 166,7	8	857,7
1	10 720,8	10	643,2
2	5 360,4	11	643,2
3	53,6	13	428,8
4	2 680,2	17	214,4
5	2 037,0	19	117,9
6	10,7	23	96,5
7	1 286,5	25	96,5

- composante continue = $55\,000 / 6 = 9\,166,7\text{ A}$
- valeur eff de la composante fondamentale = $55\,000 \times \frac{\sqrt{3}}{\pi \times 2\sqrt{2}} = 10\,720,8\text{ A}$
- $\sum_0^{25} \left(\frac{I_{hv}}{I_{1v}} \right)^2 = 2,110\,0$
- $I_{VN} = \left(\sum_0^{25} I_h^2 \right)^{0,5}$ valeur eff totale = $15\,573\text{ A}$
- valeur eff totale (onde rectangulaire) = $15\,877\text{ A}$
- $F_{CE} = F_{SE} = \sum_1^{25} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^{0,8} = 1,924\,6$

Caractéristiques assignées des transformateurs de redresseur:

Nombre	2
Tension primaire:	50 kV
Tension secondaire ($U_{V0} = 1\,792/1,35\text{ V}$):	1 327 V
Courant assigné côté réseau	
($I_1 = 55\,000 \times 0,390 \times 1\,327/50\,000$):	569 A
Puissance primaire assignée:	49,3 MVA
Puissance secondaire assignée: ($\frac{S_{1S}}{S_R} : 1$)	49,3 MVA
Courant assigné côté valve:	21 442 A

Courant côté valve: Forme d'onde idéale $c = T/3$

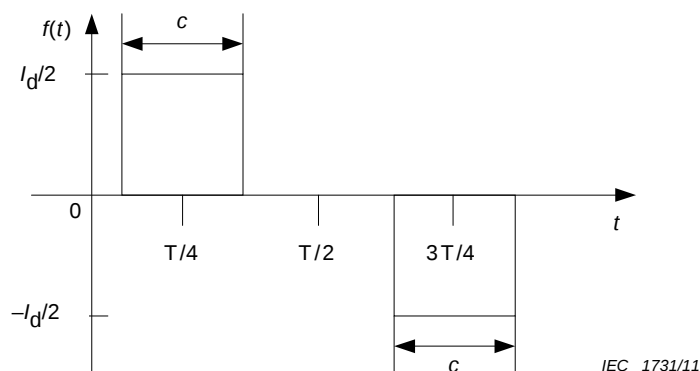


Figure A.5 – Forme rectangulaire de courant de valve dans une connexion DB: formes positive et négative

Tableau A.6 – Courants harmoniques résultants

Rang de l'harmonique h	Courant de phase dans l'enroulement de valve (A)	Courant de phase dans l'enroulement de ligne (A)
1	21 441,7	569,0
2	64,3	1,7
3	107,2	2,8
4	64,3	1,7
5	4 073,9	108,1
6	21,4	0,6
7	2 573,0	68,3
11	1 286,5	34,1
13	857,7	22,8
17	428,8	11,4
19	235,9	6,3
23	193,0	5,1
25	193,0	5,1

- $\sum_1^{25} \left(\frac{I_{hv}}{I_{1v}} \right)^2 = \sum_1^{25} \left(\frac{I_{hL}}{I_{1L}} \right)^2 = 1,056\ 4$
- $I_{SN} = \left(\sum_1^{25} I_{Sh}^2 \right)^{0,5}$ valeur eff totale
= 22 038 A
- $I_{PN} = \left(\sum_1^{25} I_{Ph}^2 \right)^{0,5}$ valeur eff totale = 585 A
- $F_{WE} = \sum_1^{25} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^2 = 3,567\ 3$
- $F_{CE} = F_{SE} = \sum_1^{25} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^{0,8} = 1,243\ 4$

Caractéristiques assignées de l'autotransformateur de réglage:

Nombre:	1
Tension secondaire assignée:	50 kV
Courant secondaire assigné:	1 138 A (2 x 569 A)
Puissance assignée:	98,6 MVA
Tension primaire assignée:	132 kV
Courant primaire assigné:	431 A

Tableau A.7 – Courants harmoniques résultants

Rang de l'harmonique h	Courant de phase dans l'enroulement de valve (A)	Courant de phase dans l'enroulement de ligne (A)
1	1 138,1	431,1
2	3,4	1,3
3	5,7	2,2
4	3,4	1,3
5	45,5	17,2
6	1,1	0,4
7	25,0	9,5
11	56,9	21,6
13	45,5	17,2
17	22,8	8,6
19	11,4	4,3
23	10,2	3,9
25	10,2	3,9

- $\sum_1^{25} \left(\frac{I_{hv}}{I_{1v}} \right)^2 = \sum_1^{25} \left(\frac{I_{hL}}{I_{1L}} \right)^2 = 1,006\ 9$
- $I_{SN} = \left(\sum_1^{25} I_{Sh}^2 \right)^{0,5}$ valeur eff totale
= 1 142 A
- $I_{PN} = \left(\sum_1^{25} I_{Ph}^2 \right)^{0,5}$ valeur eff totale
= 433 A
- $F_{WE} = \sum_1^{25} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^2 = 1,882\ 2$
- $F_{CE} = F_{SE} = \sum_1^{25} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^{0,8} = 1,044\ 6$

Tension tertiaire assignée:	20 kV
Courant tertiaire:	
- valeur eff totale:	946,6 A
- valeur eff de la composante fondamentale:	923,8 A

- valeur eff de la composante harmonique 3:	184,8 A
- valeur eff de la composante harmonique 5:	92,4 A
Puissance tertiaire assignée:	32 MVA

Tableau A.8 – Détails des pertes dues à la charge du transformateur, position de prise assignée, tertiaire à vide

	Sinusoïdal 50 Hz kW	Mesurée (M) Calculée (C) Estimée (E)	Facteur d'accroissement	Avec distorsion du courant kW
Courant secondaire assigné; Fondamental (A)	2x21 442			
	Autotransformateur			
Pertes I^2R dans l'enroulement (1)	291,5	(M)	1,006 9	293,5
Pertes parasites par courants de Foucault	49,5	(M) et (C)	1,882 2	93,5
Pertes I^2R des connexions	Incluses dans (1)			Incluses dans (1)
Pertes parasites par courants de Foucault des connexions	Incluses dans (2)			Incluses dans (2)
Pertes parasites supplémentaires dans les parties structurelles et la cuve (2)	11	(M) et (C)	1,044 6	11,5
Pertes dans le noyau magnétique	43	(M)		43
	Transformateurs de redresseur			
Pertes I^2R dans les enroulements	437	(M) et (C)	1,056 4	461,5
Pertes parasites par courants de Foucault des enroulements	15,5	(M) et (C)	3,567 3	55,5
Pertes I^2R des connexions	15,5	(M) et (C)	1,056 4	16,5
Pertes parasites par courants de Foucault des connexions	4	(M) et (C)	1,243 4	5
Pertes parasites supplémentaires dans les parties structurelles et la cuve	35	(M) et (C)	1,243 4	43,5
Pertes dans les noyaux magnétiques	39	(M)		39
	Transducteurs magnétiques			
Pertes dans les noyaux des transducteurs (saturés)	Non applicable	(E)		7
Pertes dans les noyaux transducteurs (non saturés)	Non applicable	(E)		65
Pertes I^2R des circuits à fort courant	8,5	(M) et (C)	2,110 0	18
Pertes parasites par courants de Foucault dans les circuits à fort courant	2,5	(M) et (C)	1,924 6	4,5
Totales (non compris les pertes dans les noyaux des transducteurs)	952			1 085
Total (noyaux des transducteurs saturés)	Non applicable			1 092
Totales (noyau des transducteurs non saturés)	Non applicable			1 150
"(M) et (C)" signifie qu'une valeur globale est mesurée et ensuite des valeurs partielles sont séparées par calcul. Par exemple: les résistances des enroulements BT entre les extrémités des bornes sont mesurées. La séparation entre résistances de bobine BT, de connexions BT et de barres de transducteur magnétique est obtenue par calcul.				

A.6 Exemple de détermination des pertes dues à la charge du transformateur en fonction de la distorsion du courant de charge. Plusieurs parties actives dans la même cuve. Cas d'un pont interphase

(Schéma suivant Tableau 1, couplage n° 20, couplage électromagnétique entre enroulements de valve pratiquement égal à 100 %, $p = 12$)

Combinaison de transformateurs redresseurs dans la même cuve:

- 1 autotransformateur de réglage
- 1 transformateur de redresseur, double étage avec culasse intermédiaire, 2 enroulements primaires en étoile et en triangle, 2 enroulements secondaires en double étoile.
- 2 transformateurs d'interphase
- 12 transducteurs magnétiques

pour l'alimentation d'un procédé d'électrolyse de chlore : $U_{di} = 518 \text{ V c.c.}$, $I_{dN} = 85 \text{ kA c.c.}$.
Tension d'alimentation 17,5 kV.

Caractéristiques assignées des transducteurs magnétiques:

Nombre:	12
Plage commandée de la régulation de tension:	18 V c.c.
Courant:	courant de valve

Courant de valve: Forme d'onde idéale $c = T/3$

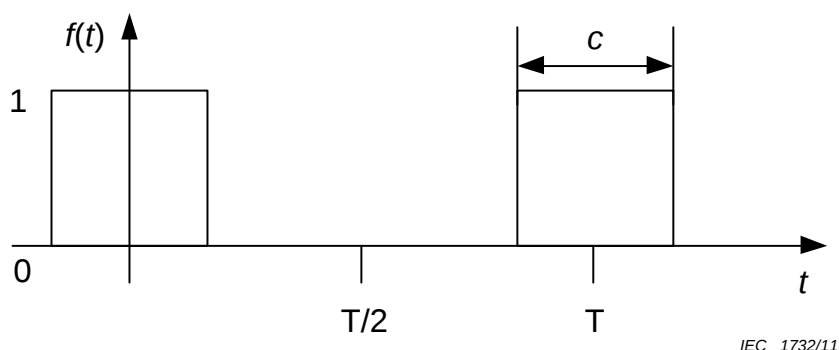


Figure A.6 – Forme rectangulaire de courant de valve dans une connexion DSS

Tableau A.9 – Courants harmoniques résultants

Rang de l'harmonique h	Courant dans la ligne côté valve (A)	Rang de l'harmonique h	Courant dans la ligne côté valve (A)
0	7 083,3	8	662,7
1	8 284,3	10	497,1
2	4 142,1	11	497,1
3	41,4	13	331,4
4	2 071,1	17	165,7
5	1 574,0	19	91,1
6	8,3	23	74,6
7	994,1	25	74,6

- composante continue = $85\,000 / 12 = 7\,083,3\text{ A}$

- valeur eff de la composante fondamentale =

$$85\,000 \times \frac{\sqrt{3}}{\pi \times 4\sqrt{2}} = 8\,284,3\text{ A}$$

$$\sum_{1}^{25} \left(\frac{I_{hv}}{I_{1v}} \right)^2 = 2,110\,0$$

- $I_{VN} = \left(\sum_{0}^{25} I_h^2 \right)^{0,5}$ valeur eff totale
= 12 034 A

- valeur eff totale (onde rectangulaire) = 12 269 A

- $F_{CE} = F_{SE} = \sum_{1}^{25} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^{0,8} = 1,924\,6$

Caractéristiques assignées du transformateur interphase

Nombre:	2
Tension:	2 x 190 Vcc
Courant:	2 x 21 250 A

Caractéristiques assignées du transformateur de redresseur

Nombre	1
Tension primaire:	2 x 21,3 kV
Tension secondaire ($U_{V0} = 518/0,675\text{ V}$)	2 x 2 x 443 x $\sqrt{3}\text{ V}$
Courant assigné côté réseau ($I_1 = 2 \times 85\,000 \times 0,195 \times 443 \sqrt{3} / 21\,300$)	2 x 597 A
Puissance primaire assignée:	2 x 22 MVA
Puissance secondaire assignée: ($\frac{S_{1S}}{S_R} : 2 \times 0,707$)	2 x 2 x 15,6 MVA
Courant assigné côté valve	2 x 2 x 11 716 A

Tableau A.10 – Courants harmoniques et déphasages spécifiés dans les enroulements de ligne et de valve

Rang de l'harmonique	Courant de phase dans l'enroulement de valve	Déphasage entre les courants dans les enroulements de valve (°)	Courant de phase dans l'enroulement de ligne
h	(A)	(°)	(A)
0	7 083,3	180,0	0,0
1	8 284,3	0,0	596,7
2	4 142,1	180,0	1,8
3	41,4	0,0	3,0
4	2 071,1	180,0	1,8
5	1 574,0	0,0	113,4
6	8,3	0,0	0,6
7	994,1	0,0	71,6
8	662,7	180,0	0,0
10	497,1	180,0	0,0
11	497,1	0,0	35,8
13	331,4	0,0	23,9
17	165,7	0,0	11,9
19	91,1	0,0	6,6
23	74,6	0,0	5,4
25	74,6	0,0	5,4

$$\bullet \sum_0^{25} \left(\frac{I_{hv}}{I_{1v}} \right)^2 = 2,110 \ 0$$

$$\bullet I_{SN} = \left(\sum_0^{25} I_{Sh}^2 \right)^{0,5}$$

valeur eff totale = 2 x 2 x 12 034 A

• (onde rectangulaire)

valeur eff totale = 2 x 2 x 12 269 A

$$\bullet \sum_1^{25} \left(\frac{I_{hL}}{I_{1L}} \right)^2 = 1,056 \ 4$$

$$\bullet I_{PN} = \left(\sum_1^{25} I_{Ph}^2 \right)^{0,5}$$

valeur eff totale = 2 x 613 A

Les effets magnétiques des harmoniques de rang pair se compensent pratiquement les uns les autres dans les enroulements de valve et les facteurs d'accroissement des pertes parasites par courants de Foucault pour les enroulements de valve et de ligne sont les mêmes (voir Figure 3 de 6.5)

$$\bullet -F_{WE} = \sum_1^{25} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^2 = 3,567 \ 3$$

Dans cet exemple, nous supposons que les barres sont totalement compensées et que les effets magnétiques des harmoniques paires se compensent pratiquement les uns les autres dans les couplages d'enroulements de valve.

$$\bullet \quad -F_{CE} = \sum_1^{25} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^{0,8} = 1,243 \text{ 4 et } F_{SE} = F_{CE}$$

Caractéristiques assignées de l'autotransformateur de réglage:

Nombre:	1
Tension secondaire assignée:	21,3 kV
Courant secondaire assigné:	1 194 A (2 x 597 A)
Puissance assignée:	44 MVA
Tension primaire assignée:	17,5 kV
Courant primaire assigné:	1 453 A

Tableau A.11 – Courants harmoniques résultants

Rang de l'harmonique h	Courant de phase dans l'enroulement de valve (A)	Courant de phase dans l'enroulement de ligne (A)
1	1 193,5	1 452,6
2	3,6	4,4
3	6,0	7,3
4	3,6	4,4
5	47,7	58,1
6	1,2	1,5
7	26,3	32,0
11	59,7	72,6
13	47,7	58,1
17	23,9	29,1
19	11,9	14,5
23	10,7	13,1
25	10,7	13,1

$$\bullet \quad \sum_1^{25} \left(\frac{I_{hv}}{I_{1v}} \right)^2 = \sum_1^{25} \left(\frac{I_{hL}}{I_{1L}} \right)^2 = 1,006 \text{ 9}$$

$$\bullet \quad I_{SN} = \left(\sum_1^{25} I_{Sh}^2 \right)^{0,5} \text{ valeur eff totale} \\ = 1 \text{ 198 A}$$

$$\bullet \quad I_{PN} = \left(\sum_1^{25} I_{Ph}^2 \right)^{0,5} \text{ valeur eff totale} \\ = 1 \text{ 458 A}$$

$$\bullet \quad F_{WE} = \sum_1^{25} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^2 = 1,882 \text{ 2}$$

$$\bullet \quad F_{CE} = F_{SE} = \sum_1^{25} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \times h^{0,8} = 1,044 \text{ 6}$$

**Tableau A.12 – Détails des pertes dues à la charge du transformateur,
position de prise assignée, tertiaire à vide**

	Sinusoïdal 50 Hz kW	Mesurée (M) Calculée (C) Estimée (E)	Facteur d'accrois- sement	Avec distorsion du courant kW
Courant secondaire assigné; Fondamental (A)	2 x 2 x 8 284			
	Autotransformateur			
Pertes I^2R dans l'enroulement (1)	73	(M)	1,006 9	73,5
Pertes parasites par courants de Foucault	4	(M) et (C)	1,882 2	7,5
Pertes I^2R des connexions	Incluses dans (1)			Incluses dans (1)
Pertes parasites par courants de Foucault des connexions	Incluses dans (2)			Incluses dans (2)
Pertes parasites supplémentaires dans les parties structurales et la cuve (2)	4	(M) et (C)	1,044 6	4,5
Pertes dans le noyau magnétique	18,5	(M)		18,5
	Transformateurs de redressement			
Pertes I^2R dans les enroulements BT	122,5	(M) et (C)	1,056 4	129,5
Pertes parasites par courants de Foucault des enroulements BT	11	(M) et (C)	3,567 3	39,5
Pertes I^2R des connexions BT	37,5	(M) et (C)	1,056 4	39,5
Pertes parasites par courants de Foucault des connexions BT	10,5	(M) et (C)	1,243 4	13
Pertes I^2R dans les enroulements HT (4)	68,5	(M) et (C)	1,056 4	72,5
Pertes parasites par courants de Foucault des enroulements HT	10	(M) et (C)	3,567 3	35,5
Pertes I^2R des connexions HT	Incluses dans (4)			
Pertes parasites par courants de Foucault des connexions HT	Incluses dans (5)			
Pertes parasites supplémentaires dans les parties structurales et la cuve (5)	8	(M) et (C)	1,924 6	15,5
Pertes dans les noyaux magnétiques	36	(M) et (C)		36
	Transducteurs magnétiques			
Pertes dans les noyaux de transducteurs magnétiques (saturés)	Non applicable	Estimées		6
Pertes dans les noyaux de transducteurs magnétiques (désaturés)	Non applicable	Estimées		50
Pertes I^2R des circuits à fort courant	30	(M) et (C)	1,056 4	32
Pertes parasites par courants de Foucault dans les circuits à fort courant	3,5	(M) et (C)	1,924 6	7
	Bobines d'absorption			
Pertes en I^2R	72	Calculées		72
Pertes dans le fer	12	Calculées		12
Totales (non compris les pertes dans les noyaux des transducteurs)	521			608

Total (noyaux des transducteurs saturés)	Non applicable			614
Totales (noyaux des transducteurs non saturés)	Non applicable			658
"(M) et (C)" signifie qu'une valeur globale est mesurée et ensuite des valeurs partielles sont séparées par calcul. Par exemple: les résistances des enroulements BT entre les extrémités des bornes sont mesurées. La séparation entre résistances de bobine BT, de connexions BT et de barres de transducteur magnétique est obtenue par calcul.				

Annexe B (informative)

Courants d'essais de court-circuit et pertes dues à la charge des transformateurs pour convertisseurs à simple voie (injection des pertes totales)

Pour un convertisseur à simple voie, la relation entre le courant primaire et le courant de charge secondaire par phase est:

$$I_P = I_S \times \sqrt{2} \quad (\text{rapport de phases 1:1}) \quad (\text{B.1})$$

Pendant l'essai de mesure des pertes dues à la charge, la relation suivante est vraie:

$$I_{PT} = 2 \times I_{ST} \quad (\text{B.2})$$

En conséquence, le courant primaire est accru par un facteur de $\sqrt{2}$ pendant l'essai.

Pour fournir les pertes totales d'enroulement P_W pendant les essais de pertes dues à la charge, il est nécessaire d'augmenter le courant primaire d'essai I_{PT} de I_{PT} / I_P .

où

$$\left(\frac{I_{PT}}{I_P} \right)^2 \times \left(P_{WP} + \frac{P_{WS}}{2} \right) = P_W \quad (\text{B.3})$$

ou

$$\frac{I_{PT}}{I_P} = \left(\frac{2P_W}{2P_{WP} + P_{WS}} \right)^{0,5} \quad (\text{B.4})$$

En incluant les pertes à vide P_0 , l'augmentation totale du courant devient

$$\frac{I_{PT}}{I_P} = \left(1 + \frac{P_0}{P_W} \right)^{0,5} \times \left(\frac{2P_W}{2P_{WP} + P_{WS}} \right)^{0,5} \quad (\text{B.5})$$

Pour un cas d'essai, les relations suivantes peuvent être utilisées:

$$P_{WP} \approx \frac{1}{3}P_W ; P_{WS} \approx \frac{2}{3}P_W ; P_0 \approx 0,15P_W \quad (\text{B.6})$$

ce qui donne

$$\frac{I_{PT}}{I_P} = \left(1,15 \times \frac{6}{4} \right)^{0,5} \approx 1,3 \quad (\text{B.7})$$

Le courant d'essai donnera une surcharge de courant de 30 % de l'enroulement primaire. Il convient de prendre en considération les conséquences thermiques pendant l'essai.

Annexe C (informative)

Mesure de la répartition du courant dans les enroulements de valve à fort courant

C.1 Généralités

Les enroulements de valve à fort courant sont généralement constitués de plusieurs bobines connectées en parallèle.

Le couplage magnétique étant différent parmi les bobines individuelles, ces enroulements sont susceptibles d'être soumis à une distribution sensiblement non uniforme du courant parmi les différentes bobines. Cette distribution est fonction à la fois de la conception du transformateur et de la relation entre phases parmi les courants harmoniques injectés dans les enroulements de valve.

Ces répartitions du courant peuvent être calculées au moyen de simulations électromagnétiques, les essais étant seulement réalisés pour valider ces simulations.

La mesure de ces répartitions est un essai spécial qu'il est nécessaire de planifier et d'adopter d'un commun accord avant la passation de la commande. Les mesures sont effectuées à la fréquence assignée sur une phase par enroulement de valve.

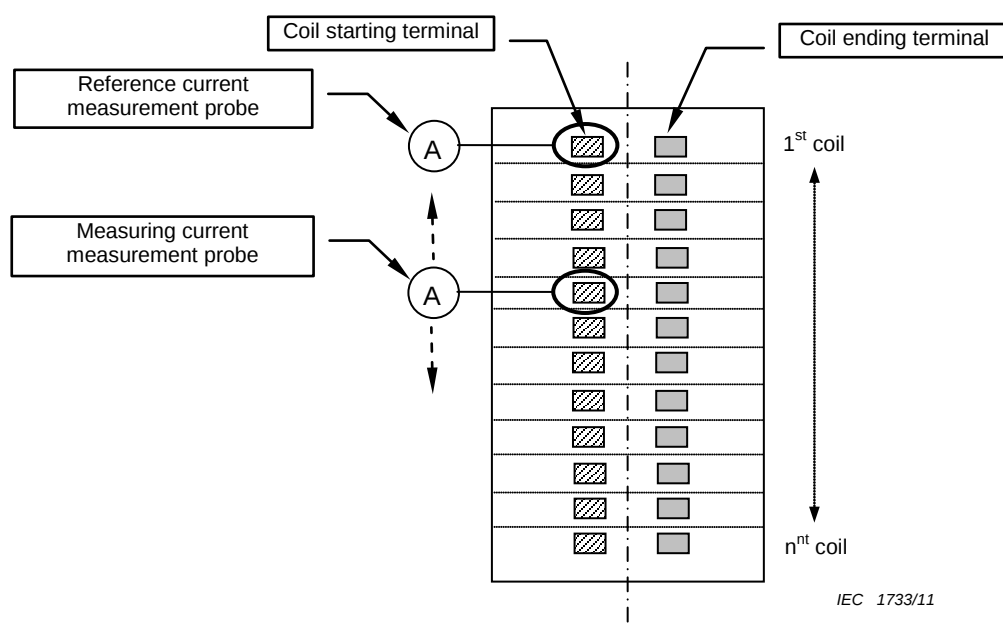
C.2 Méthodologie de mesure de la répartition du courant

Des capteurs de courant du type des bobines de Rogowsky reliées à des multimètres numériques peuvent être utilisés pour réaliser les mesures de la répartition du courant

La mesure doit simuler le comportement de l'enroulement pour les courants harmoniques injectés dans les enroulements de valve en phase et, s'il y en a, en opposition.

La mesure peut être effectuée à courant réduit (de l'ordre de 10 % du courant assigné) sur la partie active du transformateur de conversion hors cuve.

Il est recommandé d'utiliser deux sondes de courant. La première sonde reste fixe sur l'entrée de la première bobine pendant toute la mesure et elle servira de valeur de courant de référence, tandis que l'autre sonde sera la sonde de mesure. Les valeurs de courant mesurées par la seconde sonde seront normalisées par référence à la première afin de réduire les erreurs dues aux possibles fluctuations du circuit d'alimentation (voir figure ci-dessous **Error! Reference source not found.**).



Légende

Anglais	Français
Anglais	Français
Coil starting terminal	Entrée de la bobine
Coil ending terminal	Sortie de la bobine
Reference current measurement probe	Sonde de mesure du courant de référence
Measuring current measurement probe	Sonde de mesure du courant pour les mesures
Coil	Bobine

Figure C.1 – Exemple d'enroulement à fort courant et de disposition de l'équipement de mesure

C.3 Mesure de la distribution des harmoniques en phase

- La mesure est effectuée en alimentant les enroulements de ligne, les enroulements de valve étant court-circuités.
- Rapporter chaque mesure à la valeur du courant moyen par bobine, c'est-à-dire la valeur du courant total de phase injecté divisée par le nombre de bobines parallèles.
- Construire le diagramme de la distribution de courant.

C.4 Mesure de la distribution des harmoniques en opposition

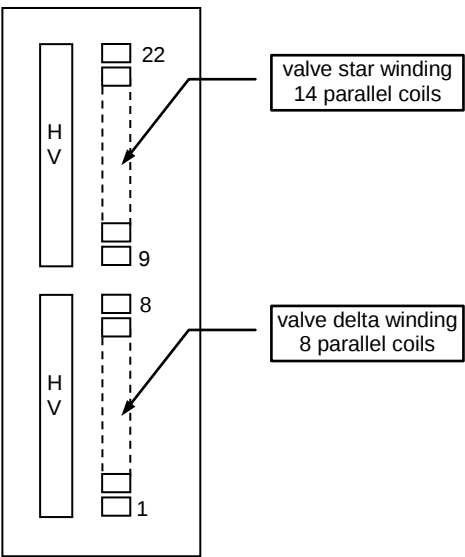
Cette mesure s'applique aux configurations dans lesquelles au moins deux enroulements de valve sont bobinés sur la même colonne du noyau et ne sont pas magnétiquement découplés.

- La mesure est effectuée en alimentant un enroulement de valve, les autres enroulements de valve restant court-circuités et les bornes d'enroulements de ligne étant laissées ouvertes (toutefois, si l'enroulement de ligne est constitué de plusieurs bobines, celles-ci doivent être totalement connectées).
- Rapporter chaque mesure à la valeur du courant moyen par bobine, c'est-à-dire la valeur du courant total de phase injecté divisée par le nombre de bobines parallèles.
- Construire le diagramme de la distribution de courant.

C.5 Exemple de mesure de la répartition des courants harmoniques en phase et en opposition

Données du transformateur

Type du convertisseur	Pont de Graëtz dodécaphasé	
Type de valves	Thyristors	
Puissance assignée réseau/ valve étoile / valve triangle	81,45/40,52/40,93	MVA
Tension assignée réseau / valve étoile / valve triangle	132 / 1,0 / 1,01	kV
Courant assigné réseau/ valve étoile / valve triangle	177,23+179,01 / 23 394 / 23 396	A
Couplage du transformateur	Yy0 - Yd1	
Fréquence assignée	50	Hz
Type de noyau	3 phases 3 colonnes – pas de culasse intermédiaire	
Nbre de bobines en parallèle dans l'enroulement de valve en étoile	14	
Nbre de bobines en parallèle dans l'enroulement de valve en triangle	8	

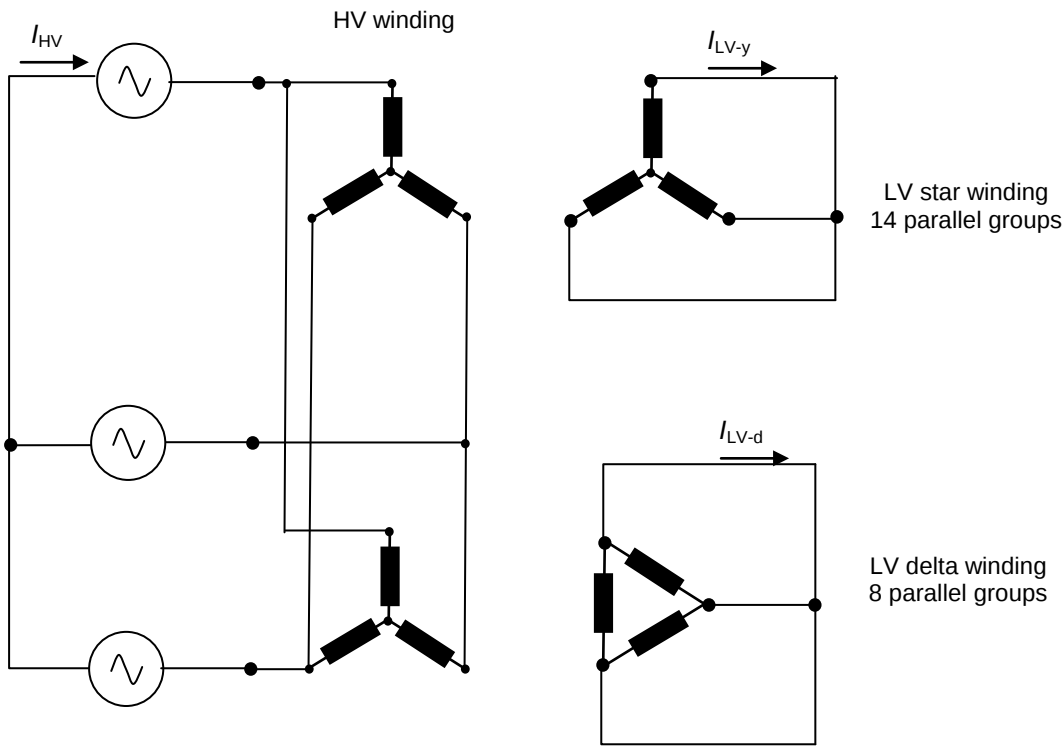


IEC 1734/11

Figure C.2 – Disposition des enroulements du transformateur

Légende

Anglais	Français
Valve star winding 14 parallel coils	Enroulement de valve en étoile 14 bobines parallèles
Valve delta winding 8 parallel coils	Enroulement de valve en triangle 8 bobines parallèles



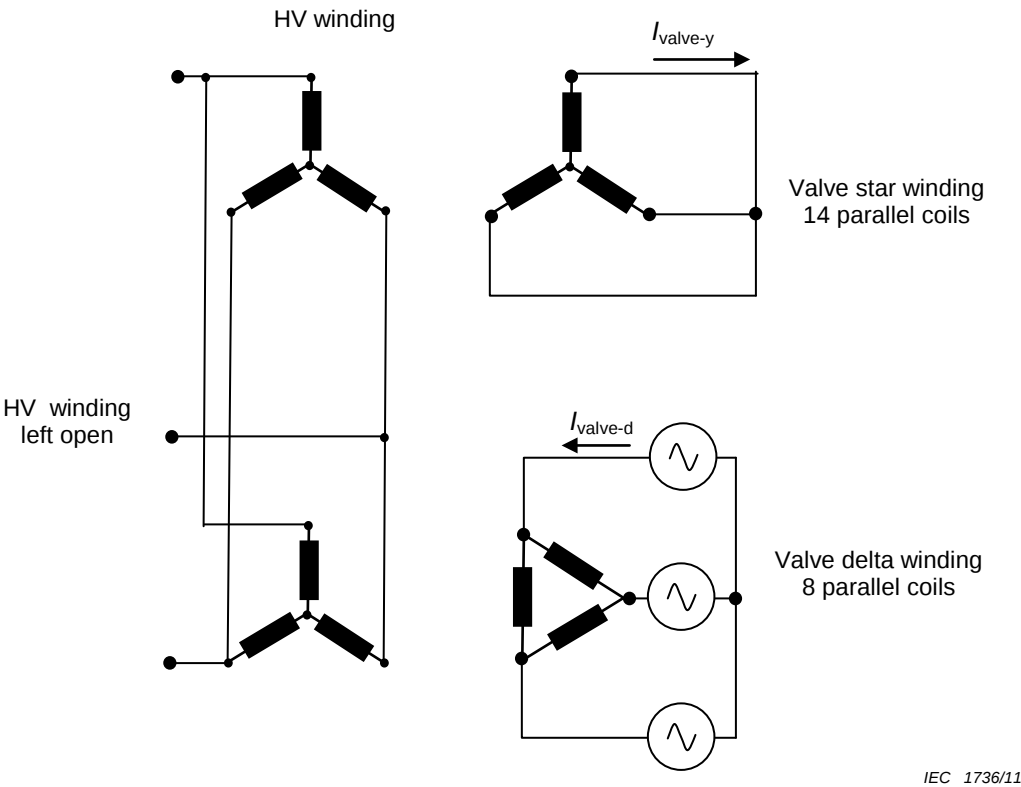
IEC 1735/11

Légende

Anglais	Français
HV winding	Enroulement HT

Anglais	Français
LV star winding	Enroulement en étoile BT
14 parallel groups	14 groupes parallèles
LV delta winding	Enroulement en triangle BT
8 parallel groups	8 groupes parallèles

Figure C.3 – Circuit de mesure de la répartition des courants en phase



Légende

Anglais	Français
HV winding	Enroulement HT
Valve star winding	Enroulement de valve en étoile
14 parallel coils	14 bobines parallèles
Valve delta winding	Enroulement de valve en triangle
8 parallel coils	8 bobines parallèles
HV winding left open	Enroulement HT laissé ouvert

Figure C.4 – Circuit de mesure de la répartition des courants en opposition

Résultats de mesure comparés à la simulation de f.e.m.

Le Tableau C.1 montre les résultats de deux mesures et la comparaison aux simulations réalisées par un logiciel utilisant la méthode des éléments finis.

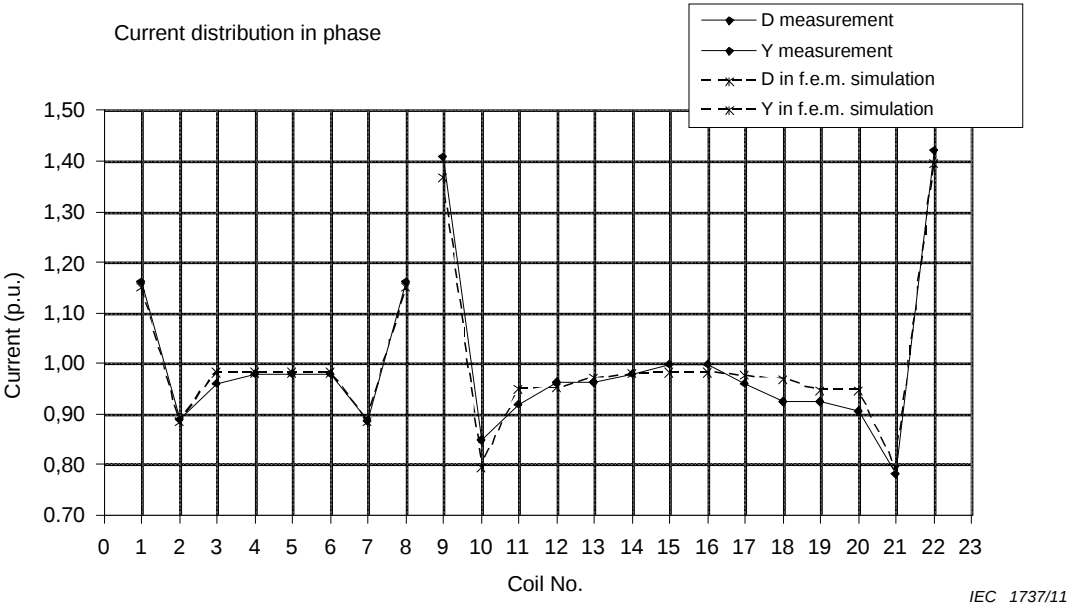
Répartition des courants en phase

valve étoile courant de ligne $I_{\text{valve-y}} = 1\,550,8\text{ A}$ valve étoile courant moyen par bobine = 110,8 A

valve triangle courant de ligne $I_{\text{valve-d}} = 1\,527,5\text{ A}$ valve triangle courant moyen par
 bobine = 110,2 A
 courant total injecté coté ligne: $I_{\text{ligne}} = 23,4\text{ A}$

Tableau C.1 – Mesures et comparaison aux simulations réalisées par un logiciel utilisant la méthode des éléments finis pour la répartition des courants en phase

	Bobine N°	Mesure		Simulation F.E.M.	Ecart (%) simulation versus mesure
		(A)	(p.u.)	(p.u.)	(%)
Enroulement étoile	22	157,5	1,422	1,395	–1,9%
	21	86,6	0,782	0,789	0,9 %
	20	100,4	0,907	0,947	4,5 %
	19	102,4	0,925	0,948	2,5 %
	18	102,4	0,925	0,968	4,7 %
	17	106,3	0,960	0,977	1,8 %
	16	110,5	0,998	0,982	–1,6 %
	15	110,5	0,998	0,983	–1,5 %
	14	108,6	0,981	0,978	–0,3 %
	13	106,7	0,963	0,970	0,7 %
	12	106,7	0,963	0,951	–1,3 %
	11	102	0,921	0,949	3,0 %
	10	94,1	0,850	0,796	–6,3 %
	9	155,8	1,407	1,366	–2,9 %
Enroulement triangle	8	128	1,161	1,151	–0,9 %
	7	97,9	0,888	0,885	–0,3 %
	6	108	0,980	0,981	0,1 %
	5	108	0,980	0,983	0,3 %
	4	108	0,980	0,983	0,3 %
	3	106	0,962	0,981	2,0 %
	2	98	0,889	0,884	–0,6 %
	1	128	1,161	1,150	–1,0 %



Légende

Anglais	Français
Current distribution in phase	répartition du courant en phase
coil n°	bobine n°
current [p.u.]	courant [p.u.]
D measurement	Mesure triangle
Y measurement	Mesure étoile
D in f.e.m. simulation	simulation triangle en f.e.m
Y in f.e.m. simulation	simulation étoile en f.e.m

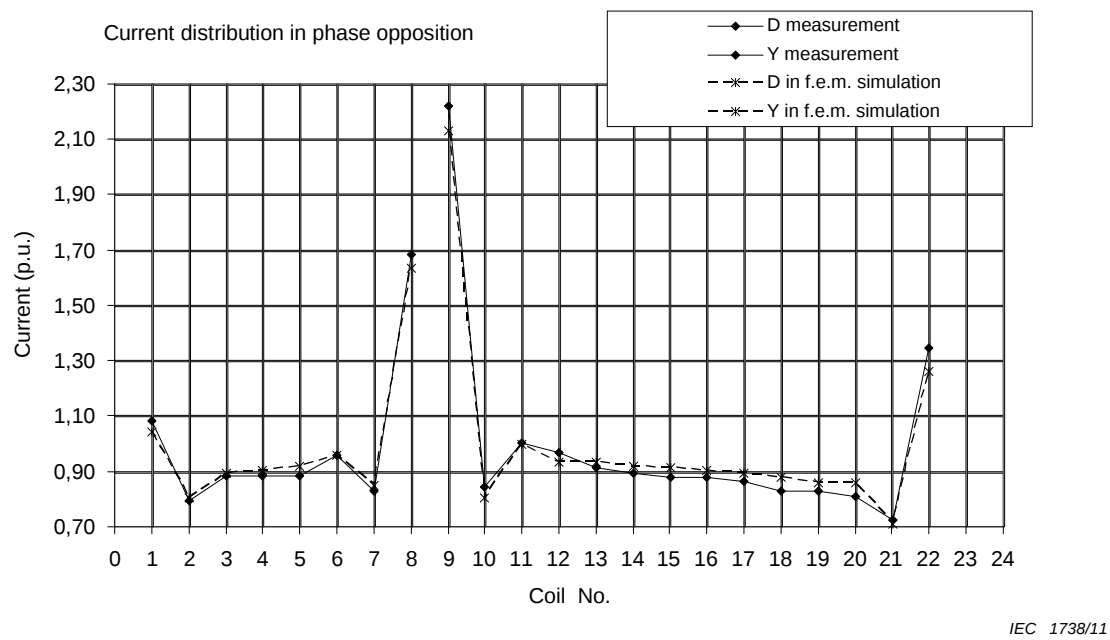
Figure C.5 – Mesures et comparaison aux simulations réalisées par un logiciel utilisant la méthode des éléments finis pour la répartition des courants en phase

Répartition des courants en opposition:

valve étoile courant de ligne	$I_{\text{valve-y}} = 1\,562,7\text{ A}$	valve étoile courant moyen par bobine = 111,6 A
valve triangle courant de ligne	$I_{\text{valve-d}} = 1\,536,2\text{ A}$	valve triangle courant moyen par bobine = 110,9 A
courant total injecté coté ligne:	$I_{\text{ligne}} = 0\text{ A}$ – Circuit ouvert	

Tableau C.2 – Mesures et comparaison aux simulations réalisées par un logiciel utilisant la méthode des éléments finis pour la répartition des courants en opposition

	Bobine N°	Mesure		Simulation F.E.M.	Ecart (%) simulation versus mesure
		(A)	(p.u.)	(p.u.)	(%)
Enroulement étoile	22	150	1,344	1,262	–6,1%
	21	80,7	0,723	0,710	–1,8%
	20	90,5	0,811	0,858	5,8%
	19	92,5	0,829	0,859	3,7%
	18	92,5	0,829	0,881	6,3%
	17	96,4	0,864	0,894	3,5%
	16	98	0,878	0,904	3,0%
	15	98	0,878	0,913	4,0%
	14	100	0,896	0,921	2,8%
	13	102	0,914	0,932	2,0%
	12	108,2	0,969	0,933	–3,7%
	11	112	1,003	0,998	–0,5%
	10	94	0,842	0,805	–4,4%
	9	247,9	2,221	2,131	–4,0%
Enroulement triangle	8	186,9	1,686	1,634	–3,1%
	7	92	0,830	0,850	2,4%
	6	106	0,956	0,957	0,1%
	5	98	0,884	0,917	3,7%
	4	98	0,884	0,905	2,4%
	3	98	0,884	0,894	1,1%
	2	88	0,794	0,802	1,0%
	1	120	1,082	1,042	–3,7%



Légende

Anglais	Français
Current distribution in phase opposition	répartition du courant en opposition de phase
coil n°	bobine n°
current [p.u.]	courant [p.u.]
D measurement	Mesure triangle
Y measurement	Mesure étoile
D in f.e.m. simulation	simulation triangle en f.e.m
Y in f.e.m. simulation	simulation étoile en f.e.m

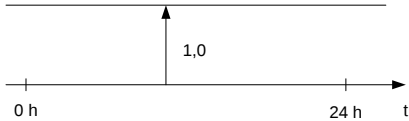
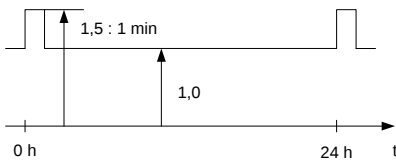
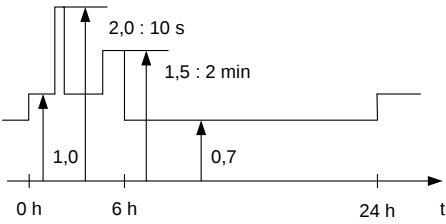
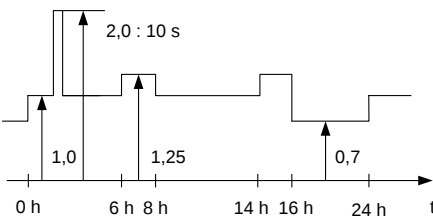
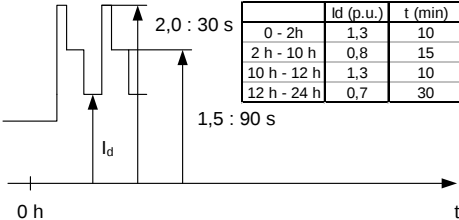
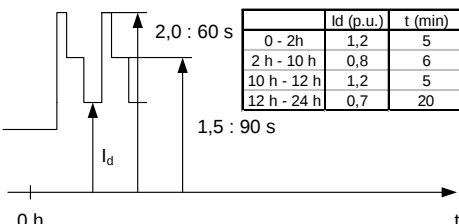
Figure C.6 – Mesures et comparaison aux simulations réalisées par un logiciel utilisant la méthode des éléments finis pour la répartition des courants en opposition

Annexe D (informative)

Exemples de cycles de service

Le Tableau D.1 ci-dessous répertorie plusieurs exemples de cycles de service pour différentes applications.

Tableau D.1 – exemples de cycles de service pour différentes applications.

Classe de service	Courant assigné		Exemples de cycles de charge															
I	1,0 p.u. permanent	Processus électrochimiques																
II	1,0 p.u. permanent 1,5 p.u. pendant 1 min	Processus électrochimiques																
III	1,0 p.u. permanent 1,5 p.u. pendant 2 min 2,0 p.u. pendant 10 s	Industrie et petite traction, service peu intensif																
IV	1,0 p.u. permanent 1,25 p.u. pendant 2 h 2,0 p.u. pendant 10 s	Service industriel et intensif																
V	1,0 p.u. permanent 1,5 p.u. pendant 2 h 2,0 p.u. pendant 1 min	sous-station Moyenne de traction et mines	 <table><tr><th></th><th>Id (p.u.)</th><th>t (min)</th></tr><tr><td>0 - 2h</td><td>1,3</td><td>10</td></tr><tr><td>2 h - 10 h</td><td>0,8</td><td>15</td></tr><tr><td>10 h - 12 h</td><td>1,3</td><td>10</td></tr><tr><td>12 h - 24 h</td><td>0,7</td><td>30</td></tr></table>		Id (p.u.)	t (min)	0 - 2h	1,3	10	2 h - 10 h	0,8	15	10 h - 12 h	1,3	10	12 h - 24 h	0,7	30
	Id (p.u.)	t (min)																
0 - 2h	1,3	10																
2 h - 10 h	0,8	15																
10 h - 12 h	1,3	10																
12 h - 24 h	0,7	30																
VI	1,0 p.u. permanent 1,5 p.u. pendant 2 h 3,0 p.u. pendant 1 min	Grande sous-station de traction	 <table><tr><th></th><th>Id (p.u.)</th><th>t (min)</th></tr><tr><td>0 - 2h</td><td>1,2</td><td>5</td></tr><tr><td>2 h - 10 h</td><td>0,8</td><td>6</td></tr><tr><td>10 h - 12 h</td><td>1,2</td><td>5</td></tr><tr><td>12 h - 24 h</td><td>0,7</td><td>20</td></tr></table>		Id (p.u.)	t (min)	0 - 2h	1,2	5	2 h - 10 h	0,8	6	10 h - 12 h	1,2	5	12 h - 24 h	0,7	20
	Id (p.u.)	t (min)																
0 - 2h	1,2	5																
2 h - 10 h	0,8	6																
10 h - 12 h	1,2	5																
12 h - 24 h	0,7	20																

Annexe E (informative)

Lignes directrices pour la revue de conception

E.1 Généralités

La présente annexe n'est applicable que si un accord a été conclu entre l'acheteur et le fabricant avant la passation de la commande

Une revue de conception est un exercice pour s'assurer qu'il y a une compréhension commune des normes applicables et des exigences des spécifications et pour offrir une occasion d'examiner minutieusement la conception afin de s'assurer que les exigences seront satisfaites, en utilisant les matériaux et la technologie éprouvés du fabricant.

Il incombe au client la responsabilité de s'assurer d'avoir l'expertise suffisante pour comprendre et évaluer la conception. La revue de conception n'annule ni ne remplace la responsabilité relative à la pertinence de la conception, ou des limites de la conception, qui doit rester celle incombant au fabricant. Les insuffisances qui sont identifiées doivent être corrigées. Cependant, toute modification qui est une « amélioration » apportée à la conception doit être soumise à un accord commercial entre l'acheteur et le fabricant.

Le partage d'informations est essentiel pour une revue de conception efficace. Cependant, le fabricant a le droit légitime de protéger son savoir-faire. Par conséquent, il est essentiel que les discussions et les informations échangées au cours du processus de revue de la conception restent confidentielles.

La revue de conception du transformateur de redresseur/convertisseur doit être effectuée avec les documents énumérés en E.2 facilement disponibles.

E.2 Vérification et alignement des principales spécifications du transformateur

- a) Exigence de base
- b) Exigences spéciales au cours du fonctionnement normal.
- c) Courants harmoniques
- d) Norme applicable et limites
- e) Transport spécial
- f) Tolérances.

Il convient de traiter des sujets suivants:

1. Conception des parties actives

- a) Noyau
 - 1) Type et structure du noyau (3/5 noyaux, tôles imbriquées échelonnées (step-lap))
 - 2) Nuance d'acier et pertes.
 - 3) Point chaud dans le noyau principal à la tension assignée et au cours d'une surexcitation.
 - 4) Point chaud sur pièce de serrage du noyau, sur plaque de renforcement et sur les premiers paquets de tôles en raison du flux de fuite.
 - 5) Contrainte sur les plaques de renforcement au cours du levage de la partie active, de la compression des enroulements et d'un court-circuit.
- b) Enroulements
 - 1) Disposition des enroulements

- 2) Type d enroulements et de conducteurs
 - 3) répartition de tension induite, appliquée et de service
 - 4) Analyses des tensions transitoires et résultats de la répartition des tensions dans les enroulements.
 - 5) Structure d'isolement principale et marges de conception dans les canaux d'isolement
 - 6) Contraintes dans les angles des enroulements en disques HT.
 - 7) Contraintes sur papier dans les enroulements.
 - 8) Contraintes de cheminement dans les enroulements de réglage
 - 9) Transposition spéciale
 - 10) Répartition du courant dans des groupes en parallèle
- c) Évaluation des pertes dues à la charge
- 1) Pertes dues à la charge, réactances et analyse des tracés de champ.
 - 2) Mise en œuvre de shunts sur la cuve
 - 3) Pertes dans les renforts et les câbles
- d) Évaluations des efforts de courts-circuits et dus aux courants d'appel
- 1) Puissance de courts-circuits des réseaux
 - 2) Cas de courts-circuits et calculs des courants
 - 3) Efforts radiaux sur les enroulements
 - 4) Efforts axiaux
 - 5) Basculement/flambage
- e) Refroidissement
- 1) Échauffements admissibles
 - 2) Calcul des échauffements et des points chauds
 - 3) Exigences relatives à la surcharge
 - 4) Canaux de refroidissement dans les enroulements.
 - 5) Conceptions des dispositifs de refroidissement et des radiateurs
- f) Changeur de prise
- 1) Type et fournisseur
 - 2) Niveaux de conception de l'isolement
 - 3) Répartition de la tension sur le sélecteur
- g) Renforts et câbles
- 1) Évaluation des distances d'isolement diélectriques des renforts et câbles
 - 2) Évaluation des contraintes diélectriques des sorties HT
 - 3) Évaluation des pertes et de l'impédance dans les barres BT de connexions à fort courant
 - 4) Effet des champs de fuite dus aux barres de connexions à fort courant
 - 5) Évaluation des points chauds des faisceaux de sortie pour les enroulements de réglage

2. Cuve et traversées

- a) Évaluation de la conception mécanique
- b) Pertes dues au flux de fuite
- c) Évaluation des points chauds de la cuve
- d) Vérification des interfaces et de la disposition

3. Examen des parties actives

Il convient d'examiner les enroulements et la partie active pendant l'assemblage. Le fabricant peut démontrer ces inspections au moyen d'une procédure et d'un système de contrôle qualité en interne.

4. Essai à réaliser

- a) Tension appliquée.
- b) Tension induite courte durée / longue durée

- c) Mesure des décharges partielles
- d) Impulsion de choc de foudre
- e) impulsion de choc de manœuvre
- f) Niveau de bruit
- g) Essai thermique
- h) Essais spéciaux éventuels (ensemble combiné (auto)transformateur de réglage, transformateur de redresseur)

Il convient que le fabricant du transformateur soit capable de démontrer l'exactitude des outils de conception par un rapport d'essais d'unités déjà produites.

Annexe F **(informative)**

Détermination des pertes dues au flux de fuite dans la cuve du transformateur. Simulation en trois dimensions et lignes directrices pour l'évaluation des pertes dans la cuve et le calcul des points chauds de la cuve

Les pertes dans la cuve du transformateur dues au flux de fuite constituent une partie essentielle des pertes dues à la charge dépassant souvent 30 % du total. Néanmoins, il est notoire qu'il n'existe aucune mesure directe de ces pertes.

Les derniers développements de la capacité de calcul des ordinateurs conjointement à la plus récente évolution des logiciels permettent maintenant d'effectuer des analyses 3D pour le calcul des pertes dues au flux de fuite et l'évaluation des points chauds. Le modèle tridimensionnel de la cuve mélange habituellement des matériaux qui ont une perméabilité et une conductibilité différentes et il est nécessaire, dans le cas d'aciers doux ou d'écrans magnétiques de cuve, de prendre en compte les effets de non-linéarité. En plus de cela, dans de nombreux cas, les propriétés magnétiques de l'acier de structure dépendent non seulement de la qualité du matériau (AISI 304, 316L ou acier doux Fe354) mais aussi des différentes opérations auxquelles cet acier est soumis au cours du processus de fabrication de la cuve (soudage, pliage).

Par conséquent, des méthodes numériques robustes associées à une illustration/représentation correcte du problème restent nécessaires pour obtenir des résultats fiables.

Il faut souligner que le transformateur en service normal pourrait présenter un flux de fuite différent et donc un emplacement différent des points chauds en raison des caractéristiques de charge telles que la répartition des courants harmoniques et du courant entre des barres en parallèle.

Afin de prouver que les résultats des calculs sont fiables, il convient que le fabricant soit toujours capable de montrer une comparaison en essais entre le calcul et la mesure des pertes et de la température. La technologie des thermomètres/caméras infrarouges sont désormais largement disponibles et utilisés. Des cas de charge différents pourraient être analysés et comparés. Par exemple, les calculs de charge et de points chauds de cuve dans les conditions d'essai thermique pourraient être vérifiés par des mesures de thermomètres/caméras infrarouges au cours de l'essai de réception en usine. La même approche de calcul pourrait être utilisée pour vérifier la simulation de fonctionnement normal,

Une conception similaire peut être définie par comparaison des principaux paramètres électriques du transformateur plus les paramètres mécaniques suivants:

- disposition des barres de connexions BT jusqu'aux traversées;
- principales distances électriques entre les parties en acier et les enroulements et/ou les barres de connexions;
- distances entre phases;
- matériaux utilisés dans différentes sections de la cuve.

Annexe G (informative)

Mesures en court-circuit des transformateurs de redresseur équipés de transducteurs magnétiques intégrés

G.1 Généralités

Au cours des essais de court-circuit, les noyaux des transducteurs magnétiques font de l'essai un véritable défi non seulement en raison de l'addition de leurs propres pertes et de leur impédance à celles du transformateur principal mais aussi en raison de la distorsion de la forme d'onde du courant et de la tension.

Il existe différentes méthodes de réalisation de cette mesure et toutes ont des insuffisances. Le problème principal est qu'en fonctionnement, chaque barre de connexions (avec le transducteur magnétique monté) est reliée à une diode et, donc, verra un courant à une seule voie alors qu'en essai de court-circuit, la même barre de connexions verra un courant à double voie. Aucune méthode n'a été unanimement acceptée. La présente Annexe présente certaines de ces méthodes:

G.2 Méthode 1 pour les transducteurs magnétiques montés du coté valve

Mesure indirecte des pertes du noyau et de l'impédance de court-circuit basée sur des routines d'extrapolation.

Cette méthode a l'avantage que les mesures des pertes dans le transducteur magnétique et de l'impédance de court-circuit sont effectuées directement sur l'unité complètement assemblée au cours de l'essai normal de mesure des pertes dues à la charge et de l'impédance de court-circuit.

Le principal inconvénient est lié au fait que le fort niveau de saturation des noyaux des transducteurs magnétiques va générer une certaine quantité de courants et de tensions harmoniques susceptibles d'affecter la mesure en provoquant la distorsion de la forme d'onde de la tension d'alimentation. Cet impact dépend principalement de l'impédance globale du système d'alimentation. Il convient qu'une compensation de la puissance réactive par une batterie de condensateurs correctement calculée réduise au maximum cet effet.

Pour évaluer la chute de tension et les pertes dans le noyau des transducteurs magnétiques, il est possible de procéder suivant les étapes ci-après.

- a) Au cours de la mesure normale des pertes dues à la charge et de l'impédance du transformateur complet, réaliser plusieurs mesures de la tension et des pertes à différents niveaux du courant de charge (par exemple, de 100 % à 40 % de la valeur assignée par des décrets de 10 %).
- b) Appliquer des coefficients correctifs pour les erreurs des transformateurs de mesures de courant et tension, l'impédance de court-circuit des barres de connexions et la déduction de pertes à tous les points mesurés.
- c) Placer les données des pertes sur un graphique avec les pertes sur l'axe y et le carré du courant de ligne sur l'axe x. Il convient que la courbe des pertes soit une droite.
- d) De même, placer sur un autre graphique les données des tensions mesurées, avec les tensions sur l'axe y et le courant de ligne sur l'axe x.
- e) Extrapoler (par une régression linéaire aux moindres carrés) les pertes et les courbes de tension à la valeur de courant de ligne correspondant à 0 A. Les valeurs extrapolées sont conventionnellement admises comme étant les pertes dues à la charge dans les noyaux des transducteurs magnétiques et la chute de tension équivalente introduite par la bobine d'inductance dans la mesure de l'impédance du transformateur.

Les pertes dans les noyaux et la chute de tension doivent être considérées pour le calcul de la valeur effective des pertes dues à la charge du transformateur et de la tension de court-circuit.

G.3 Méthode 2 pour les transducteurs magnétiques montés du côté valve

La mesure est effectuée sans les noyaux des transducteurs magnétiques. Les pertes dues à la charge du transducteur magnétique ne sont pas mesurées directement, elles sont calculées. La chute de tension à courant continu assigné n'est pas mesurée directement: elle est mesurée dans un essai séparé ou bien elle est calculée.

Cette méthode présente l'avantage d'éviter les perturbations sur la forme d'onde du courant et permet, donc, de mesurer dans des conditions adéquates les pertes dues à la charge et l'impédance de court-circuit du transformateur.

Le principal inconvénient est lié au fait que les pertes dues à la charge du transducteur magnétique ne peuvent être évaluées que par le calcul.

- a) Les pertes dues à la charge et les impédances sont mesurées sur les parties actives, à l'extérieur de la cuve à 10 % du courant de charge (ou davantage si le fabricant l'autorise). Cette mesure inclut les pertes et les impédances dans les enroulements, les connexions entre enroulements et dans la structure de maintien des parties actives (les barres de connexions des transducteurs magnétiques ne sont pas montées).
- b) Le transformateur est complètement assemblé dans la cuve, sans les noyaux des transducteurs magnétiques. Les mesures des pertes dues à la charge et d'impédance sont répétées.
- c) Il convient de calculer la somme des résistances des barres de transducteurs magnétiques et des bornes de chaque transformateur comme étant la différence entre la résistance totale des enroulements de valve, mesurée au cours de l'essai au point 2, et la résistance partielle des enroulements de valve mesurée au cours de l'essai au point 1.

Il convient de calculer la somme de l'impédance et des pertes dues à la charge des barres des transducteurs magnétiques, des bornes et de de l'influence de la cuve comme étant la différence entre l'impédance et les pertes dues à la charge totales mesurées au cours de l'essai au point 2 et l'impédance et les pertes dues à la charge partielles mesurées au cours de l'essai au point 1.

S'il s'agit d'une seule unité, l'essai au point 1 est facultatif. Par contre, s'il s'agit d'un ensemble de plusieurs transformateurs qui ne diffèrent que par le déphasage, la mesure au point 2 peut être effectuée comme essai de type et servir de référence pour les mesures sur toutes les unités. Ceci prend en compte le fait que présenter un transformateur sans les noyaux des transducteurs magnétiques pour les mesures en court-circuit et ensuite monter les noyaux pour le présenter aux essais diélectriques restants est une opération fortement chronophage et coûteuse et donc à éviter.

G.4 Méthode 3 pour les transducteurs magnétiques à noyau enroulé montés du côté réseau

Il n'est pas possible d'effectuer une mesure en court-circuit avec le transducteur magnétique inclus dans le circuit. Par conséquent, un pontage doit être installé pour permettre les essais de court-circuit et à vide. Les pertes dans le noyau du transducteur magnétique ne peuvent être évaluées que par le calcul.

Annexe H (informative)

Détermination du rapport des tensions (rapport de transformation) du transformateur et du déphasage par les mesures du rapport des nombres de spires

H.1 Généralités

Les mesures de rapport de nombres de spires doivent être effectuées en configuration monophasée en alimentant, par une permutation circulaire, l'une des phases HT (U, V, W), les deux autres étant court-circuitées, par rapport à la phase BT respectivement (u, v, w) conformément au Tableau H.1 suivant:

Tableau H.1 – Mesures des rapports en monophasé

K_b	K_c	K_b	K_c	K_b	K_c
$U - VW$ $u - v$	$U - VW$ $u - w$	$V - WU$ $v - w$	$V - WU$ $v - u$	$W - UV$ $w - u$	$W - UV$ $w - v$

Les valeurs K_b et K_c (la moyenne de trois mesures) sont utilisées dans les formules ci-après, H.1 pour le rapport de transformation et H.2 pour le déphasage:

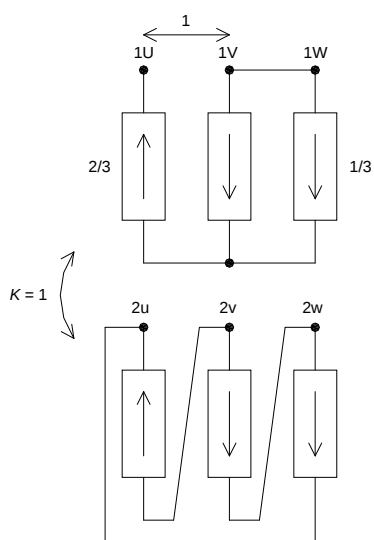
$$\rho = K_b / (1 + (K_b / K_c)^2 - K_b / K_c) \quad (\text{H.1})$$

Formule B

$$\text{tg} \alpha = (1 - K_b / K_c) / (1 + K_b / K_c) \times \sqrt{3} \quad (\text{H.2})$$

NOTE Ces formules sont indépendantes des couplages du transformateur comme on peut le voir dans les exemples ci-après:

H.2 Exemple de montage étoile-triangle – Groupe vectoriel 1 (retard de phase de 30°)



IEC 1739/11

$$K_b = 1U-1V / 2u-2v = 1 / (2/3) = 3/2$$

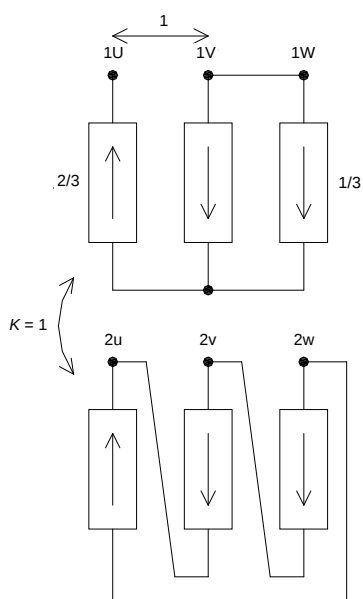
$$K_c = 1U-1V / 2u-2w = 1 / (1/3) = 3$$

$$\text{tg } \alpha = (1 - \frac{1}{2}) / (1 + \frac{1}{2}) = 0,577$$

$$\alpha = 30^\circ$$

Figure H.1 – Couplage Yd1

H.3 Exemple de montage étoile-triangle – Groupe vectoriel 11 (avance de phase de 30°)



IEC 1740/11

$$K_b = 1U-1V / 2u-2v = 1 / (1/3) = 3$$

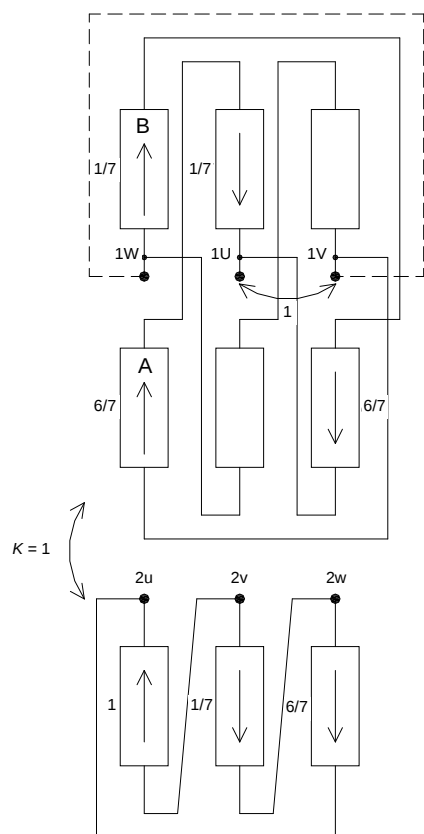
$$K_c = 1U-1V / 2u-2w = 1 / (2/3) = 3/2$$

$$\text{tg } \alpha = (1 - 2) / (1 + 2) = -0,577$$

$$\alpha = -30^\circ$$

Figure H.2 – Couplage Yd11

H.4 Exemple de montage polygone-triangle – Groupe vectoriel Pd0+7,5 (retard de phase de 7,5°)



IEC 1741/11

$$K_b = 1U-1V / 2u-2v = 1 / 1 = 1$$

$$K_c = 1U-1V / 2u-2w = 1 / (6/7) = 7/6$$

$$\tan \alpha = (1 - 6/7) / (1 + 6/7) = 0,133$$

$$\alpha = 7,5^\circ$$

Figure H.3 – Couplage Pd0+7,5

NOTE La relation entre les modules des vecteurs tensions A et B pour obtenir le déphasage de 7,5° est:

$$A = \sin(60-7,5) / \sin(120) = 0,916$$

$$B = \sin(7,5) / \sin(120) = 0,151$$

ce qui donne le rapport des nombres de spires entre les enroulements A et B ci-après:

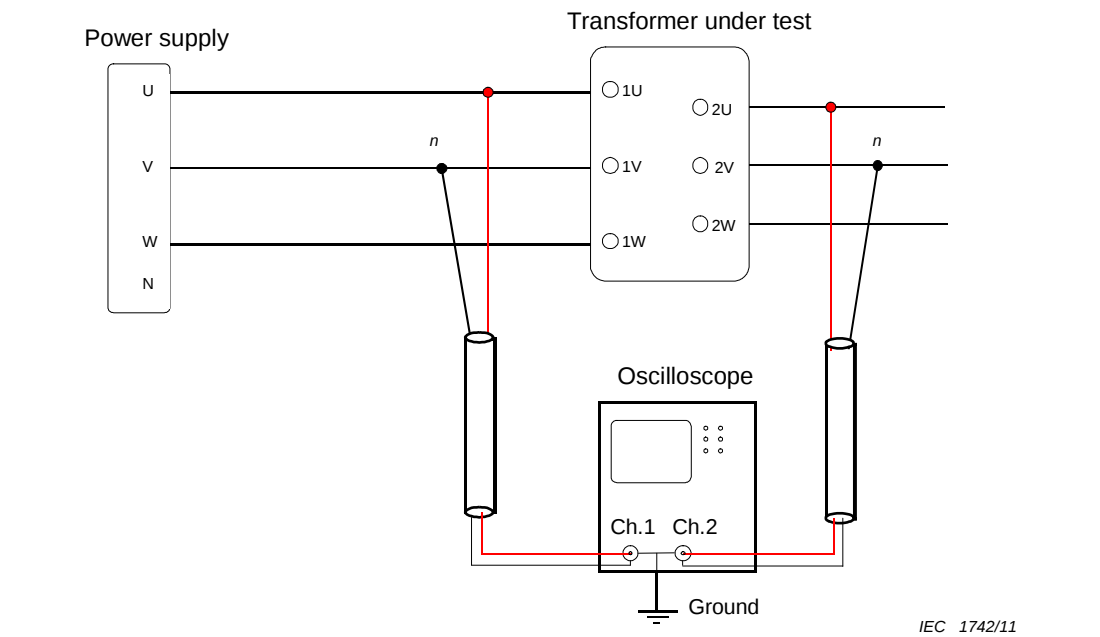
$$A / B = 0,916 / 0,151 = 6,066$$

Dans H.4, il a été considéré le rapport de nombres de spires A / B = 6 et donc B = 1/6 si A = 1.

La mesure du déphasage par l'oscilloscope compare les tensions réseau HT et BT avec la même lettre ou avec la même séquence numérique, rapportant les deux formes d'ondes sinusoïdales au même point de masse interne de l'oscilloscope.

H.5 Exemple

Les images suivantes montrent les mesures à l'oscilloscope de deux transformateurs de conversion dodécaphasés alimentant un ensemble convertisseur pont de Graëtz de 24 phases avec une tension d'alimentation alternative de 100 V c.a. Les angles $+ 7,5^{\circ}$ et $- 7,5^{\circ}$ sont simplement obtenus par la comparaison des canaux.



Anglais	Français
Power supply	Alimentation
Transformer under test	Transformateur en essai
Oscilloscope	Oscilloscope
Ground	Masse

Figure H.4 – Connexion d'oscilloscope

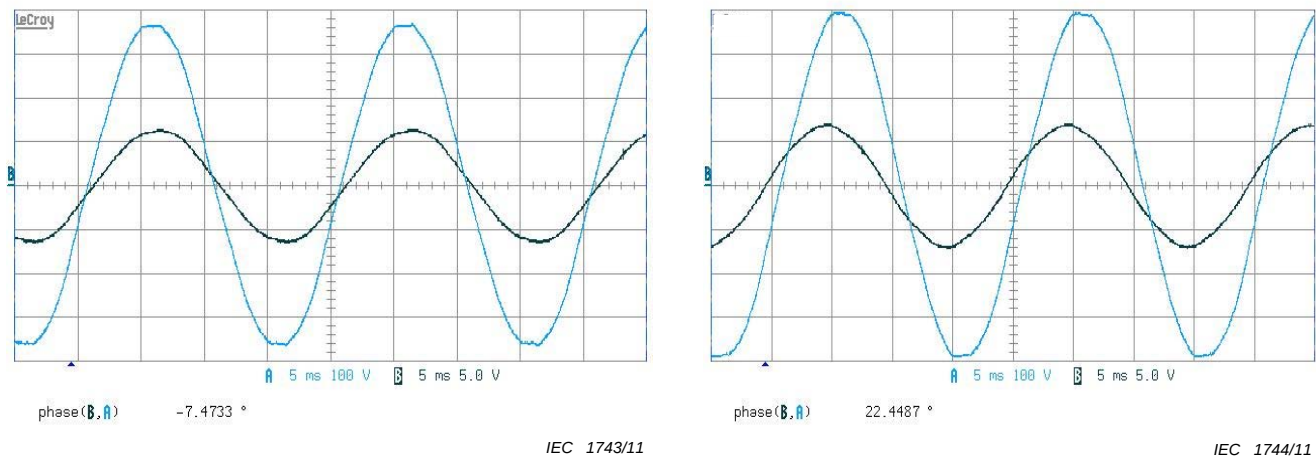
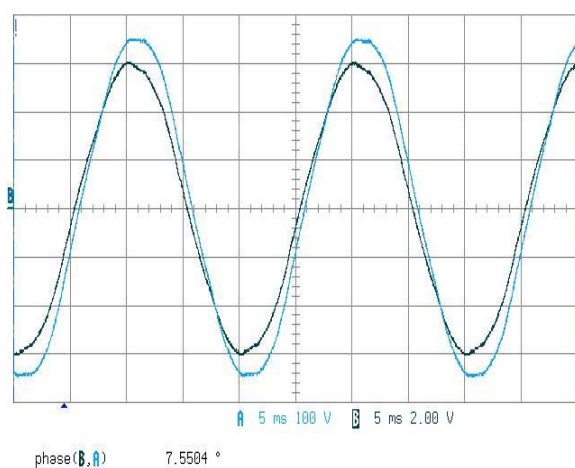
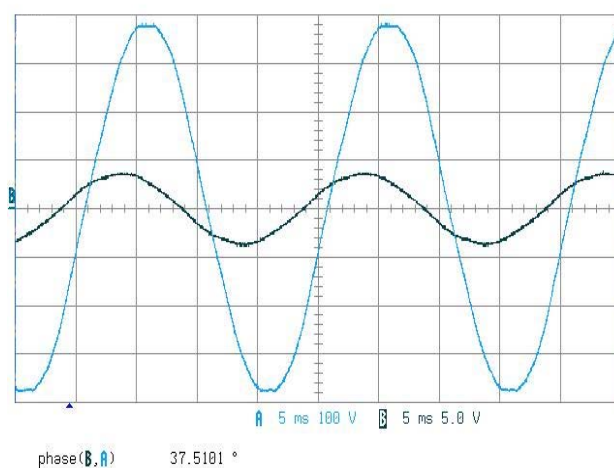


Figure H.5 – Oscilloscope avec la phase B en retard de $+ 7,5^{\circ}$ par rapport à la phase A



IEC 1745/11



IEC 1746/11

Figure H.6 – Oscilloscope avec la phase B en avance de - 7,5° par rapport à la phase A

Annexe I (informative)

Connexions de déphasage et indications de bornes des transformateurs de conversion

I.1 Généralités

La présente Annexe se rapporte aux transformateurs de conversion qui, conformément au 5.5, appliquent des déphasages et des indications de bornes qui diffèrent des IEC 60076-1 et IEC 60616.

Selon la définition donnée en 3.10.6 de l'IEC 60076-1:2011, l'angle ajouté au plus proche indice horaire doit être exprimé avec un signe, conformément à la notation ci-après dans les Figures I.2 et I.3.

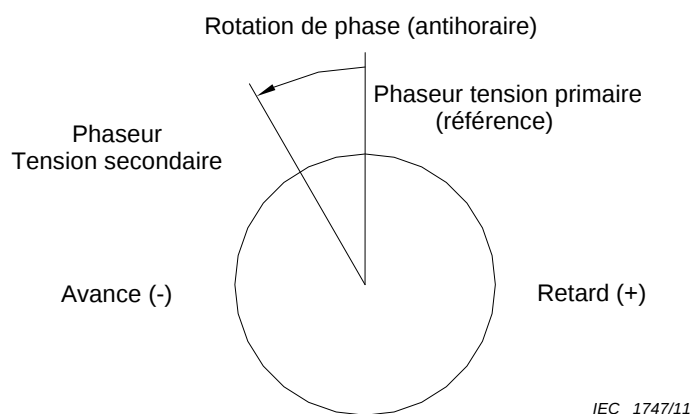


Figure I.1 – Déphasage dans le sens contraire des aiguilles d'une montre

Les exemples ci-après expriment l'angle Γ conformément à la Figure I.1 en partant des groupes vectoriels conventionnels Yd1 et Yd11 comme décrit ci-dessous.

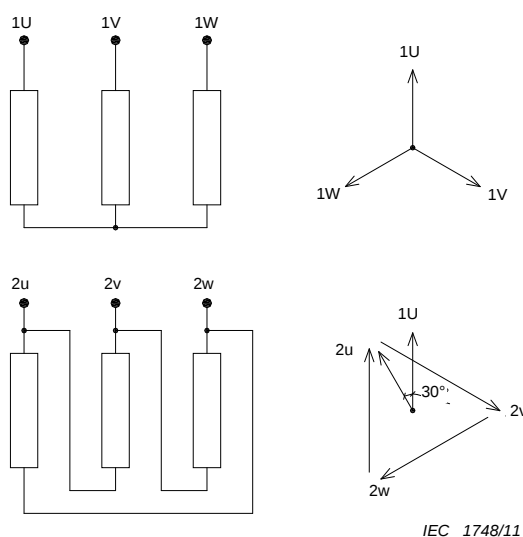


Figure I.2 – Couplage Yd11

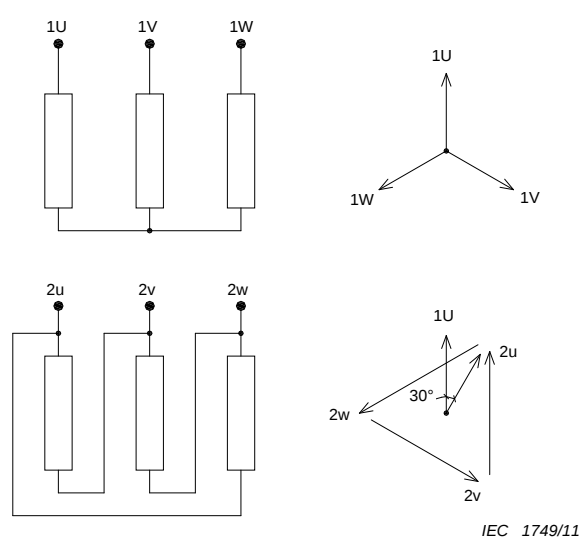


Figure I.3 – Couplage Yd1

I.2 Exemple I.1: Couplages étoile-triangle Yd1 et Yd11 avec retard de phase d'angle Γ (+)

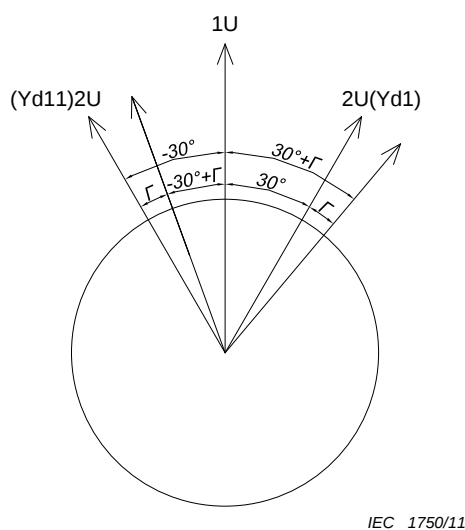


Figure I.4 – Exemple I.1 déphasage

I.3 Exemple I.2: Couplages étoile-triangle Yd1 et Yd11 avec avance de phase d'angle Γ (-)

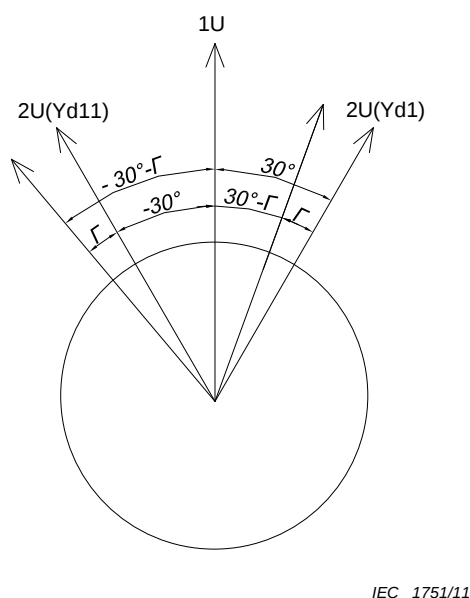


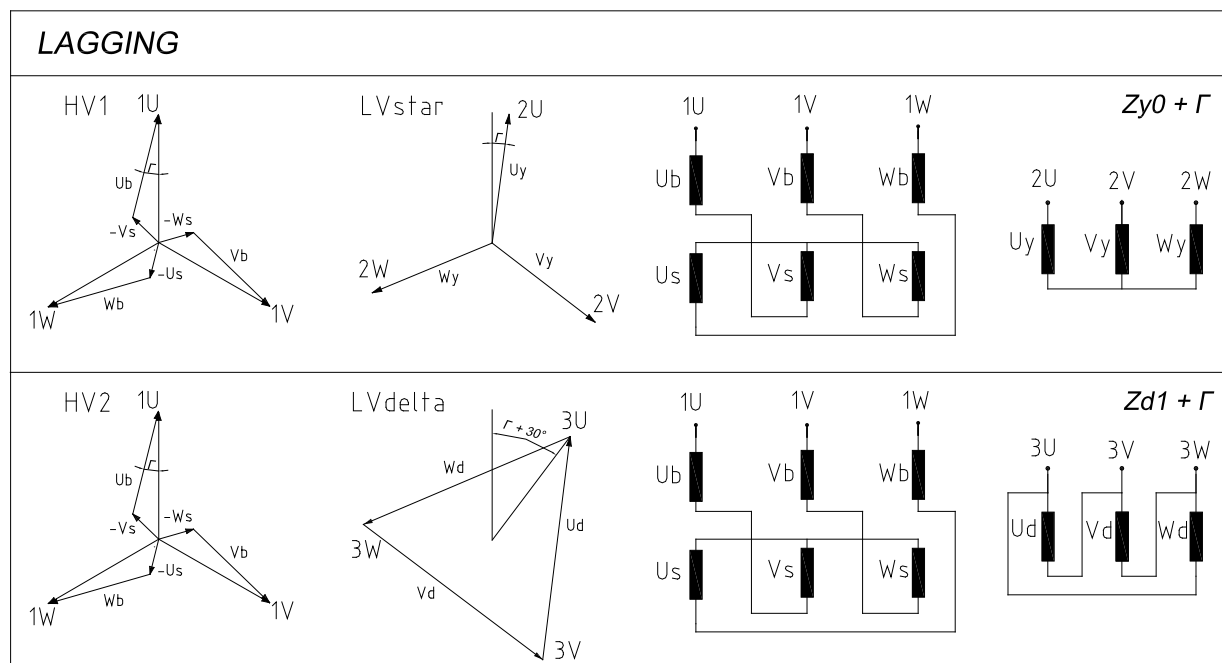
Figure I.5 – Exemple I.2 déphasage

L'identification des bornes des transformateurs de conversion doit être exprimée conformément à 5.5.

Dans le cas du transformateur de conversion dodécaphasé comportant deux enroulements secondaires, le symbole du couplage doit être indiqué séparément. En outre, s'il est prévu un autotransformateur de réglage en couplage à phase ouverte dans la même cuve, le symbole de phase ouverte doit être ajouté au symbole du couplage.

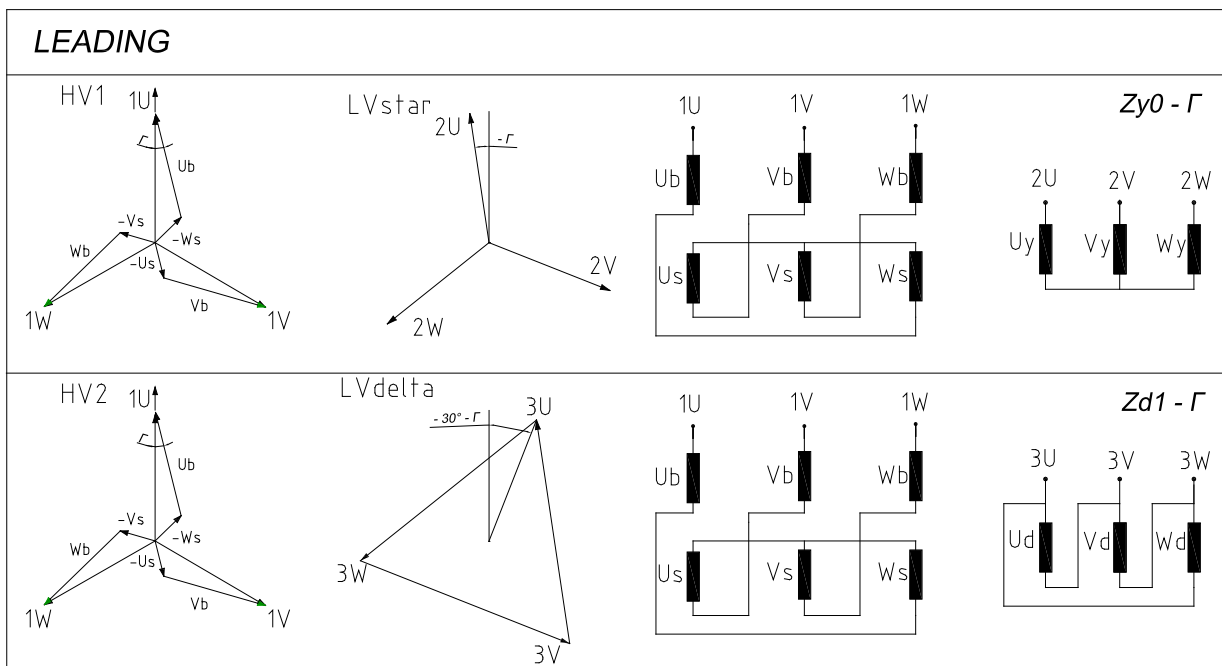
Les exemples ci-après expriment les principaux couplages de déphasage conformes à 4.1 avec la séquence de la valve de commutation pour un pont redresseur double étoile.

I.4 Exemple I.3: Transformateur de conversion dodécaphasé à couplage zigzag



IEC 1752/11

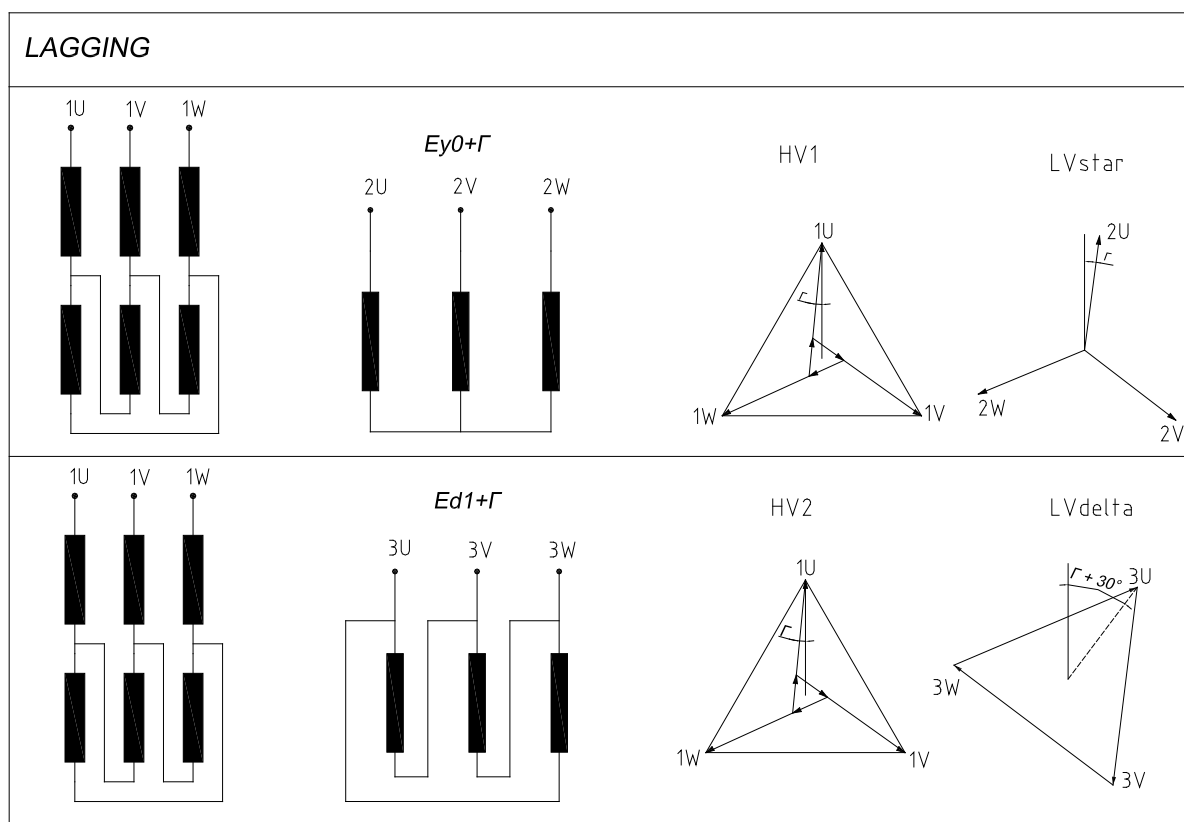
LAGGING RETARD



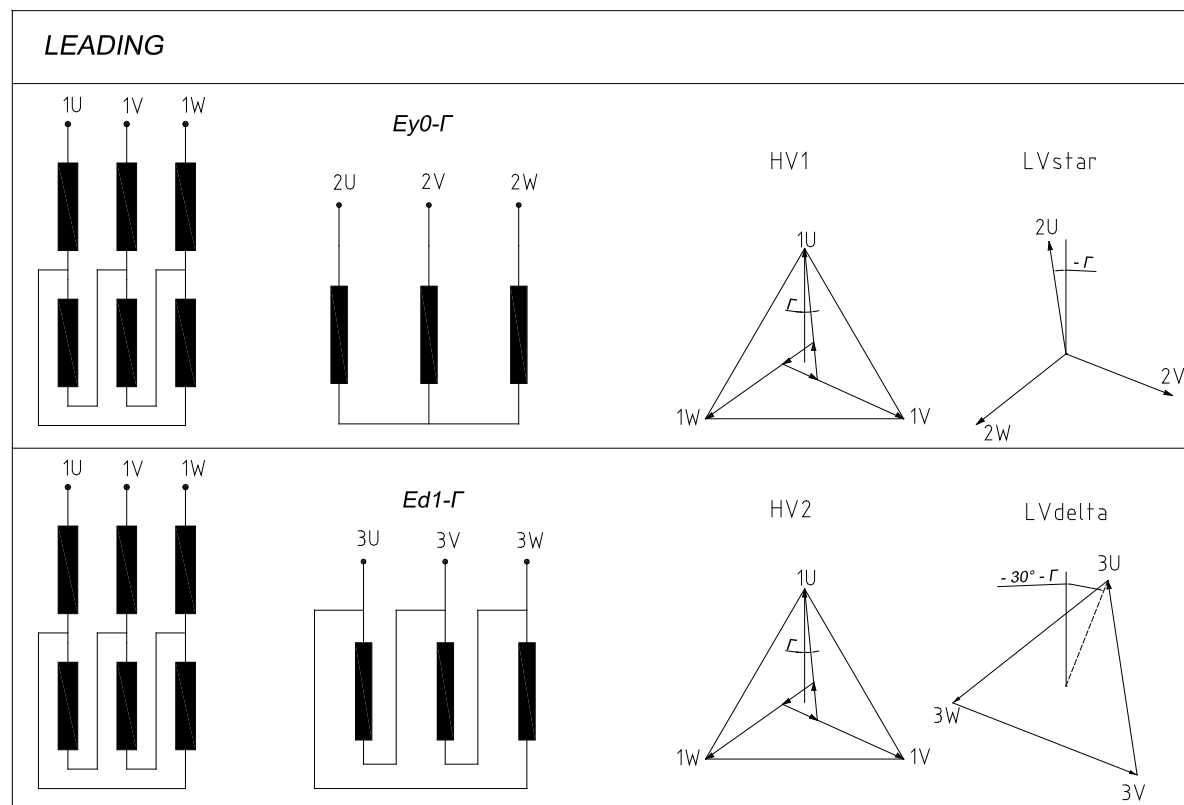
IEC 1753/11

LEADING AVANCE

I.5 Exemple I.4: Transformateur de conversion dodécaphasé à couplage triangle prolongé

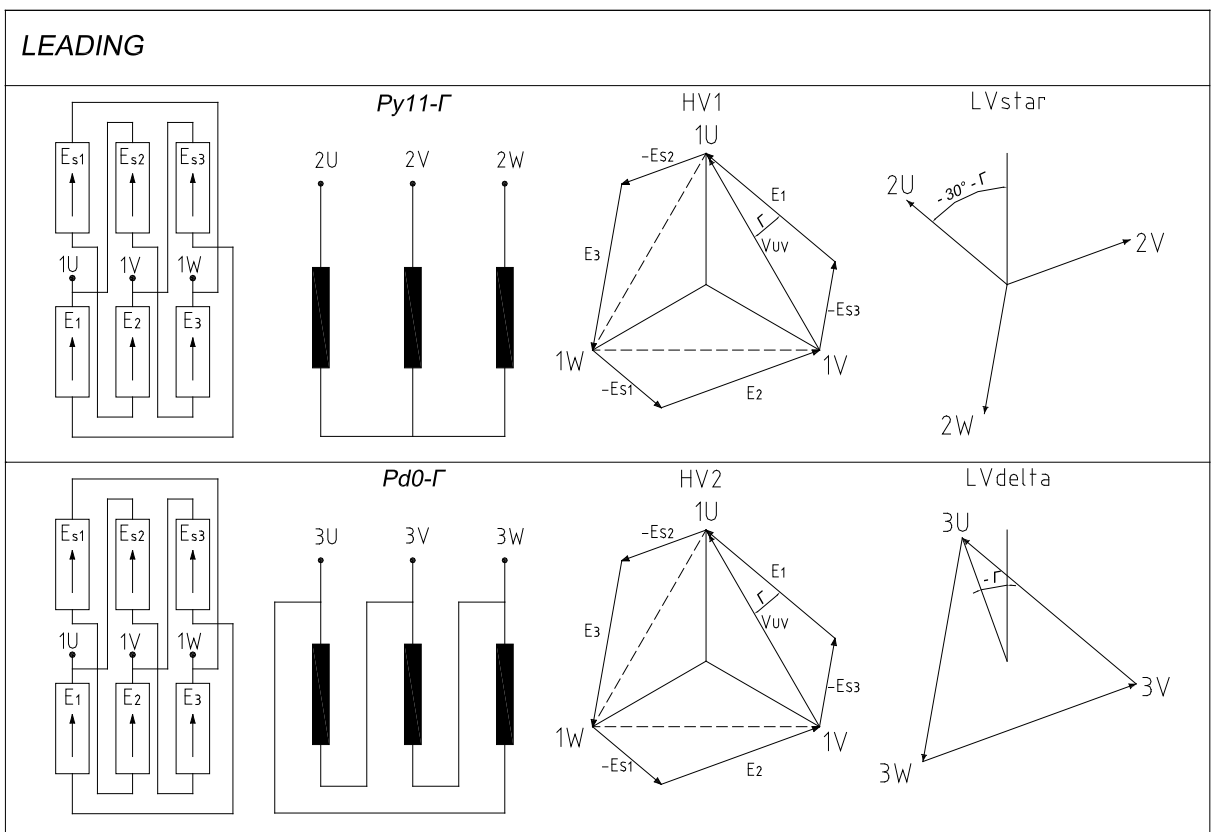


IEC 1754/11

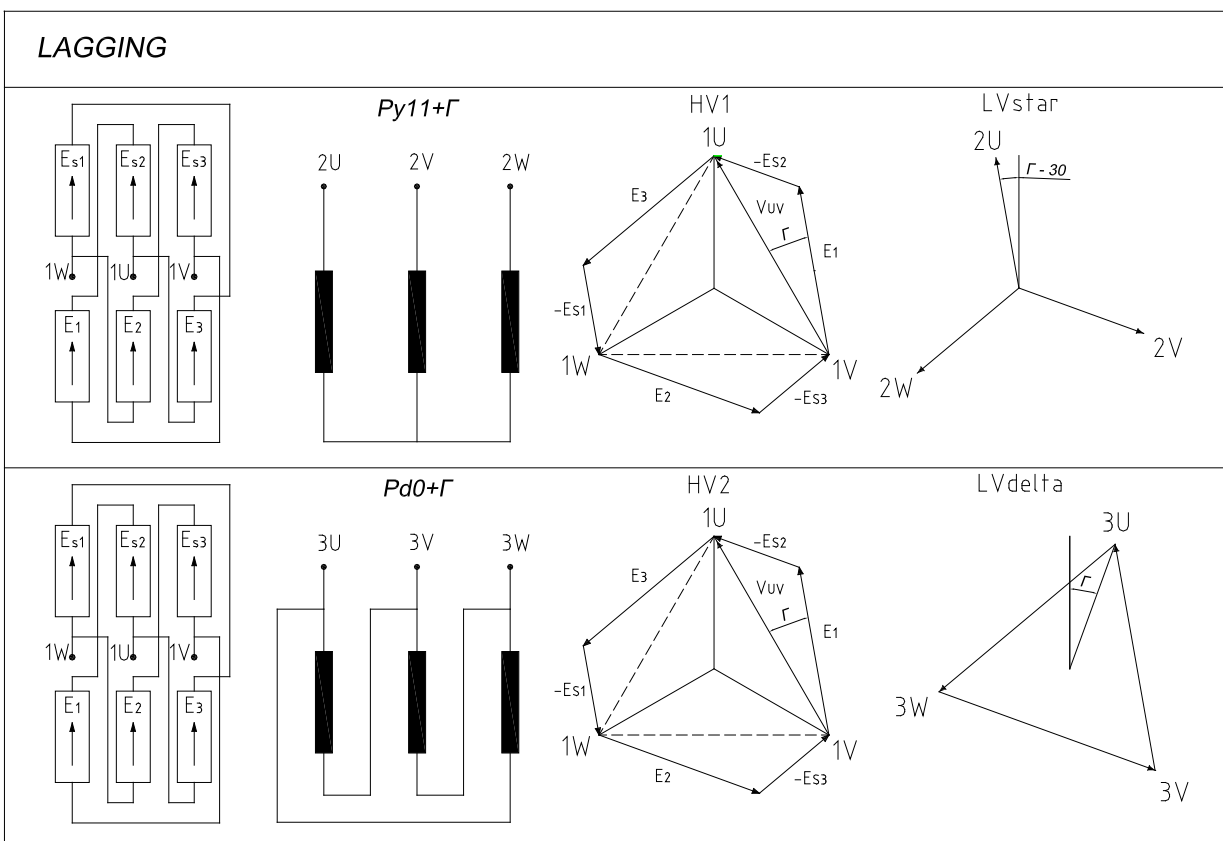


IEC 1755/11

I.6 Exemple I.5: Transformateur de conversion dodécaphasé à couplage polygone



IEC 1756/11



IEC 1757/11

Annexe J (normative)

Corrélation entre les régimes assignés selon l'IEC 61378-1 et l'IEC 60146-1-1

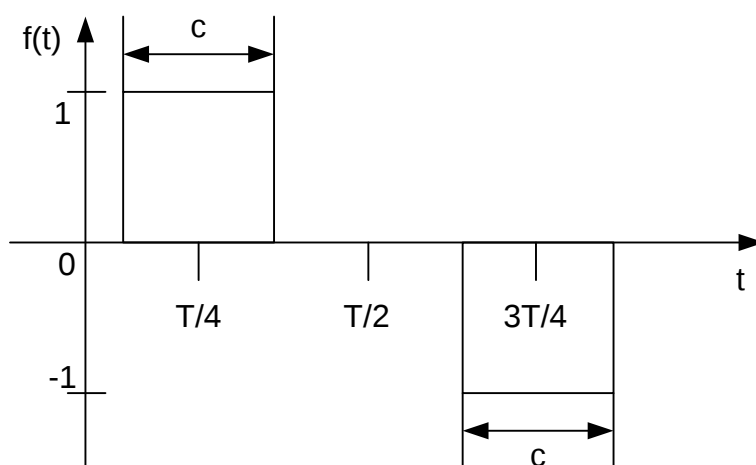
Afin d'inclure aussi dans son domaine d'application les transformateurs avec au moins deux parties actives dans la même cuve, la présente norme définit le courant assigné du transformateur comme la valeur efficace (valeur quadratique moyenne) de la composante fondamentale du courant correspondant à la puissance assignée.

Dans l'IEC 60146-1-1, les calculs du courant, des pertes et de la puissance sont basés sur la valeur efficace calculée à partir de la forme rectangulaire idéale du courant.

Afin d'éviter les malentendus, le contenu de la présente Annexe explique comment relier les valeurs issues des deux normes.

Les différents types de montage montrés au Tableau 1 « Montages et facteurs de calcul » peuvent être subdivisés fondamentalement en deux modèles de fenêtre de conduction tels qu'utilisés dans l'IEC/TR 60146-1-2.

Pour la connexion DB, la fenêtre de conduction suivante (type de fenêtre 1) par phase de la Figure J.1 doit être prise en considération.



IEC 1758/11

Figure J.1 – Blocs de courants rectangulaires idéaux dans une connexion DB

Les composantes fondamentales et harmoniques du bloc de courant rectangulaire idéal peuvent être déterminées par la formule suivante:

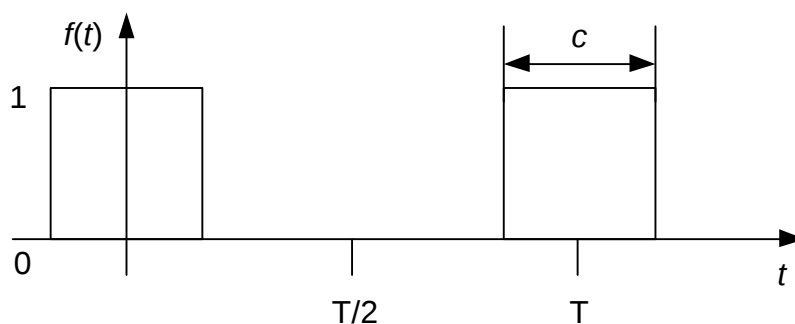
$$f(t) = \frac{4}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \sin \frac{n \times \pi}{2} \times \frac{\sin \left(\frac{n \times \pi \times c}{T} \right)}{n} \times \sin \left(\frac{n \times 2 \times \pi \times t}{T} \right) \quad c = T/3 \quad (J.1)$$

Les valeurs obtenues pour chaque harmonique (n) à l'aide de cette formule donnent les valeurs d'harmoniques montrées dans le Tableau J.1 ci-dessous.

Tableau J.1 – Contenu des harmoniques jusqu'à la 25^e dans une connexion DB hexaphasée (forme d'onde de courant rectangulaire idéale)

Rang	Valeurs obtenues par décomposition par transformée de Fourier rapide (FFT)	Quantité en % de la valeur efficace totale du courant	Exemple: $I_{dc} = 50 \text{ kA}_{c.c}$
n	I_{dc} Bloc = 1, $c = T/3$ / Crête à la n^e harmonique	$100 \% = \frac{I_{dc} \times \sqrt{2}}{\sqrt{3}}$	$\frac{50 \text{ kA} \times \sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 40,82 \text{ kA}_{r.m.s.}$
(-)	(p.u.)	(%)	(A)
1	1,10	95,50	38 984,8
5	0,22	19,10	7 797,0
7	0,16	13,64	5 569,3
11	0,10	8,68	3 544,1
13	0,08	7,35	2 998,8
17	0,06	5,62	2 293,2
19	0,06	5,03	2 051,8
23	0,05	4,15	1 695,0
25	0,04	3,82	1 559,4

Pour la connexion DSS, les fenêtres de conduction (type de fenêtre 2) pour une phase dans un système en étoile côté secondaire seront telles que montrées à la Figure J.2 ci-dessous.



IEC 1759/11

Figure J.2 – Blocs de courants rectangulaires idéaux dans une connexion DSS

Formule pour déterminer le contenu fondamental et harmonique:

$$f(t) = \frac{c}{T} + \frac{2}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n} \times \sin\left(\frac{n \times \pi \times c}{T}\right) \times \cos\left(\frac{n \times 2 \times \pi \times t}{T}\right) \quad (J.2)$$

Les valeurs obtenues pour chaque harmonique (n) à l'aide de cette formule donnent les valeurs fondamentales et harmoniques du courant circulant dans un système en étoile côté **secondaire** du transformateur telles que montrées dans le Tableau J.2 ci-dessous.

Tableau J.2 – Contenu des harmoniques jusqu'à la 25^{ème} dans une connexion DSS hexaphasée (forme d'onde de courant rectangulaire idéale)

Rang	Valeurs obtenues par décomposition par transformée de Fourier rapide (FFT).	Quantité en % pour un système en étoile côté secondaire (valeur efficace)	Exemple $I_{dc} = 50 \text{ kA}_{DC}$ $\frac{50 \text{ kA}_{DC}}{2 \times \sqrt{3}} = 14,43 \text{ kA}_{AC}$
n	$I_{dc} \text{ Bloc} = 1, c = T/3$ / Crête à la n ^e harmonique	$100 \% = \frac{I_{DC6P}}{2 \times \sqrt{3}}$	
(-)	(p.u.)	(%)	(A)
CC	0,33	57,74	8 333
1	0,55	67,52	9 746
2	0,28	33,76	4 873
4	0,14	16,88	2 437
5	0,11	13,50	1 949
7	0,08	9,65	1 392
8	0,07	8,44	1 218
10	0,06	6,75	975
11	0,05	6,14	886
13	0,04	5,19	750
14	0,04	4,82	696
16	0,03	4,22	609
17	0,03	3,97	573
19	0,03	3,55	513
20	0,03	3,38	487
22	0,03	3,07	443
23	0,02	2,94	424
25	0,02	2,70	390

Du côté **primaire**, les harmoniques de rang pair et la composante continue ne sont plus présentes lorsqu'on utilise des systèmes en étoile du côté secondaire exactement équilibrés et le spectre harmonique aura l'aspect calculé pour le montage en pont de Graëtz (DB). Avec les 5^{ème}, 7^{ème}, 11^{ème}, 13^{ème} etc. composantes harmoniques.

Pris dans le Tableau 1 «Montage et facteurs de calcul », les montages n°8, 9, 10, 12 et 13 doivent être utilisés avec le type de fenêtre de conduction 1. Les montages n° 5 et n° 20 seront utilisés avec le type de fenêtre de conduction 2 pour l'évaluation des composantes harmoniques et continue sur le côté secondaire d'un système en étoile. Les montages n°5 et n° 20 du côté primaire du système contiennent les mêmes composantes harmoniques que celles montrées pour le montage DB en présence de systèmes en étoile du côté secondaire équilibrés idéaux.

Exemple:

Montage n° 8.1 (montage DB hexaphasé):

Une unité avec $U_{dio} = 675 \text{ V}_{DC}$ et un courant de 50 kA_{DC} a été choisie à titre d'exemple. L'impédance de court-circuit a été choisie de 10% à la puissance de référence maximale de $35,55 \text{ MVA}$ à I_{rms} selon la série IEC 60146.

Tension du côté secondaire du transformateur:

La série IEC 60146 et la série IEC 61378 utilisent les mêmes facteurs pour la tension à vide du côté secondaire du transformateur.

$$\frac{U_{dio}}{U_{vo}} = \frac{3 \times \sqrt{2}}{\pi} = 1,35 \qquad U_{vo} = \frac{U_{dio}}{1,35} = 500 \text{ V}_{AC}$$

Courant du côté secondaire du transformateur:

La série IEC 60146 et la série IEC 61378 utilisent des formules différentes pour le courant du transformateur. La série IEC 60146 calcule la valeur efficace du courant côté réseau alors que la série IEC 61378 utilise le courant fondamental.

Tableau J.3 Exemple de comparaison des facteurs de calcul

Série IEC 60146			Série IEC 61378	
I_{rms}	Puissance de référence et impédance	Une décomposition par transformée de Fourier rapide (FFT) de la forme de courant rectangulaire (type de fenêtre 1) donne une composante fondamentale de 95,5 % de I_{rms}	I_1	Puissance de référence et impédance comparées à la série IEC 60146
$\frac{I_{rms_line}}{I_d} = \sqrt{\frac{2}{3}}$ $\sim 0,816$	$S_{rms} = U_{vo} \times I_{rms} \times \sqrt{3}$ $S_{rms} = 500 \text{ V} \times 40,82 \text{ kA} \times \sqrt{3}$ $S_{rms} = 35,55 \text{ MVA}$ $uk_{rms} = 10 \%$	$i_1/I_d = 0,955 \times 0,816 = 0,780$ Ce facteur coïncide avec la série IEC 61378.	$\frac{I_{line_1}}{I_d} = \frac{\sqrt{6}}{\pi}$ $\sim 0,780$ Il s'agit seulement de la composante fondamentale. Il faut en plus prendre en compte au moins le spectre harmonique (le type de fenêtre 1 en l'occurrence) pour la conception thermique de l'unité.	$S_1 = U_{vo} \times I_1 \times \sqrt{3}$ $S_1 = 500 \text{ V} \times 38,98 \text{ kA} \times \sqrt{3}$ $S_1 = 33,76 \text{ MVA}$ Il est $uk_1 = \frac{uk_{rms} \times S_1}{S_{rms}} = 9,55 \%$ nécessaire d'adapter l'impédance et la puissance de référence, lorsqu'on se réfère à I_1 au lieu de I_{rms} , comme montré ci-dessus. Il est nécessaire que la puissance de l'unité en incluant les harmoniques (type de fenêtre 1) pour la conception thermique ait la valeur $35,55 \text{ MVA}$ comme montré dans la série IEC 60146.

Le tableau suivant montre comment calculer les facteurs entre la série IEC 60146 et l'IEC 61378. La tension est calculée de la même façon dans les deux normes. Pour le calcul du courant, il est nécessaire d'appliquer les facteurs suivants:

Tableau J.4 Facteurs généraux de comparaison des facteurs de calcul

Série IEC 60146			Série IEC 61378			
Montage n°	I_{rms}	Puissance de référence et impédance	Une décomposition par transformée de Fourier rapide (FFT) de la forme de courant rectangulaire (type de fenêtre 1) donne une composante fondamentale de 95,5 % de I_{rms}	Montage n°	I_1	Puissance de référence et impédance comparées à la série IEC 60146
8	Facteur pour le côté réseau ⁽¹⁾ :	$S_{rms} = U_{vo} \times I_{rms} \times \sqrt{3}$ uk_{rms} se rapporte à S_{rms}	$\frac{I_{line_1}}{I_d} = 0,955 \times 0,816$ $\approx 0,780$	8.1 et 8.2	Facteur pour le côté réseau ⁽¹⁾ :	Facteur pour le côté réseau ⁽¹⁾ :
	$\frac{I_{rms_line}}{I_d} = \sqrt{\frac{2}{3}}$ $\sim 0,816$		$\frac{I_{line_1}}{I_d} = \frac{\sqrt{6}}{\pi}$ $\sim 0,780$ Il s'agit seulement de la composante fondamentale. Il faut en plus prendre en compte au moins le spectre harmonique (le type de fenêtre 1) pour la conception thermique de l'unité.		$S_1 = U_{vo} \times I_{line_1} \times \sqrt{3}$ $S_1 = S_{rms} \times 0,955$ $uk_1 = \frac{uk_{rms} \times S_1}{S_{rms}}$ Il est nécessaire d'adapter l'impédance et la puissance de référence, lorsqu'on se réfère à I_{line_1} au lieu de I_{rms} , comme montré ci-dessus.	
9 et 10	I_{rms} pour 1 système du côté secondaire.	$S_{rms_lv} = U_{vo} \times I_{rms_lv} \times \sqrt{3}$ $S_{rms_line} = 2 \times S_{rms_lv} \times 0,966$ uk_{rms_lv} se rapporte à S_{rms_lv} avec un système BT court-circuité pendant l'essai.	Le facteur utilisé pour le calcul de la composante fondamentale du côté réseau ⁽¹⁾ sera $\frac{I_{line_1}}{I_d} = 0,955 \times 0,408 \times 2$ $\approx 2 \times 0,390 = 0,780$	9.1 et 9.2 / 10.1 et 10.2	Facteur pour le côté réseau ⁽¹⁾ :	Facteur pour le côté réseau ⁽¹⁾ :
	$\frac{I_{rms_lv}}{I_d} = \frac{1}{2} \times \sqrt{\frac{2}{3}}$ $\sim 0,408$ Facteur pour le côté réseau ⁽¹⁾ :		$\frac{I_{line_1}}{I_d} = \frac{\sqrt{6}}{\pi}$ $\sim 0,780$ $\frac{I_{1_system}}{I_d} = \frac{\sqrt{6}}{2\pi}$ $\sim 0,390$ Il s'agit seulement de la composante fondamentale. Il faut en plus prendre en compte au moins le spectre harmonique (le type de fenêtre 1) pour la conception thermique de l'unité.		$S_1 = U_{vo} \times I_{line_1} \times \sqrt{3}$ $S_{1_system} = \frac{S_1}{2}$ $uk_{1_system} = \frac{uk_{rms_lv} \times S_{1_system}}{S_{rms_lv}}$ Il est nécessaire d'adapter l'impédance et la puissance de référence, lorsqu'on se réfère à I_{1_system} au lieu de I_{rms} , comme montré ci-dessus.	

Série IEC 60146			Série IEC 61378			
Montage n°	I_{rms}	Puissance de référence et impédance	Une décomposition par transformée de Fourier rapide (FFT) de la forme de courant rectangulaire (type de fenêtre 1) donne une composante fondamentale de 95,5 % de I_{rms}	Montage n°	I_1	Puissance de référence et impédance comparées à la série IEC 60146
12 et 13	I_{RMS} pour 1 système du côté secondaire. $\frac{I_{rms_lv}}{I_d} = \sqrt{\frac{2}{3}}$ $\sim 0,816$ Facteur pour le côté réseau ⁽¹⁾ : $I_{rms_line} = 2 \times I_{rms_lv} \times 0,966$ $\frac{I_{rms_line}}{I_d} = \frac{1 + \sqrt{3}}{\sqrt{3}}$ $\sim 1,577$ 0,966 est la valeur utilisée car les 5 ^{ème} , 7 ^{ème} , 17 ^{ème} , 19 ^{ème} , etc. harmoniques s'annulent du côté HT en raison du décalage de 30° des enroulements BT.	$S_{rms_lv} = U_{vo} \times I_{rms_lv} \times \sqrt{3}$ $S_{rms_Line} = 2 \times S_{rms_lv} \times 0,966$ uk_{rms_lv} se rapporte à S_{rms_lv} avec un système BT court-circuité pendant l'essai.	Le facteur utilisé pour le calcul de la composante fondamentale du côté réseau ⁽¹⁾ sera $\frac{I_{line_1}}{I_d} = 0,955 \times 0,816 \times 2$ $\approx 1,559$	12 et 13	Facteur pour le côté réseau ⁽¹⁾ : $\frac{I_{line_1}}{I_d} = \frac{2 \times \sqrt{6}}{\pi}$ $\sim 1,559$ $\frac{I_{1_1system}}{I_d} = \frac{\sqrt{6}}{\pi}$ $\sim 0,780$ Il s'agit seulement de la composante fondamentale. Il faut en plus prendre en compte au moins le spectre harmonique (le type de fenêtre 1) pour la conception thermique de l'unité.	Il est nécessaire d'adapter l'impédance et la puissance de référence, lorsqu'on se réfère à $I_{1_1system}$ au lieu de I_{rms_lv} , comme montré ci-dessus.
	5	I_{RMS} pour 1 système en étoile du côté secondaire. $\frac{I_{rms_lv}}{I_d} = \frac{1}{2 \times \sqrt{3}}$ $\sim 0,289$ Facteur pour le côté réseau ⁽¹⁾ : $I_{rms_line} = \frac{2 \times I_{rms_lv}}{\sqrt{2}}$ $\frac{I_{rms_line}}{I_d} = \frac{1}{\sqrt{6}}$ $\sim 0,408$	$S_{rms_lv_1star} = U_{vo} \times I_{rms_lv} \times \sqrt{3}$ $S_{rms_lv} = 2 \times S_{rms_lv_1star}$ $S_{rms_line} = \frac{S_{rms_lv}}{\sqrt{2}}$ uk_{rms} se rapporte à S_{rms_line} . Uk_{rms} comme valeur garantie est la valeur moyenne de deux mesures, où chaque système en étoile du côté secondaire est court-circuité séparément et le côté Haute Tension est soumis à la charge nominale.	Le facteur utilisé pour le calcul de la composante fondamentale du côté réseau ⁽¹⁾ sera $\frac{I_{line_1}}{I_d} = 0,955 \times 0,408$ $\approx 0,390$	5	Facteur pour le côté réseau ⁽¹⁾ : $\frac{I_{line_1}}{I_d} = \frac{\sqrt{3}}{\pi \times \sqrt{2}}$ $\sim 0,390$ Il s'agit seulement de la composante fondamentale. Il faut en plus prendre en compte au moins le spectre harmonique (le type de fenêtre 1 du côté HT et le type de fenêtre 2 du côté BT) pour la conception thermique de l'unité

Série IEC 60146		Série IEC 61378				
Montage n°	I_{rms}	Puissance de référence et impédance	Une décomposition par transformée de Fourier rapide (FFT) de la forme de courant rectangulaire (type de fenêtre 1) donne une composante fondamentale de 95,5 % de I_{rms}	Montage n°	I_1	Puissance de référence et impédance comparées à la série IEC 60146
20	I_{rms} pour 1 système en étoile du côté secondaire. $\frac{I_{rms_lv}}{I_d} = \frac{1}{4 \times \sqrt{3}}$ $\sim 0,144$ Facteur pour le côté réseau ⁽¹⁾ . $I_{rms_line} = \frac{4 \times I_{rms_lv}}{\sqrt{2}} \times 0,966$ $\frac{I_{rms_line}}{I_d} = \frac{1}{\sqrt{6}} \times 0,966$ $\approx 0,395$	$S_{rms_lv_1star} = U_{vo} \times I_{rms_lv} \times \sqrt{3}$ $S_{rms_lv} = 2 \times S_{rms_lv_1star}$ $S_{rms_line_1system} = \frac{S_{rms_lv}}{\sqrt{2}}$ $S_{rms_line} = 2 \times S_{rms_line_1system} \times 0.966$ uk_{rms} se rapporte à $S_{rms_line_1system}$. uk_{rms} comme valeur garantie est la valeur moyenne de deux mesures, où chaque système en étoile du côté secondaire est court-circuité séparément et un côté Haute Tension est soumis à la charge nominale.	Le facteur utilisé pour le calcul de la composante fondamentale du côté réseau ⁽¹⁾ sera $\frac{I_{line_1}}{I_d} = 0,955 \times \frac{4 \times 0,144}{\sqrt{2}}$ $\approx 2 \times 0,195 = 0,390$	5	Il s'agit seulement de la composante fondamentale. Il faut en plus prendre en compte au moins le spectre harmonique (le type de fenêtre 1 du côté HT et le type de fenêtre 2 du côté BT) pour la conception thermique de l'unité	Facteur pour le côté réseau ⁽¹⁾ ; $\frac{I_{line_1}}{I_d} = 2 \times \frac{\sqrt{3}}{\pi \times \sqrt{2}}$ $\approx 2 \times 0,195$ $S_1 = U_{vo} \times I_{line_1} \times \sqrt{3}$ $S_{1_1system} = \frac{S_1}{2}$ $uk_{1_1system} = \frac{uk_{rms} \times S_{1_1system}}{S_{rms}}$ Il est nécessaire d'adapter l'impédance et la puissance de référence, lorsqu'on se réfère à I_{line1_1} au lieu de I_{rms} , comme montré ci-dessus.
(1) Rapport de transformation considéré égal à 1.						

Bibliographie

IEC 60050-431 1980 *Vocabulaire Électrotechnique International - Partie 431 – Transducteurs magnétiques*

IEC 60050-551 1998 *Vocabulaire Électrotechnique International - Partie 551 – Électronique de puissance*

IEC 60076-4:2002, *Transformateurs de puissance – Partie 4: Guide pour les essais au choc de foudre et au choc de manoeuvre - Transformateurs de puissance et bobines d'inductance*

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

IEC 60076-7:2005, *Transformateurs de puissance – Partie 7: Guide de charge pour transformateurs immergés dans l'huile*

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

CEI/TS 60076-14:2009, *Power transformers – Part 14: Design and application of liquid-immersed power transformers using high-temperature insulation materials* (disponible en anglais seulement)

IEC 60146-1-3:1991, *Convertisseurs à semiconducteurs - Spécifications communes et convertisseurs commutés par le réseau - Partie 1-3: Transformateurs et bobines d'inductance*

IEC 61378-2:2001, *Transformateurs de conversion – Partie 2: Transformateurs pour applications CCHT*

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

3, rue de Varembé
PO Box 131
CH-1211 Geneva 20
Switzerland

Tel: + 41 22 919 02 11
Fax: + 41 22 919 03 00
info@iec.ch
www.iec.ch