

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



Insulation co-ordination –

Part 5: Procedures for high-voltage direct current (HVDC) converter stations

Coordination de l'isolement –

Partie 5: Procédures pour les stations de conversion à courant continu haute tension (CCHT)

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60071-5:2014



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2014 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.

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



Insulation co-ordination –

Part 5: Procedures for high-voltage direct current (HVDC) converter stations

Coordination de l'isolement –

Partie 5: Procédures pour les stations de conversion à courant continu haute tension (CCHT)

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 29.080.30

ISBN 978-2-8322-1887-7

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
INTRODUCTION.....	8
1 General	9
1.1 Scope	9
1.2 Additional background	9
2 Normative references.....	10
3 Terms and definitions.....	10
4 Symbols and abbreviations	16
4.1 General.....	16
4.2 Subscripts.....	16
4.3 Letter symbols.....	16
4.4 Abbreviations	17
5 Typical HVDC converter station schemes	17
6 Principles of insulation co-ordination	21
6.1 General.....	21
6.2 Essential differences between a.c. and d.c. systems.....	21
6.3 Insulation co-ordination procedure.....	21
6.4 Comparison of withstand voltage selection in a.c. and d.c. systems	22
7 Voltages and overvoltages in service.....	24
7.1 Continuous operating voltages at various locations in the converter station	24
7.2 Peak continuous operating voltage (PCOV) and crest continuous operating voltage (CCOV).....	28
7.3 Sources and types of overvoltages	30
7.4 Temporary overvoltages	31
7.4.1 General	31
7.4.2 Temporary overvoltages on the a.c. side	31
7.4.3 Temporary overvoltages on the d.c. side	31
7.5 Slow-front overvoltages	31
7.5.1 General	31
7.5.2 Slow-front overvoltages on the a.c. side	31
7.5.3 Slow-front overvoltages on the d.c. side	32
7.6 Fast-front, very-fast-front and steep-front overvoltages	33
8 Arrester characteristics and stresses.....	34
8.1 Arrester characteristics	34
8.2 Arrester specification.....	35
8.3 Arrester stresses.....	35
8.3.1 General	35
8.3.2 AC bus arrester (A).....	36
8.3.3 AC filter arrester (FA).....	37
8.3.4 Transformer valve winding arresters (T)	37
8.3.5 Valve arrester (V).....	37
8.3.6 Bridge arrester (B)	40
8.3.7 Converter unit arrester (C)	41
8.3.8 Mid-point d.c. bus arrester (M)	41
8.3.9 Converter unit d.c. bus arrester (CB).....	42
8.3.10 DC bus and d.c. line/cable arrester (DB and DL/DC).....	42

8.3.11	Neutral bus arrester (E, EL, EM in Figure 3, EB, E1, EL, EM in Figure 1)	42
8.3.12	DC reactor arrester (DR)	43
8.3.13	DC filter arrester (FD)	44
8.3.14	Earth electrode station arrester	44
8.4	Protection strategy	44
8.4.1	General	44
8.4.2	Insulation directly protected by a single arrester	44
8.4.3	Insulation protected by more than one arrester in series	45
8.4.4	Valve side neutral point of transformers	45
8.4.5	Insulation between phase conductors of the converter transformer	45
8.4.6	Summary of protection strategy	45
8.5	Summary of events and stresses	47
9	Design procedure of insulation co-ordination	49
9.1	General	49
9.2	Arrester requirements	49
9.3	Characteristics of insulation	51
9.4	Representative overvoltages (U_{rp})	51
9.5	Determination of the co-ordination withstand voltages (U_{cw})	52
9.6	Determination of the required withstand voltages (U_{rw})	52
9.7	Determination of the specified withstand voltage (U_w)	54
10	Study tools and system modelling	54
10.1	General	54
10.2	Study approach and tools	54
10.3	System details	55
10.3.1	Modelling and system representation	55
10.3.2	AC network and a.c. side of the HVDC converter station	57
10.3.3	DC overhead line/cable and earth electrode line details	58
10.3.4	DC side of an HVDC converter station details	58
11	Creepage distances	59
11.1	General	59
11.2	Base voltage for creepage distance	59
11.3	Creepage distance for outdoor insulation under d.c. voltage	59
11.4	Creepage distance for indoor insulation under d.c. or mixed voltage	60
11.5	Creepage distance of a.c. insulators	60
12	Clearances in air	60
Annex A	(informative) Example of insulation co-ordination for conventional HVDC converters	62
A.1	General	62
A.2	Arrester protective scheme	62
A.3	Arrester stresses, protection and insulation levels	62
A.3.1	General	62
A.3.2	Slow-front overvoltages transferred from the a.c. side	63
A.3.3	Earth fault between valve and upper bridge transformer bushing	63
A.4	Transformer valve side withstand voltages	66
A.4.1	Phase-to-phase	66
A.4.2	Upper bridge transformer phase-to-earth (star)	67
A.4.3	Lower bridge transformer phase-to-earth (delta)	67
A.5	Air-insulated smoothing reactors withstand voltages	67
A.5.1	Terminal-to-terminal slow-front overvoltages	67

A.5.2	Terminal-to-earth	68
A.6	Results	68
Annex B (informative)	Example of insulation co-ordination for capacitor commutated converters (CCC) and controlled series capacitor converters (CSCC)	72
B.1	General	72
B.2	Arrester protective scheme	72
B.3	Arrester stresses, protection and insulation levels	72
B.3.1	General	72
B.3.2	Transferred slow-front overvoltages from the a.c. side	73
B.3.3	Earth fault between valve and upper bridge transformer bushing	74
B.4	Transformer valve side withstand voltages	77
B.4.1	Phase-to-phase	77
B.4.2	Upper bridge transformer phase-to-earth (star)	77
B.4.3	Lower bridge transformer phase-to-earth (delta)	77
B.5	Air-insulated smoothing reactors withstand voltages	78
B.5.1	Slow-front terminal-to-terminal overvoltages	78
B.5.2	Terminal-to-earth	78
B.6	Results	79
Annex C (informative)	Considerations for insulation co-ordination of some special converter configurations	87
C.1	Procedure for insulation co-ordination of back-to-back type of HVDC links	87
C.2	Procedure for insulation co-ordination of parallel valve groups	87
C.2.1	General	87
C.2.2	AC bus arrester (A)	88
C.2.3	AC filter arrester (FA)	88
C.2.4	Valve arrester (V)	88
C.2.5	Bridge arrester (B) and converter unit arrester (C)	88
C.2.6	Mid-point arrester (M)	88
C.2.7	Converter unit d.c. bus arrester (CB)	88
C.2.8	DC bus and d.c. line/cable arrester (DB and DL)	89
C.2.9	Neutral bus arrester (E)	89
C.2.10	DC reactor arrester (DR)	89
C.2.11	DC filter arrester (FD)	89
C.2.12	New converter stations with parallel valve groups	89
C.3	Procedure for insulation co-ordination of upgrading existing systems with series-connected valve groups	89
C.3.1	General	89
C.3.2	AC bus arrester (A)	90
C.3.3	AC filter arrester (FA)	90
C.3.4	Valve arrester (V)	90
C.3.5	Bridge arrester (B) and converter unit arrester (C)	90
C.3.6	Mid-point arrester (M)	90
C.3.7	Converter unit d.c. bus arrester (CB), d.c. bus and d.c. line/cable arrester (DB and DL)	91
C.3.8	Neutral bus arrester (E)	91
C.3.9	DC reactor arrester (DR)	91
C.3.10	DC filter arrester (FD)	91
C.4	Overvoltages in the a.c. network due to closely coupled HVDC links	91
C.5	Effect of gas-insulated switchgear on insulation co-ordination of HVDC converter stations	92

Annex D (informative) Typical arrester characteristics	93
Bibliography	94
Figure 1 – Possible arrester locations in a pole with two 12-pulse converters in series	19
Figure 2 – Possible arrester locations for a back-to-back converter station	20
Figure 3 – HVDC converter station with one 12-pulse converter bridge per pole	25
Figure 4 – Continuous operating voltages at various locations (location identification according to Figure 3)	27
Figure 5 – Operating voltage of a valve arrester (V), rectifier operation	29
Figure 6 – Operating voltage of a mid-point arrester (M), rectifier operation	29
Figure 7 – Operating voltage of a converter bus arrester (CB), rectifier operation	30
Figure 8 – One pole of an HVDC converter station	57
Figure A.1 – AC and d.c. arresters	69
Figure A.2 – Valve arrester stresses for slow-front overvoltages from a.c. side	69
Figure A.3 – Arrester V2 stress for slow-front overvoltage from a.c. side	70
Figure A.4 – Valve arrester stresses for earth fault between valve and upper bridge transformer bushing	70
Figure A.5 – Arrester V1 stress for earth fault between valve and upper bridge transformer bushing	71
Figure B.1 – AC and d.c. arresters for CCC and CSCC converters	80
Figure B.2 – Valve arrester stresses for slow-front overvoltages from a.c. side	81
Figure B.3 – Arrester V2 stress for slow-front overvoltage from a.c. side	82
Figure B.4 – Valve arrester stresses for earth fault between valve and upper bridge transformer bushing	84
Figure B.5 – Arrester V1 stress for earth fault between valve and upper bridge transformer bushing	85
Figure B.6 – Stresses on capacitor arresters C_{CC} and C_{SC} during earth fault between valve and upper bridge transformer bushing	86
Figure C.1 – Expanded HVDC converter with parallel valve groups	88
Figure C.2 – Upgraded HVDC converter with series valve group	90
Figure D.1 – Typical arrester V-I characteristics	93
Table 1 – Classes and shapes of overvoltages, standard voltage shapes and standard withstand voltage tests	11
Table 2 – Symbol description	20
Table 3 – Comparison of the selection of withstand voltages for a.c. equipment with that for HVDC converter station equipment	23
Table 4 – Arrester protection on the d.c. side: Single 12-pulse converter (Figure 3)	46
Table 5 – Arrester protection on the d.c. side: Two 12-pulse converters (Figure 1)	46
Table 6 – Events stressing arresters: Single 12-pulse converter (Figure 3)	48
Table 7 – Types of arrester stresses for different events: Single 12-pulse converter (Figure 3)	48
Table 8 – Arrester requirements	50
Table 9 – Representative overvoltages and required withstand voltages	51
Table 10 – Indicative values of ratios of required impulse withstand voltage to impulse protective level	54
Table 11 – Origin of overvoltages and associated frequency ranges	56

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

INSULATION CO-ORDINATION –

Part 5: Procedures for high-voltage direct current (HVDC) converter stations

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 60071-5 has been prepared by IEC technical committee 28: Insulation co-ordination.

This International Standard cancels and replaces IEC TS 60071-5 published in 2002. On the basis of technical experience gained since the Technical Specification was published, sufficient consensus has emerged for transformation of the Technical Specification into an International Standard.

The technical content is essentially the same as that contained in the Technical Specification with amendments mainly for user convenience. The structure of the document has been changed to allow division and subdivision into complete integral parts to facilitate comprehension and ease of referencing.

In addition to the high level revisions above, the following main technical changes have been made with respect to the previous edition:

- arresters have been added to several locations to reflect some recent 800 kV HVDC scheme practice, along with their justifications, expected voltages, overvoltages and arrester stresses in service;
- significant changes have been made in Clause 8 – all subclauses on the characteristics, schemes, stresses and specification of arresters have been consolidated into a single entity, Clause 8;
- the implications of a smoothing reactor and of a neutral blocking filter located on the neutral bus (as on some recent 800 kV schemes), on coordination of arresters connected to the neutral end have been added;
- possible use of sacrificial arresters on the neutral bus is introduced to cater for excessive arrester energy in the rather unlikely event of a particular rare fault;
- all subclauses dealing with study tools and modelling details have been consolidated into Clause 10;
- creepage distances and clearances have been consolidated into Clauses 11 and 12, respectively, with more details added.

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

FDIS	Report on voting
28/218/FDIS	28/221/RVD

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

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

A list of all parts in the IEC 600071 series, published under the general title *Insulation co-ordination* can be found 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.

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.

INTRODUCTION

The IEC 60071 series consists of the following parts under the general title *Insulation co-ordination*:

Part 1: Definitions, principles and rules

Part 2: Application guide

Part 4: Computational guide to insulation co-ordination and modelling of electrical networks

Part 5: Procedures for high-voltage direct current (HVDC) converter stations

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60071-5:2014

INSULATION CO-ORDINATION –

Part 5: Procedures for high-voltage direct current (HVDC) converter stations

1 General

1.1 Scope

This part of IEC 60071 provides guidance on the procedures for insulation co-ordination of high-voltage direct current (HVDC) converter stations, without prescribing standardized insulation levels.

This standard applies only for HVDC applications in high-voltage a.c. power systems and not for industrial conversion equipment. Principles and guidance given are for insulation co-ordination purposes only. The requirements for human safety are not covered by this standard.

1.2 Additional background

The use of power electronic thyristor valves in a series and/or parallel arrangement, along with the unique control and protection strategies employed in the conversion process, has ramifications requiring particular consideration of overvoltage protection of equipment in converter stations compared with substations in a.c. systems. This standard outlines the procedures for evaluating the overvoltage stresses on the converter station equipment subjected to combined d.c., a.c. power frequency, harmonic and impulse voltages. The criteria for determining the protective levels of series and/or parallel combinations of surge arresters used to ensure optimal protection are also presented.

The basic principles and design objectives of insulation co-ordination of converter stations, in so far as they differ from normal a.c. system practice, are described.

Concerning surge arrester protection, this standard deals only with metal-oxide surge arresters, without gaps, which are used in modern HVDC converter stations. The basic arrester characteristics, requirements for these arresters and the process of evaluating the maximum overvoltages to which they may be exposed in service, are presented. Typical arrester protection schemes and stresses of arresters are presented, along with methods to be applied for determining these stresses.

This standard includes insulation co-ordination of equipment connected between the converter a.c. bus (including the a.c. harmonic filters, the converter transformer, the circuit breakers) and the d.c. line side of the smoothing reactor. The line and cable terminations in so far as they influence the insulation co-ordination of converter station equipment are also covered.

Although the main focus of the standard is on conventional HVDC systems where the commutation voltage bus is at the a.c. filter bus, outlines of insulation co-ordination for the capacitor commutated converter (CCC) as well as the controlled series compensated converter (CSCC) and some other special converter configurations are covered in the annexes.

This standard discusses insulation co-ordination related to line commutated converter (LCC) stations. The insulation coordination of voltage sourced converters (VSC) is not part of this standard.

2 Normative references

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

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

IEC 60071-1:2006, *Insulation co-ordination – Part 1: Definitions, principles and rules*

IEC 60071-2:1996, *Insulation co-ordination – Part 2: Application guide*

IEC 60099-4:2004, *Surge arresters – Part 4: Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems*

IEC 60633, *Terminology for high-voltage direct current (HVDC) transmission*

IEC TS 60815-1:2008, *Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions – Part 1: Definitions, information and general principles*

IEC TS 60815-2:2008, *Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions – Part 2: Ceramic and glass insulators for a.c. systems*

IEC TS 60815-3:2008, *Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions – Part 3: Polymer insulators for a.c. systems*

3 Terms and definitions

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

NOTE Many of the following definitions refer to insulation co-ordination concepts (IEC 60071-1), or to arrester parameters (IEC 60099-4).

3.1

insulation co-ordination

selection of the dielectric strength of equipment in relation to the operating voltages and overvoltages which can appear on the system for which the equipment is intended and taking into account the service environment and the characteristics of the available preventing and protective devices

[SOURCE: IEC 60071-1: 2006, 3.1]

3.2

nominal d.c. voltage

mean value of the direct voltage required to transmit nominal power at nominal current

3.3

highest d.c. voltage

highest value of d.c. voltage for which the equipment is designed to operate continuously, in respect of its insulation as well as other characteristics

3.4

overvoltage

voltage having a value exceeding the corresponding highest steady state voltage of the system

Note 1 to entry: Table 1 presents (as per IEC 60071-1) the classification of these voltages which are defined in 3.4.1 to 3.4.2.3.

Table 1 – Classes and shapes of overvoltages, standard voltage shapes and standard withstand voltage tests

Class	Low frequency		Transient		
	Continuous	Temporary	Slow-front	Fast-front	Very-fast-front
Voltage or over-voltage shapes					
Range of voltage or over-voltage shapes	$f = 50 \text{ Hz or } 60 \text{ Hz}$ $T_t \geq 3\,600 \text{ s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0,02 \text{ s} \leq T_t \leq 3\,600 \text{ s}$	$20 \mu\text{s} < T_p \leq 5\,000 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$0,1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$T_t \leq 100 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$
Standard voltage shapes	 $f = 50 \text{ Hz or } 60 \text{ Hz}$ T_t^a	 $48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_t = 60 \text{ s}$	 $T_p = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2\,500 \mu\text{s}$	 $T_1 = 1,2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$	a
Standard withstand voltage test	a	Short-duration power frequency test	Switching impulse test	Lightning impulse test	a

^a To be specified by the relevant apparatus committees.

3.4.1

temporary overvoltage

overvoltages of relatively long duration (ranging from 0,02 to 3 600 s as per IEC 60071-1)

Note 1 to entry: The overvoltage may be undamped or weakly damped.

3.4.2

transient overvoltage

short-duration overvoltage of a few millisecond or less, oscillatory or non-oscillatory, usually highly damped

[SOURCE: IEC 60071-1: 2006, 3.17.3]

3.4.2.1

slow-front overvoltage

transient overvoltage, usually unidirectional, with time to peak $20 \mu\text{s} < T_p \leq 5\,000 \mu\text{s}$, and tail duration $T_2 \leq 20 \text{ ms}$

Note 1 to entry: For the purpose of insulation co-ordination, slow-front overvoltages are classified according to their shape, regardless of their origin. Although considerable deviations from the standard shapes occur on actual systems, in this standard it is considered sufficient in most cases to describe such overvoltages by their classification and peak value.

[SOURCE: IEC 60071-1:2006, 3.17.3.1]

3.4.2.2

fast-front overvoltage

overvoltage at a given location on a system, due to a lightning discharge or other cause, the shape of which can be regarded, for insulation co-ordination purposes, as similar to that of the standard impulse (IEC 60060-1) used for lightning impulse tests

Note 1 to entry: Fast-front overvoltage is defined as transient overvoltage, usually unidirectional, with time to peak $0,1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$, and tail duration $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$ in IEC 60071-1:2006, 3.17.3.2.

Note 2 to entry: For the purpose of insulation co-ordination, fast-front overvoltages are classified according to their shape, regardless of their origin. Although considerable deviations from the standard shapes occur on actual systems, in this standard it is considered sufficient in most cases to describe such overvoltages by their classification and peak value.

3.4.2.3

very-fast-front overvoltage

transient overvoltage, usually unidirectional, with time to peak $T_f < 0,1 \mu\text{s}$, and with or without superimposed oscillations at frequency $30 \text{ kHz} < f < 100 \text{ MHz}$

[SOURCE: IEC 60071-1:2006, 3.17.3.3]

3.4.2.4

steep-front overvoltage

transient overvoltage classified as a kind of fast-front overvoltage with time to peak $3 \text{ ns} < T_1 < 1,2 \mu\text{s}$

Note 1 to entry: A steep-front impulse voltage for test purposes is defined in IEC 60700-1.

Note 2 to entry: The front time is decided by means of system studies.

3.4.2.5

combined overvoltage

overvoltage consisting of two voltage components simultaneously applied between each of the two-phase terminals of a phase-to-phase (or longitudinal) insulation and earth

Note 1 to entry: Combined overvoltage can include temporary, slow-front, fast-front or very-fast front overvoltages.

Note 2 to entry: It is classified by the component of higher peak value.

3.5

representative overvoltages

U_{rp}

overvoltages assumed to produce the same dielectric effect on the insulation as overvoltages of a given class occurring in service due to various origins

Note 1 to entry: In this standard it is generally assumed that the representative overvoltages are characterized by their assumed or obtained maximum values.

[SOURCE: IEC 60071-1:2006, 3.19]

3.5.1

representative slow-front overvoltage

RSFO

voltage value between terminals of an equipment having the shape of a standard switching impulse

Note 1 to entry: This note applies to the French language only.

3.5.2

representative fast-front overvoltage

RFFO

voltage value between terminals of an equipment having the shape of a standard lightning impulse

Note 1 to entry: This note applies to the French language only.

3.5.3

representative steep-front overvoltage

RSTO

voltage value with a standard shape having a time to crest less than that of a standard lightning impulse, but not less than that of a very-fast-front overvoltage as defined by IEC 60071-1

Note 1 to entry: A steep-front impulse voltage for test purposes is defined in Figure 1 of IEC 60700-1:2008. The front time is decided by means of system studies.

Note 2 to entry: This note applies to the French language only.

3.6

co-ordination withstand voltage

U_{cw}

for each class of voltage, value of the withstand voltage of the insulation configuration, in actual service conditions, that meets the performance criterion (IEC 60071-1)

3.7

required withstand voltage

U_{rw}

test voltage that the insulation must withstand in a standard withstand voltage test to ensure that the insulation will meet the performance criterion when subjected to a given class of overvoltages in actual service conditions and for the whole service duration. The required withstand voltage has the shape of the co-ordination withstand voltage, and is specified with reference to all the conditions of the standard withstand voltage test selected to verify it

[SOURCE: IEC 60071-1:2006, 3.27]

3.8

withstand voltage

U_w

test voltage suitably selected equal to or above the required withstand voltage (U_{rw})

Note 1 to entry: For a.c. equipment, values of withstand voltages U_w are standardized as per IEC 60071-1. For HVDC equipment, there are no standardized values for the withstand voltages which are rounded up to convenient practical values.

Note 2 to entry: The standard impulse shapes used for withstand tests on equipment as well as the test procedures are defined in IEC 60060-1 and IEC 60071-1. For some d.c. equipment (e.g. the thyristor valves), the standard impulse shapes may be modified in order to more realistically reflect expected conditions.

3.8.1

switching impulse withstand voltage

SIWV

withstand voltage of insulation with the shape of the standard switching impulse

Note 1 to entry: This note applies to the French language only.

3.8.2

lightning impulse withstand voltage

LIWV

withstand voltage of insulation with the shape of the standard lightning impulse

Note 1 to entry: This note applies to the French language only.

3.8.3

steep-front impulse withstand voltage

STIWV

withstand voltage of insulation with the shape specified in IEC 60071-1

Note 1 to entry: This note applies to the French language only.

3.9

continuous operating voltage of an arrester

U_c

permissible r.m.s. value of power frequency voltage that may be applied continuously between the terminals of the arrester

[SOURCE: IEC 60099-4:2004, 3.9]

3.10

continuous operating voltage of an arrester including harmonics

U_{ch}

r.m.s. value of the combination of power frequency voltage and harmonics that may be applied continuously between the terminals of the arrester.

Note 1 to entry: It may be noted that this definition only pertains to coordination of arrester protective levels and not to assessing arrester energy duty.

3.11

crest value of continuous operating voltage

CCOV

highest continuously occurring crest value of the voltage at the equipment on the d.c. side of the converter station excluding commutation overshoots

See: Figure 5.

Note 1 to entry: This note applies to the French language only.

3.12

peak value of continuous operating voltage

PCOV

highest continuously occurring crest value of the voltage at the equipment on the d.c. side of the converter station including commutation overshoots and commutation notches

See: Figure 5.

Note 1 to entry: This note applies to the French language only.

3.13

equivalent continuous operating voltage of an arrester

ECOV

r.m.s. value of the sinusoidal power frequency voltage at a metal-oxide surge arrester stressed by operating voltage of any wave-shape that generates the same power losses in the metal-oxide materials as the actual operating voltage

Note 1 to entry: This note applies to the French language only.

3.14

residual voltage of an arrester

peak value of voltage that appears between the terminals of an arrester during the passage of a discharge current

[SOURCE: IEC 60099-4:2004, 3.36]

3.15**co-ordination currents of an arrester**

for a given system under study and for each class of overvoltage, the current through the arrester for which the representative overvoltage is determined

Note 1 to entry: Standard shapes of co-ordination currents for steep-front, lightning and switching current impulses are given in IEC 60099-4.

Note 2 to entry: The co-ordination currents are determined by system studies.

3.16**protective levels of an arrester**

for each voltage class, residual voltage that appears between the terminals of an arrester during the passage of a discharge current corresponding to the co-ordination current

Note 1 to entry: For HVDC converter equipment the following specific definitions 3.16.1 to 3.16.3 apply.

3.16.1**switching impulse protective level****SIPL**

residual voltage of a surge arrester subjected to a discharge current corresponding to the co-ordination switching impulse current

Note 1 to entry: This note applies to the French language only.

3.16.2**lightning impulse protective level****LIPL**

residual voltage of a surge arrester subjected to a discharge current corresponding to the co-ordination lightning impulse current

Note 1 to entry: This note applies to the French language only.

3.16.3**steep-front impulse protective level****STIPL**

residual voltage of a surge arrester subjected to a discharge current corresponding to the co-ordination steep-front impulse current

Note 1 to entry: This note applies to the French language only.

3.17**directly protected equipment**

equipment connected in parallel to a surge arrester for which the separation distance can be neglected and any representative overvoltage be considered equal to the corresponding protective level

3.18**thyristor valve protective firing**

method of protecting the individual thyristors from excessive forward voltage stresses across individual thyristors, by firing them

3.19**creepage distance**

shortest distance, or the sum of the shortest distances, along the insulating parts of the insulator between those parts which normally have the operating voltage between them

Note 1 to entry: The surface of cement or of any other non-insulating jointing material is not considered as forming part of the creepage distance.

Note 2 to entry: If a high resistance coating, e.g. semi-conductive glaze, is applied to parts of the insulating part of an insulator, such parts are considered to be effective insulating surfaces and the distance over them is included in the creepage distance.

[SOURCE: IEC 60815-1: 2008, 3.1.5]

3.20

unified specific creepage distance

USCD

creepage distance of an insulator divided by the r.m.s. value of the highest operating voltage across the insulator

Note 1 to entry: This definition differs from that of specific creepage distance where the line-to-line value of the highest voltage for the equipment is used.

Note 2 to entry: For ' U_m ' see IEC 60050-604:1987, 604-03-01 [5]¹.

Note 3 to entry: It is generally expressed in mm/kV and usually expressed as a minimum.

Note 4 to entry: This note applies to the French language only.

[SOURCE: IEC/TS 60815-1:2008, 3.1.6]

3.21

separation distance

distance between the high voltage terminal of the protected equipment and the connection point of the arrester high voltage conductor

4 Symbols and abbreviations

4.1 General

The list covers only the most frequently used symbols and abbreviations, some of which are illustrated graphically in the single-line diagram of Figure 1 and Table 2. For a more complete list of symbols which has been adopted for HVDC converter stations, and also for insulation co-ordination, refer to the standards listed in the normative references (Clause 2) and to the Bibliography.

4.2 Subscripts

0 (zero)	at no load (IEC 60633)
d	direct current or voltage (IEC 60633)
i	ideal (IEC 60633)
max	maximum (IEC 60633)
n	pertaining to harmonic component of order n (IEC 60633)

4.3 Letter symbols

K_a	altitude correction factor (IEC 60071-1)
K_c	co-ordination factor (IEC 60071-1)
K_s	safety factor (IEC 60071-1)
U_c	continuous operating voltage of an arrester
U_{ch}	continuous operating voltage of an arrester including harmonics
U_{di0}	ideal no-load direct voltage (IEC 60633)

¹ Numbers in square brackets refer to the Bibliography.

U_{di0m}	maximum value of U_{di0} taking into account a.c. voltage measuring tolerances, and transformer tap-changer offset by one step
U_s	highest voltage of an a.c. system (IEC 60071-1 and 60071-2)
U_m	highest voltage for the equipment
U_{v0}	no-load phase-to-phase voltage on the valve side of converter transformer, r.m.s. value excluding harmonics
U_{rp}	representative overvoltage
U_{cw}	co-ordination withstand voltage
U_{rw}	required withstand voltage
U_w	standard withstand voltage
α	delay angle (IEC 60633); “firing angle” also used in this standard
β	advance angle (IEC 60633)
γ	extinction angle (IEC 60633)
μ	overlap angle (IEC 60633)

4.4 Abbreviations

CCC	capacitor commutated converter
CSCC	controlled series compensated converter
CCOV	crest value of continuous operating voltage
GIS	gas-insulated switchgear
PCOV	peak continuous operating voltage
ECOV	equivalent continuous operating voltage
RSFO	representative slow-front overvoltage (the maximum voltage stress value)
RFFO	representative fast-front overvoltage (the maximum voltage stress value)
RSTO	representative steep-front overvoltage (the maximum voltage stress value)
RSIWV	required switching impulse withstand voltage
RLIWV	required lightning impulse withstand voltage
RSTIWV	required steep-front impulse withstand voltage
SIPL	switching impulse protective level
LIPL	lightning impulse protective level
STIPL	steep-front impulse protective level
SIWV	switching impulse withstand voltage
LIWV	lightning impulse withstand voltage
STIWV	steep-front impulse withstand voltage
p.u.	per unit

5 Typical HVDC converter station schemes

Figure 1 shows the single line diagram of typical HVDC converter stations equipped with two 12-pulse converter bridges in series. It may be noted that Figure 1 shows possible arrester locations covered in this standard. Some of these arresters may be redundant and could be excluded depending on the specific design.

Figure 2 shows an example for a single line diagram and arrester arrangement of a back-to-back converter station. Other arrangements with different earthing connections are also common, e.g. earthing at the mid-point between the two six-pulse bridges. The location of the smoothing reactor, if applicable, may change accordingly.

The a.c. and d.c. filter configurations could be more complex than those shown in these figures.

Table 2 presents the graphical symbols used in this standard.

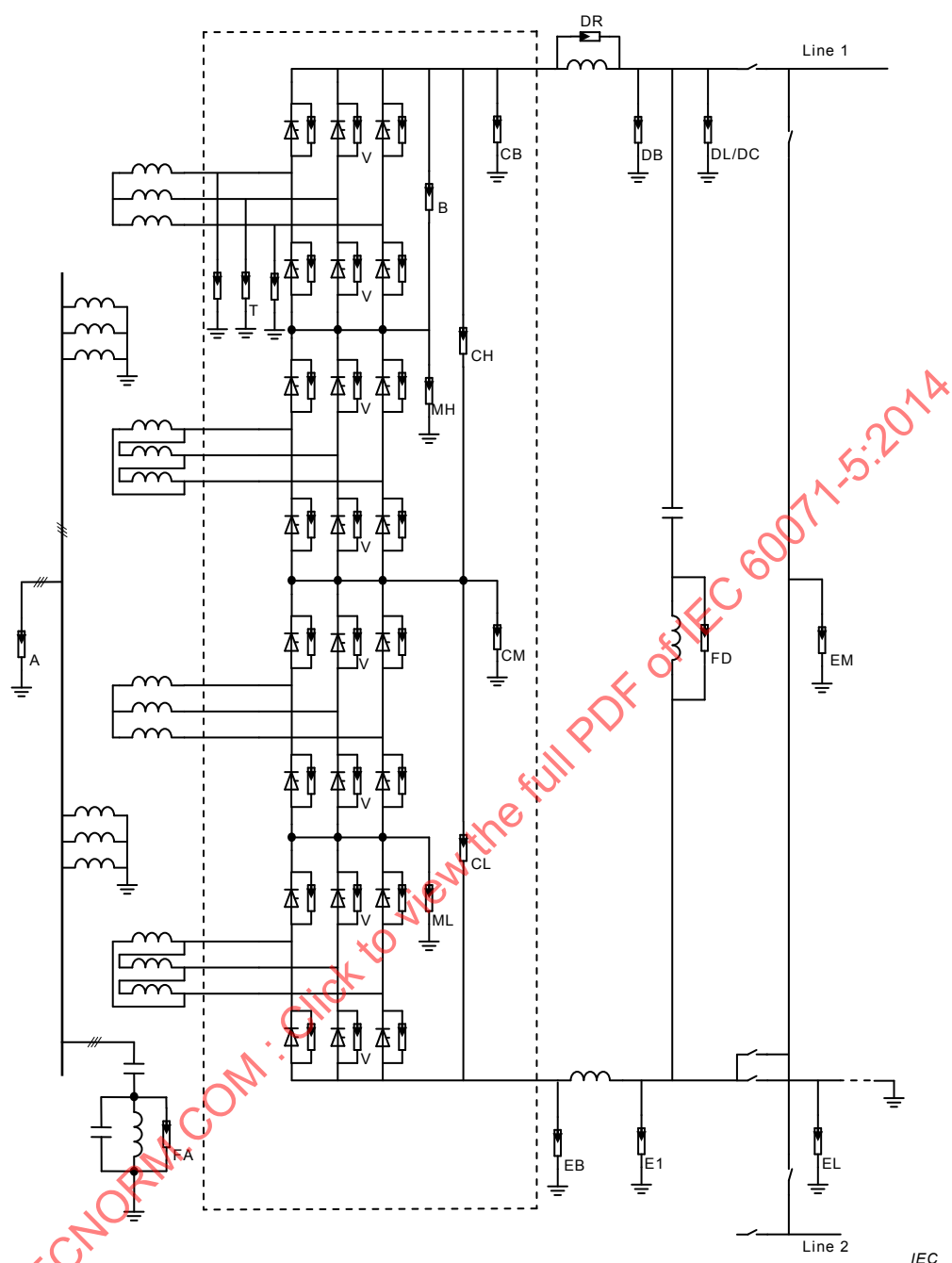
The thyristor valves being voltage sensitive require strict overvoltage protection, which is provided by valve arresters that are connected directly across the valve terminals.

The valve arresters in combination with other arresters typically provide protection to transformer valve windings and in general separate phase-phase and phase-earth arresters are not provided. Transformer valve winding phase-to-earth arresters may be considered at 800 kV and above to lower the insulation levels especially to the top valve group.

Each voltage level and component is protected by either a single arrester or a combination of series or parallel connected arresters.

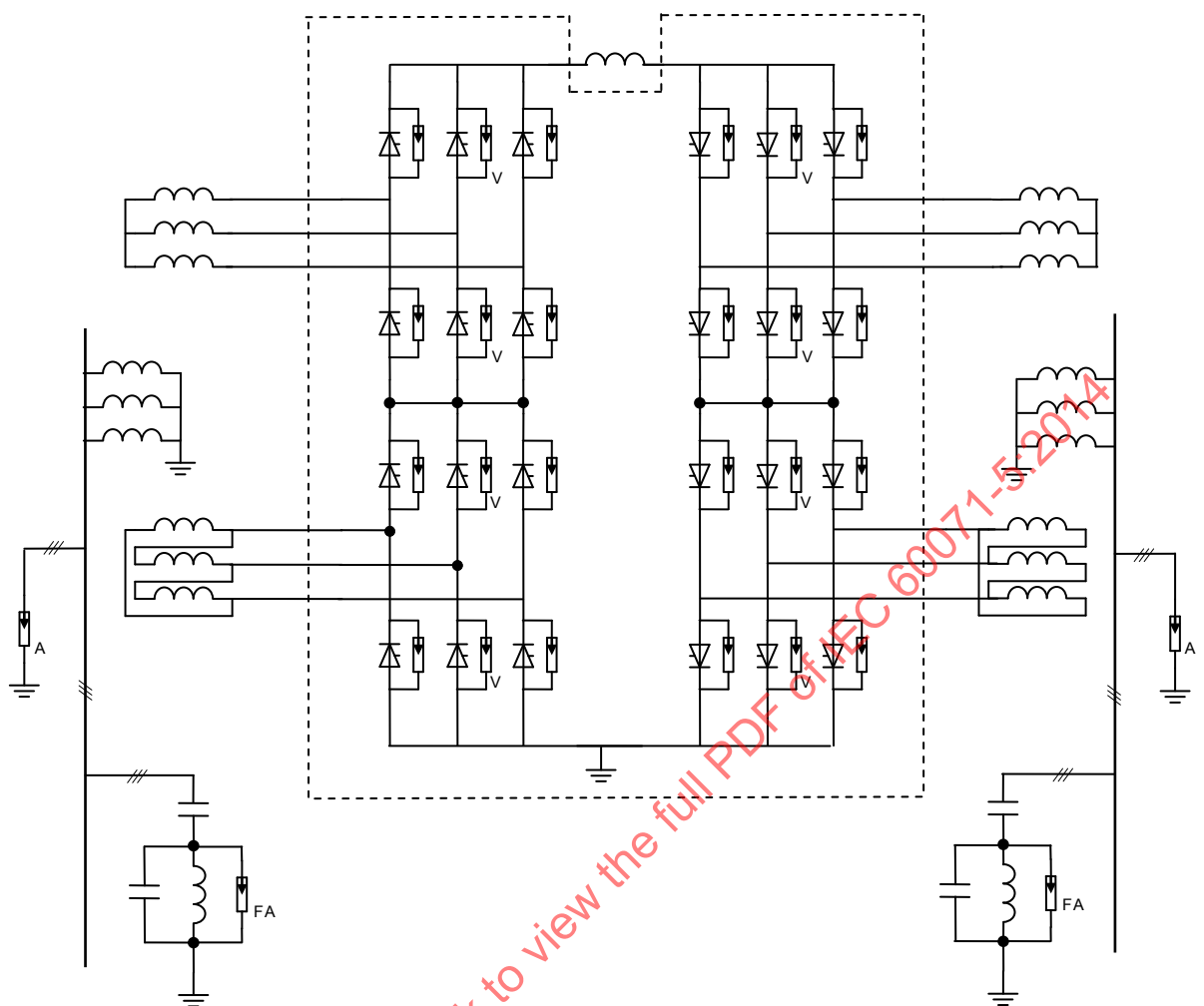
Arrester designations and details on their design and specific roles are presented in Clause 8.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60071-5:2014

**Key**

A:	AC bus arrester	FA:	AC filter arrester
FD:	DC filter arrester	EL:	Electrode line arrester
E1:	DC neutral bus arrester	EM:	Metallic return arrester
EB:	Converter neutral arrester	B:	Bridge arrester (6-pulse)
V:	Valve arrester	CB:	Converter unit d.c. bus arrester
T:	Transformer valve winding arrester	DB:	DC bus arrester
DR:	Smoothing reactor arrester	DC:	DC cable arrester
DL:	DC line arrester	CM:	Arrester between converters
CL:	LV converter unit arrester	MH:	Mid-point bridge arrester (HV bridge)
CH:	HV converter unit arrester	ML:	Mid-point bridge arrester (LV bridge)

Figure 1 – Possible arrester locations in a pole with two 12-pulse converters in series



IEC

Key

A: AC bus arrester

FA: AC filter arrester

V: Valve arrester

Figure 2 – Possible arrester locations for a back-to-back converter station

Table 2 – Symbol description

Symbol	Description
	Valve (commutation group)
	Valve (one arm)
	Arrester
	Reactor
	Capacitor
	Transformer with two windings
	Earth

6 Principles of insulation co-ordination

6.1 General

The primary objectives of insulation co-ordination are:

- to establish the maximum steady state, temporary and transient overvoltage levels to which the various components of a system may be subjected in practice,
- to select the insulation strength and characteristics of equipment, including the protective devices, used in order to ensure a safe, economic and reliable installation in the event of overvoltages.

6.2 Essential differences between a.c. and d.c. systems

The insulation co-ordination applied to an HVDC converter station is basically the same in principle as that of an a.c. substation. However, essential differences exist which warrant particular consideration when dealing with HVDC converter stations. For example, there is a need to consider the following:

- a) the requirements of series-connected valve groups involving surge arresters connected across individual valves and between terminals away from earth potential which involves the use of different insulation levels for different parts of the HVDC converter station;
- b) the topology of the converter circuits with no direct exposure to the external overvoltage since these circuits are bounded by inductances of converter transformers and smoothing reactors (see also 8.3.5.4);
- c) the presence of reactive power sources and harmonic filters on both the a.c. and d.c. sides giving rise to potential overvoltages and higher probability of resonance conditions;
- d) applications involving long overhead transmission lines and/or cables without intervening switching stations, with potential for resonance conditions on the d.c. side;
- e) the presence of converter transformers with the valve side not directly connected to earth potential, and a d.c. voltage offset;
- f) the characteristics of the converter valves resulting in composite voltage wave shapes (which include in some cases a combination of direct voltage, fundamental frequency voltage, harmonic voltages and high frequency components), commutation failures, etc.;
- g) control malfunction resulting in possible valve misfires, trigger failure, current extinction;
- h) fast control and protection action reducing overvoltages;
- i) voltage polarity effects of d.c. stress which, by attracting greater contaminants to the d.c. insulation because of constant polarity, lead to greater creepage and clearance requirements and to worse pollution and flashover performance compared with a.c. insulation under the same environment;
- j) interaction between the a.c. and d.c. systems, particularly where the a.c. system is relatively weak;
- k) the various operating modes of the converter such as monopolar, bipolar, parallel or multi-terminal;
- l) no standard insulation levels exist in the case of d.c. systems.

6.3 Insulation co-ordination procedure

The general method of investigation for an HVDC converter station contains the following:

- a) selection of the d.c. circuit configuration, for example location of the d.c. smoothing reactors, location of the d.c. side earthing, converter transformer valve winding connection (star or delta) to the higher d.c. voltage terminal;
- b) selection of arrester arrangement according to the selected d.c. circuit configuration;

- c) evaluation of the characteristics of the a.c. system at the commutation bus and the d.c. system and their interaction to determine different representative overvoltages and current/energy stresses imposed on surge arresters;
- d) optimization of the design by iterative assessment of equipment insulation and arrester requirements.

6.4 Comparison of withstand voltage selection in a.c. and d.c. systems

As described in IEC 60071-1 there are four main steps in the insulation coordination procedure which can be identified as below:

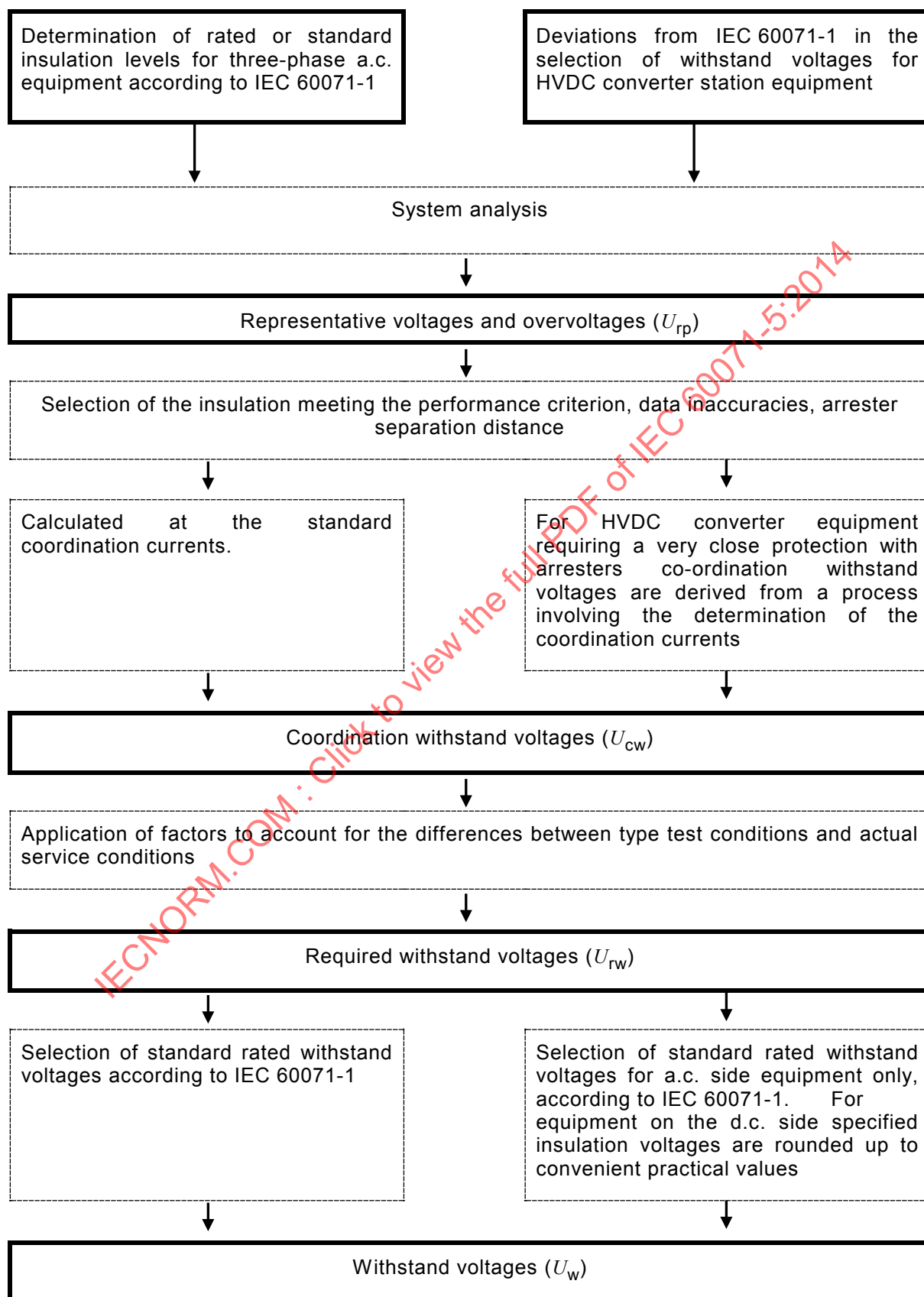
- step 1: determination of the representative overvoltages (U_{rp})
- step 2: determination of the co-ordination withstand voltages (U_{cw})
- step 3: determination of the required withstand voltages (U_{rw})
- step 4: determination of the standard withstand voltages (U_w)

Table 3 is a flow chart showing the procedure in selecting the withstand voltages (U_w) in both a.c. (Figure 1 of IEC 60071-1:2006) and d.c. systems with the differences in the d.c. case being identified.

The individual steps involved in the selection process are detailed in IEC 60071-1 for the a.c. system application and in Clause 9 of this standard for the d.c. system.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60071-5:2014

Table 3 – Comparison of the selection of withstand voltages for a.c. equipment with that for HVDC converter station equipment



7 Voltages and overvoltages in service

7.1 Continuous operating voltages at various locations in the converter station

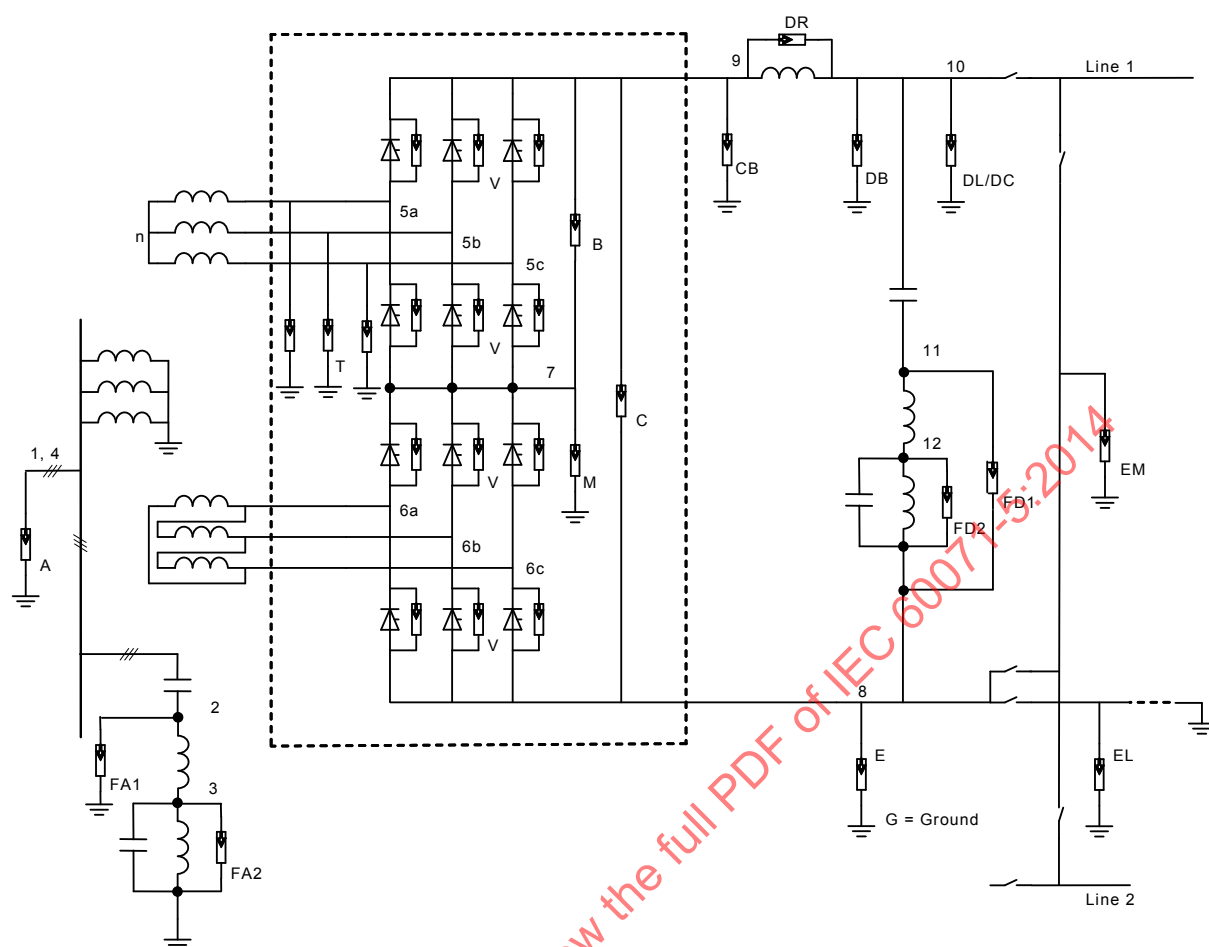
The continuous operating voltages at various locations in an HVDC converter station differ from the a.c. system in that they consist of not simply the fundamental frequency voltages. They could be a combination of direct voltage, fundamental frequency voltage, harmonic voltages, and high frequency transients, depending upon the location.

Figure 3 shows an HVDC converter station with one single 12-pulse converter per pole configuration. In general phase-earth arresters on the valve side of the converter transformer (T) are not provided for HVDC schemes up to 600 kV.

Figure 1 shows an HVDC scheme with two 12-pulse converters per pole configuration, which has been used for the early 600 kV scheme and some of the recent 800 kV schemes.

Figure 4 shows typical waveforms of continuous operating voltages excluding commutation overshoots at various locations in the HVDC converter station either to earth (G) or to another point for the typical configuration of Figure 3. The numbers and alphabetical designations, in Figure 3, identify node numbers and arrester designations respectively. These waveforms have been produced with a simulation tool considering typical d.c. parameters.

Note that Figures 1, 2 and 3 show possible arrester locations, and some of them may be eliminated because of specific designs.

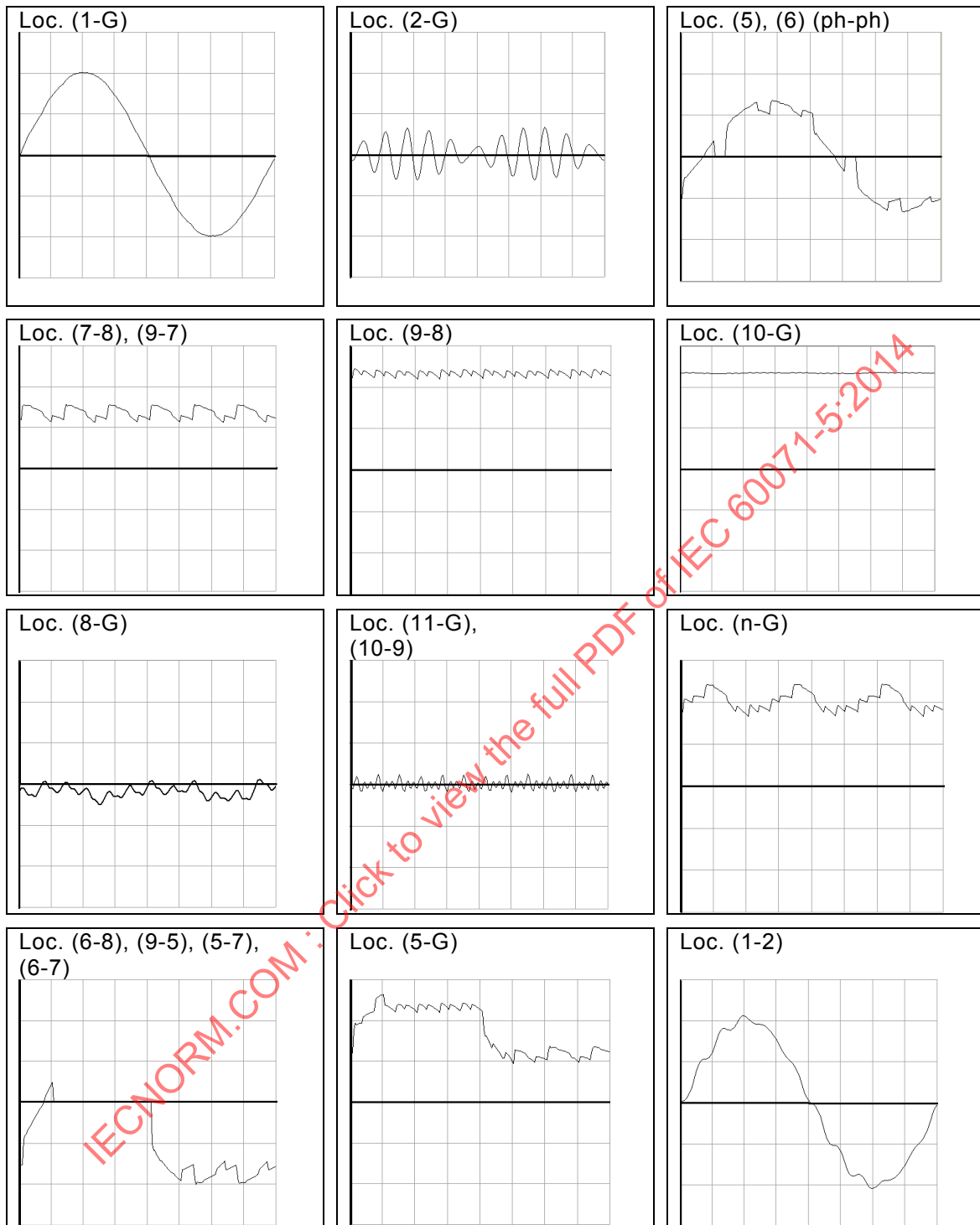


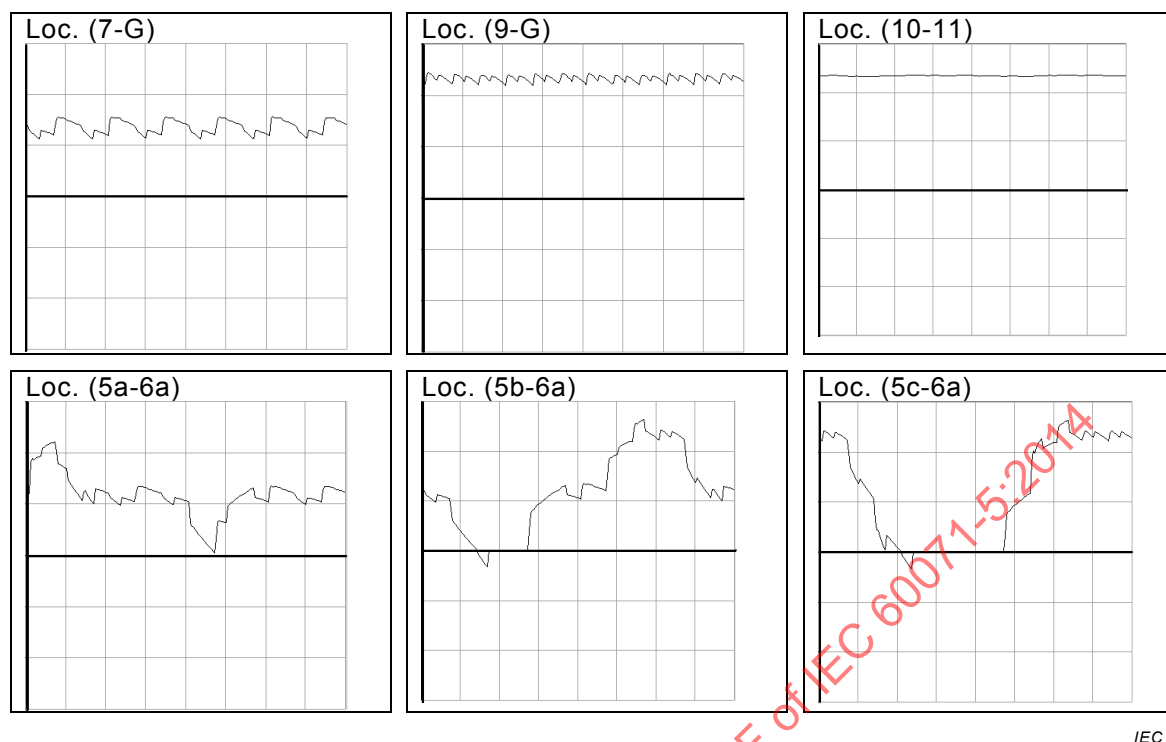
IEC

Key

A: AC bus arrester	EM: Metallic return arrester
M: Mid-point bridge arrester	EL: Electrode line arrester
E: DC neutral bus arrester	B: Bridge arrester (6-pulse)
V: Valve arrester	C: Converter unit arrester
T: Transformer valve winding arrester	DB: DC bus arrester
DR: Smoothing reactor arrester	DC: DC cable arrester
DL: DC line arrester	FD1, FD2: DC filter arresters
FA1, FA2: AC filter arresters	

Figure 3 – HVDC converter station with one 12-pulse converter bridge per pole





IEC

Figure 4 – Continuous operating voltages at various locations (location identification according to Figure 3)

The harmonics generated on the a.c. side are assumed to be filtered by the connected filters and thus the voltage at (1-G) is considered sine wave of fundamental frequency without any harmonics.

Voltage shape at (1-2) is also predominantly a fundamental frequency sine wave but superimposed by harmonics. The content of harmonics strongly depends on the filter configuration, tuning frequencies as well as operating condition of the converters. Typically the content is less than 30 % of the fundamental frequency.

The voltages across the 6-pulse bridges (Loc. 7-8 and 9-7) are the d.c. voltages across the bridges consisting of about 60° arcs of line-line a.c. voltages ($60^\circ - \mu$, duration) and the average of line-line voltages (duration, μ).

The voltage at the 6-pulse bridge to earth (Loc. 7-G) can be identical to Loc. (7-8) if the station is earthed via the station earth as well as during symmetrical operation of a bipole. However, in case of unsymmetrical bipolar operation or monopolar operation an additional d.c. offset will be superimposed.

The voltage across the 12-pulse bridge (Loc. 9-8) comprises of 30° arcs of line-line a.c. voltages with superimposed influence of firing delay and overlap angles.

The voltage across the 12-pulse bridge to earth (Loc. 9-G) can be identical to Loc. (9-8) or include an additional dc offset due to the same reasons as described for Loc. (7-G) (see above).

Voltage shapes of Loc. (5b-6a) and (5c-6a) show the voltage between two different phases of the two six-pulse groups. This wave shape is relevant only in case of three-phase 3-winding transformers.

The voltage at Loc. (10-G) is the smoothed out voltage due to the influence of the smoothing reactor and d.c. filter, if applicable.

The voltages at Loc. (6-8) and (9-5) are the voltages across a valve in rectifier mode indicating the valve conduction period and commutation in its own row and the other row of thyristors in a 6-pulse bridge.

The voltage across the transformer valve winding phase-phase is shown in Loc. (5), (6) (ph-ph). The zero voltage shows the commutation process involving the valves connected to the corresponding two phases, while the notches indicate the commutation involving valves that are connected to one of the phases.

Neutral bus voltage (Loc. 8-G) and voltages across the filters are indicative of typical voltages and they depend on electrode circuit and filter parameters. Loc. (8-G) can also include a d.c. offset especially during monopolar metallic return operation.

The voltage at location (n-G) has a d.c. component equal to 3/4 of pole voltage (Loc. 10-G) plus the ripple of the lower 6-pulse bridge and half of the ripple of the upper 6-pulse bridge.

7.2 Peak continuous operating voltage (PCOV) and crest continuous operating voltage (CCOV)

The switching action of the valves produces high frequency turn-on and turn-off commutation transient voltages which are superimposed on the commutation voltage. The overshoot at turn-off increases the transformer valve-side winding voltage and in particular the off-state (reverse-blocking) voltage across the valves and associated valve arresters. The amplitude of the overshoot is determined by:

- the inherent characteristics of the thyristors (particularly the recovery charge);
- the distribution of the recovered charge in a series-connected string of thyristors in a valve;
- the damping resistors and capacitors at individual thyristor levels;
- the various capacitances and inductances within the valve and commutation circuit;
- the firing and overlap angles;
- the valve commutation voltage at the instant of turn-off.

Special attention shall be paid to the commutation overshoots, including wave shape with respect to power dissipation in the valve arresters and other arresters on the d.c. side.

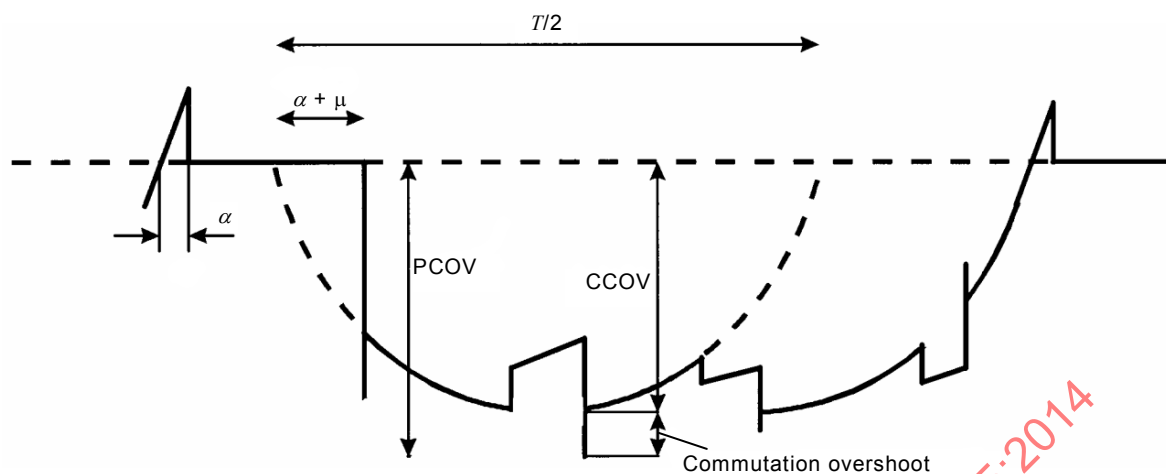
The continuous operating voltage waveform across the valve (Loc. 6-8 and 9-5) and valve arrester (V), during rectifier operation, is shown in Figure 5.

The CCOV (defined in Clause 3) is proportional to the U_{di0m} , and is given by:

$$CCOV = \frac{\pi}{3} \times U_{di0m} = \sqrt{2} \times U_{v0}$$

Refer to 4.3 for the definition of U_{di0m} and U_{v0} .

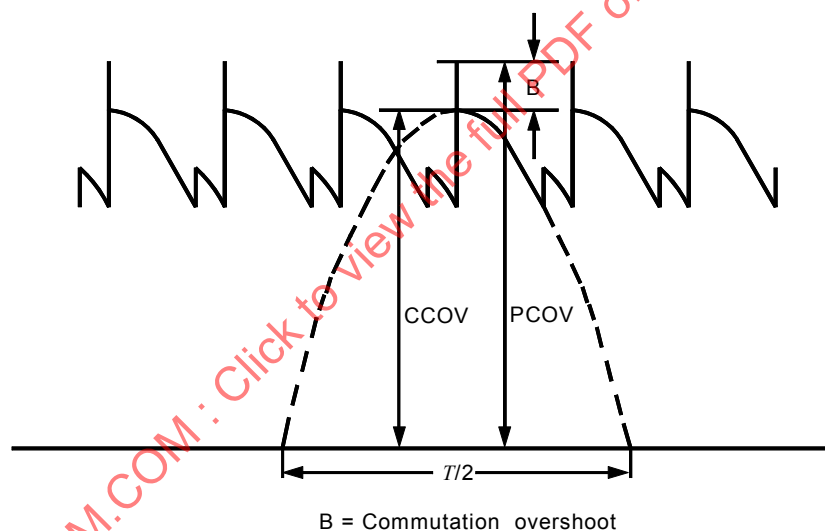
Operation with large delay angles α increases the commutation overshoots, and special care shall be taken that these do not overstress the arresters.



IEC

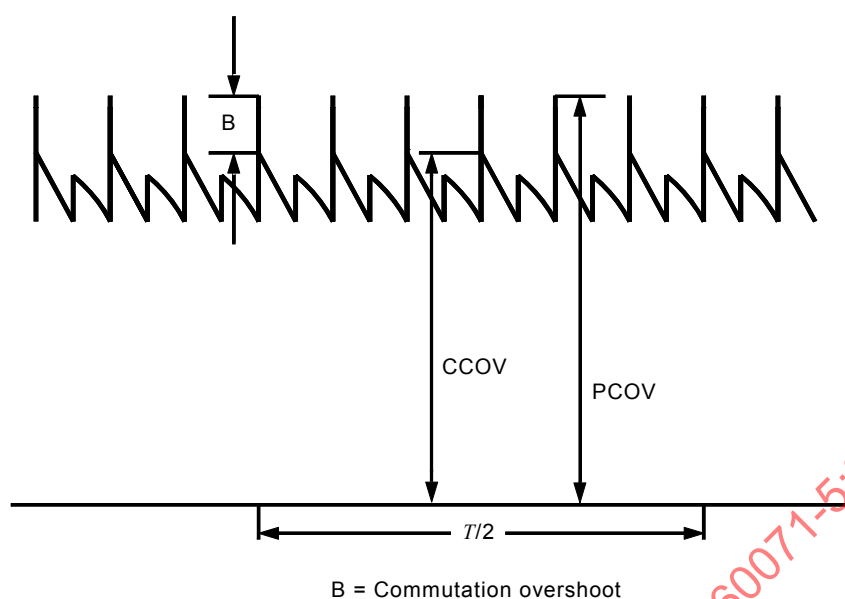
Figure 5 – Operating voltage of a valve arrester (V), rectifier operation

The continuous operating voltage waveforms across the mid-point arrester (M) (Loc. 7-G) and across the converter bus arrester (CB) (Loc. 9-G) are shown in Figures 6 and 7, respectively.



IEC

Figure 6 – Operating voltage of a mid-point arrester (M), rectifier operation



IEC

Figure 7 – Operating voltage of a converter bus arrester (CB), rectifier operation

7.3 Sources and types of overvoltages

Overvoltages on the a.c. side may originate from switching, faults, load rejection or lightning. The dynamic characteristics of the a.c. network, its impedance and also its effective damping at dominant transient oscillation frequencies, and the proper modelling of the converter transformers, static and synchronous compensators and the filter components, are important in evaluating the overvoltages. If the lengths of busbars in the a.c. switchyard are significant, they shall be taken into account in the evaluation of lightning and fast-front overvoltages (e.g. distance effects) and in the location of arresters.

Overvoltages on the d.c. side may originate from either the a.c. system or the d.c. line and/or cable, or from in-station flashovers or other fault events.

In assessing the overvoltages, the configuration of the a.c. and d.c. systems shall be taken into account as well as the dynamic performance of the valves and controls, and credible worst case combinations, as discussed in Clauses 8 and 10.

Impacts on arrester requirements are discussed in Clause 8.

While the origin of overvoltages can result from different phenomena (switching, fault and lightning) as described above, the overvoltages are categorized according to their shape and duration as:

- temporary overvoltages (power frequency overvoltage of relatively long duration),
- transient overvoltages (short-duration overvoltage of few milliseconds or less, oscillatory or non-oscillatory, usually highly damped).

Transient overvoltages can be further classified as:

- slow front overvoltages,
- fast-front overvoltages,
- very-fast-front overvoltages,
- steep-front overvoltages.

7.4 Temporary overvoltages

7.4.1 General

A temporary overvoltage is defined as an oscillatory overvoltage of relatively long duration which is undamped or only weakly damped. The temporary overvoltages can originate either from the a.c. side or the d.c. side.

7.4.2 Temporary overvoltages on the a.c. side

These overvoltages are usually generated due to switching operations or faults. The highest temporary overvoltages usually occur in conjunction with sudden loss of load caused by faults either on the a.c. system or the d.c. system with a.c. reactive sources still connected. If the connected reactive elements and the a.c. system result in resonance conditions the temporary overvoltages can be more severe both from the overvoltage magnitude and arrester energy duty point of view.

Together with the highest a.c. operating voltages (U_s), the temporary overvoltages will be decisive for setting the rated voltage of a.c. bus arresters (A).

Temporary overvoltages together with high firing or extinction angles should also be considered for valve arresters (V).

Temporary overvoltages due to a.c. side faults resulting in asymmetrical and distorted a.c. voltages result in second harmonic voltages on the d.c. side which in turn cause third harmonic voltages on the a.c. side stressing the a.c. filter arresters (FA). When the converters are blocked with firing pulses given to by-pass pairs, the arresters across the non-conducting valves can be exposed to phase-phase voltages.

7.4.3 Temporary overvoltages on the d.c. side

An uncontrolled energization of the rectifier with the far end being blocked could result in high overvoltages, especially for a cable transmission system.

Another case that can result in overvoltages is the blocking of an inverter at high current without firing of a by-pass pair. This will result in an application of fundamental frequency voltage at the inverter, and if the d.c. circuit is resonant close to the fundamental frequency, could result in high overvoltages stressing the d.c. bus arrester (CB).

7.5 Slow-front overvoltages

7.5.1 General

Slow-front and temporary overvoltages occurring on the a.c. side are important to the study of arrester applications. Together with the highest a.c. operating voltages (U_s) they determine the overvoltage protection and insulation levels of the a.c. side of the HVDC converter station. They also influence valve insulation co-ordination.

7.5.2 Slow-front overvoltages on the a.c. side

7.5.2.1 General

Slow-front overvoltages on the a.c. bus of an HVDC converter station, can be caused by switching on transformers, reactors, static var compensators, a.c. filters and capacitor banks connected to the converter a.c. bus, and by fault initiation and fault clearing as well as by closing and reclosing of lines. Slow-front overvoltages occur with high amplitude only for the first half cycle of the transient with significantly reducing amplitudes for subsequent cycles. Slow-front overvoltages which originate at locations in the a.c. network remote from the HVDC converter station usually have magnitudes which are relatively low in comparison with those caused by events occurring close to the converter a.c. bus.

During the operating life of the equipment, switching of equipment connected to the converter a.c. bus may occur many times. The overvoltages caused by these routine switching operations are generally less severe than the slow-front overvoltages caused by faults. However, the switching-off of a circuit breaker can, in rare cases, produce a restrike phenomenon and this gives rise to overvoltage.

The selection of a.c. arresters for HVDC converter stations should consider the presence of existing arresters connected in parallel in the a.c. network in order to prevent the existing arresters from being overloaded during slow-front and temporary overvoltages.

7.5.2.2 Overvoltages due to switching operations

Because of the frequency of these operations, it is generally desirable that the surge arresters used to protect equipment do not absorb appreciable energy during these events. Hence, in some cases, the slow-front overvoltages arising from such routine operations are minimized by the use of circuit breakers incorporating closing and/or opening resistors, or by synchronizing the closing and/or opening of the circuit breaker poles, or equipping the breaker with arresters across the poles. The HVDC control system can also be used to effectively damp certain overvoltages such as temporary overvoltages.

Energization of transformers causes inrush current, due to saturation effects, containing harmonics dominated by second order harmonics and other low order harmonics. If one or more of these harmonic currents meet resonant conditions, in a network with low damping, high harmonic voltages are produced in the network leading to overvoltages. In an HVDC converter station, resonant conditions are often more severe because of the presence of a.c. filters and capacitor banks. These capacitances lower the resonance frequency and second or third harmonic resonances may be present.

The temporary overvoltages can last for several seconds, or in rare cases up to a minute.

7.5.2.3 Overvoltages due to faults

When an asymmetric fault occurs in the a.c. network, transient and temporary overvoltages occur on the healthy phases, influenced by the zero sequence network. In solidly earthed systems that are typical for networks connected to HVDC converter stations, the transient overvoltages (phase-to-earth) normally range from 1,4 p.u. to 1,7 p.u. and the temporary overvoltage from 1,2 p.u. to 1,4 p.u.

Symmetric as well as asymmetric faults could result in transformer saturation. The influence of transformer saturation on overvoltages depends on the instant of fault inception as well as fault clearance. It is therefore necessary to vary the fault conditions when this phenomenon is studied. This fault case is discussed further in Clause 8.

The highest temporary overvoltages most likely occur in conjunction with sudden three-phase faults and complete load rejection if the converters block at the same time as a consequence of the fault without simultaneous disconnection of the filters. The filters and capacitor banks together with the a.c. system can result in low resonance frequencies. The temporary overvoltages due to faults can be more severe both from the overvoltage point of view and with regard to possible arrester energy stresses. The presence of filters tuned or damped at frequencies between the second and the fifth harmonic can often be effective in reducing the distortion of the voltage and thereby the stresses on the arresters. AC active filters may also be used for this purpose.

7.5.3 Slow-front overvoltages on the d.c. side

Except for the a.c. side overvoltages transmitted through the converter transformers, the d.c. side insulation co-ordination for slow-front overvoltages and temporary overvoltages is mainly determined by fault generated slow-front overvoltages on the d.c. side.

Events to be considered include d.c. line-to-earth faults, d.c. side switching operations, events resulting in an open earth electrode line, generation of superimposed a.c. voltages due to faults in the converter control (e.g. complete loss of control pulses) misfiring, commutation failures, earth faults and short-circuits within the converter unit. These contingencies are discussed in more detail in Clause 8.

Energization of the d.c. line with the remote inverter terminal open (rectifier at peak d.c. output voltage) should also be considered if measures have not been taken to avoid such an event.

In HVDC converter stations with series connected converter bridge units, events such as a bypass operation on one converter while the second converter bridge unit is in operation shall be considered, particularly during inverter operation. Special attention shall be paid to insulation co-ordination of parallel connected converter bridge units. Some information on these and other special converter configurations is given in Annex C.

7.6 Fast-front, very-fast-front and steep-front overvoltages

The different sections of HVDC converter stations should be examined in different ways for fast-front and steep-front overvoltages. The sections include:

- a.c. switchyard section from the a.c. line entrance up to the line side terminals of the converter transformers;
- d.c. switchyard section from the line entrance up to the line side terminal of the smoothing reactor;
- converter bridge section between the valve side terminal of the converter transformers and the valve side terminal of the smoothing reactor.

The converter bridge section is separated from the other two sections by series reactances, i.e. at the one end, the inductance of the smoothing reactor and at the other end, the leakage reactance of the converter transformers. Travelling waves such as those caused by lightning strokes on the a.c. side of the transformer or on the d.c. line beyond the smoothing reactor, are attenuated (but may be capacitively transferred as discussed in 8.3.5.4) due to the combination of series reactance and shunt capacitance to earth to a shape similar to slow-front overvoltages. Consequently they should be considered as part of the slow-front overvoltage co-ordination.

The a.c. and d.c. switchyard sections have low impedance compared with overhead lines due to the presence of filters and possibly shunt capacitor banks. The differences from most conventional a.c. switchyards are the presence of a.c. filters, d.c. filters and possibly large shunt capacitor banks, all of which may have an attenuating effect on the incoming overvoltages.

Steep-front overvoltages caused by earth faults in the HVDC converter station, including locations inside the valve hall, are important for insulation co-ordination, especially for the valves. These overvoltages typically have a front time of the order 0,5 μ s to 1,0 μ s and durations up to 10 μ s. The values and waveshapes to be specified should be determined by digital simulation studies; both peak magnitude and maximum rate of change of voltage can be important.

In the a.c. switchyard section, very-fast-front overvoltages with front times of 5 ns to 150 ns may also be initiated by operation of disconnectors or circuit breakers in gas-insulated switchgear (GIS). Some further information on the effect of GIS is given in Clause C.6.

8 Arrester characteristics and stresses

8.1 Arrester characteristics

Since the late 1970s, overvoltage protection of HVDC converter stations has been based exclusively on metal-oxide surge arresters. This is largely due to their superior protection characteristics compared with the gapped silicon carbide arresters (earlier technology) and their reliable performance when connected in series or parallel with other arresters. The actual arrangement of the arresters depends on the configuration of the HVDC converter station and the type of transmission circuit. The basic criteria used however is that each voltage level and the equipment connected to it is adequately protected at a cost commensurate with the desired reliability and equipment withstand capability.

Metal-oxide surge arresters without gaps are used for the protection of equipment in most modern day HVDC converter stations and are increasingly being used to replace other types of arresters on systems already in service. These arresters provide superior overvoltage protection for equipment compared with gapped silicon carbide arresters due to their low dynamic impedance and high energy absorption capability. The ability of the metal-oxide arrester blocks to share arrester discharge energy when connected in parallel if they are selected to have closely matched characteristics allows any desired discharge energy capability to be realized. Metal-oxide blocks may be connected in several parallel paths within one arrester unit and several arrester units may be connected in parallel to achieve the desired energy capability. Also, parallel connection of metal-oxide blocks may be used to reduce the residual voltage of the arrester, if required.

For metal-oxide arresters, the variation of voltage U with current I can be represented by the equation:

$$I = k \times U^\alpha$$

where k is a constant and α is a non-linearity coefficient of the element material that depends upon the disk formulation and current range being studied. Within the operating range of the arrester the value of this coefficient is high for zinc oxide, typically in the range 10 to 50, as compared to silicon carbide elements used in gapped arresters which exhibit a coefficient of typically 3.

The protective characteristics of an arrester are defined by the residual arrester voltages for maximum steep-front, lightning and switching current impulses that can occur in service. Typical current waveshapes used to define the arrester protective levels are 8/20 μ s for the LIPL and 30/60 μ s for the SIPL (IEC 60099-4). The STIPL is usually defined for a current impulse of 1 μ s front time. The resulting voltage waveforms across the arrester differ because of the high non-linearity coefficient of the arrester block material. The amplitude of the current for which the protective level is specified, which is referred to as the co-ordination current, is usually selected differently for different types of current waveshapes and locations of the arresters. These co-ordination currents are determined from detailed studies carried out during the final stages of the design (see Clause 10).

The arresters used on the a.c. side are usually specified as for arresters in a normal a.c. system by their rated voltage and maximum continuous operating voltage. The rated voltage is the maximum permissible r.m.s. value of power frequency voltage between the terminals at which the arrester is designed to operate correctly, as established in the operating duty tests. The maximum continuous operating voltage is used as a dimensioning parameter for the specification of operating characteristics.

For the arresters on the d.c. side of an HVDC converter station, the continuous operating voltage is defined differently because the voltage waveshape which continuously appears across the arresters consists, in many cases, of superimposed direct, fundamental and harmonic components and, in some cases, also of commutation overshoots. The arrester voltages are specified in terms of peak continuous operating voltage (PCOV), crest value of

continuous operating voltage (CCOV), and equivalent continuous operating voltage (ECOV), as defined in Clause 3. This means that the tests specified for these arresters shall be adjusted for the particular applications, different from standard tests usually applicable for a.c. arresters. The required energy capability of the arresters shall consider the applicable waveshapes as well as the amplitudes, duration and the number of respective discharges.

For filter arresters, the higher losses due to harmonics shall be taken into account.

8.2 Arrester specification

The residual voltage of an arrester is the peak voltage that appears between the terminals of an arrester during passage of a discharge current. The arrester currents for which the maximum residual voltages are specified are called the co-ordination currents as illustrated in Table 7.

The values of co-ordination currents are determined by system studies, usually carried out by the supplier. The process involves taking into account the energy duty in arresters, the number of arrester columns in parallel and the peak current in each arrester which depends on the number of arresters in parallel. The final choice for peak current in the arresters is the co-ordination current for which the corresponding residual voltage leads to the representative overvoltage for directly protected equipment. What is looked for is the “best balance” between overall arrester specifications and design and HVDC converter equipment voltage withstand requirements and design, this process resting on the choice of co-ordination currents.

For arrester testing purposes and protection levels assessment, standard shapes defined in IEC 60099-4 for switching, lightning and steep current impulse are applied to the co-ordination currents.

For the sections of the HVDC converter station exposed to atmospheric overvoltages, the determination of the arrester co-ordination current for lightning stresses shall consider the design of the station shielding (particularly for outdoor valves). The maximum current at shielding failure may be determined, for example, according to [11] or [14].

Arrester discharge currents during contingencies may be of various durations. In specifying the arrester energy capability, consideration shall be given to both the amplitude and duration of the discharges, including repetitive stresses due to the relevant operating sequence. Repetitive current impulses occurring over several cycles of fundamental frequency are considered as one single discharge, having an equivalent energy content and duration as the accumulated values of the actual energy impulses, and taking into account current amplitudes and durations of the combined impulses. From a thermal stability point of view, repetitive current impulses shall be considered over a longer period of time. When determining the equivalent energy, it shall also be taken into account that the energy withstand capability of metal-oxide arresters is reduced with shorter pulse duration, less than 200 μ s [4].

In specifying the arrester capability, the calculated arrester energy value from the studies may consider a reasonable safety factor. This safety factor is in the range of 0 % to 20 %, depending on allowances for tolerances in the input data, the model used, and the probability of the decisive fault sequence giving higher stresses than the cases which have been studied.

8.3 Arrester stresses

8.3.1 General

A typical arrester arrangement between the a.c. side of the converter bridges and the d.c. transmission circuit is shown in Figure 3 for a two-terminal bipolar HVDC scheme with one 12-pulse converter per pole. It should be noted however, that some of the arresters may not be used, depending upon the overvoltage withstand capability of the equipment connected at that point, and upon the overvoltage protection afforded by a combination of other arresters at the same point. For example, the d.c. bus can be protected by a series combination of the bridge (B) and mid-point d.c. bus (M) arresters, instead of the converter unit d.c. bus arrester (CB).

Similar protective arrangements may be used for stations with two 12-pulse converters per pole or for back-to-back stations. In the latter case, only the valve arresters (V) are normally needed on the valve side since the operating voltage is much lower than for a line or cable transmission scheme. However, mid-point bus (M) or bridge (B) arresters are sometimes included.

For HVDC converter stations connected directly to d.c. cables, the d.c. bus/line arresters (DB and DL) may be deleted since the pole may not be exposed to fast-front overvoltages.

On the a.c. side of the HVDC converter station, phase-to-earth arresters (A) are normally provided to protect the converter a.c. bus and the a.c. filter bus.

Arresters are also normally connected across both a.c. and d.c. harmonic filter reactors or from the high-voltage terminals of the filter reactors to earth, as shown in Figure 3.

In systems involving a combination of d.c. cables and/or overhead lines, arresters may be needed at the cable terminations to protect them from overvoltages originating from the overhead line.

The basic principles when selecting the arrester arrangement are that:

- overvoltages generated on the a.c. side should, as far as practicable, be limited by arresters on the a.c. side. The main protection is given by the a.c. bus arresters (A);
- overvoltages generated on the d.c. line or earth electrode line should, in a similar way, be limited by d.c. bus, d.c. line/cable arresters (DB and DL/DC), converter bus arresters (CB), and neutral bus arresters (E).

For overvoltages within the HVDC converter station, critical components should be directly protected by arresters connected close to the components, such as valve arresters (V) protecting the thyristor valves and a.c. bus arresters (A) protecting the line side windings of the transformers. Protection of the valve side of the transformers will usually be achieved by arresters connected in series, e.g. a combination of bridge arrester (B), mid-point arrester (M) and a valve arrester (V). However, where the HVDC converter station transformers may be disconnected from the bridges, provision should be made to protect the transformer valve windings.

8.3.2 AC bus arrester (A)

The a.c. side of an HVDC converter station is protected by arresters at the converter transformers and at other locations depending on the station configuration (see for example Figure 3). These arresters are designed according to the criteria for a.c. applications and they limit the overvoltages on both the line side and the valve side of the converter transformers, taking into account the overvoltages transferred from the line side to the valve side of the transformers through inductive and stray capacitance coupling.

The large size of reactive sources in the form of shunt capacitors and filter banks tend to limit the duty seen by the arresters due to switching and lightning overvoltages entering from the a.c. system. However, high energy duty could be imposed due to discharges of the charged shunt reactive banks.

These arresters are designed for the worst case of fault clearing followed by recovery, including transformer saturation overvoltages and overvoltages due to load rejection, as well as possible restrike of circuit breakers during their opening.

Because of possible saturation overvoltages of high amplitude and long duration, this arrester may need to be designed for high energy duty.

Care should be taken to coordinate the A arresters with any already existing a.c. arresters at or near the commutating bus. Depending on the station layout long separation distances may dictate the use of a.c. bus arresters at several locations.

If these arresters are used to limit temporary overvoltages, especially during load rejection at weak a.c. system conditions under possible low order resonance conditions, they would be subjected to high energy duty requiring multiple columns.

8.3.3 AC filter arrester (FA)

The a.c. filter reactors and resistors may be protected by a.c. filter arresters.

The continuous operating voltage of the a.c. filter arrester consists of a power frequency voltage with superimposed harmonic voltages corresponding to the resonance frequencies of the filter branch. The ratings of these arresters are normally determined by the transient events. Since the harmonic voltages result in relatively high power losses in the arrester, these shall also be considered in the rating of arresters.

The events to be considered with respect to filter arrester duties are slow-front plus temporary overvoltages on the a.c. bus and discharge of the filter capacitors during earth faults on the filter bus. The former determines the required SIPL and the latter the LIPL and the energy discharge requirement. In certain cases, high energy discharge duties may also result from conditions of low order harmonic resonance, or may be due to low order non-characteristic harmonics generated by unbalanced operation during a.c. systems faults.

The arrester energy duties shall be the highest of the following duties:

- a) Filter capacitors are charged to the maximum fundamental frequency phase-to-earth voltage.
- b) The a.c. bus is charged to the switching surge protective level, prior to fault application.
- c) Temporary overvoltages, especially during load rejection at weak a.c. system conditions under possible low order resonance conditions, especially for low-order harmonic filters.

8.3.4 Transformer valve winding arresters (T)

The valve arresters in combination with other arresters typically provide protection to transformer valve windings. In general phase-earth arresters on the valve side of the converter transformer (T) are not provided for HVDC schemes up to 600 kV.

However, at higher voltages (800 kV and above), phase-earth arresters connected to the valve winding of the top 6-pulse transformer may be considered with a view to reduce the phase-earth insulation level of the valve winding of the top 6-pulse transformer.

8.3.5 Valve arrester (V)

8.3.5.1 General

Valve arresters (V) are installed, close to the valves, in parallel with each valve.

The main purpose of the valve arrester is to protect the thyristor valves from excessive overvoltages. This arrester and/or the protective firing of thyristors in the forward direction constitute the overvoltage protection of the valve. Since the cost of the valves and also their power losses are roughly directly proportional to the insulation level across the valves, it is essential to keep this insulation level and therefore the arrester protective level as low as possible.

8.3.5.2 Continuous operating voltage

The valve arrester continuous operating voltage consists of sine wave sections with commutation overshoots and notches as shown in Figure 5. Disregarding the commutation overshoots, the crest value of the continuous operating voltage (CCOV) is proportional to U_{di0m} and, as per 7.2, it is given by:

$$CCOV = \frac{\pi}{3} \times U_{di0m} = \sqrt{2} \times U_{v0}$$

The peak continuous operating voltage (PCOV), which includes the commutation overshoot, shall be considered when the reference voltage of the arrester is determined. The commutation overshoot is dependent on the firing angle α and accordingly special attention shall be given to operation with large firing angles.

For normal firing angles (alpha and gamma) typical values of commutation overshoot range between 15 % to 25 % of the CCOV for a duration of 100 μ s to 300 μ s.

8.3.5.3 Temporary and slow-front overvoltages

8.3.5.3.1 General

The maximum temporary overvoltages are transferred from the a.c. side, normally, during fault clearances combined with load rejections close to the HVDC converter station. However, it shall be noted that only contingencies without blocking or with partial blocking of the converters need to be considered, since the valve arresters are relieved from stress when the valve is blocked and the by-pass pair is extinguished.

The events producing significant valve arrester currents of switching character are as follows:

- earth fault between the converter transformer and the valve in the commutating group at highest potential;
- clearing of an a.c. fault close to the HVDC converter station;
- current extinction in only one commutating group (if applicable).

8.3.5.3.2 Earth fault between the converter transformer and the valve

A phase-to-earth fault on the valve side of the converter transformer of the bridge at the highest d.c. potential will give significant stresses on the valve arresters in the upper commutation group. The discharges through the arresters are composed in principle of two current peaks. Firstly, the stray and the damping capacitances of the converter are discharged giving steep-front surge stresses on the valve connected to the faulty phase (see 8.3.5.4). Secondly, the d.c. pole and line/cable capacitances are discharged through the d.c. reactor and the transformer leakage reactance giving a slow-front overvoltage type, approximately 1 ms to crest. This latter discharge might expose one of the arresters connected to the other phases with the highest current and energy. The parameters such as the d.c. voltage at the fault instant, d.c. reactor inductance, transformer leakage inductance and line/cable parameters determine which of the three upper arresters will be the most stressed and the magnitude of these stresses. For d.c. schemes having parallel connected converters, this phase-to-earth fault case implies additional stresses since the unfaulted converter will continue to feed current into the earth fault for some time before the protection trips the converters. Depending on current rating, control system dynamics, inductance of the d.c. reactor, and the protection scheme, this phase-to-earth fault case may be dimensioning for the energy and current rating of the arresters across the upper three valves.

In the above phase-to-earth fault case, the calculated stresses are highly dependent on the value of the d.c. bus voltage. It is recommended using the maximum d.c. voltage that can last for a number of seconds. It should be noted that this case may lead to an arrester with very high energy discharge capability. The final decision should consider the probability for the

occurrence of voltages higher than the maximum operating voltage in combination with an earth fault.

8.3.5.3.3 Fault clearance

At fault clearing in the a.c. network, excessive overvoltages on the a.c. side arise only if the converters are blocked. If the converters continue to operate after the fault, this will damp out the overvoltages and the total discharge energy will be much smaller. Often the case that gives the maximum arrester energy is when the converter is permanently blocked with by-pass pairs. The blocking might imply that the converter transformer breakers are opened a few cycles later. If this is the case, the arresters are not exposed to any operating voltage after the fault is cleared. A realistic tap changer position for a relevant load flow shall be used when the transferred overvoltages from the line side are calculated. Unfavourable system conditions can result in ferroresonance between the a.c. filter/shunt capacitor and the converter transformer together with the a.c. network impedance. The fault inception and the instant of fault clearance instants should be varied in order to cover the variations in transformer saturation.

8.3.5.3.4 Current extinction

A current extinction in all three valves of one commutating group, while the valves in the commutating groups in series still conduct current, might be decisive for the arrester energy rating. The current is then forced to commute to one of the arresters connected in parallel with the non-conducting valves. The energy dissipated in this arrester can be substantial if the current is not quickly reduced to zero.

Possible contingencies which may result in current extinction in the valves in only one commutating group include:

- a) firing failure in a valve, e.g. due to a failure in the valve control unit;
- b) blocking of all the valves in a converter without firing of the by-pass pairs. This contingency may give a converter current close to zero, during some transient conditions such that the current is only extinguished in one of the commutating groups connected in series. This case is often most stringent during inverter operation.

If current extinction is considered inconceivable then this event is excluded. Whether the current extinction is conceivable or not depends very much on the degree of redundancy and type of control/protection system.

8.3.5.4 Fast-front and steep-front overvoltages

The valves and the valve arresters within the converter area are separated from the a.c. switchyard and the d.c. switchyard by large series reactances, i.e. the converter transformers and the smoothing reactors. Travelling waves, caused by lightning strokes on the a.c. side of the transformers or on the d.c. line outside of the smoothing reactor, are attenuated by the combination of series reactances and earth capacitances to a smaller magnitude or a shape similar to slow-front overvoltages. However, in the case of large transformer ratios (e.g. back-to-back stations) the capacitive coupling is more predominant and may need consideration. The valve and valve arresters can in general only be subject to fast-front and steep-fronted overvoltages at back-flashovers and earth faults within the converter area. Direct lightning strokes shall be considered only if the lightning passes the shielding system. Direct strokes and back-flashovers can often be excluded in high-voltage HVDC converter stations with adequate shielding and earthing systems.

The most critical case for steep-front overvoltages is normally an earth fault on the valve side of the converter transformer of the bridge with the highest d.c. potential. The circuit is modelled in detail with its stray capacitances and bus inductances represented for the estimation of this case.

A contingency to be recognized in the design of the thyristor valve is when the valve is stressed by a forward overvoltage and the valve is fired during the overvoltage resulting in the

immediate commutation of the arrester current from the arrester to the valve. It should be stressed that the arrester current to be considered for this commutation is not necessarily the specified co-ordination current for the valve arrester, which normally refers to an overvoltage in the reversed direction. For an overvoltage in the forward direction, it is adequate to assume a co-ordination current of switching character corresponding to the protective firing level across the valve. However, the tolerances in the arrester characteristics and redundant thyristors may be considered when the arrester current is estimated.

8.3.5.5 Valve protective firing (PF)

Protective firing may limit overvoltage across the valve by triggering the thyristors. There are two different strategies used to co-ordinate the protective firing level with the protective level of the valve arrester.

In the first strategy, the overvoltage protection between valve terminals in both the reverse and the forward direction is afforded by the valve arrester, and the thyristor firing threshold is set higher than the protective level of the valve arrester. In this strategy, protective firing action is used to protect the individual thyristor levels in the event of loss of firing signals, severe non-linear voltage distribution under fast transient or steep-front voltages within the valve.

In the second strategy, while the valve arrester limits overvoltages in the reverse direction, protective firing threshold in the forward direction for the valve is set lower, typically at 95 % to 98 % of the valve arrester protective level, thus providing the main overvoltage protection in the forward direction. However, the second strategy can be used only when the reverse withstand voltage of the thyristor is higher than the forward withstand voltage of the thyristor. This approach would normally lead to fewer thyristor levels in a valve than with the first strategy, resulting in reduced costs and improved converter efficiency. The protective firing threshold should be set sufficiently high to ensure that activation of protective firing is avoided during the highest temporary overvoltages (taking into account commutation transients and voltage imbalance) or during events which occur frequently (e.g. switching operations). This is to minimize undue interruption of power transmission and facilitate speedy recovery following faults which occur with the converter remaining in operation.

The level of the protective firing shall be co-ordinated with the overvoltages during different operating conditions. The level of protective firing and arrester protective levels should be stated as part of the valve design. Possible adverse effects of the protective firing on the transmission performance need only be considered during external faults when the pole remains in operation and then, in particular, during inverter operation.

Protective firing in rectifier operation during transients in the a.c. network does not give rise to any significant disturbance of the link. On the other hand, if a valve is fired earlier due to a protective firing during inverter operation, the result could be a commutation failure and the recovery time for the transmission after a fault clearing may be increased. In order not to affect the recovery of the link, the protective firing should not be activated during the highest overvoltage that may occur without permanent blocking of the converter acting as inverter.

8.3.6 Bridge arrester (B)

A bridge arrester may be connected between the d.c. terminals of a six-pulse bridge. The bridge arresters may be provided across the lower six-pulse bridge and/or the upper six-pulse bridge. The upper bridge arrester along with the mid-point arrester provides protection from the d.c. bus to earth.

Disregarding the commutation overshoots, the crest value of the continuous operating voltage (CCOV) is the same as for the valve arrester, described in 8.3.5.2. The peak continuous operating voltage (PCOV), which includes the commutation overshoot, shall be considered when the reference voltage of the arrester is determined. The commutation overshoot is dependent on the firing angle α and accordingly special attention shall be given to operation with large firing angles.

The following events may produce arrester currents of switching impulse type:

- a) clearing of an a.c. fault close to the HVDC converter station;
- b) current extinction in the corresponding six-pulse bridge (if applicable, see 8.3.5.3.4).

The switching overvoltages transferred from the a.c. side normally result in low arrester currents since the bridge arrester is then connected in parallel with a valve arrester.

8.3.7 Converter unit arrester (C)

A converter unit arrester may be connected between the d.c. terminals of a 12-pulse bridge, arrester C in Figure 3.

The maximum operating voltage is composed of the maximum direct voltage from one converter unit plus the 12-pulse ripple.

The theoretical maximum operating voltage for zero values of the firing delay and overlap angles is given by the following expression:

$$\text{CCOV} = 2 \times U_{\text{di0m}} \times \frac{\pi}{3} \times \cos(15^\circ)$$

In practice the CCOV is smaller and can be estimated during the preliminary design stage using the following equation:

$$\text{CCOV} = 2 \times U_{\text{di0m}} \times \frac{\pi}{3} \times \cos^2(15^\circ)$$

Digital simulations can be used to determine the CCOV under possible steady state operating conditions.

The commutation overshoots should be considered in the same way as for the valve arrester when the arrester is specified.

The converter unit arresters are normally not exposed to high discharge currents of switching character. For series connected converters, the formation of a by-pass pair during blocking of a valve group or accidental closing of the by-pass switch will stress this arrester. The arrester may limit overvoltages due to lightning stresses propagating into the valve area, although these stresses are not decisive for the arrester.

8.3.8 Mid-point d.c. bus arrester (M)

A mid-point d.c. bus arrester is sometimes provided to reduce the insulation level of the upper converter transformers of a 12-pulse converter. The mid-point arrester may be connected from the mid-point of a 12-pulse converter to earth (arrester M in Figure 3, MH and ML in Figure 1).

The mid-point arrester CCOV is equal to the valve arrester CCOV plus an offset due to the voltage drop in the return path, for the case of inverter operation. The commutation overshoots should be considered in the same way as for the valve arrester when this arrester is specified.

An event producing significant arrester stresses of switching character, when applicable (see 8.3.5.3 above), is current extinction in the lower six-pulse bridge. Also, operation of by-pass switches will give rise to stresses, in the case of series connected converter units. Lightning stresses may result from shielding failures.

8.3.9 Converter unit d.c. bus arrester (CB)

A converter unit d.c. bus arrester may be connected between the bus and earth (arrester CB in Figure 3), to protect the equipment, connected to the high voltage d.c. pole, on the converter side of the smoothing reactor.

The operating voltage is similar to that for the converter unit arrester with the addition of the voltage drop in the earth electrode line, for the case of inverter operation.

Due to the high protective level, the arrester will normally not be exposed to high discharge currents from slow-front overvoltages. Lightning stresses of moderate amplitude may result from shielding failures.

8.3.10 DC bus and d.c. line/cable arrester (DB and DL/DC)

The d.c. bus arrester DB is used to protect the d.c. switchyard equipment connected to the d.c. pole. Usually, separation distance considerations may dictate installation of arresters at more than one location to provide adequate protection to different parts of the station. If more than one arrester is provided, the arrester on the line (cable) entrance is designated as d.c. line (d.c. cable) arrester DL (DC). When the HVDC transmission comprises overhead line sections as well as cable sections, consideration should be given to the application of surge arrester DC at the cable-overhead line junction to prevent excessive overvoltages on the cable.

For HVDC converter stations where the d.c. cable is connected directly to the converter indoor bus, the d.c. bus/cable arrester (DB and DC) may not be used since the pole may not be exposed to fast-front overvoltages.

The maximum operating voltage is almost a pure d.c. voltage with a magnitude dependent on the converter and tap-changer control and possible measurement errors.

These arresters are mainly subjected to lightning stresses. Critical slow-front overvoltages can often be avoided by suitable selection of the parameters in the main circuit, thus avoiding critical resonances. A pole to earth fault in one pole of a bipolar overhead d.c. line will produce an induced overvoltage on the healthy pole. The magnitude of these overvoltages is dependent on the location of the fault, the line length and the termination impedance of the line. Normally, these types of overvoltages are not critical for the insulation of the terminals.

For faults at the cable junction, high switching surge type overvoltages could occur at the converter terminal on the opposite side of the faulted side, if the length of the cable is short.

In the case of HVDC transmission system with long cables, the energy rating of the cable arresters is decided by the discharge of the cable from the highest voltage it may attain during a contingency. This normally results in comparably low discharge currents, but possibly high energy discharge through the arresters. Contingencies to be considered are valve misfire and complete loss of firing pulses in one of the stations, starting the rectifier against open or blocked inverter.

For a line/cable junction the lightning stresses on the cable arresters DC are not significant due to low surge-impedance of the cable, if the overhead line is effectively shielded and towers are provided with low footing resistance values for at least a few spans from the junction.

8.3.11 Neutral bus arrester (E, EL, EM in Figure 3, EB, E1, EL, EM in Figure 1)

The neutral bus arrester protects the neutral bus and the equipment connected to it. In combination with valve arrester(s) it may also protect the bottom converter transformer(s). The separation distance between the arresters and the point of protection may dictate the installation of arresters at more than one location, to give adequate protection to different parts of the station.

The normal operating voltage of the arrester EB (with a smoothing reactor on the neutral line), would consist of ripple voltages and could be substantial.

For the rest of the neutral bus arresters E1, EL, EM the operating voltages are normally low. At balanced bipolar operation they will be practically zero.

However, during monopolar or metallic return operation the operating voltages on all these arresters EB, E1, EL and EM increase by the d.c. offset.

These arresters are provided to protect equipment from fast-front overvoltages entering the neutral bus and from the overvoltages described below.

These arresters should be designed to discharge large energies during an earth fault on the d.c. bus or d.c. line and an earth fault between the valves and the converter transformer. In the event of loss of return path during monopolar operation it could result in an excessive energy rating, and a sacrificial arrester may be a preferred choice under this event. An earth fault on the d.c. bus may cause the d.c. filter to discharge through the neutral bus arrester, giving a very high but short current peak, depending upon the d.c. filter and d.c. filter arrester configuration. The most essential assumption is the pre-fault voltage of the filter which normally is chosen as the maximum operating d.c. voltage. The fast discharge of the d.c. filter is followed by a slower fault current from the converter. The rate of rise is mainly limited by the d.c. reactor. The fault current will be shared between the earth electrode line and the neutral bus arrester. In the case of metallic return operation, the impedance in parallel with the arrester is the entire d.c. line impedance.

At an earth fault on a phase between the valve and the converter transformer, the a.c. driving voltage will be shared between the converter transformer impedance and the earth electrode line impedance. The decisive case can be found for the terminal which has the longest earth electrode line and, in the case of metallic return operation, in the unearthed terminal. The worst case occurs when the station is operating as rectifier, because of the polarity of the driving voltage.

A metallic return operation usually gives such high requirements on the neutral bus arrester, that it becomes advantageous to select a higher arrester rating in the unearthed station than in the station that is earthed during metallic return operation. This is also applicable for long electrode lines (normally for distances above 50 km).

Neutral bus capacitors have been included in recent schemes, mainly due to harmonic filtering requirements and due to suppression of overvoltages on the neutral bus, although they will influence the neutral bus arrester stresses and shall be included in the study model. The stresses on the neutral bus arrester will also depend on the converter control and protective actions taken during the fault.

When the energy rating results in an excessive design, under unlikely events, a sacrificial arrester may be considered. In particular, this is the preferred design when the replacement of the arrester does not significantly influence the outage time. In bipolar systems sacrificial arresters shall be located so that bipolar outages are avoided.

If a smoothing reactor is provided in the neutral bus special care should be taken in the coordination (reference voltages and energy requirements) of the neutral arresters (EB, E1, EM, EL). If a neutral blocking filter is provided it should be also considered for the arrester coordination.

8.3.12 DC reactor arrester (DR)

The DR arrester provides terminal-to-terminal protection for the smoothing reactor.

The smoothing reactor acts as a buffer between the d.c. line and the converter station for lightning surges entering from the d.c. pole. It is desirable to keep the arrester protective

level/smoothing reactor insulation level as high as possible in order not to sacrifice this buffer effect.

The operating voltage of the d.c. reactor arrester consists only of a small 12-pulse ripple voltage from the converter.

The arrester will be subjected to lightning overvoltages of opposite polarity to the converter d.c. bus operating voltage (which may be termed subtractive lightning impulses). The possibility of lightning stresses being coupled through the arrester to the thyristor bridge shall be considered.

In many schemes the d.c. reactor arrester can be dispensed with when the reactor insulation level meets the voltage requirement from the d.c. line arrester combined with the maximum operating voltage of opposite polarity.

8.3.13 DC filter arrester (FD)

The d.c. filter reactors and resistors are protected by the d.c. filter arresters FD.

The normal operating voltage of the d.c. filter reactor arrester is low and usually consists of one or more harmonic voltages corresponding to the resonance frequency of the filter branch in question. Since the harmonic voltages result in relatively high power losses these shall be considered in the rating of arresters.

Arrester duties are mainly determined by filter capacitor discharge transients resulting from earth faults on the d.c. pole, and occasionally due to lightning surges.

8.3.14 Earth electrode station arrester

The equipment at the earth electrode station, for example distribution switches, cables and measuring equipment, requires protection from overvoltages entering via the earth electrode line. An arrester may be installed at the line entrance. The continuous operating voltage is insignificant. The arrester is dimensioned for lightning stresses entering via the overhead line.

8.4 Protection strategy

8.4.1 General

Because of the nature of the HVDC configurations some of the equipment/points are directly protected by a single arrester connected across their terminals while some others are protected by a series combination of more than one arrester.

8.4.2 Insulation directly protected by a single arrester

The maximum overvoltage between points directly protected by their own single arresters (for example valve arrester V across points 5 to 9 in Figure 3) is determined from the arrester characteristics together with the co-ordination current through the arrester. Some of the points that may be protected by a single arrester are listed below:

- a) thyristor valve;
- b) converter terminals;
- c) d.c. mid-point bus;
- d) converter transformer valve winding phase-to-earth (especially the upper six-pulse bridge);
- e) neutral bus;
- f) smoothing reactor;
- g) d.c. filter components;
- h) line side of d.c. bus;

- i) valve side of d.c. bus;
- j) a.c. bus;
- k) a.c. filter components.

8.4.3 Insulation protected by more than one arrester in series

For insulation not directly protected by a single arrester, the protection can be achieved by a number of arresters connected in series as shown in Tables 4 and 5.

In this case the protective level of the insulation is defined by the sum of the voltages of the individual arresters, during the decisive event. It is to be noted that this may not necessarily be the sum of the protective levels of the individual arresters.

8.4.4 Valve side neutral point of transformers

For slow-front overvoltages and temporary overvoltages, the maximum voltage in the neutral is the same as the phase-to-earth voltage on the corresponding a.c. phase as shown in Tables 4 and 5.

8.4.5 Insulation between phase conductors of the converter transformer

Slow-front overvoltages can occur between the phases on the line side and the valve side of the converter transformers, stressing the air clearance between conductors in the switchyard. Usually, this is not a problem for the lower system voltages, but in the case of high a.c. system voltages and a number of series connected valve bridges, the maximum voltage shall be evaluated and air clearances between conductors in the switchyard designed accordingly.

The inter-winding voltages may stress different points inside the converter transformer depending on its construction (two- or three-winding, single- or three-phase transformer).

When the valves in a valve bridge are conducting, the phase-to-phase insulation is protected by one valve arrester V. When the valves are not conducting the phase-to-phase insulation is protected by the a.c. bus arresters A transferred to the valve side.

8.4.6 Summary of protection strategy

Tables 4 and 5 are a summary of the arrester protections for different points on the d.c. side, based on the examples of Figures 3 and 1 respectively. Such tables should be established in light of the specific design.

The tables assume that the converters are deblocked and that at each 3-pulse level there is at least one conducting valve. In that way, the protective level across each 6-pulse bridge is the voltage across one conducting valve and the voltage across one valve arrester, i.e. the protective level across the 6-pulse bridge will be V.

When the valves are not conducting, there are 2 cases to consider:

- Lightning surges coming from d.c. or a.c. sides are attenuated both in amplitude and slope as they only can penetrate through the d.c. pole reactor stray capacitances or through the converter transformer inter-winding capacitance. They will be distributed by the capacitances in the circuit, and the stresses will be lower than for the case with deblocked converters.
- Switching surges coming from the a.c. side are phase-to-phase voltages. As the valves are blocked there is no connection to earth and therefore the only overvoltage possible is the transferred phase-to-phase voltage, limited by the a.c. bus arresters in the primary side. Switching surges coming from the d.c. side will be distributed by the impedance of the blocked valves, and the stresses will be lower than for the case with deblocked converters.

Table 4 – Arrester protection on the d.c. side: Single 12-pulse converter (Figure 3)

Protected item	Protecting arrester(s)	Comments
Between terminals of a valve	V	
Between terminals of a 6-pulse bridge	(1) V (2) B	
Between terminals of the 12-pulse group	(1) C (2) 2·V	
Between terminals of a d.c. reactor	DR	May be omitted
DC bus line side of a d.c. reactor	DB, DL/DC	
DC bus, valve side of a d.c. reactor	(1) CB (2) C + E (3) B + M (4) 2·V + E	
Mid-point d.c. bus	(1) M (2) V + E	
Neutral bus	E, EL, EM	
HV transformer, phase-to-earth	(1) T (2) V + M (3) 2·V + E	
LV transformer, phase-to-earth	V + E	
HV and LV transformers, phase-to-phase	A arrester protective level transferred to the valve side	
NOTE The numbers () above refer to possible alternatives. The minimum alternative can be selected.		

Table 5 – Arrester protection on the d.c. side: Two 12-pulse converters (Figure 1)

Protected item	Protecting arrester(s)	Comments
Between terminals of a valve	V	
Between terminals of a 6-pulse bridge	(1) V (2) B	
Between terminals of a 12-pulse group	(1) CH, CL (2) 2·V	
Between terminals of the 2 × 12-pulse group	(1) CB + EB (2) CH + CL (3) 4·V	
Between terminals of an HV d.c. reactor	DR	May be omitted
Between terminals of an LV d.c. reactor	EB + E1	Very conservative assumption. May be reduced
DC bus, line side of an HV d.c. reactor	DB, DL/DC	
DC bus, valve side of a d.c. reactor	(1) CB (2) CH + CM (3) 2·V + CM (4) 4·V + E	
Mid-point between 6-pulse bridges of the HV 12-pulse group	(1) MH (2) V + CM	
Mid-point d.c. bus	(1) M (2) 2·V + E	
Mid-point between 6-pulse bridges of the LV 12-pulse group	(1) ML (2) V + EB	
Neutral bus, valve side of LV d.c. reactor		

Protected item	Protecting arrester(s)	Comments
Neutral bus, line side of LV d.c. reactor	E1, EL, EM	
HV transformer, HV 12-pulse group, phase-to-earth	(1) T (2) V + MH	
LV transformer, HV, 12-pulse group, phase-to-earth	V + CM	
HV transformer, LV 12-pulse group, phase-to-earth	(1) V + ML (2) 2·V + EB	
LV transformer, LV 12-pulse group, phase-to-earth	V + EB	
HV and LV transformers, HV and LV 12-pulse groups, phase-to-phase	A arrester protective level transferred to the valve side	
NOTE The numbers () above refer to possible alternatives. The minimum alternative can be selected.		

8.5 Summary of events and stresses

In Clauses 7 and 8 a description is provided about the expected continuous, temporary, slow-front, fast-front and steep-front stresses that the equipment and arresters would be exposed to in an HVDC converter station.

These events and stresses are summarized in Tables 6 and 7.

Table 6 relates to various contingencies and the affected arresters. Table 7 gives information concerning the type of stresses the different arresters experience, and whether the current or energy stresses can be of significance for particular contingencies and arresters. This information can be used to decide on the relevant system model for detailed studies.

**Table 6 – Events stressing arresters:
Single 12-pulse converter (Figure 3)**

Event	Arresters (refer to Figure 3 for arrester designation)											
	FA	A	T	V B	M	CB C	E	EL	EM	DR	DB DL DC	FD
Earth fault, d.c. pole or d.c. line (nodes 9, 10, line 1)			x				x	x	x	x	x	x
Lightning from d.c. line							x		x	x	x	x
Slow-front overvoltages from d.c. line							x	x	x		x	x
Lightning from earth electrode line							x	x				
Earth fault a.c.-phase on valve side (nodes 5, 6)				x	x		x	x	x	x		
Current extinction three-pulse commutation group				x								
Current extinction six-pulse bridge				x	x							
Loss of return path, monopolar operation or commutation failure							x	x	x			
Earth faults and switching operation, a.c. side	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		x
Lightning from a.c. system	x	x										
Station shielding failure, pole bus (at nodes 9, 10, if applicable)				x	x	x						
Station shielding failure, neutral bus (at node 8, if applicable)							x	x	x			
Some events may not need to be considered due to a too low probability occurrence.												

**Table 7 – Types of arrester stresses for different events:
Single 12-pulse converter (Figure 3)**

Event	Fast-front and steep-front stresses		Slow-front and temporary overvoltage stresses	
	Current	Energy	Current	Energy
Earth fault, d.c. pole or d.c. line (nodes 9, 10, line 1)	E, EL, EM, FD	E, EL, EM, FD	DB, DL/DC, DR, E, EL, EM, T	E, EL, EM
Lightning from d.c. line	DB, DL/DC, FD DR, E, EM			
Slow-front overvoltages from d.c. line			DB, DL/DC, E, EL, EM, FD	
Lightning from earth electrode line	E, EL			
Earth fault on bridge a.c. phase (nodes 5, 6)	V, B		DR, V, B, E, EL, EM, M	V, B, E, EL, EM, M
Current extinction, three-pulse group			V, B	V, B
Current extinction, six-pulse group			M, V, B	M, V, B
Loss of return path, monopolar operation or commutation failure			E, EL, EM	E, EL, EM
Earth faults and switching operations on a.c. side (node 1, a.c. line)	FA	FA	V, M, CB, A, FA E, EL, EM, FD, DR, C, B, T	V, B, A, E, EL, EM, FD
Lightning from a.c. system	A, FA			
Station shielding failure, pole bus	V, M, CB, C, B			

Event	Fast-front and steep-front stresses		Slow-front and temporary overvoltage stresses	
	Current	Energy	Current	Energy
(at nodes 9, 10, if applicable)				
Station shielding failure, pole bus (at nodes 8, if applicable)	E, EL, EM			
Some events may not need to be considered due to a too low probability of occurrence.				

Converter contingencies such as commutation failures or inverter blocking without by-pass pairs are not critical for determining protective levels and energy requirements of the HVDC converter station arresters. However, inverter blocking with current may be important for determining arrester energy requirements, unless if considered inconceivable (8.3.5.3.4). Some cases of commutation failures may be critical (e.g. giving rise to resonances, or in a situation involving the combination of the low neutral arrester protective level (E, EL, EM) and high impedance of a d.c. current return path).

9 Design procedure of insulation co-ordination

9.1 General

Because of the essential differences between a.c. and d.c. systems leading to some deviations in the process of insulation co-ordination as discussed in 6.2, it is useful in Clause 9 to define clearly the design objectives to be achieved as a result of the co-ordination procedures described in 9.2 to 9.7. This applies to some extent to the a.c. side of the HVDC converter station but to a greater extent to the d.c. side, particularly because several valve groups are normally connected in series. The valves and other equipment entirely separate from earth are therefore arranged to be protected by means of appropriate surge arresters as illustrated in Figures 1, 2 and 3.

The first design objective is thus to make a suitable choice of the locations of various arresters based on all the available or assembled necessary system details discussed in 10.3 not only for the d.c. converter scheme but also for the a.c. network, the d.c. and earth electrode lines and cables (if any), and the a.c. side of the HVDC converter station. The next important design objective is to plan and conduct studies for determining surge arrester requirements in sufficient detail as illustrated in 9.2. The studies are generally, but not necessarily, based on assessment and evaluation of various transient events affecting the stresses on different arresters using the methods and tools such as those discussed in Clause 10.

The main objective is the determination of the withstand voltages to achieve the desired reliability.

Subclauses 9.2 to 9.7 suggest some illustrative tables suitable both for itemizing the quantities which are to be the design objectives in a clear manner and as a possible means of presenting the design results.

9.2 Arrester requirements

Table 8 suggests for each of the arresters, such as referenced in Figure 3, the various requirements which should be the objectives of the insulation co-ordination design. The suggested (or similar) format on groups of arresters and individual items, should facilitate clear identification and presentation of the information.

Table 8 – Arrester requirements

Arrester identification – reference ^{a, b}	Continuous operating voltages			Arrester protective levels at co-ordination currents ^a						Energy absorption Duty of arrester
	U_c, U_{ch}	CCOV	PCOV	SIPL		LIPL		STIPL ^c		
				kV (peak)	kA (peak)	kV (peak)	kA (peak)	kV (peak)	kA (peak)	
(See Figures 1 and 3)	kV (r.m.s.)	kV (crest)	kV (peak)	kV (peak)	kA (peak)	kV (peak)	kA (peak)	kV (peak)	kA (peak)	kJ
I. AC section										
A		N/A	N/A					N/A	N/A	
FA1, FA2		N/A	N/A					N/A	N/A	
II. Converter circuit										
V	N/A									
T	N/A							N/A	N/A	
B	N/A							N/A	N/A	
M, MH, ML	N/A							N/A	N/A	
C, CH, CL, CB	N/A							N/A	N/A	
III. DC yard										
DB, DL, DC	N/A		N/A					N/A	N/A	
EB								N/A	N/A	
DR		N/A						N/A	N/A	
FD1, FD2		N/A	N/A					N/A	N/A	
E, EL, EM	N/A		N/A					N/A	N/A	
NOTE Refer to Clause 4 for abbreviations and Clause 3 for definitions.										
^a See 8.1 for general information on corresponding current impulse waveshapes.										
^b See Figure 1 for arrester references in a typical modern HVDC converter station. The actual arrangement is design specific.										
^c STIPL for valve arresters only.										

^a See 8.1 for general information on corresponding current impulse waveshapes.

^b See Figure 1 for arrester references in a typical modern HVDC converter station. The actual arrangement is design specific.

^c STIPL for valve arresters only.

9.3 Characteristics of insulation

As in a.c. substations there are two types of insulation used in HVDC converter stations, self-restoring, which applies to air, and non-self-restoring which applies to e.g. oil and paper. However, gases that may be used can fall under both types of insulation. In d.c. applications the composite effect of d.c., a.c. and impulse (also polarity reversal) voltages on the characteristics of the insulation shall be considered. The characteristics of the individual insulation are outside the scope of this standard.

9.4 Representative overvoltages (U_{rp})

The representative overvoltage as defined in IEC 60071-1 is equal to the maximum overvoltage of each class of overvoltages determined as described in Clause 10. This general concept applies to both a.c. and d.c. systems, but a particular application of this concept for d.c. systems is to consider that representative overvoltages are equal to protection levels of arresters for directly protected equipment.

The representative overvoltages, which may be presented as in Table 9, are determined by considering relevant faults and examining the results of the calculation to find out the representative type of overvoltage, i.e. slow-front, fast-front or steep-front. Once the type of overvoltage has been determined, the peak value of the waveform chosen may be adjusted to take into consideration the duration and shape of the overvoltage as per IEC 60071-2:1996, Clause 2. This adjustment can be considered to be taken into account when applying factors to the protective levels of arresters as per 9.6.

Table 9 – Representative overvoltages and required withstand voltages

Insulation location (Refer to Figure 3)	Representative overvoltages (U_{rp})			Required withstand voltages (U_{rw})		
	SIPL RSFO	LIPL RFFO	STIPL ^a RSTO ^a	RSIWV	RLIWV	RSTIWV
	kV	kV	kV	kV	kV	kV
I AC switchyard section						
AC busbars and conventional equipment, 1-N			N/A			N/A
Filter capacitors (a) HV side, 1-N, 3-N (b) Across, 1-2, 3-N (c) LV side, 2-N			N/A			N/A
Filter reactors (a) HV side, 2-N, 3-N (b) Across, 2-3, 3-N (c) LV side, 3-N			N/A			N/A
II Converter equipment						
Across a valve, 5-9, 7-5, 6-7, 6-8						
Across lower valve group, 7-8			N/A			N/A
Across upper valve group, 9-7			N/A			N/A
Phase-to-phase within a six-pulse bridge, 5a-5b, 5b-5c, 5c-5a 6a-6b, 6b-6c, 6c-6a			N/A			N/A
Mid-point to earth, 7-G			N/A			N/A
Each converter unit HV side, 9-G			N/A			N/A
Each converter unit LV side, 8-G			N/A			N/A
Converter HVDC bus, 9-G			N/A			N/A
DC neutral bus, 8-G			N/A			N/A

Insulation location (Refer to Figure 3)	Representative overvoltages (U_{rp})			Required withstand voltages (U_{rw})		
	SIPL RSFO	LIPL RFFO	STIPL ^a RSTO ^a	RSIWV	RLIWV	RSTIWV
	kV	kV	kV	kV	kV	kV
III DC side equipment						
Across d.c. reactor, 10-9			N/A			N/A
Filter capacitors (a) HV side, 10-G, 12-G (b) Across, 10-11, 12-8 (c) LV side, 11-G, 8-G			N/A			N/A
Filter reactors (a) HV side, 11-G, 12-G (b) Across, 11-12, 12-8 (b) LV side, 12-G, 8-G			N/A			N/A
HVDC Line/Cable, 10-G			N/A			N/A
DC line, 10-G			N/A			N/A
Earth electrode line, 8-G			N/A			N/A
IV Other equipment such as transformer, valve, windings (e.g. in oil)						
Star winding (a) phase-to-neutral, 5a-n, 5b-n, 5c-n (b) phase-to-phase, 5a-5b, 5b-5c, 5c-5a (c) neutral to earth, $n-G$ (d) phase-to-earth, 5a-G, 5b-G, 5c-G			N/A			N/A
Delta winding (a) phase-to-phase, 6a-6b, 6b-6c, 6c-6a (b) phase-to-earth, 6a-G, 6b-G, 6c-G			N/A			N/A
Star-winding to delta winding, 5-6			N/A			N/A
^a STIPL, RSTO and RSTIWV are applicable to valve arresters only.						

9.5 Determination of the co-ordination withstand voltages (U_{cw})

The insulation co-ordination procedure recommended in IEC 60071-1 implies the application of a co-ordination factor (K_c) to the representative overvoltages (U_{rp}) to obtain the co-ordination withstand voltages (U_{cw}), which means: $U_{cw} = K_c \times U_{rp}$ (refer to IEC 60071-1:2006, 5.3).

For equipment on the d.c. side, the deterministic method (refer to IEC 60071-2:1996, 3.3) is actually used so that for such equipment this is the deterministic co-ordination factor K_{cd} (refer to IEC 60071-2:1996, 3.3.2.1) which is used instead of K_c . The co-ordination factor K_{cd} applied to the representative overvoltages includes:

- allowance for limitations in modelling and in data for calculating the overvoltages, and for the co-ordination currents taking into account the strong non-linearity of the arrester characteristics;
- allowance for shape and duration of overvoltages.

For d.c. applications if the calculated value of U_{rp} is the highest value for reasonable contingencies the value of U_{cw} may be taken to be equal to U_{rp} .

9.6 Determination of the required withstand voltages (U_{rw})

As with a.c. systems, equipment is classified into equipment with self-restoring and with non-self-restoring insulation according to IEC 60071-1. Self-restoring insulation consists primarily of air gaps and porcelain external insulation while non-self-restoring insulation consists primarily of oil and cellulose dielectric materials as used in converter transformers and reactors. Under certain circumstances the thyristor valve may be considered self-restoring. Redundant thyristor

levels are provided to maintain the required withstand voltage even in the event of random failures of thyristor levels within the valve between maintenance periods.

Arresters are used to protect equipment insulation as in a.c. applications; however, the arresters are not necessarily directly connected to earth, but are also connected directly across equipment elevated from earth potential. For thyristor valves the arresters are located close to the valve in order to eliminate distance effects.

The essential difference compared with a.c. applications is that in HVDC applications the insulation is stressed by composite a.c., d.c. and impulse voltages. Composite voltages require consideration of both resistive and capacitive voltage distribution and may result in high-voltage stresses. These high-voltage stresses are, however, taken into account in the design and testing of the equipment.

The required withstand voltages (U_{rw}) for switching, lightning and steep-front are determined by multiplying the corresponding co-ordination withstand voltages (U_{cw}) with relevant multiplying factors. Based upon the withstand voltages, the test voltages for each equipment are determined according to the respective equipment standards. Referring to IEC 60071-1:2006, Figure 1, the required withstand voltages U_{rw} are obtained by applying to the co-ordination withstand voltage the altitude correction factor K_a for external insulation, and a safety factor K_s whose value depends on the type of insulation internal or external. The safety factor K_s includes:

- allowance for ageing of insulation;
- allowance for changes in arrester characteristics;
- allowance for dispersion in the product quality.

For HVDC converter stations, the deterministic method is applied and, for altitudes up to 1 000 m, experience has shown that the required withstand voltages of equipment can be obtained by applying a factor to the corresponding protective level of the arrester. Such a factor includes all the preceding ones discussed at the beginning of this subclause. Table 10 provides a set of indicative values for this factor which may be used as design objectives if not specified by the user or the relevant apparatus committees. In Table 10, all equipment is considered to be directly protected by an arrester. If this is not the case, e.g. for some of the equipment on the a.c. side, distance effect for fast and very-fast transients shall be taken into account and indicative ratios should be raised accordingly (refer to IEC 60071-1 and IEC 60071-2, co-ordination factor and co-ordination withstand voltages).

Table 10 – Indicative values of ratios of required impulse withstand voltage to impulse protective level

Type of equipment	Indicative values of required impulse withstand voltage/impulse protective level ^{a, c}		
	RSIWV/SIPL	RLIWV/LIPL	RSFIWV/STIPL ^b
AC switchyard – busbars, outdoor insulators, and other conventional equipment	1,20	1,25	1,25
AC filter components	1,15	1,25	1,25
Transformers (in oil)			
line side	1,20	1,25	1,25
valve side	1,15	1,20	1,25
Converter valves	1,15	1,15	1,20
DC valve hall equipment	1,15	1,15	1,25
DC switchyard equipment (outdoor) (including d.c. filters etc. and d.c. reactor)	1,15	1,20	1,25
^a Indicated values are stated for general design objectives only. Appropriate final ratios (higher or lower) can be selected according to the chosen performance criteria. ^b STIPL for valve arresters. ^c Indicative ratios are on the basis that any equipment is directly protected with a surge arrester.			

9.7 Determination of the specified withstand voltage (U_w)

The specified withstand voltages are values equal to or higher than the required withstand voltages. For a.c. equipment, the specified withstand voltages correspond to standard values as stated in IEC 60071-1.

For HVDC equipment, there are no standardized withstand voltage values and the specified withstand voltages are rounded up to convenient practical values.

10 Study tools and system modelling

10.1 General

Clause 10 discusses the overall methods and tools required to evaluate the overvoltage characteristics that may affect an HVDC converter station and to derive the required arrester characteristics. The objective of these studies, as further detailed in Clause 8, are as follows:

- determine stresses and protective levels of arresters in an HVDC converter station;
- form the basis for insulation co-ordination of HVDC converter stations;
- derive the specification of all the arresters involved.

10.2 Study approach and tools

In order to carry out the studies, the following information is required, as further detailed in 10.3:

- configuration of the HVDC station, as well as a.c. and d.c. system data;
- data of equipment connected on both the a.c. and d.c. side (e.g. transformers, lines, etc.);
- arrester characteristics appropriate to temporary overvoltages, slow-front, fast-front and steep-front impulses
- converter control and valve protection strategies, including response and/or delay in valve protecting firing circuit;
- operating conditions;

- valve protective strategies (response of valve protective firing).

The overvoltage study approach may consist of the following steps:

- Step 1: Define the preliminary arrester configuration and determine the preliminary arrester parameters such as U_c , U_{ch} , PCOV and/or CCOV for each arrester.
- Step 2: Study the cases producing the highest current and energy stresses. At this stage, the minimum number of arrester columns and their ratings are defined, considering the arrester stresses and contingencies.
- Step 3: Check for fast-front and steep-front overvoltages to ensure that with the arrester arrangement defined in steps 1 and 2, the whole HVDC station is adequately protected. Additional arresters may be required due to distance effects.
- Step 4: Establish the arrester duties (co-ordination current/voltage/energy) based on the study results and determine the arrester specification (see Clause 8).
- Step 5: Establish the maximum overvoltages and withstand voltages at various locations (see 9.4).

For arrester duties, the general principles consist in considering the minimum V-I protection characteristics for energy consumption and the maximum V-I protection characteristics for the protection level.

Although there are many tools available for the calculation of overvoltages and arrester stresses, it is important to consider the validity of each tool for the proper representation of power system components to obtain the required characteristics of the models for the study undertaken. To obtain meaningful results the components need to be properly modelled with regard to the frequency range of interest and other characteristics of the network components. (For guidance on model representations, see the Bibliography). Typically digital computer programs employing numerical transient analysis methods are used for these calculations.

Study tools using real time digital simulation techniques are available. These tools under the present conditions may not be suitable to study the high-frequency overvoltages due to time step limitations.

10.3 System details

10.3.1 Modelling and system representation

For insulation co-ordination studies, models of network components valid in the range d.c. to 50 MHz may be required. A representation valid for the complete frequency range is difficult to achieve for all network components. Various parameters have different influences on the correct representation of components within the frequency range of interest at which the model should be representative of the system characteristics.

Transient phenomena appear during transitions from one steady state condition to another. The primary causes of such disturbances in a system are closing or opening of a breaker or another switching equipment, short-circuits, earth faults or lightning strikes. The consequential electromagnetic phenomena are travelling waves on lines, cables or busbar sections and oscillations between inductances and capacitances of the system. The frequencies of oscillations are determined by the surge impedances and travel times of the connecting lines.

Table 11 gives an overview on the various origins of such transients and their frequency ranges. These frequency ranges are needed for modelling.

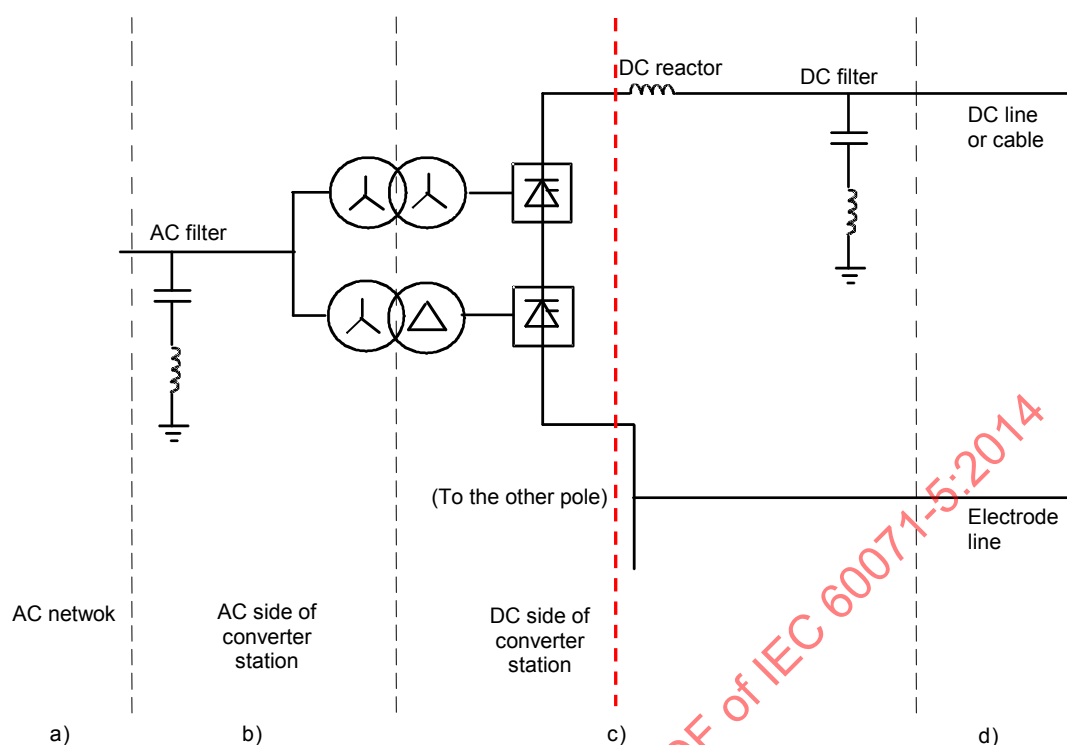
Table 11 – Origin of overvoltages and associated frequency ranges

Group	Frequency range for representation	Representation mainly for	Origin
I	0,1 Hz to 3 kHz	Temporary overvoltages	- Transformer energization (ferroresonance) - Load rejection - Fault clearing or initiation, line energization
II	50 Hz to 20 kHz	Slow-front overvoltages	- Terminal faults - Short line faults - Closing/reclosing
III	10 kHz to 3 MHz	Fast-front overvoltages	- Fast-front overvoltages - Circuit breaker restrikes - Faults in substations
IV	1 MHz to 50 MHz	Steep-front overvoltages	- Disconnecter switching - Faults in GIS – substations - Flashover

The overall system configuration is schematically represented in Figure 8. From an insulation co-ordination point of view, it is convenient to divide an HVDC converter station, including the connected a.c. and d.c. lines, into different parts with regard to the overvoltages generated. These parts or subsystems comprise:

- the a.c. network;
- the a.c. part of the HVDC converter station including the a.c. filters and any other reactive power source, circuit breakers and line side of converter transformer;
- the converter bridges, the valve side of the converter transformer, the d.c. reactor, the d.c. filter and the neutral bus;
- the d.c. line/cable and earth electrode line/cable.

These parts or subsystems should be considered in defining the study model, which could be either detailed or suitably simplified without losing the validity of the study results.



IEC

Figure 8 – One pole of an HVDC converter station

10.3.2 AC network and a.c. side of the HVDC converter station

10.3.2.1 Temporary and slow-front overvoltages

Details about the a.c. network and a.c. side equipment, and the modelling adequate for slow-front and temporary overvoltages are dealt with in this subclause.

- Detailed three-phase modelling or adequate equivalents for the a.c. network near the HVDC converter station. Lines leaving the station and nearby transformers including their saturation characteristics are represented as well as converters electrically close to the plant. Network equivalents should be used for the main part of the a.c. systems, and the damping effect of the loads which affect the overall damping at resonance frequencies as seen from the HVDC station is taken into account.
- Representation of the equipment installed on the a.c. side of the HVDC converter station. This includes any reactive power source and the converter transformers. The saturation of the converter transformer is a key parameter.
- Representation of a.c. bus and filter arrester characteristics in the frequency range of some hundreds of Hz.

10.3.2.2 Fast-front and steep-front overvoltages

Details about the a.c. network and a.c. side equipment, and the modelling adequate for fast-front and steep-front overvoltages are dealt with in this subclause.

An adequate high frequency parameter model should be used for a.c. lines, busbars, etc.

- AC filter components shall be represented including stray inductance and capacitance.
- AC lines of length such that the travelling time exceeds the time frame of the studied event can be represented by their surge impedance.
- All stray capacitances of equipment made up of windings can be represented by lumped equivalents, both to earth and across the equipment.

- d) Arrester characteristics shall be considered for the appropriate frequency range as given in Table 11.
- e) There shall be an adequate model for the earthing system, the earth connection and the flashover arc.

10.3.3 DC overhead line/cable and earth electrode line details

10.3.3.1 Temporary and slow-front overvoltages

Details about the d.c. overhead line/cable and electrode line, and the modelling adequate for slow-front and temporary overvoltages are dealt with in this subclause.

- a) DC and earth electrode lines shall be represented from d.c. up to about the 20 kHz frequency range according to Table 11.
- b) Representation of d.c. and neutral bus arresters characteristics in the frequency range of some hundreds of Hz.

10.3.3.2 Fast-front and steep-front overvoltages

Details about the d.c. overhead line/cable and electrode line, and the modelling adequate for fast-front and steep-front overvoltages are dealt with in this subclause.

- a) Adequate high-frequency parameters should be used for d.c. and earth electrode lines as well as buses. Also short lines can be represented by their surge impedances as long as the reflection from their far end does not intercept with the studied event. The 50 % flashover voltages of the line insulators are decisive for the maximum stresses.
- b) DC and neutral bus arresters characteristics should be considered for the appropriate frequency range as given in Table 10.
- c) There shall be an adequate model for the earth connection and flashover arc.

10.3.4 DC side of an HVDC converter station details

10.3.4.1 Temporary and slow-front overvoltages

Details about the converter station equipment on the d.c. side, and the modelling adequate for slow-front and temporary overvoltages are dealt with in this subclause.

- a) DC side station equipment (d.c. reactor, valves, d.c. filter and neutral bus arresters and capacitor, etc.) is represented.
- b) Representation of d.c. side arresters in the frequency range of some hundreds of Hz.
- c) If applicable, control and protection actions shall be considered, particularly for temporary overvoltages.

10.3.4.2 Fast-front and steep-front overvoltages

Details about the converter station equipment on the d.c. side, and the modelling adequate for fast-front and steep-front overvoltages are dealt with in this subclause.

- a) DC side equipment (d.c. reactor, d.c. filters, valves etc.), shall be represented including stray inductances and capacitances.
- b) All stray capacitances of equipment made up of windings can be represented by lumped equivalents, both to earth and across equipment.
- c) Arrester characteristics for the appropriate frequency range shall be indicated.
- d) Control and protection actions do not need to be considered since they will not respond to these fast transients.

11 Creepage distances

11.1 General

The creepage distance on the insulators is one of the factors that dictates the performance of external insulations at continuous operating voltages (a.c., d.c. or mixed). When wetted, contamination on the insulators reduces their ability to support the operating voltages. Rain, snow, dew or fog are some of the weather conditions that can initiate this process. The withstand capability of contaminated insulators is also affected by other factors such as the shed profile, the orientation angle and the diameter of the insulators. In the case of bushings, d.c. current measuring devices, d.c. voltage dividers and other similar equipment, the internal construction of the core impacts both the internal and external voltage distribution. All these factors should be considered in determining the type and shape of the insulators suitable for the applications.

There have been cases of bushing flashover on various operating d.c. schemes where contamination deposits have been lightly wetted by dew, fog or rain. In addition, flashovers have occurred due to unequal wetting of external insulators, such as horizontally mounted bushings, although this phenomenon is independent of the creepage distance.

11.2 Base voltage for creepage distance

The base voltage across the insulation used together with the unified specific creepage distance is as follows:

- a) for the phase-to-earth insulation on the a.c. side of the converter (a.c. equipment): the highest continuous r.m.s. value of the phase-to-earth operating voltage;
- b) for the phase-to-phase insulation on the a.c. side of the converter (a.c. equipment): the highest r.m.s. value of the phase-to-phase operating voltage;
- c) for the insulation of the d.c. equipment subjected to a pure d.c. voltage: the maximum continuous d.c. voltage across the equipment;
- d) for the case of mixed voltage waveforms composed of d.c. fundamental and harmonics: the r.m.s. value of the voltage (e.g. valves and d.c. filter components);
- e) for the case of mixed voltage waveforms composed of a .c. fundamental frequency and harmonics: the highest r.m.s. value of the voltage (e.g. a.c. filter components).

The required creepage distances are defined based on IEC TS 60815-1:2008, 8.3, which, for the purposes of standardization, includes five classes of pollution characterizing site pollution severity (SPS).

11.3 Creepage distance for outdoor insulation under d.c. voltage

The trend in the industry for several years has been to use larger specific creepage distances in HVDC applications under polluted operating conditions of around 60 mm/kV for porcelain insulators.

Several mitigation techniques have been used on existing HVDC systems to solve this problem. Although the application of silicone grease has been successful in avoiding flashovers, the frequency of reapplying the grease coating is high under polluted conditions. An alternative method involves the application of room temperature vulcanized rubber (RTV) on the surface of the insulators. Technological advances in this area have resulted in improved performance.

The application of booster sheds has also been successful in avoiding bushing flashovers.

The use of composite housings for bushings and other devices have been successfully applied in solving the flashovers in HVDC stations, even with smaller specific creepage distances. Operating experience of composite insulator and bushings shows that around 75 % of the creepage associated with an equivalent porcelain insulator is found to result in satisfactory performance. The hydrophobicity of composite material makes it suitable in applications

involving unequal wetting as well. Of late, composite insulators and bushings have been satisfactorily used, especially, at 500 kV and above.

11.4 Creepage distance for indoor insulation under d.c. or mixed voltage

For an indoor clean and controlled (valve hall) environment with humidity control, a minimum specific creepage distance of about 14 mm/kV (based on the appropriate base voltage as calculated in 11.2) has been widely used and has not experienced any flashover. The creepage path, in any case, may not be an especially suitable parameter to define the converter valve internal insulation and the arcing distance may be more appropriate.

For indoor HVDC installations (indoor DC yard) with uncontrolled environment, satisfactory performance has been demonstrated for creepage distance between 20 mm/kV to 30 mm/kV under the assumption that condensation is avoided.

11.5 Creepage distance of a.c. insulators

IEC TS 60815-2 for ceramic and glass insulators and IEC TS 60815-3 for polymer insulators give the user the means to:

- determine the reference unified specific creepage distance (RUSCD) from the site pollution severity (SPS) class (IEC TS 60815-2:2008, Figure 1, and IEC TS 60815-3:2008, Figure 1);
- evaluate the suitability of different insulator profiles;
- determine the necessary USCD by applying corrections for insulator shape, size, position, etc. to the RUSCD;
- if required, determine the appropriate test methods and parameters to verify the performance of the selected insulators.

12 Clearances in air

Details concerning the required clearances in the air to assure a specified impulse voltage insulation for a.c. applications are presented in IEC 60071-2, while IEC 60071-2:1996, Annex A, gives the correlations between impulse withstand voltages and minimum air clearances. The clearances in d.c. applications are based on the insulation levels of equipment which are determined to provide the appropriate margin over the protective level of the arresters rather than on standard equipment levels.

The critical (50 %) withstand voltage (U_{50}) used for outdoor clearance calculations shall be calculated with at least 2σ in accordance with the following formula:

$$U_w = U_{50} (1 - 2\sigma)$$

where:

U_w is the impulse withstand voltage, kV;

U_{50} is the 50 % flashover voltage for the appropriate voltage waveshape, kV;

σ is the standard deviation.

The U_{50} value shall be based on the value of the gap factor appropriate to the electrode shape.

In calculating U_w atmospheric correction factors shall be applied for non-standard atmospheric conditions in accordance with IEC 60060-1.

The minimum clearance is selected as the larger clearance determined from the switching and lightning impulse withstand of the equipment.

For the equipment inside the valve hall, the U_{50} value should be at least 2σ above the equipment withstand voltage (U_w), by taking into consideration:

- the maximum valve hall temperature in calculating the atmospheric correction factor;
- the appropriate electrode configuration in applying the gap factor;
- the actual complex waveshape of the service voltage including a.c., d.c., and transient components.

In HVDC applications the presence of composite a.c., d.c. and impulse voltages shall be considered [7].

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60071-5:2014

Annex A (informative)

Example of insulation co-ordination for conventional HVDC converters

A.1 General

Annex A gives a description and method of calculation for the insulation co-ordination of a conventional HVDC converter station with a d.c. cable with earth return. This example is intended to be informative and tutorial and is very schematic. It mainly summarizes steps leading to chosen arrester ratings and specified insulation levels, based on procedures explained in the main text.

The results presented in Annex A are based on the study approach and the described procedures in Clause 10 and in Clause 8. Because there are no standard withstand voltages for HVDC, calculated values for SIWV, LIWV and SSFIWV are rounded up to convenient practical values.

A.2 Arrester protective scheme

Figure A.1 shows the arrester protective schemes for the HVDC converter station. All arresters are of the metal-oxide type without gap.

A.3 Arrester stresses, protection and insulation levels

A.3.1 General

The following main data are used for the basic design of the HVDC converter station:

AC side: strong a.c. system

DC side:

DC voltage	kV	500	(rectifier)
DC current	A	1 500	
Smoothing reactor	mH	225	
Firing angles	degree (°)	15/17	(rectifier/inverter)

Converter transformer

Rating (three-phase, six-pulse)	MVA	459
Short-circuit impedance	p.u.	0,12
Valve side voltage	kV r.m.s.	204
Tap-changer range		±5 %
Inductance per phase (valve side)	mH	35

AC bus arrester (A)

The following data are given for the HVDC converters:

Parameters		Bus 1 (A)
Nominal system voltage	kV r.m.s	400
Highest system voltage (U_s)	kV r.m.s	420
Continuous operating voltage, phase-to-earth	kV r.m.s	243
SIPL (at 1,5 kA)	kV	632
LIPL (at 10 kA)	kV	713
Maximum slow-front overvoltage transferred to valve side (between two phases)	kV	549
Number of parallel arrester columns	–	2
Arrester energy capability	MJ	3,2

Valve arrester type (V1) and (V2)

The following values are valid for both converter stations:

CCOV	kV	$208 \times \sqrt{2}$	
Number of parallel columns		8	for arrester (V1)
		2	for arrester (V2)
Energy capability	MJ	16,2	for arrester (V1)
	MJ	2,6	for arrester (V2)

The stresses of the valve arresters are determined by computer studies for the following cases.

A.3.2 Slow-front overvoltages transferred from the a.c. side

The highest stresses are expected if the transferred slow-front overvoltage appears between two phases (e.g. R and S), where only one valve is conducting (Figure A.2). The value of the transferred slow-front overvoltage is dependent on the maximum protective level of the a.c. bus arrester (A) on the line side of the converter transformer.

Figure A.3 show the results for the HVDC converters if only one arrester in the circuit is conducting. This fault case is decisive for the design of all lower valve arresters of type (V2).

Results (valid for valve arrester (V2)):

The switching impulse protective level (SIPL) of the valve arrester (V2) is given by

$$\text{SIPL} = 500 \text{ kV} \quad \text{at } 1\,027 \text{ A (see Figure A.3)}$$

$$\text{RSIWV} = 1,15 \times 500 \text{ kV} = 575 \text{ kV} \Rightarrow \text{SIWV} = 575 \text{ kV}$$

A.3.3 Earth fault between valve and upper bridge transformer bushing

This fault case gives the highest stresses for the valve arresters protecting the three-pulse commutating group on the highest potential. The equivalent circuit for this case is shown in Figure A.4. The stresses for the upper valve arresters are also dependent on the fault insertion time. To determine the maximum values, the fault insertion time is varied from zero electrical degree to 360 electrical degrees.

The results of the maximum stresses are shown in Figure A.5.

This fault case is decisive for the design of all upper valve arresters (V1) if the slow-front overvoltage (A.3.2) does not result in higher arrester stresses.

Results (valid for valve arrester (V1)):

The switching impulse protective level (SIPL) of the valve arrester (V1) is given by

$$\begin{aligned} \text{SIPL} &= 499,8 \text{ kV} && \text{at } 4\,230 \text{ A (see Figure A.5)} \\ \text{RSIWV} &= 1,15 \times 499,8 \text{ kV} = 575 \text{ kV} \Rightarrow \boxed{\text{SIWV} = 575 \text{ kV}} \end{aligned}$$

Converter group arrester (C)

The following values are valid for both converter stations:

CCOV: 558 kV
Number of parallel columns: 1
Energy capability: 2,5 MJ

The stresses of the group arresters are determined by computer studies transferred slow-front overvoltages from the a.c. side. The magnitude of the transferred slow-front overvoltage is twice the value given for the valve arresters. It is assumed that during normal operation, when four thyristor valves are conducting, a slow-front overvoltage will be transferred between the phases.

For the design of the converter group arrester (C) the following values for the co-ordination currents are chosen:

$$\begin{aligned} \text{SIPL} &= 930 \text{ kV} && \text{at } 0,5 \text{ kA} \\ \text{LIPL} &= 1\,048 \text{ kV} && \text{at } 2,5 \text{ kA} \\ \text{RSIWV} &= 1,15 \times 930 \text{ kV} = 1\,070 \text{ kV} \Rightarrow \boxed{\text{SIWV} = 1\,175 \text{ kV}} \\ \text{RLIWV} &= 1,20 \times 1\,048 \text{ kV} = 1\,258 \text{ kV} \Rightarrow \boxed{\text{LIWV} = 1\,300 \text{ kV}} \end{aligned}$$

DC bus arrester (DB)

The following values are valid for both converter stations:

CCOV: 515 kV
Number of parallel columns: 1
Energy capability: 2,2 MJ

For the design of the d.c. bus arrester (DB) the following values for the co-ordination currents are chosen:

$$\begin{aligned} \text{SIPL} &= 866 \text{ kV} && \text{at } 1 \text{ kA} \\ \text{LIPL} &= 977 \text{ kV} && \text{at } 5 \text{ kA} \\ \text{RSIWV} &= 1,15 \times 866 \text{ kV} = 996 \text{ kV} \Rightarrow \boxed{\text{SIWV} = 1\,050 \text{ kV}} \\ \text{RLIWV} &= 1,2 \times 977 \text{ kV} = 1\,173 \text{ kV} \Rightarrow \boxed{\text{LIWV} = 1\,300 \text{ kV}} \end{aligned}$$

DC line/cable arrester (DL)

The following values are valid for both ends of the d.c. line/cable arrester (DL):

CCOV:	515 kV
Number of parallel columns:	8
Energy capability:	17,0 MJ

For the design of the d.c. line/cable arresters (DL) the following values for the co-ordination currents are chosen:

SIPL	=	807 kV		at 1 kA		
LIPL	=	872 kV		at 5 kA		
RSIWV	=	$1,15 \times 807 \text{ kV}$	=	928 kV	=>	SIWV = 950 kV
RLIWV	=	$1,20 \times 872 \text{ kV}$	=	1 046 kV	=>	LIWV = 1 050 kV

Neutral bus arrester (E)

The following values are valid for both converter stations comprising all neutral bus arresters:

CCOV:	30 kV
Number of parallel columns:	12
Energy capability:	2,4 MJ

For the design of all neutral bus arresters (E) the following values for the co-ordination currents are chosen:

SIPL	=	78 kV		at 2 kA		
LIPL	=	88 kV		at 10 kA		
RSIWV	=	$1,15 \times 78 \text{ kV}$	=	90 kV	=>	SIWV = 125 kV
RLIWV	=	$1,20 \times 88 \text{ kV}$	=	106 kV	=>	LIWV = 125 kV

AC filter arrester (FA)

The operating voltage for the arresters consists of fundamental and harmonic voltages.

The rating of the arresters is determined by the stresses during earth faults followed by recovery overvoltages on the a.c. bus.

AC filter arrester (FA1)

U_{ch} :	60 kV
Number of parallel columns:	2
Energy capability:	1,0 MJ

For the design of the arrester (FA1) the following values for the co-ordination currents are chosen:

SIPL	=	158 kV		at 2 kA		
LIPL	=	192 kV		at 40 kA		
RSIWV	=	$1,15 \times 158 \text{ kV}$	=	182 kV	=>	SIWV = 200 kV
RLIWV	=	$1,20 \times 192 \text{ kV}$	=	230 kV	=>	LIWV = 250 kV

AC filter arrester (FA2)

U_{ch} : 30 kV
 Number of parallel columns: 2
 Energy capability: 0,5 MJ

For the design of the arrester (FA2) the following values for the co-ordination currents are chosen:

SIPL	=	104 kV	at 2 kA	
LIPL	=	120 kV	at 10 kA	
RSIWV	=	$1,15 \times 104$ kV	= 120 kV	=> SIWV = 150 kV
RLIWV	=	$1,20 \times 120$ kV	= 144 kV	=> LIWV = 150 kV

DC filter arrester (FD)

The operating voltage for the arresters consists mainly of harmonic voltages.

The rating of the arresters is determined by the stresses during transferred slow-front overvoltage with a subsequent earth fault on the d.c. bus.

DC filter arrester (FD1)

U_{ch} : 5 kV
 Number of parallel columns: 2
 Energy capability: 0,8 MJ

For the design of the arrester (FD1) the following values for the co-ordination currents are chosen:

SIPL	=	136 kV	at 2 kA	
LIPL	=	184 kV	at 40 kA	
RSIWV	=	$1,15 \times 136$ kV	= 156 kV	=> SIWV = 200 kV
RLIWV	=	$1,20 \times 184$ kV	= 221 kV	=> LIWV = 250 kV

DC filter arrester (FD2)

U_{ch} : 5 kV
 Number of parallel columns: 2
 Energy capability: 0,5 MJ

For the design of the arrester (FD2) the following values for the co-ordination currents are chosen:

SIPL	=	104 kV	at 2 kA	
LIPL	=	120 kV	at 10 kA	
RSIWV	=	$1,15 \times 104$ kV	= 120 kV	=> SIWV = 150 kV
RLIWV	=	$1,20 \times 120$ kV	= 144 kV	=> LIWV = 150 kV

A.4 Transformer valve side withstand voltages**A.4.1 Phase-to-phase**

Since the converter transformer valve windings are not directly protected by a single arrester, the following two cases are considered:

- when the valves are conducting, the phase-to-phase insulation of the converter transformer valve side is protected by one valve arrester (V);
- when the valves are blocked, two valve arresters (V) are connected in series, phase-to-phase. During this event, the full transferred slow-front overvoltage will determine the maximum slow-front overvoltage.

$$\text{SIPL} = 550 \text{ kV}$$

$$\text{RSIWL} = 1,15 \times \text{SIPL}$$

The selected specified lightning withstand voltage is:

SIWV = 650 kV
LIWV = 750 kV

If the two phases are in separate transformer units (single-phase, three-winding transformers), and under the assumption that the voltages are not equally shared, the specified insulation levels for the star-winding have been selected to be:

SIWV = 550 kV
LIWV = 650 kV

A.4.2 Upper bridge transformer phase-to-earth (star)

The phase-to-earth insulation of the transformer and converters is determined by additive slow-front overvoltages between the transformer phases during the conducting status. These slow-front overvoltages originating from the a.c. side are limited by the arrester (A) on the primary side of the converter transformer. This additive method is not possible in the non-conducting status of the thyristor valves. Therefore only the 'conducting' status needs to be considered.

$$\text{SIPL} = 1\,000 \text{ kV} \quad (2 \times \text{SIPL of arrester (V2) at } 1\,025 \text{ A, assuming no current in the neutral arrester})$$

$$\text{RSIWV} = 1,15 \times \text{SIPL} \Rightarrow$$

The selected specified lightning withstand voltage is:

SIWV = 1 175 kV
LIWV = 1 300 kV

A.4.3 Lower bridge transformer phase-to-earth (delta)

The insulation levels are the same as phase-to-phase, assuming no current in the neutral arrester.

The selected specified lightning withstand voltage is:

SIWV = 650 kV
LIWV = 750 kV

A.5 Air-insulated smoothing reactors withstand voltages

A.5.1 Terminal-to-terminal slow-front overvoltages

The worst case for the stresses between the terminals of smoothing reactors is given by the slow-front overvoltages on the d.c. side, which is limited by the arrester (DL). Assuming opposite polarity to the d.c. voltage, the total voltage will be:

SIPL of arrester (DL):	866 kV
Maximum d.c. voltage:	500 kV
Sum of both voltages:	1 366 kV
Smoothing reactors:	225 mH
Transformer inductances (four phases):	140 mH (4 × 35 mH)
Total inductance:	365 mH
Voltage between terminals:	1 366 kV × (225 mH/365 mH) = 842 kV

$$\text{SIPL} = 842 \text{ kV}$$

$$\text{RSIWV} = 1,15 \times 842 \text{ kV} = 968 \text{ kV} \Rightarrow$$

The maximum fast-front overvoltages between terminals are determined by the relative ratio of the capacitance across the reactor to the capacitance to earth on the valve side

SIWV = 1 175 kV

of the reactor. The specified lightning withstand voltage is:

LIWV = 1 300 kV

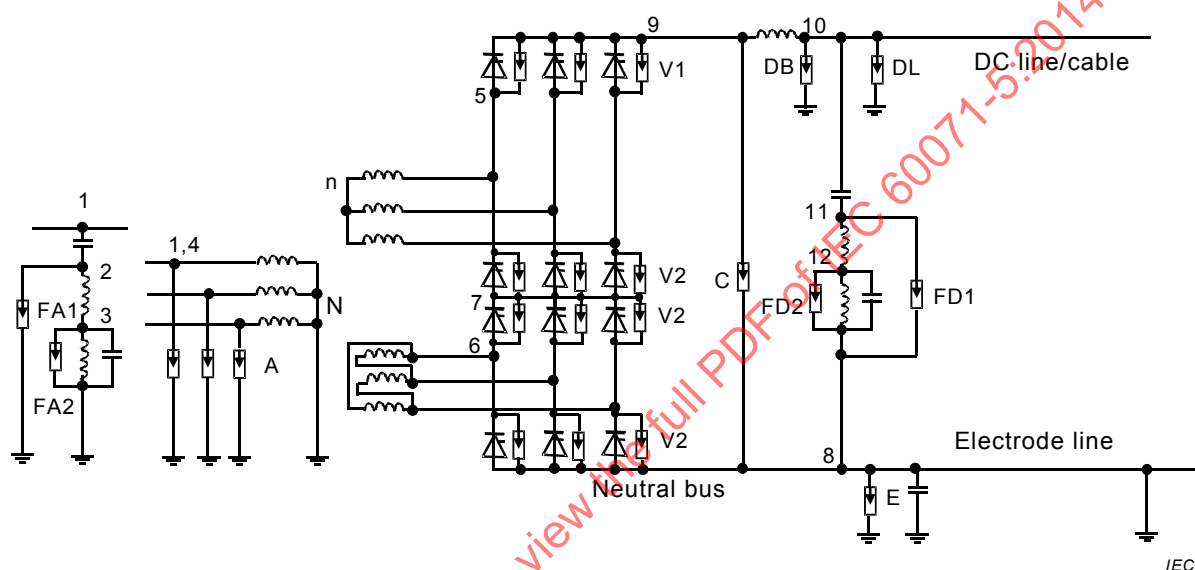
A.5.2 Terminal-to-earth

The insulation levels are the same as for the arresters (C) or (DL).

SIWV = 1 175 kV

LIWV = 1 300 kV

A.6 Results



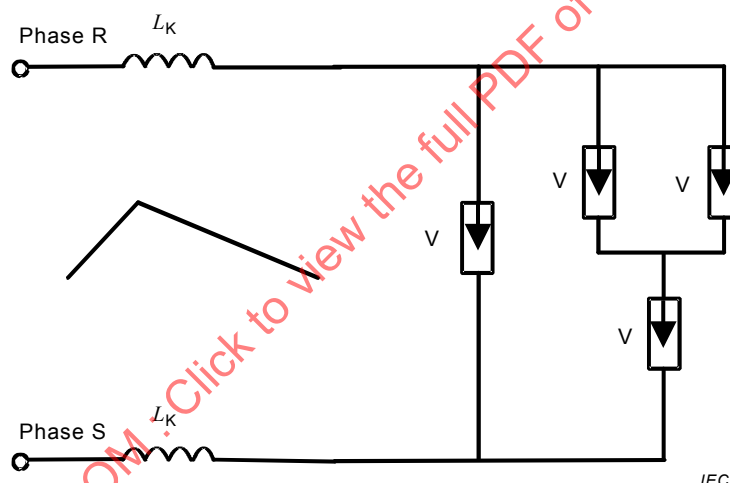
Arrester type		A	V1	V2	C	DB	DL	E	FD1	FD2	FA1	FA2
U_{ch} or CCOV	kV	243 r.m.s.	294 crest	294 crest	558 crest	515 d.c.	515 d.c.	30 d.c.	5 d.c.	5 d.c.	60 r.m.s.	30 r.m.s.
Lightning:												
– protection level	KV	713	–	–	1 048	977	872	88	184	120	192	120
– at current	KA	10	–	–	2,5	5	5	10	40	10	40	10
Switching:												
– protection level	KV	632	499,8	500	930	866	807	78	136	104	158	104
– at current	KA	1,5	4,23	1,025	0,5	1,0	1,0	6,0	2,0	2,0	2,0	2,0
No. of columns	–	2	8	2	1	1	8	2	2	2	2	2
Energy capability	MJ	9,2	10,4	2,6	2,5	2,2	17,0	0,4	0,8	0,5	1,0	0,5

Protection location	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
U_{ch} (kV)	243	60	30	243	558	294	294	30	558	515	15	15
LIPL = RFFO (kV)	713	192	120	713	–	–	–	88	1 048	977	184	120
SIPL = RSFO (kV)	632	158	104	632	1 000	550	550	78	930	866	136	104
LIWV (kV)	1 425	250	150	1 425	1 300	750	750	125	1 300	1 300	250	150
SIWV (kV)	1 050	200	150	1 050	1 175	650	650	125	1 175	1 175	200	150

Protection location	1-2	2-3		5 and 6 ph-ph	5-6	8-9	9-10	10-11	11-12	Valves V1 and V2
LIPL = RFFO (kV)	825	192		–	–	1048	–	977	184	–
SIPL = RSFO (kV)	747	158		550	1 000	930	842	866	136	500
LIWV (kV)	1 300	250		750	1 300	1 300	1 300	1 300	250	–
SIWV (kV)	1 050	200		650	1 175	1 175	1 175	1 175	200	575

NOTE Specified withstand voltages on the a.c. side are in line with recommended standard withstand values in IEC 60071-1 for 420 kV a.c. standard voltage class.

Figure A.1 – AC and d.c. arresters



NOTE The stray capacitances are not shown, but they are design dependent.

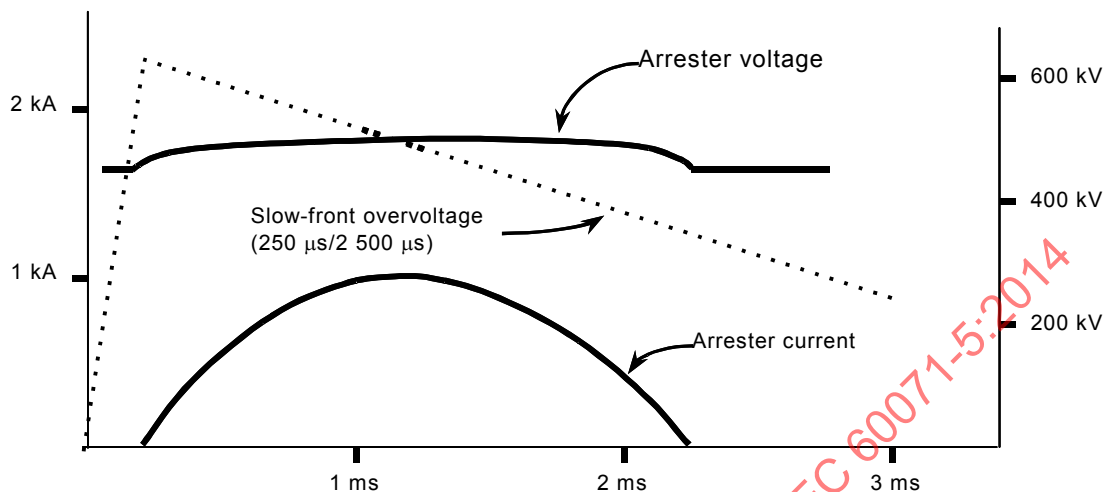
Figure A.2 – Valve arrester stresses
for slow-front overvoltages from a.c. side

Stresses on arrester:

$$U_{\max.} = 500 \text{ kV}$$

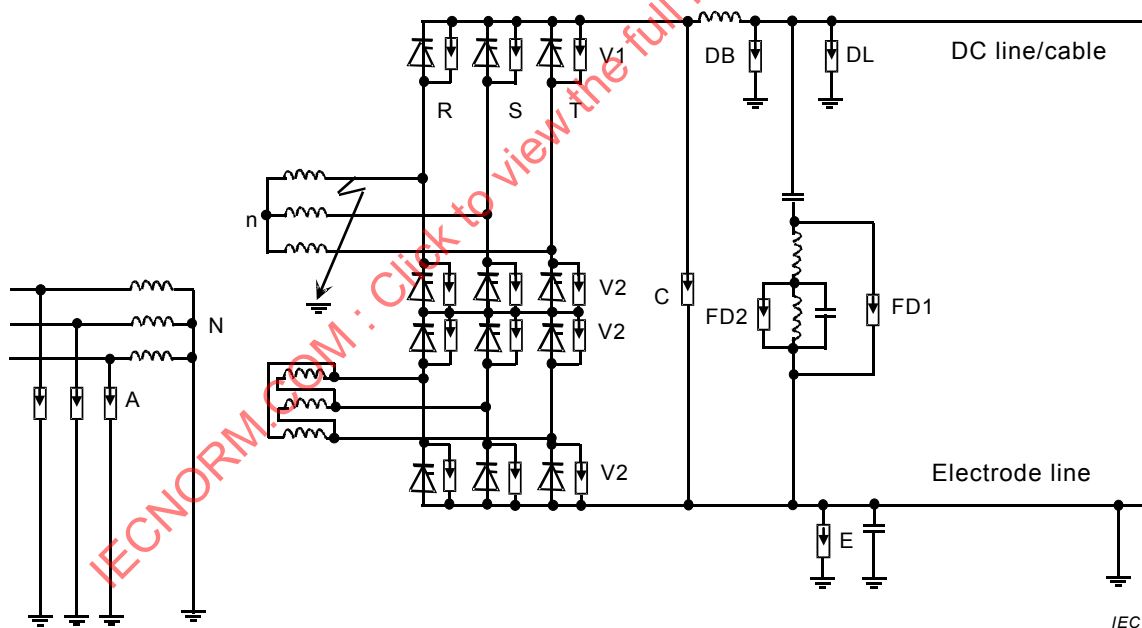
$$I_{\max.} = 1,03 \text{ kA}$$

$$\text{Energy} = 698 \text{ kJ}$$



IEC

Figure A.3 – Arrester V2 stress for slow-front overvoltage from a.c. side



IEC

NOTE The stray capacitances are not shown, and are design dependent.

Figure A.4 – Valve arrester stresses for earth fault between valve and upper bridge transformer bushing

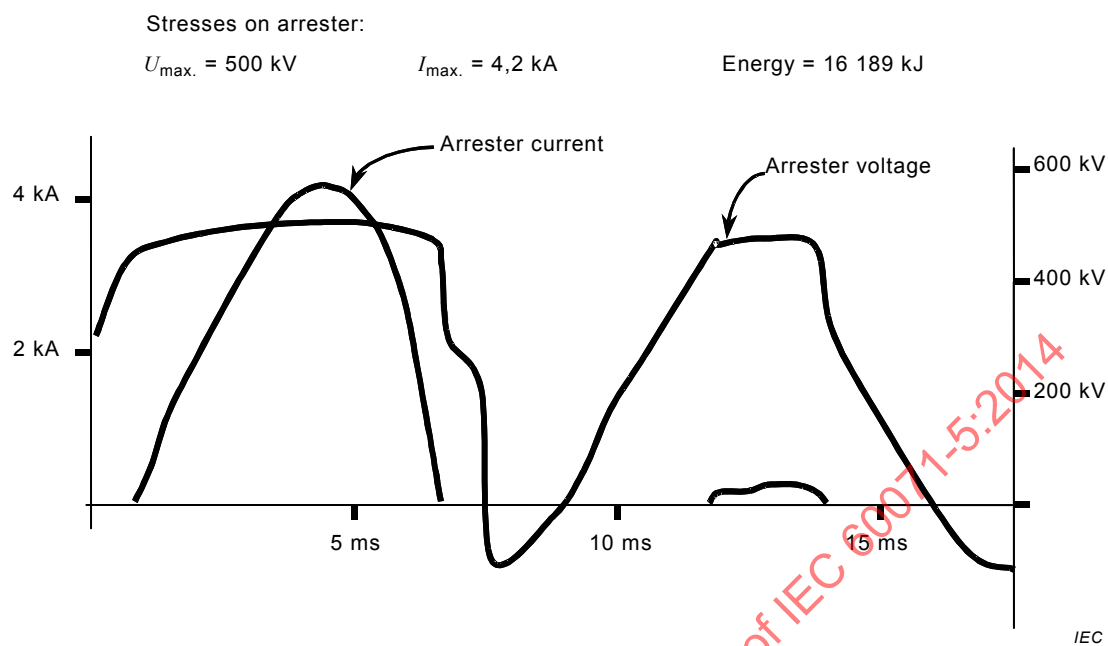


Figure A.5 – Arrester V1 stress for earth fault between valve and upper bridge transformer bushing

Annex B (informative)

Example of insulation co-ordination for capacitor commutated converters (CCC) and controlled series capacitor converters (CSCC)

B.1 General

Annex B gives a description and method of calculation for the insulation co-ordination of CSCC and CCC converter stations with a d.c. cable with earth return. This example is intended to be informative and tutorial and is very schematic. It mainly summarizes steps leading to chosen arrester ratings and specified insulation levels, based on procedures explained in the main text.

The results presented are based on the study approach and procedures described in Clause 10 and Clause 8. Because there are no standard withstand voltages for HVDC, calculated values for SIWV, LIWV and SSFIWV are rounded up to convenient practical values.

B.2 Arrester protective scheme

Figures B.1a) and B.1b) show the arrester protective schemes for the CSCC and CCC converter station. All arresters are of the metal-oxide type without gap.

B.3 Arrester stresses, protection and insulation levels

B.3.1 General

The following main data are used for the basic design of the converter station:

AC side: strong a.c. system

DC side:

DC voltage	500	kV	(rectifier)
DC current	1 590	A	
Smoothing reactor	225	mH	
Firing angles	15/17	degree (°)	(rectifier/inverter)
CCC/CSCC capacitors			
Capacitance	μF	CCC converter	CSCC converter
		118	43
U_{ch}	kV r.m.s.	45	136

Converter transformer

Rating (three-phase, six-pulse)	MVA	419	459
Short-circuit impedance	p.u.	0,12	0,12
Secondary voltage (valve side)	kV	186,4	204
tap-changer range	r.m.s.	$\pm 5 \%$	$\pm 5 \%$
Inductance per phase (valve side)	mH	32	35

AC bus arresters (A1) and (A4)

The following data are given for the CCC and CSCC converters:

		CCC/CSCC	CSCC
Parameters		Bus 1 (A1)	Bus 4 (A4)
Nominal system voltage	kV r.m.s.	400	400
Highest system voltage (U_s)	kV r.m.s.	420	420
Continuous operating voltage, phase-to-earth	kV r.m.s.	243	256
SIPL (at 1,5 kA)	kV	632	690
LIPL (at 10 kA)	kV	713	790
Maximum slow-front overvoltage transferred to valve side (between two phases)	kV	512/560	N.A.
Number of parallel columns	-	2	2
Arrester energy capability	MJ	3.2	3.4

Valve arrester type (V1) and (V2)

The following values are valid for both converter stations:

		CCC	CSCC	
CCOV	kV	$218 \times \sqrt{2}$	$208 \times \sqrt{2}$	
Number of parallel columns		4	4	for arrester (V1)
		2	2	for arrester (V2)
Energy capability	MJ	5,4	5,2	for arrester (V1)
	MJ	2,7	2,6	for arrester (V2)

The stresses on the valve arresters are determined by computer studies for the following cases.

B.3.2 Transferred slow-front overvoltages from the a.c. side

The highest stresses are expected if the transferred slow-front overvoltage appears between the phases (e.g. R and S), where only one valve is conducting (Figures B.2a) and B.2b)). The value of the transferred slow-front overvoltage is dependent on the maximum protective level of the a.c. bus arrester (A) on the primary side of the converter transformer.

Figures B.3a) and B.3b) show the results for CCC and CSCC converters if only one arrester in the circuit is conducting. This fault case is decisive for the design of all lower valve arresters (V2).

Results valid for valve arrester (V2):

The switching impulse protective level (SIPL) of the valve arrester (V2) is given by:

SIPL	488,1 kV	at 40 A (see Figure B.3a) for CCC converters)	
	480,8 kV	at 466 A (see Figure B.3b) for CSCC converters)	
RSIWV	= $1,15 \times 488,1 \text{ kV}$	= 561,3 kV	=> SIWV = 605 kV
	= $1,15 \times 480,8 \text{ kV}$	= 553 kV	=> SIWV = 605 kV

for both CCC and CSCC converters.

B.3.3 Earth fault between valve and upper bridge transformer bushing

This fault case gives the highest stresses for the valve arresters protecting the three-pulse commutating group on the highest potential. The equivalent circuit for this case is shown in Figures B.4a) and B.4b). The stresses for the upper valve arresters are also dependent on the fault insertion time. To determine the maximum values, the fault insertion time is varied from zero electrical degree to 360 electrical degrees.

The results of the maximum stresses are shown in Figures B.5a) and B.5b) for both CCC and CSCC converters.

This fault case is decisive for the design of all upper valve arresters (V1) if the slow-front overvoltage (B.3.2) doesn't result in higher arrester stresses.

Results (valid for valve arrester (V1)):

The switching impulse protective level (SIPL) of the valve arrester (V1) is given by:

$$\begin{aligned}
 \text{SIPL} &= 523,6 \text{ kV} && \text{at 1 776 A (see Figure B.5a) for CCC converter)} \\
 &498,9 \text{ kV} && \text{at 2 244 A (see Figure B.5b) for CSCC converter)} \\
 \text{RSIWV} &= 1,15 \times 523,6 \text{ kV} &= 602,1 \text{ kV} &=> \boxed{\text{SIWV} = 605 \text{ kV}} \\
 &= 1,15 \times 498,9 \text{ kV} &= 574 \text{ kV} &=>
 \end{aligned}$$

for both CCC and CSCC converters.

CCC and CSCC capacitor arresters (C_{cc}/C_{sc})

		CCC converter	CSCC converter
CCOV	kV	45	136
Number of parallel columns		8	6
Energy capability ²	MJ	4,0	4.0
SIPL	kV	149	207
at co-ordination current	kA	7,8 (Figure B.6a))	8,8 (Figure B.6b))
LIPL	kV	172	250
at co-ordination current	kA	10	10
RSIWV = 1,15×SIPL	kV	200	250
RLIWV = 1,20×LIPL	kV	250	300

Converter group arrester (C)

The following values are valid for both converter stations:

CCOV:	558 kV
Number of parallel columns:	1
Energy capability:	2,5 MJ

The stresses of the group arresters are determined by computer studies transferred slow-front overvoltages from the a.c. side. The magnitude of the transferred slow-front overvoltage is twice the value given for the valve arresters. It is assumed that during normal operation, when four thyristor valves are conducting, a slow-front overvoltage will be transferred between the phases.

² This is based on the earth fault on the HV bushing of the converter transformer.

For the design of the converter group arrester (C) the following values for the co-ordination currents are chosen:

SIPL	=	930 kV	at 0,5 kA	
LIPL	=	1 048 kV	at 2,5 kA	
RSIWV	=	$1,15 \times 930$ kV	=	1 070 kV =>
RLIWV	=	$1,20 \times 1048$ kV	=	1 258 kV =>

SIWV = 1 175 kV
LIWV = 1 300 kV

DC bus arrester (DB)

The following values are valid for both converter stations:

CCOV:	515 kV
Number of parallel columns:	1
Energy capability:	2,2 MJ

For the design of the d.c. bus arrester (DB) the following values for the co-ordination currents are chosen:

SIPL	=	866 kV	at 1 kA	
LIPL	=	977 kV	at 5 kA	
RSIWV	=	$1,15 \times 866$ kV	=	996 kV =>
RLIWV	=	$1,2 \times 977$ kV	=	1 173 kV =>

SIWV = 1 050 kV
LIWV = 1 300 kV

DC line/cable arrester (DL)

The following values are valid for both ends of the d.c. line/cable:

CCOV:	515 kV
Number of parallel columns:	8
Energy capability:	17,0 MJ

For the design of the d.c. line/cable arresters (DL) the following values for the co-ordination currents are chosen:

SIPL	=	807 kV	at 1 kA	
LIPL	=	872 kV	at 5 kA	
RSIWV	=	$1,15 \times 807$ kV	=	928 kV =>
RLIWV	=	$1,20 \times 872$ kV	=	1046 kV =>

SIWV = 950 kV
LIWV = 1 050 kV

Neutral bus arrester (E)

The following values are valid for both converter stations comprising all neutral bus arresters:

CCOV:	30 kV
Number of parallel columns:	12
Energy capability:	2,4 MJ

For the design of all neutral bus arresters (E) the following values for the co-ordination currents are chosen:

SIPL	=	78 kV	at 2 kA	
LIPL	=	88 kV	at 10 kA	
RSIWV	=	$1,15 \times 78$ kV	=	90 kV =>
RLIWV	=	$1,20 \times 88$ kV	=	106 kV =>

SIWV = 125 kV
LIWV = 125 kV

AC filter arrester (FA)

The operating voltage for the arresters consists of fundamental and harmonic voltages.

The rating of the arresters is determined by the stresses during earth faults followed by recovery overvoltages on the a.c. bus.

AC filter arrester (FA1)

U_{ch} : 60 kV
 Number of parallel columns: 2
 Energy capability: 1,0 MJ

For the design of the arrester (FA1) the following values for the co-ordination currents are chosen:

SIPL	=	158 kV	at 2 kA	
LIPL	=	192 kV	at 20 kA	
RSIWV	=	$1,15 \times 158 \text{ kV}$	=	182 kV =>
RLIWV	=	$1,20 \times 192 \text{ kV}$	=	230 kV =>
				SIWV = 200 kV
				LIWV = 250 kV

AC filter arrester (FA2)

U_{ch} : 30 kV
 Number of parallel columns: 2
 Energy capability: 0,5 MJ

SIPL	=	104 kV	at 2 kA	
LIPL	=	120 kV	at 10 kA	
RSIWV	=	$1,15 \times 104 \text{ kV}$	=	120 kV =>
RLIWV	=	$1,20 \times 120 \text{ kV}$	=	144 kV =>
				SIWV = 150 kV
				LIWV = 150 kV

DC filter arrester (FD)

The operating voltage for the arresters consists mainly of harmonic voltages.

The rating of the arresters is determined by the stresses during transferred slow-front overvoltage with a subsequent earth fault on the d.c. bus.

DC filter arrester (FD1)

U_{ch} : 5 kV
 Number of parallel columns: 2
 Energy capability: 0,8 MJ

For the design of the arrester (FD1) the following values for the co-ordination currents are chosen:

SIPL	=	136 kV	at 2 kA	
LIPL	=	184 kV	at 40 kA	
RSIWV	=	$1,15 \times 136 \text{ kV}$	=	156 kV =>
RLIWV	=	$1,20 \times 184 \text{ kV}$	=	221 kV =>
				SIWV = 200 kV
				LIWV = 250 kV

DC filter arrester (FD2)

U_{ch} :	5 kV
Number of parallel columns:	2
Energy capability:	0,5 MJ

For the design of the arrester (FD2) the following values for the co-ordination currents are chosen:

SIPL	=	104 kV		at 2 kA	
LIPL	=	120 kV		at 10 kA	
RSIWV	=	$1,15 \times 104$ kV	=	120 kV	=>
RLIWV	=	$1,20 \times 120$ kV	=	144 kV	=>
					SIWV = 150 kV
					LIWV = 150 kV

B.4 Transformer valve side withstand voltages**B.4.1 Phase-to-phase**

Since the converter transformer valve windings are not directly protected by a single arrester, the following two cases are considered:

- when the valves are conducting, the phase-to-phase insulation of the converter transformer valve side is protected by one valve arrester (V);
- when the valves are blocked, two valve arresters (V) are connected in series, phase-to-phase. During this event, the full transferred slow-front overvoltage will determine the maximum slow-front overvoltage.

SIPL	=	512 kV	(transferred slow-front voltage for CCC)
		560 kV	(transferred slow-front voltage for CSCC)
RSIWL	=	$1,15 \times$ SIPL	
			SIWV = 650 kV
			LIWV = 750 kV

If the two phases are in separate transformer units (single-phase, three-winding transformers) and under the assumption that the voltages are not equally shared, the specified insulation levels for the star-winding have been selected to be:

SIWV = 550 kV
LIWV = 650 kV

B.4.2 Upper bridge transformer phase-to-earth (star)

The phase-to-earth insulation of the transformer and converters are determined by additive slow-front overvoltages between the transformer phases during the conducting status. Thus, slow-front overvoltages originating from the a.c. side are limited by the arrester (A) on the primary side of the converter transformer. This additive method is not possible in the non-conducting status of the thyristor valves. Therefore only the 'conducting' status needs to be considered.

SIPL	=	976 kV for CCC	($2 \times$ SIPL of arrester (V2), see Figure B.3a) assuming no current in the neutral arrester)
		962 kV for CSCC	($2 \times$ SIPL of arrester (V2), see Figure B.3b) assuming no current in the neutral arrester)
RSIWV	=	$1,15 \times$ SIPL	=>
			SIWV = 1 175 kV
			LIWV = 1 300 kV

B.4.3 Lower bridge transformer phase-to-earth (delta)

The specified insulation levels are the same as phase-to-phase, assuming no current in the neutral arrester.

SIWV = 650 kV
LIWV = 750 kV

B.5 Air-insulated smoothing reactors withstand voltages

B.5.1 Slow-front terminal-to-terminal overvoltages

The worst case for the stresses between the terminals of smoothing reactors is given by the slow-front overvoltages on the d.c. side, which is limited by the arrester (DL). Assuming opposite polarity to the d.c. voltage, the total voltage will be:

SIPL of arrester (DL):	866 kV	
Maximum d.c. voltage:	500 kV	
Sum of both voltages:	1 366 kV	
Smoothing reactors:	225 mH	
Transformer inductances (four phases):	140 mH	(4 × 35 mH)
Total inductance:	365 mH	

One 225 mH smoothing reactor

Voltage between terminals: $1\,366\text{ kV} \times (225\text{ mH}/365\text{ mH}) = 842\text{ kV}$

$$\text{SIPL} = 842\text{ kV}$$

$$\text{RSIWV} = 1,15 \times 842\text{ kV} = 968\text{ kV} \Rightarrow$$

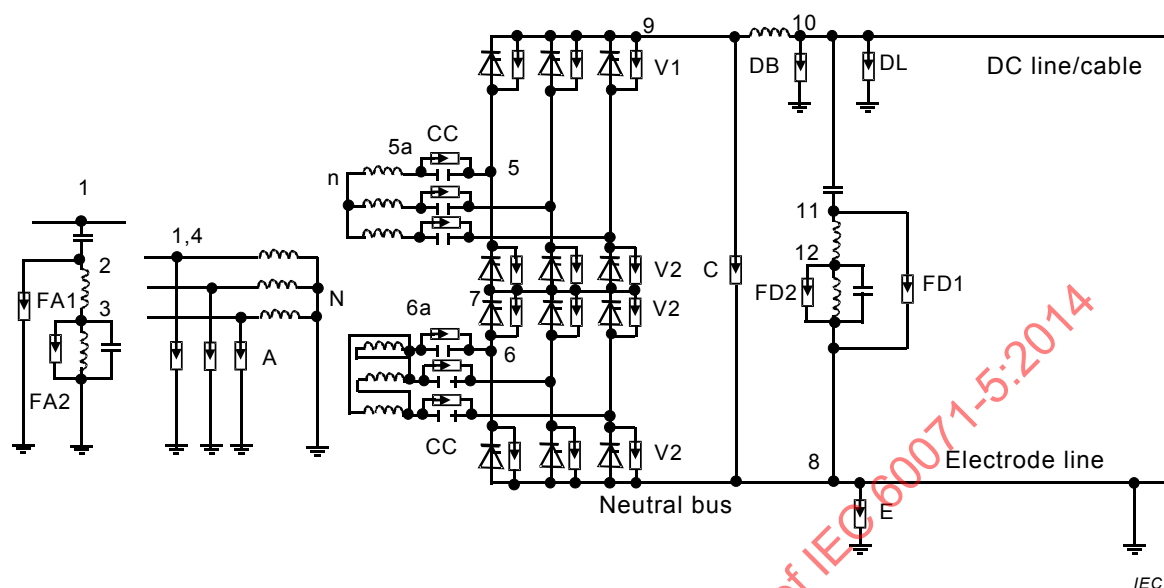
The maximum fast-front overvoltages between terminals are determined by the relative ratio of the capacitance across the reactor to the capacitance to earth on the valve side of the reactor. The specified lightning withstand voltage is:

SIWV = 1 175 kV
LIWV = 1 300 kV

B.5.2 Terminal-to-earth

The specified insulation levels are the same as for the arresters (C) or (DL):

SIWV = 1 175 kV
LIWV = 1 300 kV

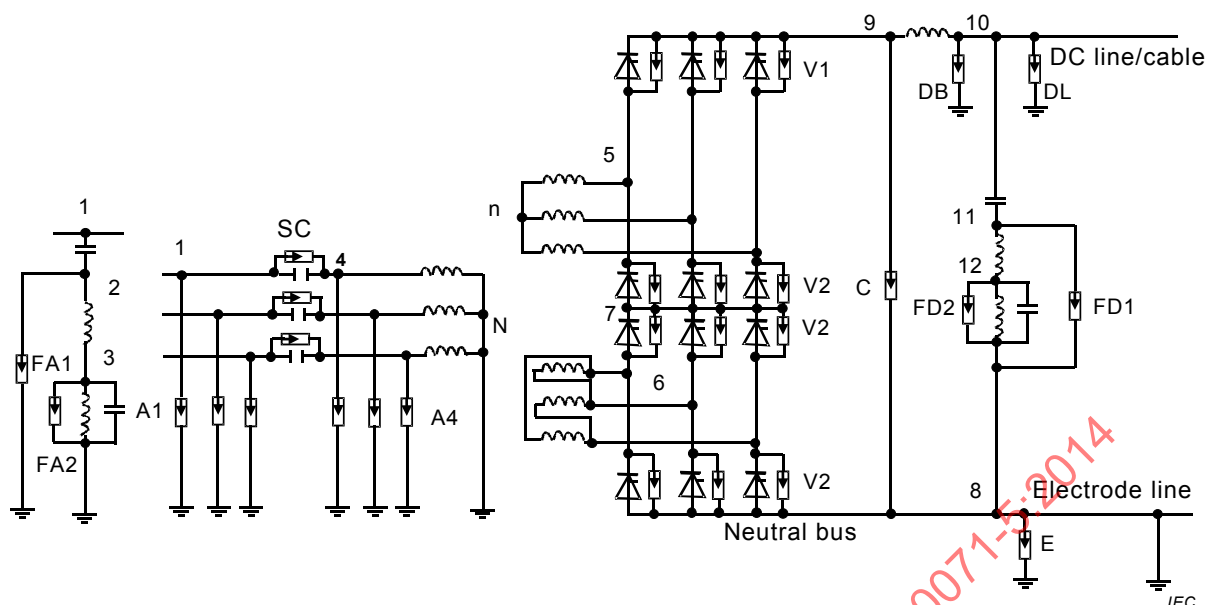


Arrester type		A	V1	V2	C	DB	DL	E	FD1	FD2	FA1	FA2	CC
U_{ch} or CCOV	kV	243 r.m.s	308 peak	308 peak	558 d.c.	515 d.c.	515 d.c.	30 d.c.	5 d.c.	5 d.c.	60 r.m.s	30 r.m.s.	60 peak
Lightning													
– protection level	kV	713	-	-	1 048	977	872	88	184	120	192	120	172
– at current	kA	10	-	-	2,5	5	5	10	40	10	20	10	10
Switching													
– protection level	kV	632	523	488	930	866	807	78	136	104	158	104	149
– at current	kA	1,5	1,8	0,1	0,5	1,0	1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	7,8
Number of columns	-	2	4	2	1	1	8	2	2	2	2	2	8
Energy capability	MJ	9,2	5,2	2,6	2,5	2,2	17,0	0,4	0,8	0,5	1,0	0,5	4,0

Protection location	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
U_{ch} (kV)	243	60	30	243	558	308	308	30	558	515	15	15
LIPL = RFFO (kV)	713	192	120	713	-	-	-	88	1 048	977	184	120
SIPL = RSFO (kV)	632	158	104	632	976	523	523	78	930	866	136	104
LIWV (kV)	1 425	250	150	1 425	1 300	750	750	150	1 300	1 300	250	150
SIWV (kV)	1 050	200	150	1 050	1 175	650	650	150	1 175	1 175	200	150

Protection location	1-2	2-3	5-5a CCC	5 and 6 ph-ph	5-6	8-9	9-10	10-11	11-12	Valves V1 and V2
LIPL = RFFO (kV)	825	192	172	-	-	1 048	-	977	184	-
SIPL = RSFO (kV)	747	158	149	523	976	930	842	866	136	523
LIWV (kV)	1 300	250	250	750	1 300	1 300	1 300	1 300	250	-
SIWV (kV)	1 050	200	200	650	1 175	1 175	1 175	1 175	200	605

a) AC and d.c. arresters for CCC



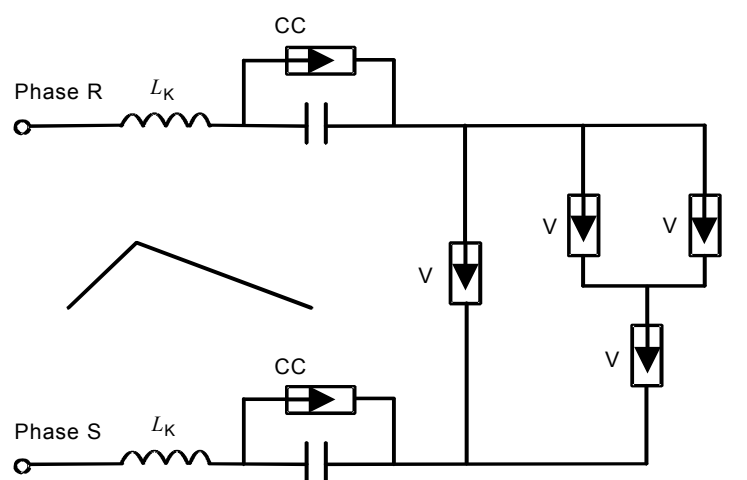
Arrester type		A	V1	V2	C	DB	DL	E	FD1	FD2	FA1	FA2	CSC	A4
U_{ch} or CCOV	kV	243 r.m.s.	294 peak	294 peak	558 d.c.	515 d.c.	515 d.c.	30 d.c.	5 d.c.	5 d.c.	60 r.m.s.	30 r.m.s.	96 r.m.s.	256 r.m.s.
Lightning														
- protection level	kV	713	-	-	1 048	977	872	88	184	120	192	120	250	790
- at current	kA	10	-	-	2,5	5	5	10	40	10	20	10	10	10
Switching														
- protection level	kV	632	499	481	930	866	807	78	136	104	158	104	207	690
- at current	kA	1,5	2,2	0,5	0,5	1,0	1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	8,8	1,5
No. of columns	-	2	4	2	1	1	8	2	2	2	2	2	6	2
Energy capability	MJ	9,2	5,2	2,6	2,5	2,2	17,0	0,4	0,8	0,5	1,0	0,5	4,0	3,4

Protection location	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
U_{ch} (kV)	243	60	30	256	558	294	294	30	558	515	15	15
LIPL = RFFO (kV)	713	192	120	790	-	-	-	88	1 048	977	184	120
SIPL= RSFO (kV)	632	158	104	690	962	499	499	78	930	866	136	104
LIWV (kV)	1 425	250	150	1 425	1 300	750	750	150	1 300	1 300	250	150
SIWV (kV)	1 050	200	150	1 050	1 175	650	650	150	1 175	1 175	200	150

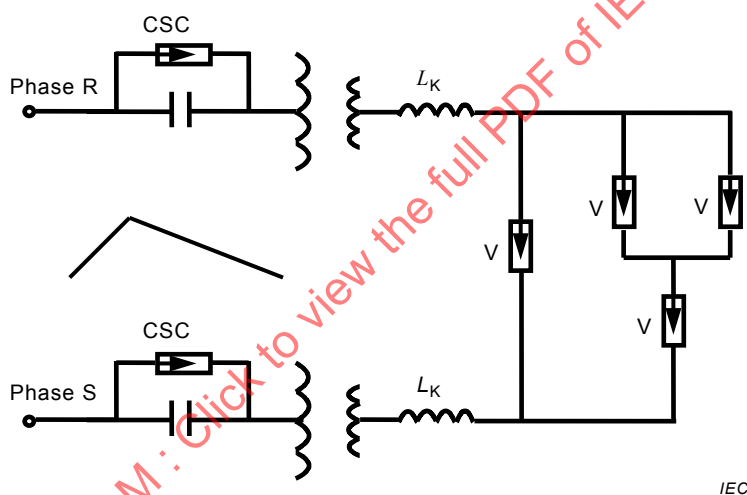
Protection location	1 – 2	2 – 3	1-4 CSC	5 and 6 ph-ph	5-6	8-9	9-10	10-11	11-12	Valves V1 and V2
LIPL = RFFO (kV)	825	192	250	-	-	1 048	-	977	184	-
SIPL= RSFO (kV)	747	158	207	523	962	930	842	866	136	523
LIWV (kV)	1 300	250	300	750	1 300	1 300	1 300	1 300	250	-
SIWV (kV)	1 050	200	250	650	1 175	1 175	1 175	1 175	200	605

b) AC and d.c. arresters for CSCC

Figure B.1 – AC and d.c. arresters for CCC and CSCC converters



a) Valve arrester stresses
for slow-front overvoltages from a.c. side (CCC converter)



b) Valve arrester stresses
for slow-front overvoltages from a.c. side (CSCC converter)

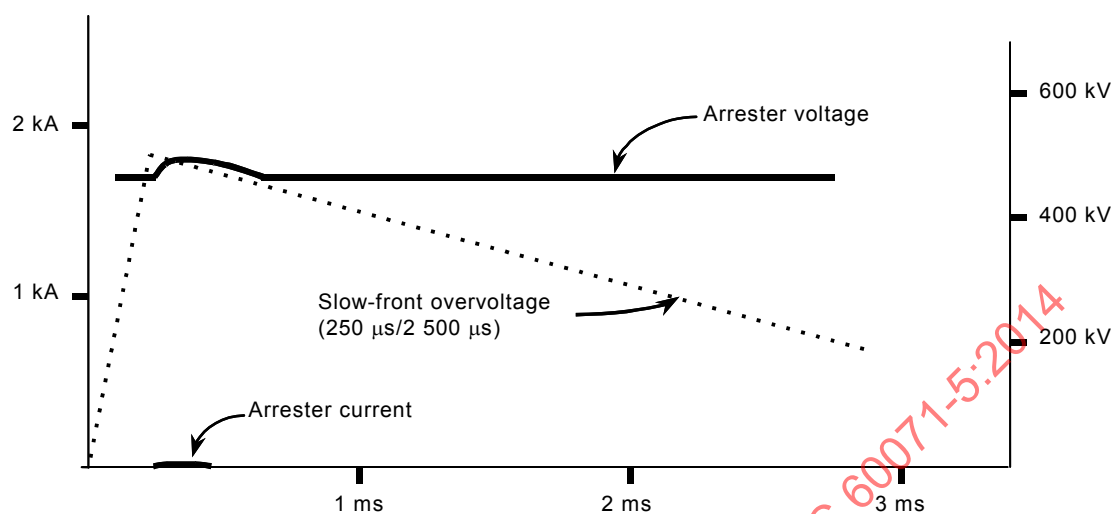
Figure B.2 – Valve arrester stresses for slow-front overvoltages from a.c. side

Stresses on arrester:

$$U_{\max.} = 488 \text{ kV}$$

$$I_{\max.} = 0,04 \text{ kA}$$

$$\text{Energy} = 1,9 \text{ kJ}$$



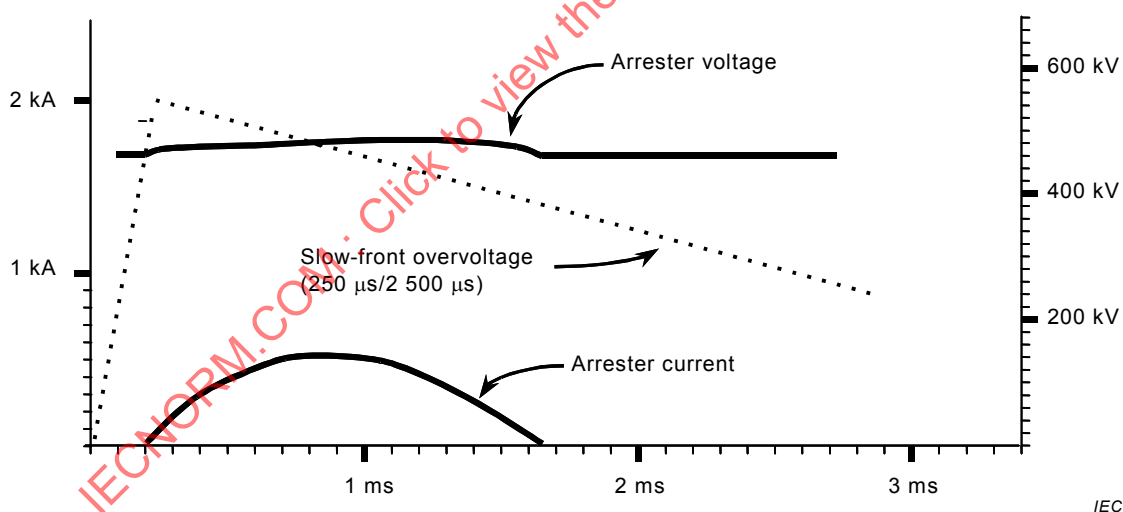
a) Arrester V2 stress for slow-front overvoltage from a.c. side (CCC converter)

Stresses on arrester:

$$U_{\max.} = 481 \text{ kV}$$

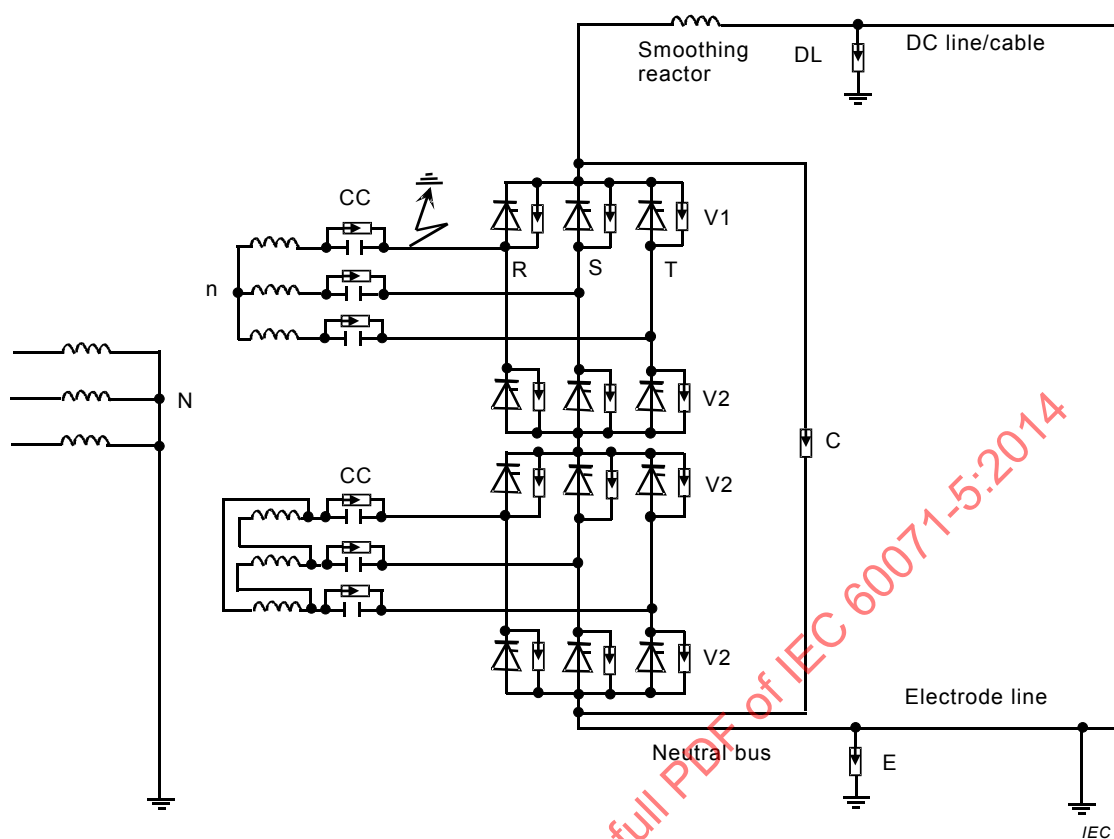
$$I_{\max.} = 0,47 \text{ kA}$$

$$\text{Energy} = 223 \text{ kJ}$$



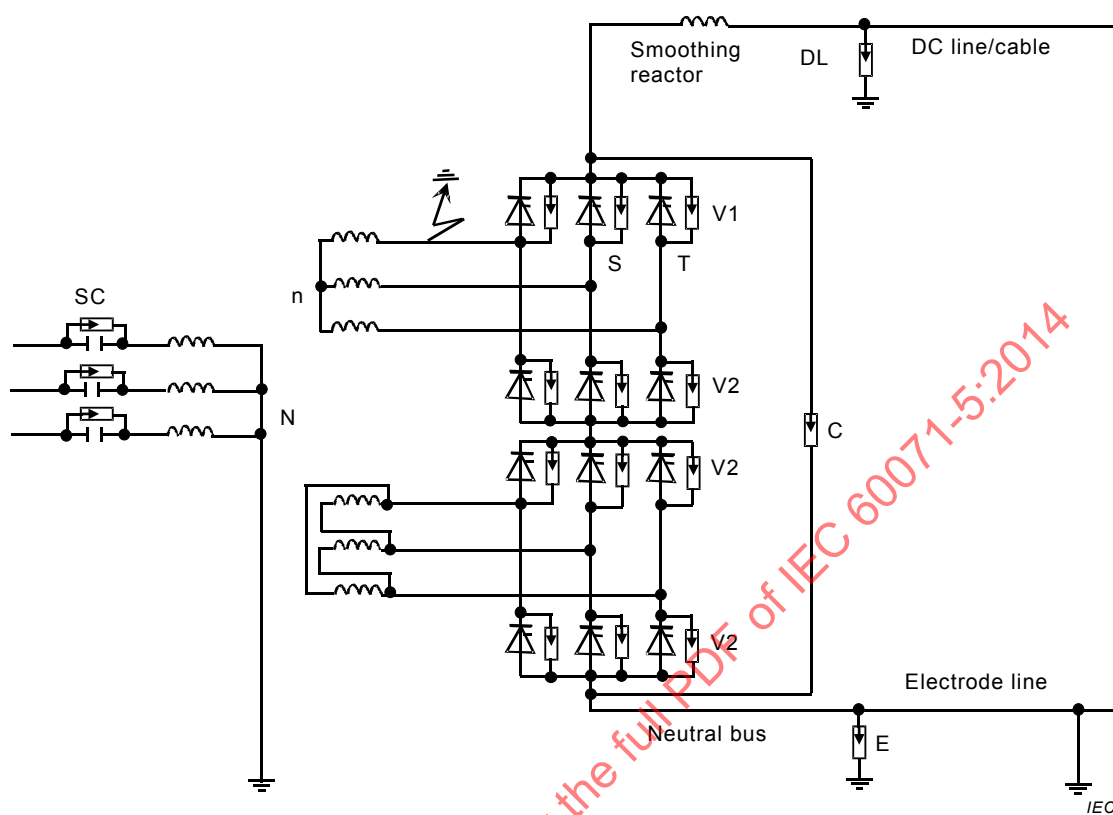
b) Arrester V2 stress for slow-front overvoltage from a.c. side (CSCC converter)

Figure B.3 – Arrester V2 stress for slow-front overvoltage from a.c. side



NOTE The stray capacitances are not shown, but they are design dependent.

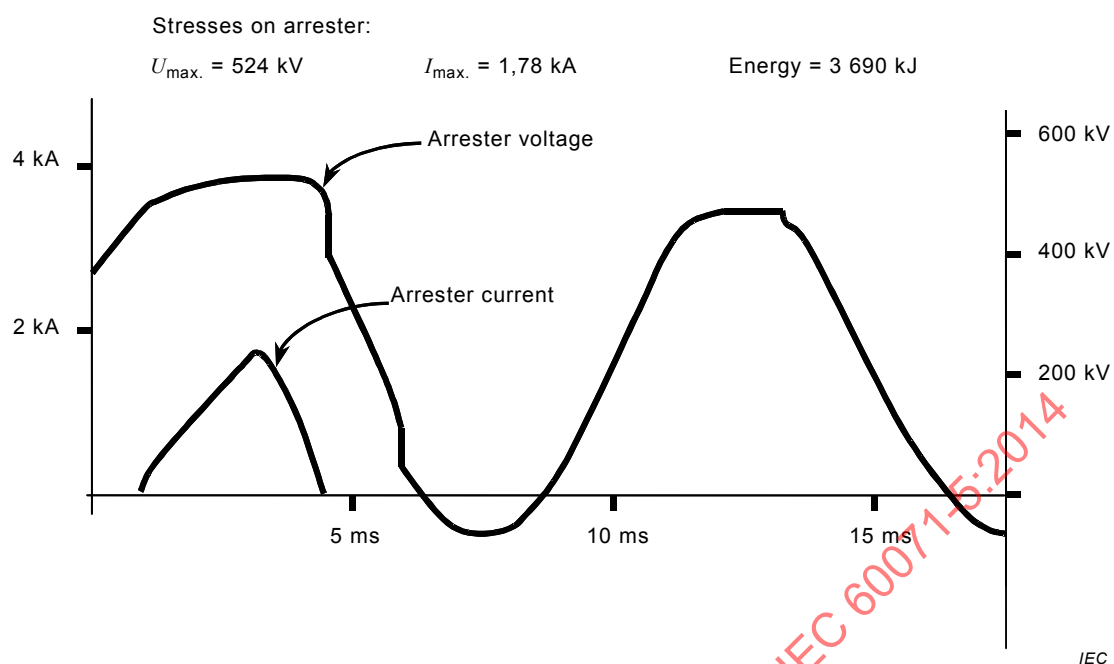
a) Valve arrester stresses for earth fault between valve and upper bridge transformer bushing (CCC converter)



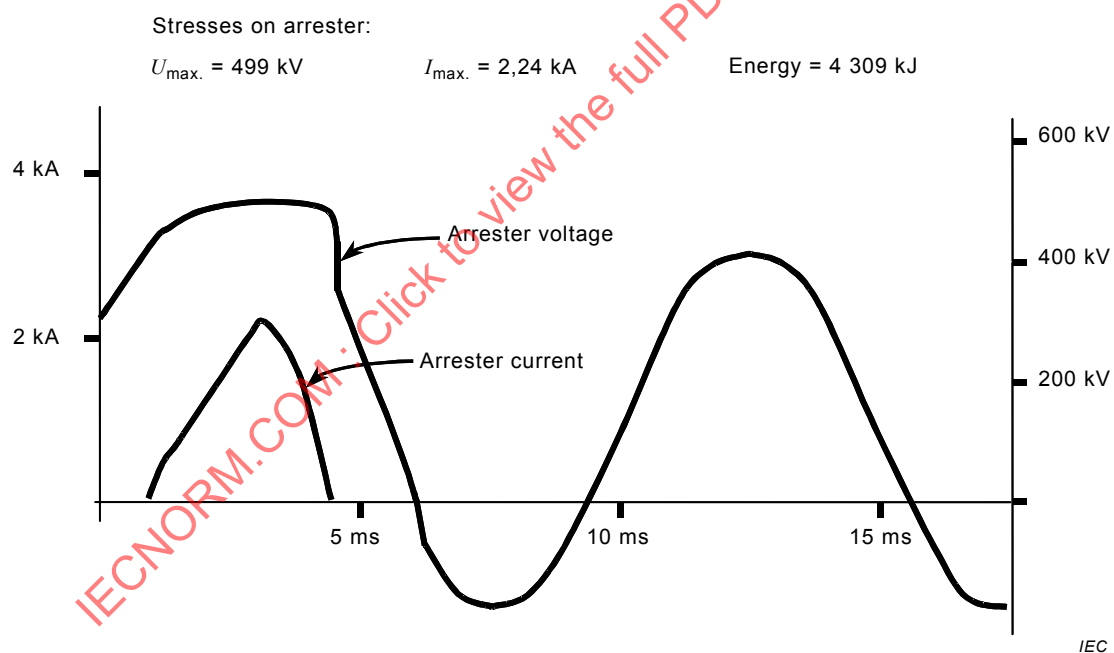
NOTE The stray capacitances are not shown, but they are design dependent.

b) Valve arrester stresses for earth fault between valve and upper bridge transformer bushing (CSCC converter)

Figure B.4 – Valve arrester stresses for earth fault between valve and upper bridge transformer bushing

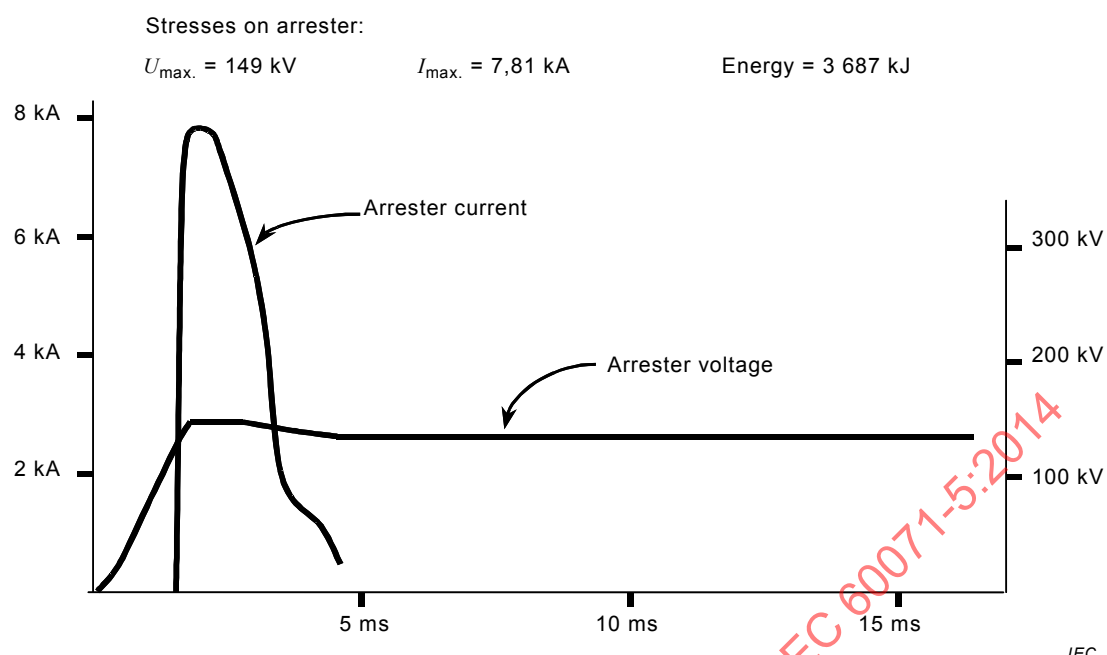


a) Arrester V1 stress for earth fault between valve and upper bridge transformer bushing (CCC converter)

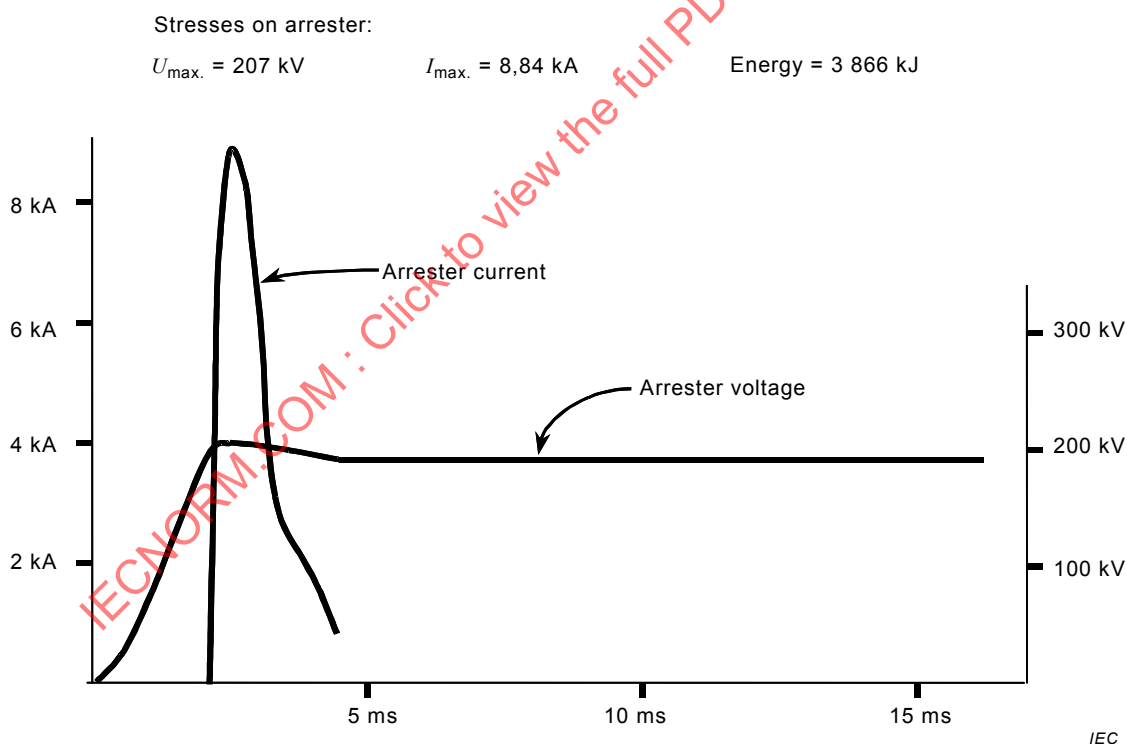


b) Arrester V1 stress for earth fault between valve and upper bridge transformer bushing (CSCC converter)

Figure B.5 – Arrester V1 stress for earth fault between valve and upper bridge transformer bushing



a) CCC capacitor arrester stress C_{cc} during earth fault between valve and upper bridge transformer bushing (CCC converter)



b) CSCC capacitor arrester stress C_{sc} during earth fault between valve and upper bridge transformer bushing (CSCC converter)

Figure B.6 – Stresses on capacitor arresters C_{cc} and C_{sc} during earth fault between valve and upper bridge transformer bushing

Annex C (informative)

Considerations for insulation co-ordination of some special converter configurations

C.1 Procedure for insulation co-ordination of back-to-back type of HVDC links

In back-to-back d.c. links the two converter terminals (rectifier and inverter) are located in the same station, with all the valves accommodated in one building. The procedures for insulation co-ordination of this type of d.c. link are, however, similar to those for the schemes involving d.c. line or cable. The influence of one converter terminal on the other should be taken into account in evaluating the arrester requirements, maximum overvoltages and other aspects for the various fault events as discussed in Clause 8.

For this evaluation, appropriate parts of both terminals should be included when necessary in the circuits being modeled for the studies.

The effects of any transfer of overvoltages due to fast-front and steep-front overvoltages from one terminal to the other should similarly be included in the studies, taking account of the inductance and capacitance of the smoothing reactor, if present. These effects have been found to be small in existing back-to-back schemes, whether the smoothing reactor is absent or present, because the effective d.c. circuit between the valve windings of the two terminals includes the effect of presence of the inductances and capacitances of these transformer windings.

C.2 Procedure for insulation co-ordination of parallel valve groups

C.2.1 General

Parallel valve groups are encountered when new converter stations are being designed, or if an existing converter station is being expanded by the addition of a second valve group to be connected in parallel. The procedure to be followed in insulation co-ordination of such converter stations, shown in Figure C.1, follows the method explained for the conventional single valve group stations as explained in Clause 8.

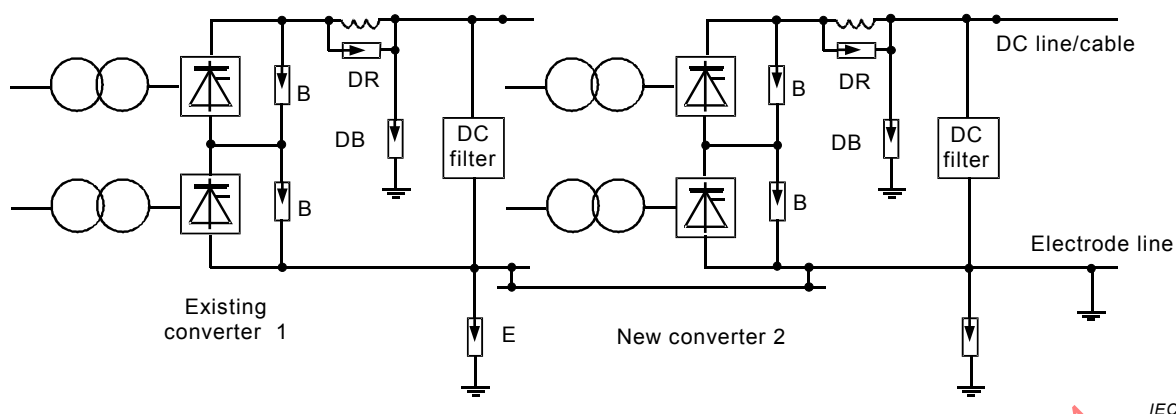


Figure C.1 – Expanded HVDC converter with parallel valve groups

All arresters, including possible arresters across the smoothing reactors, shall be co-ordinated with the arresters of converter 2. In C.2.2 to C.2.12, different aspects are addressed for the different arresters when an existing station is expanded by the addition of a parallel converter 2.

C.2.2 AC bus arrester (A)

The protective level of the expansion a.c. bus arresters shall be lower than the existing one with sufficient safety margin. In this case, the existing a.c. bus arresters will not be overstressed. However, the new a.c. bus arrester shall be designed for the worst case of fault clearing, followed by the recovery saturation overvoltages and overvoltages due to load rejection. In some cases, the best technical solution can be to replace the existing a.c. bus arrester in order to obtain better energy sharing on both existing and expansion schemes.

C.2.3 AC filter arrester (FA)

Where low order filters are used in the existing schemes, the arresters of these filters may be overstressed due to higher magnitudes of the low order harmonics during parallel operation. These arresters may be replaced, otherwise no impact on existing arresters is expected.

C.2.4 Valve arrester (V)

The most critical case for the valve arrester during parallel operation is the earth fault on the valve side converter transformer of the bridge with the highest d.c. potential. In this case, the current supplied for the other healthy parallel converter group will increase the stresses of the valve arrester. Protective actions may be needed to avoid overstresses of the valve arrester. This is valid only for the valve arresters protecting the three-pulse commutating group on the highest potential. All other valve arresters may be designed as described in subclause 8.3.5.

C.2.5 Bridge arrester (B) and converter unit arrester (C)

These arresters may be overstressed during earth faults on the existing converter pole. In this case, they may need to be replaced.

C.2.6 Mid-point arrester (M)

This arrester may be overstressed during by-pass operation of the valve group above this arrester. In this case it may need to be replaced.

C.2.7 Converter unit d.c. bus arrester (CB)

The existing arrester is not affected by the parallel operation.

C.2.8 DC bus and d.c. line/cable arrester (DB and DL)

The existing arresters are not affected by the parallel operation.

C.2.9 Neutral bus arrester (E)

The protection level of the new neutral bus arrester shall be lower than the existing one. In this case the existing neutral bus arrester will not be overstressed. However, the new neutral bus arrester shall be designed for all fault cases given in 8.3.11 at this lower protective level.

C.2.10 DC reactor arrester (DR)

If used, the reactor arrester will be affected during earth faults due to higher fault currents. However, this will only influence the protective level for the existing reactor and not the energy. This increase may be covered by the protective margins of this reactor.

C.2.11 DC filter arrester (FD)

Where existing d.c. filters are to be retained, the insulation co-ordination of the existing d.c. filter shall be checked, particularly during earth faults within the d.c. filter branches. The new d.c. filter arrester may be designed according to 8.3.13.

C.2.12 New converter stations with parallel valve groups

The above considerations apply even if the existing converter is equipped with gapped arresters and is to be connected in parallel with a new one employing metal-oxide arresters.

The same considerations also apply if both converter stations are being newly designed.

C.3 Procedure for insulation co-ordination of upgrading existing systems with series-connected valve groups**C.3.1 General**

The insulation co-ordination of converter stations with two 12-pulse series connected valve groups follows the general procedure explained in Clause 8 for the conventional single 12-pulse valve group station; however, special precautions apply for the by-pass operation in the inverter (7.4.3 and 7.5.3).

The insulation co-ordination of an existing station to be upgraded with the addition of a series valve group as illustrated in Figure C.2 is outlined below.

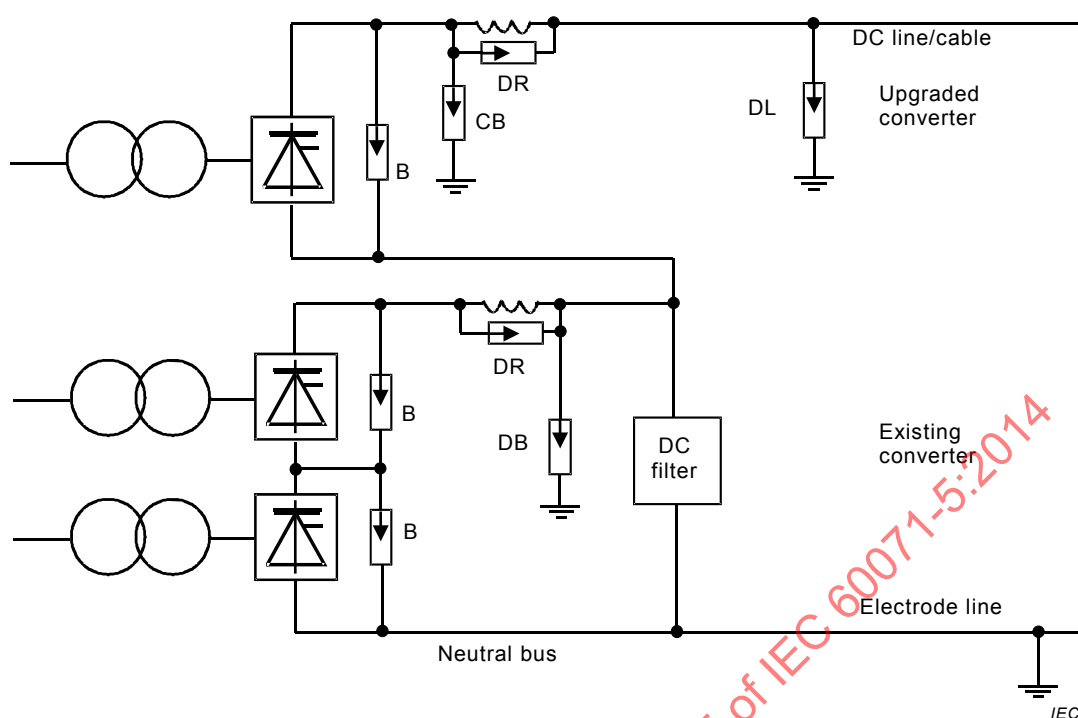


Figure C.2 – Upgraded HVDC converter with series valve group

All arresters of the new converters shall be co-ordinated with all arresters of the existing converters. In C.3.2 to C.3.10, different aspects are addressed for the new arresters as well as for the impact on the existing arresters. If any of the existing pole equipment is to be retained, the adequacy of its insulation shall be evaluated.

C.3.2 AC bus arrester (A)

The protective level of the new a.c. bus arresters shall be lower than the existing one with a sufficient safety margin. In this case, the existing a.c. bus arresters will not be overstressed. However, the new a.c. bus arrester shall be designed for the worst case of fault clearing, followed by the recovery saturation overvoltages and overvoltages due to load rejection. In some cases the best technical solution can be to replace the existing a.c. bus arrester in order to obtain better energy sharing on both the existing and the new converter.

C.3.3 AC filter arrester (FA)

Where low order filters are used in the existing schemes, the arresters of these filters may be overstressed due to higher magnitudes of the low order harmonics. These arresters may be replaced, otherwise no impact on existing a.c. filter arresters is expected.

C.3.4 Valve arrester (V)

For the existing valve arrester no impact is expected. The valve arresters of the new converter may be designed as described in 8.3.5.

C.3.5 Bridge arrester (B) and converter unit arrester (C)

These arresters may be overstressed during earth faults on the existing converter pole. In this case, they may need to be replaced.

C.3.6 Mid-point arrester (M)

This arrester may be overstressed during by-pass operation of the valve group above this arrester. In this case it may need to be replaced.

C.3.7 Converter unit d.c. bus arrester (CB), d.c. bus and d.c. line/cable arrester (DB and DL)

The existing arrester may be overstressed during by-pass operation of the new converter unit. In this case, the arresters shall be replaced. New arresters designed according to 8.3.9 and 8.3.10 should be placed on the upgraded d.c. bus.

C.3.8 Neutral bus arrester (E)

The existing arrester may need to be replaced due to the higher stresses at upgrading. The new neutral bus arrester should be designed for all fault cases given in 8.3.11.

C.3.9 DC reactor arrester (DR)

If used, the reactor arrester will be affected during earth faults due to higher fault currents. However, this will influence only the protective level for the existing reactor and not the energy. This increase may be covered by the protective margins of this reactor.

C.3.10 DC filter arrester (FD)

Where existing d.c. filters are to be retained, the insulation co-ordination of the existing d.c. filter shall be checked, particularly during earth faults within the d.c. filter branches. The new d.c. filter arrester may be designed according to 8.3.13.

Procedure for insulation co-ordination of a.c. side in cases where a.c. filters are on a tertiary winding of the converter transformer

In some schemes, particularly in back-to-back links, all or part of the a.c. line side filters are connected to a tertiary low-voltage winding of the converter transformer in order to permit less expensive, lower voltage filtering equipment and associated circuit breakers or switches to be employed. The procedures for insulation co-ordination are no different for this case compared with the case where all the filters are on the a.c. line side of the transformer. System studies should include suitable models of the transformer, including its saturation; moreover, fault events and arresters on the tertiary winding should be included in the studies. When tertiary winding is delta-connected, tertiary-side arresters connected phase-to-phase as well as phase-to-earth may be incorporated in the arrester scheme, but these are readily studied and selected using similar procedures as for the a.c. line side filters. In some schemes the arresters may also be employed as temporary over-voltage limiters after full or partial load rejection until the filters are disconnected and the arresters are then assigned appropriate ratings based on studies.

C.4 Overvoltages in the a.c. network due to closely coupled HVDC links

HVDC links may be closely coupled when there are multiple d.c. infeeds at the same a.c. station or when converter terminals of two different d.c. schemes are connected to a.c. substations located a short distance apart, e.g. 20 km or 30 km.

Disturbances in one d.c. scheme, including full or partial load rejection, can produce overvoltages experienced at the converter station of the other d.c. scheme. AC system fault events can, in such cases, produce overvoltages at both stations which, even for the same a.c. system conditions, are more severe than when only one d.c. scheme is operating. The arresters on the a.c. line side of such adjacent converter terminals, their protective levels and corresponding co-ordination current, should then be co-ordinated so that their duties are shared appropriately. The saturation characteristics and parameters of all transformers connected to the a.c. busbars at both converter stations, together with the appropriate minimum short-circuit power of the a.c. network, should be modeled adequately for the worst possible event. The detailed procedures for insulation co-ordination, however, remain the same as in the case of a single d.c. scheme.

C.5 Effect of gas-insulated switchgear on insulation co-ordination of HVDC converter stations

Some HVDC converter stations are located near the seashore for connection with the route of submarine cables. For those stations, countermeasures for salt contamination should be taken into special consideration. Rapid and heavy salt contamination caused by storms or typhoons may also need to be taken into account. For some other HVDC converter stations, it is difficult to obtain sufficient space to install station equipment. Application of gas-insulated switchgear (GIS) for the HVDC converter station can be effective to help solve the pollution problems, to make the equipment compact and to reduce the converter station area.

The GIS can be used on the a.c. side and/or d.c. side of the converter. The GIS on the a.c. side (AC-GIS) is substantially identical with the GIS for the ordinary a.c. substation; the AC-GIS usually involves circuit breakers, line switches, a.c. bus arresters and voltage and current transducers.

The typical GIS on the d.c. side (DC-GIS) is composed of disconnecting switches for the d.c. main bus, circuit breakers as by-pass pair switches and for metallic neutral bus protection, d.c. bus arresters and voltage and current transducers. For the DC-GIS, countermeasures for levitation of conductive particles from the inner surface of the enclosure and charge accumulation on the surface of the insulating spacer, both caused by the d.c. electric field, are usually taken into consideration.

The waveshape, peak value and duration of the overvoltages generated in the HVDC converter station with the GIS are usually not different from those in the station with the air-insulated switchgear. In general, special consideration of the effect of the GIS on the insulation co-ordination of the station is not necessary.

In a GIS-equipped HVDC converter station, when the gas-insulated disconnecting switch is closed, an oscillating voltage with a high frequency of several hundred kilohertz to several megahertz may be generated from the GIS. In particular, the oscillating voltage may transfer directly to the converter with little attenuation. This type of voltage has a certain low peak value, and in this sense, is not an "overvoltage". However, special consideration should be taken because its dv/dt rate may exceed the tolerable value for the thyristor valves. The typical countermeasure is to provide a resistor for the disconnecting switch, and to insert the resistor before closing the disconnecting switch.

The voltage and current characteristic of the arrester in a GIS is usually not different from that of the arrester in air. The characteristic of the arrester in the SF_6 gas may have little deterioration, unlike the arrester installed in the air which may be affected by the pollution on the surface of the bushing.

In order to determine the test voltage of the DC-GIS, the dielectric performance in the SF_6 gas for various types of overvoltages should be taken into consideration. The characteristic relating the peak withstand voltage in air versus the time to reach the peak value has generally a steep negative dv/dt rate in the time range corresponding to the lightning impulse, while the characteristic in the SF_6 gas is relatively flat in all time ranges. The overvoltages with DC-GIS can be obtained by the same study tools, for example, numerical transient analysis programs. For the DC-GIS, d.c. overvoltage, d.c. overvoltage with polarity reversal, as well as fast-front, slow-front and other overvoltages should be taken into account.

Annex D (informative)

Typical arrester characteristics

Figure D.1 presents a typical gapless metal oxide arrester characteristics used in insulation co-ordination studies. The x-axis represent the co-ordinating current in amperes and the y-axis presents the protective voltage in p.u. of the 10 kA fast-front protective value.

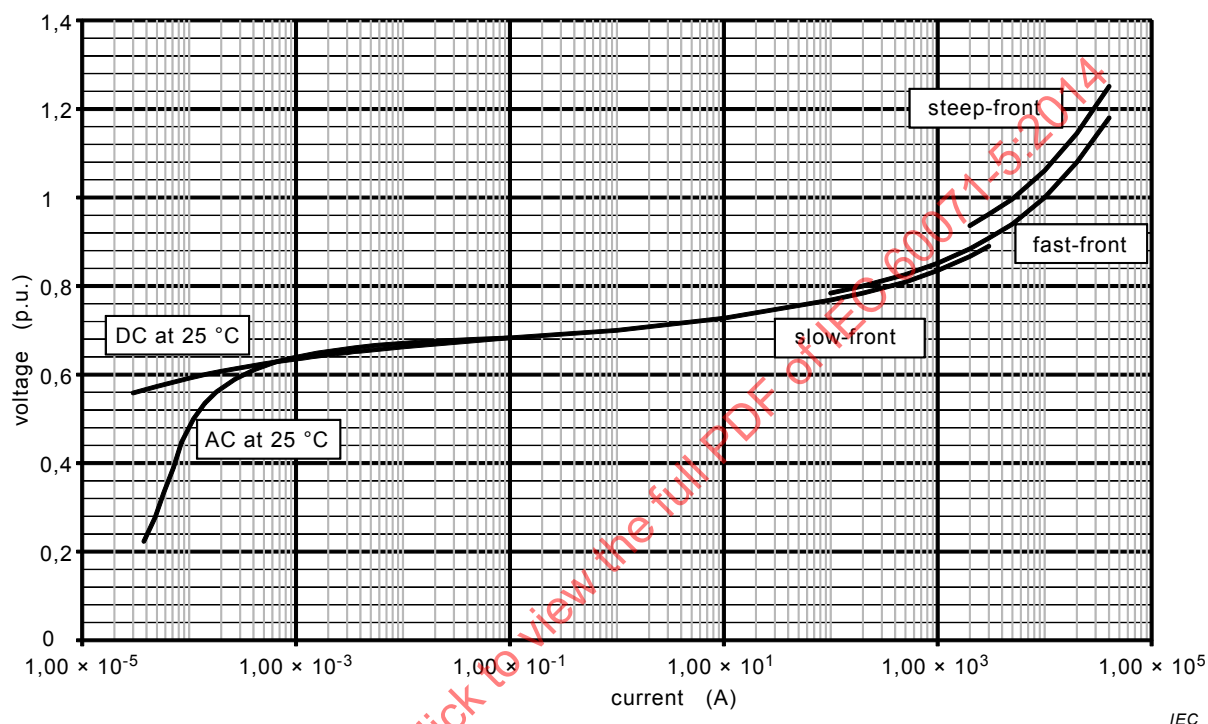


Figure D.1 – Typical arrester V-I characteristics

Bibliography

- [1] EPRI. Insulation coordination (chapter 11). In: *High-voltage direct current handbook*. EPRI Publication no. TR-104166. Palo Alto, CA: EPRI, 1994
- [2] Melvold, D. DC arrester test philosophies on recent HVDC projects as used by various suppliers. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 1991, **6**(2), 672-679
- [3] IEEE. Bibliography on overvoltage protection and insulation co-ordination of HVDC converter stations, 1979-1989. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 1991, **6**(2), 744-753
- [4] CIGRE. *Guidelines for the application of metal-oxide arresters without gaps for HVDC converter stations*. CIGRE 33/14.05, publication 34. Paris: CIGRE, 1989.
- [5] Elahi, H. et al. Insulation coordination process for HVDC converter stations: preliminary and final designs. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 1989, **4**(2), 1037-1048.
- [6] CIGRE. *Application guide for insulation coordination and arrester protection of HVDC converter stations*. 33.05, Electra No. 96. Paris: CIGRE, 1984, 101-156
- [7] EPRI. *Handbook for insulation coordination of high-voltage DC converter stations*. EPRI Report No. EL-5414. Palo Alto, CA: EPRI, 1987.
- [8] IEEE. Insulation Coordination Designs of HVDC Converter Installations. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. 1979, **PAS-98**(5), 1761-1776.
- [9] IEEE. Modeling guidelines for fast-front transients. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 1996, **11**(1), 493–506.
- [10] CIGRE. *Guidelines for representation of network elements when calculating transients*. CIGRE technical brochure No. 39. Paris: CIGRE.
- [11] CIGRE. *Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission lines*. CIGRE technical brochure No. 63. Paris: CIGRE, 1991
- [12] Jonsson, T. and Björklund P-E, *Capacitor commutated converters for HVDC*. SPT PE 02-03-0366 IEEE/KTH. Stockholm Power Tech. Conference, June 1995.
- [13] Sadek, K. et al. Capacitor commutated converter circuit configurations for d.c. transmission. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 1998, **13**(4), 1257-1264.
- [14] EPRI. *Transmission Line Reference Book, 345 kV and Above*. 2nd ed. . Palo Alto, CA: EPRI, 1982.
- [15] IEC 60099-5:1996, *Surge arresters – Part 5: Selection and application recommendations*
- [16] IEC 60505:2011, *Evaluation and qualification of electrical insulation systems*
- [17] IEC TS 60610:1978, *Principal aspects of functional evaluation of electrical insulation systems: Ageing mechanisms and diagnostic procedures*
- [18] IEC 60721-3-0:1984, *Classification of environmental conditions. Part 3: Classification of groups of environmental parameters and their severities. Introduction*

- [19] IEC TR 60919-2:2008, *Performance of high-voltage direct current (HVDC) systems with line-commutated converters – Part 2: Faults and switching*
 - [20] Canadian Electrical Association. *Performance of Metal Oxide Gapless Surge Arresters for HVDC Systems: Phase I*. Report 214 T 565, September 1990.
 - [21] IEC 60700-1:2008, *Thyristor valves for high voltage direct current (HVDC) power transmission – Part 1: Electrical testing*
 - [22] IEC 60050-604:1998, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 604: Generation, transmission and distribution of electricity – Operation*
-

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60071-5:2014

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	101
INTRODUCTION	103
1 Généralités	104
1.1 Domaine d'application	104
1.2 Contexte complémentaire	104
2 Références normatives	105
3 Termes et définitions	105
4 Symboles et abréviations	112
4.1 Généralités	112
4.2 Indices	112
4.3 Symboles littéraux	113
4.4 Abréviations	113
5 Plans types de station de conversion CCHT	114
6 Principes de la coordination de l'isolement	117
6.1 Généralités	117
6.2 Différences essentielles entre systèmes à courant alternatif et en courant continu	117
6.3 Procédure de la coordination de l'isolement	118
6.4 Comparaison de la sélection de tensions de tenue dans les systèmes à courant alternatif et à courant continu	118
7 Tensions et surtensions en service	120
7.1 Tensions de régime permanent en divers emplacements dans la station de conversion	120
7.2 Valeur de pointe de la tension de régime permanent (PCOV) et valeur de crête de la tension de régime permanent (CCOV)	124
7.3 Sources et types des surtensions	126
7.4 Surtensions temporaires	127
7.4.1 Généralités	127
7.4.2 Surtensions temporaires du côté courant alternatif	127
7.4.3 Surtensions temporaires du côté courant continu	127
7.5 Surtensions à front lent	127
7.5.1 Généralités	127
7.5.2 Surtensions à front lent du côté courant alternatif	128
7.5.3 Surtensions à front lent du côté courant continu	129
7.6 Surtensions à front rapide, à front très rapide et à front raide	129
8 Caractéristiques et contraintes des parafoudres	130
8.1 Caractéristiques des parafoudres	130
8.2 Spécifications des parafoudres	131
8.3 Contraintes des parafoudres	132
8.3.1 Généralités	132
8.3.2 Parafoudre de barre à courant alternatif (A)	133
8.3.3 Parafoudre de filtre côté courant alternatif (FA)	134
8.3.4 Parafoudres d'enroulements côté valve de transformateur (T)	134
8.3.5 Parafoudre de valve (V)	134
8.3.6 Parafoudre de pont (B)	138
8.3.7 Parafoudre d'unité de conversion (C)	138

8.3.8	Parafoudre de barre à courant continu du milieu (M)	139
8.3.9	Parafoudre de barre à courant continu d'une unité de conversion (CB)	139
8.3.10	Parafoudre de barre à courant continu et de ligne/de câble à courant continu (DB et DL/DC)	139
8.3.11	Parafoudre de barre de neutre (E, EL, EM à la Figure 3, EB, E1, EL, EM à la Figure 1)	140
8.3.12	Parafoudre de bobine d'inductance côté courant continu (DR)	141
8.3.13	Parafoudre de filtre côté courant continu (FD)	142
8.3.14	Parafoudre de station à électrode de terre	142
8.4	Stratégie de protection	142
8.4.1	Généralités	142
8.4.2	Isolation directement protégée par un parafoudre unique	142
8.4.3	Isolation protégée par plus d'un parafoudre en série	143
8.4.4	Point neutre côté valve des transformateurs	143
8.4.5	Isolation entre conducteurs de phase du transformateur de convertisseur	143
8.4.6	Résumé de la stratégie de protection	143
8.5	Résumé des événements et des contraintes	145
9	Procédure de conception de la coordination de l'isolement	147
9.1	Généralités	147
9.2	Exigences relatives aux parafoudres	148
9.3	Caractéristiques de l'isolement	150
9.4	Surtensions représentatives (U_{rp})	150
9.5	Détermination des tensions de tenue de coordination (U_{cw})	151
9.6	Détermination des tensions de tenue requises (U_{rw})	152
9.7	Détermination de la tension de tenue spécifiée (U_w)	153
10	Outils d'étude et modélisation des réseaux	153
10.1	Généralités	153
10.2	Approche d'étude et outils d'étude	153
10.3	Détails du système	154
10.3.1	Modélisation et représentation du système	154
10.3.2	Réseau à courant alternatif et côté courant alternatif de la station de conversion CCHT	156
10.3.3	Détails pour la ligne aérienne/câble à courant continu et la ligne (d'électrode) de terre	157
10.3.4	Détails pour le côté courant continu d'une station de conversion CCHT	157
11	Lignes de fuite	158
11.1	Généralités	158
11.2	Tension de base pour ligne de fuite	158
11.3	Ligne de fuite pour isolation extérieure sous tension continue	159
11.4	Ligne de fuite pour isolation intérieure sous tension continue ou mixte	159
11.5	Ligne de fuite d'isolateurs pour courant alternatif	159
12	Distance d'isolement dans l'air	160
Annexe A (informative) Exemple de coordination de l'isolement pour des convertisseurs CCHT conventionnels		161
A.1	Généralités	161
A.2	Schéma de la protection par parafoudre	161
A.3	Contraintes de parafoudre et des niveaux de protection et d'isolement	161
A.3.1	Généralités	161
A.3.2	Surtensions à front lent transférées à partir du côté courant alternatif	162

A.3.3	Défaut à la terre entre valve et traversée de transformateur de pont supérieur	162
A.4	Tensions de tenue des transformateurs côté valve	165
A.4.1	Entre phases	165
A.4.2	Transformateur de pont supérieur, phase-terre (étoile)	166
A.4.3	Transformateur de pont inférieur, phase-terre (triangle)	166
A.5	Tensions de tenue pour les bobines d'inductance de lissage à isolation par air	166
A.5.1	Surtensions à front lent borne à borne	166
A.5.2	Borne-terre	166
A.6	Résultats	167
Annexe B (informative) Exemple de coordination de l'isolement pour les convertisseurs à condensateurs commutés (CCC) et les convertisseurs à condensateurs en série contrôlés (CCSC)		170
B.1	Généralités	170
B.2	Schéma de la protection par parafoudre	170
B.3	Contraintes de parafoudre et niveaux de protection et d'isolement	170
B.3.1	Généralités	170
B.3.2	Surtensions à front lent transférées à partir du côté courant alternatif	171
B.3.3	Défaut à la terre entre valve et traversée de transformateur de pont supérieur	172
B.4	Tensions de tenue pour les transformateurs côté valve	175
B.4.1	Entre phases	175
B.4.2	Transformateur de pont supérieur phase-terre (étoile)	175
B.4.3	Transformateur de pont inférieur phase-terre (triangle)	175
B.5	Tensions de tenue pour les bobines d'inductance de lissage à isolation par air	176
B.5.1	Surtensions à front lent borne à borne	176
B.5.2	Borne-terre	176
B.6	Résultats	177
Annexe C (informative) Considérations pour la coordination de l'isolement de certaines configurations spéciales du convertisseur		185
C.1	Procédure pour la coordination de l'isolement du type dos-à-dos de liaisons CCHT	185
C.2	Procédure pour la coordination de l'isolement de groupes de valves parallèles	185
C.2.1	Généralités	185
C.2.2	Parafoudre de barre à courant alternatif (A)	186
C.2.3	Parafoudre de filtre côté courant alternatif (FA)	186
C.2.4	Parafoudre de valve (V)	186
C.2.5	Parafoudre de pont (B) et parafoudre d'unité de conversion (C)	186
C.2.6	Parafoudre du milieu (M)	187
C.2.7	Parafoudre de barre à courant continu d'une unité de conversion (CB)	187
C.2.8	Parafoudre de barre à courant continu et de ligne/de câble à courant continu (DB et DL)	187
C.2.9	Parafoudre de barre de neutre (E)	187
C.2.10	Parafoudre de bobine d'inductance côté courant continu (DR)	187
C.2.11	Parafoudre de filtre côté courant continu (FD)	187
C.2.12	Nouvelles stations de conversion avec groupes de valves parallèles	187
C.3	Procédure pour la coordination de l'isolement mettant à niveau des systèmes existants avec des groupes de valves montés en série	187
C.3.1	Généralités	187

C.3.2	Parafoudre de barre à courant alternatif (A).....	188
C.3.3	Parafoudre de filtre côté courant alternatif (FA)	188
C.3.4	Parafoudre de valve (V)	188
C.3.5	Parafoudre de pont (B) et parafoudre d'unité de conversion (C)	188
C.3.6	Parafoudre du milieu (M).....	189
C.3.7	Parafoudre de barre à courant continu d'une unité de conversion (CB), parafoudre de barre à courant continu et de ligne/de câble à courant continu (DB et DL)	189
C.3.8	Parafoudre de barre de neutre (E).....	189
C.3.9	Parafoudre de bobine d'inductance côté courant continu (DR)	189
C.3.10	Parafoudre de filtre côté courant continu (FD)	189
C.4	Surtensions dans le réseau à courant alternatif dues aux liaisons CCHT étroitement accouplées	190
C.5	Effet de l'appareillage à isolation gazeuse sur la coordination de l'isolement des stations de conversion CCHT	190
Annexe D (informative) Caractéristiques types des parafoudres		192
Bibliographie		193
Figure 1 – Emplacements possibles des parafoudres dans un pôle avec deux convertisseurs dodécaphasés montés en série		115
Figure 2 – Emplacements possibles des parafoudres pour une station de convertisseurs dos-à-dos		116
Figure 3 – Station de conversion CCHT avec un seul pont de conversion dodécaphasé par pôle		121
Figure 4 – Tensions de régime permanent en divers emplacements (identification d'emplacement selon la Figure 3)		123
Figure 5 – Tension de fonctionnement d'un parafoudre de valve (V), fonctionnement en redresseur		125
Figure 6 – Tension de fonctionnement d'un parafoudre du milieu (M), fonctionnement en redresseur		125
Figure 7 – Tension de fonctionnement d'un parafoudre de barre de convertisseur (CB), fonctionnement en redresseur		126
Figure 8 – Un pôle d'une station de conversion CCHT		156
Figure A.1 – Parafoudres côté courant alternatif et courant continu		167
Figure A.2 – Contraintes de parafoudre de valve pour les surtensions à front lent provenant du côté courant alternatif		168
Figure A.3 – Contrainte de parafoudre V2 pour surtension à front lent provenant du côté courant alternatif		168
Figure A.4 – Contraintes de parafoudre de valve pour défaut à la terre entre valve et traversée de transformateur de pont supérieur		169
Figure A.5 – Contrainte de parafoudre V1 pour défaut à la terre entre valve et traversée de transformateur de pont supérieur		169
Figure B.1 – Parafoudres côté courant alternatif et courant continu pour convertisseurs CCC et CCSC		178
Figure B.2 – Contraintes de parafoudre de valve pour les surtensions à front lent du côté courant alternatif		179
Figure B.3 – Contrainte de parafoudre V2 pour surtension à front lent du côté courant alternatif		180
Figure B.4 – Contraintes de parafoudre de valve pour défaut à la terre entre valve et traversée de transformateur de pont supérieur		182

Figure B.5 – Contrainte de parafoudre V1 pour défaut à la terre entre valve et traversée de transformateur de pont supérieur	183
Figure B.6 – Contraintes sur les parafoudres de condensateur C_{CC} et C_{SC} au cours d'un défaut à la terre entre valve et traversée de transformateur de pont supérieur	184
Figure C.1 – Convertisseur CCHT étendu avec des groupes de valves parallèles.....	186
Figure C.2 – Convertisseur CCHT mis à niveau avec un groupe de valves en série.....	188
Figure D.1 – Caractéristiques types de parafoudre V-I	192
Tableau 1 – Classes et formes des surtensions, des formes de tension normalisées et des essais de tension de tenue normalisée.....	106
Tableau 2 – Description de symbole	116
Tableau 3 – Comparaison de la sélection de tensions de tenue pour un matériel à courant alternatif avec celle pour le matériel d'une station de conversion CCHT.....	119
Tableau 4 – Protection par parafoudre du côté courant continu: Un seul convertisseur dodécaphasé (Figure 3)	144
Tableau 5 – Protection par parafoudre du côté courant continu: Deux convertisseurs dodécaphasés (Figure 1).....	144
Tableau 6 – Événements contraignant des parafoudres: Un seul convertisseur dodécaphasé (Figure 3)	146
Tableau 7 – Types de contraintes sur les parafoudres en raison de différents événements: Un seul convertisseur dodécaphasé (Figure 3).....	146
Tableau 8 – Exigences relatives aux parafoudres	149
Tableau 9 – Surtensions représentatives et tensions de tenue requises	150
Tableau 10 – Valeurs indicatives des rapports de la tension de tenue au choc requise sur le niveau de protection aux chocs	153
Tableau 11 – Origine des surtensions et gammes de fréquences associées.....	155

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

COORDINATION DE L'ISOLEMENT –

**Partie 5: Procédures pour les stations de conversion
à courant continu haute tension (CCHT)**

AVANT-PROPOS

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

La Norme internationale IEC 60071-5 a été établie par le comité d'études 28 de l'IEC: Coordination de l'isolement.

La présente Norme internationale annule et remplace l'IEC TS 60071-5 parue en 2002. Suite à l'expérience technique acquise depuis la parution de la spécification technique, un consensus suffisant a émergé concernant la transformation de la Spécification technique en Norme internationale.

Le contenu technique est essentiellement le même que celui de la Spécification technique avec des amendements principalement apportés pour la commodité de l'utilisateur. La structure du document a été modifiée pour permettre la division et la subdivision en des parties intégrantes complètes pour faciliter la compréhension et le référencement.

Outre les révisions de haut niveau ci-dessus, les modifications techniques majeures suivantes ont été apportées par rapport à l'édition précédente:

- des parafoudres ont été ajoutés à plusieurs emplacements pour refléter une certaine pratique récente du schéma CCHT (courant continu à haute tension) de 800 kV, accompagnés de leur justification, des tensions attendues, des surtensions et des contraintes relatives aux parafoudres en service;
- des modifications majeures ont été apportées à l'Article 8 – tous les paragraphes relatifs aux caractéristiques, aux schémas, aux contraintes et aux spécifications des parafoudres ont été consolidés en une seule entité, l'Article 8;
- les implications d'une bobine d'inductance de lissage et d'un filtre de blocage neutre placé sur une barre de neutre (comme dans certains schémas récents de 800 kV), sur la coordination des parafoudres raccordés à l'extrémité neutre ont été ajoutées;
- l'utilisation possible de parafoudres sacrificiels sur la barre de neutre est introduite pour pourvoir à une énergie excessive des parafoudres dans l'éventualité plutôt peu probable d'un défaut rare particulier;
- tous les paragraphes traitant d'outils d'étude et de détails de modélisation ont été consolidés à l'Article 10;
- les lignes de fuite et les distances d'isolement dans l'air ont été respectivement consolidées à l'Article 11 et à l'Article 12, avec plus de détails ajoutés.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
28/218FDIS	28/221/RVD

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

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

Une liste de toutes les parties de la série IEC 60071, publiées sous le titre général *Coordination de l'isolement*, peut être consultée sur le site web de l'IEC.

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

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

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.

INTRODUCTION

La série IEC 60071 comprend les parties suivantes, sous le titre général *Coordination de l'isolement*:

Partie 1: Définitions, principes et règles

Partie 2: Guide d'application

Partie 4: Computational guide to insulation co-ordination and modelling of electrical networks (disponible en anglais seulement)

Partie 5: Procédures pour les stations de conversion à courant continu haute tension (CCHT)

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60071-5:2014

COORDINATION DE L'ISOLEMENT –

Partie 5: Procédures pour les stations de conversion à courant continu haute tension (CCHT)

1 Généralités

1.1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 60071 donne des lignes directrices sur les procédures pour la coordination de l'isolement des stations de conversion à courant continu haute tension (CCHT), sans imposer de niveaux d'isolement normalisés.

La présente norme s'applique seulement aux applications CCHT dans des systèmes de puissance alternative à haute tension et pas aux matériels de conversion industriels. Les principes et les lignes directrices donnés sont destinés aux seules fins de la coordination de l'isolement. Les exigences concernant la sécurité des personnes ne sont pas couvertes par la présente norme.

1.2 Contexte complémentaire

L'utilisation de valves électroniques à thyristors d'alimentation électrique dans un montage en série et/ou en parallèle, avec les stratégies de commande et de protection uniques utilisées dans le processus de conversion, a des ramifications exigeant la prise en compte particulière de la protection contre les surtensions du matériel dans des stations de conversion en comparaison aux postes (sous-stations) dans les réseaux à courant alternatif. La présente norme donne les grandes lignes des procédures d'évaluation des contraintes de surtension sur le matériel de la station de conversion soumis à une combinaison de tensions à fréquence industrielle en courant continu, en courant alternatif, de tensions harmoniques et de tensions de choc. Les critères pour déterminer les niveaux de protection des combinaisons de montages en série et/ou en parallèle des parafoudres utilisés pour assurer une protection optimale sont également présentés.

Les principes de base et les objectifs de conception de la coordination de l'isolement des stations de conversion, pour autant qu'ils diffèrent de la pratique normale des réseaux alternatifs, sont décrits.

Pour ce qui concerne la protection par parafoudres, la présente norme traite seulement des parafoudres à oxyde métallique, sans éclateurs, qui sont utilisés dans les stations de conversion CCHT modernes. Les caractéristiques de base des parafoudres, les exigences relatives à ces parafoudres et le processus d'évaluation des surtensions maximales auxquelles ils peuvent être exposés en service sont présentés. Les schémas types de protection par parafoudres ainsi que les contraintes typiques des parafoudres sont présentés, accompagnés de méthodes à appliquer pour déterminer ces contraintes.

La présente norme inclut la coordination de l'isolement du matériel connecté entre la barre à courant alternatif de convertisseur (y compris les filtres d'harmoniques de courant alternatif, le transformateur de convertisseur, les disjoncteurs) et le côté ligne à courant continu de la bobine d'inductance de lissage. Les terminaisons de lignes et de câbles, pour autant qu'elles aient une influence sur la coordination de l'isolement du matériel de station de conversion, sont également couvertes.

Bien que la présente norme soit principalement axée sur les systèmes CCHT conventionnels où la barre de tension de commutation est à la barre de filtrage côté courant alternatif, les grandes lignes de la coordination de l'isolement pour le convertisseur à condensateurs

commutés (CCC) et aussi pour le convertisseur à condensateurs en série contrôlés (CCSC) et quelques autres configurations spéciales de convertisseur sont couvertes dans les annexes.

La présente norme traite de la coordination de l'isolement relative aux stations munies de convertisseurs commutés par le réseau (LCC¹). La coordination de l'isolement des convertisseurs à source de tension (VSC²) ne fait pas partie de la présente norme.

2 Références normatives

Les documents suivants sont cités en référence de manière normative, en intégralité ou en partie, dans le présent document et sont indispensables pour son application. 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 60060-1, *Technique des essais à haute tension – Partie 1: Définitions et exigences générales*

IEC 60071-1:2006, *Coordination de l'isolement – Partie 1: Définitions, principes et règles*

IEC 60071-2:1996, *Coordination de l'isolement – Partie 2: Guide d'application*

IEC 60099-4:2004, *Parafoudres – Partie 4: Parafoudres à oxyde métallique sans éclateurs pour réseaux à courant alternatif*

IEC 60633, *Terminologie pour le transport d'énergie en courant continu à haute tension (CCHT)*

IEC TS 60815-1:2008, *Selection and dimensioning of high voltage insulators intended for use in polluted conditions – Part 1: Definitions, information and general principles* (disponible en anglais seulement)

IEC TS 60815-2:2008, *Selection and dimensioning of high voltage insulators intended for use in polluted conditions – Part 2: Ceramic and glass insulators for a.c. systems* (disponible en anglais seulement)

IEC TS 60815-3:2008, *Selection and dimensioning of high voltage insulators intended for use in polluted conditions – Part 3: Polymer insulators for a.c. systems* (disponible en anglais seulement)

3 Termes et définitions

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

NOTE Plusieurs des définitions suivantes se réfèrent à des concepts de coordination de l'isolement (IEC 60071-1), ou à des paramètres de parafoudre (IEC 60099-4).

3.1

coordination de l'isolement

sélection de la rigidité diélectrique des matériels, en fonction des tensions de service et des surtensions qui peuvent apparaître dans le réseau auquel ces matériels sont destinés et compte tenu de l'environnement en service et des caractéristiques des dispositifs de protection et de prévention disponibles

¹ LCC = *line commutate converter*.

² VSC = *voltage sourced converter*.

[SOURCE: IEC 60071-1: 2006, 3.1]

3.2

tension continue nominale

valeur moyenne de la tension continue requise pour transmettre la puissance nominale au courant nominal

3.3

plus haute tension continue

valeur la plus élevée de la tension continue pour laquelle le matériel est conçu pour fonctionner en continu, en ce qui concerne son isolement ainsi que d'autres caractéristiques

3.4

surtension

tension ayant une valeur dépassant la valeur la plus élevée correspondante de la tension en régime permanent du système

Note 1 à l'article: Le Tableau 1 présente (conformément à l'IEC 60071-1) la classification des tensions qui sont définies de 3.4.1 à 3.4.2.3.

Tableau 1 – Classes et formes des surtensions, des formes de tension normalisées et des essais de tension de tenue normalisée

Class	Low frequency		Transient		
	Continuous	Temporary	Slow-front	Fast-front	Very-fast-front
Voltage or over-voltage shapes					
Range of voltage or over-voltage shapes	$f = 50 \text{ Hz or } 60 \text{ Hz}$ $T_t \geq 3\,600 \text{ s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0,02 \text{ s} \leq T_t \leq 3\,600 \text{ s}$	$20 \mu\text{s} < T_p \leq 5\,000 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$0,1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$T_f \leq 100 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$
Standard voltage shapes	 $f = 50 \text{ Hz or } 60 \text{ Hz}$ T_t^a	 $48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_t = 60 \text{ s}$	 $T_p = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2\,500 \mu\text{s}$	 $T_1 = 1,2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$	a
Standard withstand voltage test	a	Short-duration power frequency test	Switching impulse test	Lightning impulse test	a

^a To be specified by the relevant apparatus committees.

Anglais	Français
Class	Classe
Low-frequency	Basse fréquence

Anglais	Français
Transient	Transitoire
Continuous	Permanente
Temporary	Temporaire
Slow-front	Front lent
Fast-front	Front rapide
Very-fast-front	Front très rapide
Voltage or over-voltage shapes	Formes de tension ou de surtension
Range of voltage or over-voltage shapes	Gamme de formes de tension ou de surtension
$f = 50 \text{ Hz}$ or 60 Hz	$f = 50 \text{ Hz}$ ou 60 Hz
Standard voltage shapes	Formes de tension normalisées
Standard withstand voltage test	Essai de tension de tenue normalisée
Short-duration power frequency test	Essai de courte durée à fréquence industrielle
Switching impulse test	Essai au choc de manœuvre
Lightning impulse test	Essai au choc de foudre
To be specified by the relevant apparatus committees.	À spécifier par les comités de produit correspondants.

3.4.1

surtension temporaire

surtension de durée relativement longue (de l'ordre de 0,02 s à 3 600 s conformément à l'IEC 60071-1)

Note 1 à l'article: La surtension peut être non amortie ou faiblement amortie.

3.4.2

surtension transitoire

surtension de courte durée, ne dépassant pas quelques millisecondes, oscillatoire ou non, généralement fortement amortie

[SOURCE: IEC 60071-1:2006, 3.17.3]

3.4.2.1

surtension à front lent

surtension transitoire, généralement unidirectionnelle, de durée T_p jusqu'à la valeur de crête telle que $20 \mu\text{s} < T_p \leq 5\,000 \mu\text{s}$ et de durée de queue $T_2 \leq 20 \text{ ms}$

Note 1 à l'article: Pour les besoins de la coordination de l'isolement, les surtensions à front lent sont classées en fonction de leur forme, quelle que soit leur origine. Bien que des écarts considérables par rapport aux formes normalisées se produisent sur des systèmes réels, il est jugé dans la présente norme qu'il suffit dans la plupart des cas de décrire ces surtensions par leur classification et leur valeur de crête.

[SOURCE: IEC 60071-1:2006, 3.17.3.1]

3.4.2.2

surtension à front rapide

surtension en un emplacement donné sur un réseau, due à une décharge de foudre ou autre cause, dont la forme peut être considérée, pour les besoins de la coordination de l'isolement, comme étant similaire à celle du choc normalisé (IEC 60060-1) utilisée pour les essais au choc de foudre

Note 1 à l'article: La surtension à front rapide est définie dans l'IEC 60071-1:2006, 3.17.3.2 comme surtension transitoire, généralement unidirectionnelle, de durée T_1 jusqu'à la valeur de crête telle que $0,1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$ et de durée de queue $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$.

Note 2 à l'article: Pour les besoins de la coordination de l'isolement, les surtensions à front rapide sont classées en fonction de leur forme, quelle que soit leur origine. Bien que des écarts considérables par rapport aux formes normalisées se produisent sur des systèmes réels, il est jugé dans la présente norme qu'il suffit dans la plupart des cas de décrire ces surtensions par leur classification et leur valeur de crête.

3.4.2.3

surtension à front très rapide

surtension transitoire, généralement unidirectionnelle, de durée jusqu'à la valeur de crête T_f $< 0,1 \mu\text{s}$, et avec ou sans oscillations superposées de fréquence $30 \text{ kHz} < f < 100 \text{ MHz}$

[SOURCE: IEC 60071-1:2006, 3.17.3.3]

3.4.2.4

surtension à front raide

surtension transitoire classée comme étant une sorte de surtension à front rapide ayant une durée jusqu'à la crête T telle que $3 \text{ ns} < T_1 < 1,2 \mu\text{s}$

Note 1 à l'article: Une tension de choc à front raide à des fins d'essai est définie dans l'IEC 60700-1.

Note 2 à l'article: Le temps de front est décidé par des études de réseau.

3.4.2.5

surtension combinée

surtension consistant en deux composantes de tension appliquées simultanément entre chacune des deux bornes de phase d'une isolation entre phases (ou longitudinale) et la terre

Note 1 à l'article: La surtension combinée peut comprendre les surtensions temporaires, à front lent, à front rapide ou à front très rapide.

Note 2 à l'article: Elle est classée selon la composante de la valeur de crête la plus élevée.

3.5

surtensions représentatives

U_{rp}

surtensions supposées produire le même effet diélectrique sur l'isolation que les surtensions d'une catégorie donnée apparaissant en service dues à diverses origines

Note 1 à l'article: Dans la présente norme, il est généralement supposé que les surtensions représentatives sont caractérisées par leurs valeurs maximales supposées ou obtenues.

[SOURCE: IEC 60071-1:2006, 3.19]

3.5.1

surtension représentative à front lent

RSFO

valeur de la tension entre les bornes d'un matériel ayant la forme d'un choc de manœuvre normalisé

Note 1 à l'article: L'abréviation RSFO est dérivée du terme anglais développé correspondant "representative slow-front overvoltage".

3.5.2

surtension représentative à front rapide

RFFO

valeur de la tension entre les bornes d'un matériel ayant la forme d'un choc de foudre normalisé

Note 1 à l'article: L'abréviation RFFO est dérivée du terme anglais développé correspondant "representative fast-front overvoltage".

3.5.3

surtension représentative à front raide

RSTO

valeur de la tension avec une forme normalisée ayant une durée jusqu'à la crête inférieure à celle d'une tension normalisée de choc de foudre, mais supérieure ou égale à celle d'une surtension à front très rapide telle que définie par l'IEC 60071-1

Note 1 à l'article: Une tension de choc à front raide à des fins d'essai est définie à la Figure 1 de l'IEC 60700-1:2008. Le temps de front est décidé par des études de réseau.

Note 2 à l'article: L'abréviation RSTO est dérivée du terme anglais développé correspondant "representative steep-front overvoltage".

3.6

tension de tenue de coordination

U_{cw}

pour chaque catégorie de tension, valeur de la tension de tenue de la configuration de l'isolation, dans les conditions réelles de service, qui satisfait au critère de performance (IEC 60071-1)

3.7

tension de tenue requise

U_{rw}

tension d'essai qu'il faut que l'isolation tienne dans un essai de tension de tenue normalisée pour s'assurer que l'isolation satisfera au critère de performance lorsqu'elle sera soumise à une catégorie donnée de surtensions dans les conditions réelles de service et pendant toute la durée de service. La tension de tenue requise a la forme de la tension de tenue de coordination et elle est spécifiée en se référant à toutes les conditions de l'essai de tension de tenue normalisée choisi pour vérifier cette tenue

[SOURCE: IEC 60071-1:2006, 3.27]

3.8

tension de tenue

U_w

tension d'essai convenablement choisie supérieure ou égale à la tension de tenue requise (U_{rw})

Note 1 à l'article: Pour un matériel à courant alternatif, les valeurs de tensions de tenue U_w sont normalisées conformément à l'IEC 60071-1. Pour ce qui concerne le matériel CCHT, il n'existe pas de valeurs normalisées pour les tensions de tenue qui sont arrondies par excès à des valeurs pratiques commodes.

Note 2 à l'article: Les formes de choc normalisé utilisées pour des essais de tenue sur le matériel ainsi que les procédures d'essai sont définies dans l'IEC 60060-1 et dans l'IEC 60071-1. Pour certains matériels à courant continu (les valves à thyristors, par exemple), les formes de choc normalisé peuvent être modifiées afin de refléter d'une façon plus réaliste les conditions attendues.

3.8.1

tension de tenue au choc de manœuvre

SIWV

tension de tenue de l'isolation ayant la forme d'un choc de manœuvre normalisé

Note 1 à l'article: L'abréviation SIWV est dérivée du terme anglais développé correspondant "switching impulse withstand voltage".

3.8.2

tension de tenue au choc de foudre

LIWV

tension de tenue de l'isolation ayant la forme d'un choc de foudre normalisé

Note 1 à l'article: L'abréviation LIWV est dérivée du terme anglais développé correspondant "lightning impulse withstand voltage".

3.8.3

tension de tenue au choc à front raide

STIWV

tension de tenue de l'isolation ayant la forme spécifiée dans l'IEC 60071-1

Note 1 à l'article: L'abréviation STIWV est dérivée du terme anglais développé correspondant "steep-front impulse withstand voltage".

3.9

tension de régime permanent d'un parafoudre

U_c

valeur désignée admissible de la tension efficace à fréquence industrielle qui peut être appliquée de façon continue entre les bornes du parafoudre

[SOURCE: IEC 60099-4:2004, 3.9]

3.10

tension de régime permanent d'un parafoudre comportant des harmoniques

U_{ch}

valeur efficace de la combinaison de la tension à fréquence industrielle et des harmoniques qui peut être appliquée de façon continue entre les bornes du parafoudre

Note 1 à l'article: Il peut être noté que cette définition ne s'applique qu'à la coordination des niveaux de protection des parafoudres et non à l'évaluation du cycle d'énergie du parafoudre.

3.11

valeur de crête de la tension de régime permanent

CCOV

valeur de crête la plus élevée se produisant de façon continue de la tension à l'emplacement du matériel du côté courant continu de la station de conversion, à l'exclusion des dépassements de commutation

Voir: Figure 5.

Note 1 à l'article: L'abréviation CCOV est dérivée du terme anglais développé correspondant "crest value of continuous operating voltage".

3.12

valeur de pointe de la tension de régime permanent

PCOV

valeur de crête la plus élevée se produisant de façon continue de la tension à l'emplacement du matériel du côté courant continu de la station de conversion, y compris les dépassements de commutation et les encoches de commutation

Voir: Figure 5.

Note 1 à l'article: L'abréviation PCOV est dérivée du terme anglais développé correspondant "peak value of continuous operating voltage".

3.13

tension équivalente de régime permanent d'un parafoudre

ECOV

valeur efficace de la tension sinusoïdale à la fréquence industrielle à l'emplacement d'un parafoudre à oxyde métallique contraint par la tension de service de toute forme d'onde qui génère les mêmes pertes de puissance dans les matériaux oxydes métalliques que la tension de service réelle

Note 1 à l'article: L'abréviation ECOV est dérivée du terme anglais développé correspondant "equivalent continuous operating voltage of an arrester".

3.14**tension résiduelle d'un parafoudre**

valeur de crête de la tension entre les bornes d'un parafoudre pendant le passage du courant de décharge

[SOURCE: IEC 60099-4:2004, 3.36]

3.15**courants de coordination d'un parafoudre**

pour un réseau explicite à l'étude et pour chaque classe de surtensions, courant qui circule à travers le parafoudre pour lequel la surtension représentative est déterminée

Note 1 à l'article: Les formes normalisées de courants de coordination pour les ondes de courant à front raide, de foudre et de manœuvre sont données dans l'IEC 60099-4.

Note 2 à l'article: Les courants de coordination sont déterminés par des études de réseau.

3.16**niveaux de protection d'un parafoudre**

pour chaque classe de tensions, tension résiduelle qui apparaît entre les bornes d'un parafoudre au cours du passage d'un courant de décharge correspondant au courant de coordination

Note 1 à l'article: Pour le matériel de conversion CCHT, les définitions spécifiques 3.16.1 à 3.16.3 suivantes s'appliquent.

3.16.1**niveau de protection au choc de manœuvre****SIPL**

tension résiduelle d'un parafoudre soumis à un courant de décharge correspondant au courant de choc de manœuvre de coordination

Note 1 à l'article: L'abréviation SIPL est dérivée du terme anglais développé correspondant "switching impulse protective level".

3.16.2**niveau de protection au choc de foudre****LIPL**

tension résiduelle d'un parafoudre soumis à un courant de décharge correspondant au courant de choc de foudre de coordination

Note 1 à l'article: L'abréviation LIPL est dérivée du terme anglais développé correspondant "lightning impulse protective level".

3.16.3**niveau de protection au choc à front raide****STIPL**

tension résiduelle d'un parafoudre soumis à un courant de décharge correspondant au courant de choc de coordination à front raide

Note 1 à l'article: L'abréviation STIPL est dérivée du terme anglais développé correspondant "steep-front impulse protective level".

3.17**matériel directement protégé**

matériel relié en parallèle à un parafoudre pour lequel la distance de séparation peut être négligée et toute surtension représentative être considérée comme étant égale au niveau de protection correspondant

3.18

allumage de protection de valve à thyristors

méthode de protection des thyristors individuels contre les contraintes excessives de tension directes à travers les thyristors individuels, en provoquant un allumage de ceux-ci

3.19

ligne de fuite

distance la plus courte ou somme des distances les plus courtes le long des parties isolantes de la surface de l'isolateur entre les parties qui supportent normalement la tension de service entre elles

Note 1 à l'article: La surface du ciment ou de toute autre matière de scellement non isolante n'est pas considérée comme faisant partie de la ligne de fuite.

Note 2 à l'article: Si un revêtement à haute résistance (émail semi-conducteur, par exemple) est appliqué sur certaines parties isolantes d'un isolateur, ces parties sont considérées comme surfaces isolantes effectives et la distance mesurée à la surface de ces parties est incluse dans la ligne de fuite.

[SOURCE: IEC 60815-1: 2008, 3.1.5]

3.20

ligne de fuite spécifique unifiée

USCD

ligne de fuite d'un isolateur divisée par la valeur efficace de la plus haute tension de service appliquée à l'isolateur

Note 1 à l'article: Cette définition diffère de celle de la ligne de fuite spécifique pour laquelle la valeur entre phases de la plus haute tension appliquée au matériel est utilisée.

Note 2 à l'article: Pour ' U_m ', voir l'IEC 60050-604:1987, 604-03-01 [5]³.

Note 3 à l'article: Elle est généralement exprimée en mm/kV et représente généralement un minimum.

Note 4 à l'article: L'abréviation USCD est dérivée du terme anglais développé correspondant "unified specific creepage distance".

[SOURCE: IEC/TS 60815-1:2008, 3.1.6]

3.21

distance de séparation

distance entre la borne haute tension du matériel protégé et le point de connexion du conducteur haute tension du parafoudre

4 Symboles et abréviations

4.1 Généralités

Cette liste ne couvre que les symboles et les abréviations utilisés le plus fréquemment dont certains sont illustrés graphiquement dans le schéma unifilaire de la Figure 1 et dans le Tableau 2. Pour une liste de symboles plus complète qui a été adoptée pour les stations de conversion CCHT, et aussi pour la coordination de l'isolement, se référer aux normes énumérées dans les références normatives (Article 2) et à la Bibliographie.

4.2 Indices

0 (zéro)	sans charge (IEC 60633)
d	tension ou courant continu(e) (IEC 60633)
i	idéal (IEC 60633)

³ Les chiffres entre crochets se réfèrent à la Bibliographie.

max	maximum (IEC 60633)
n	relatif à la composante harmonique de rang n (IEC 60633)

4.3 Symboles littéraux

K_a	facteur de correction d'altitude (IEC 60071-1)
K_c	facteur de coordination (IEC 60071-1)
K_s	facteur de sécurité (IEC 60071-1)
U_c	tension de régime permanent d'un parafoudre
U_{ch}	tension de régime permanent d'un parafoudre comportant des harmoniques
U_{di0}	tension continue à vide idéale (IEC 60633)
U_{di0m}	valeur maximale de U_{di0} prenant en compte les tolérances sur les mesures de tensions alternatives et le décalage de changeur de prises de transformateur d'un échelon
U_s	tension la plus élevée d'un réseau à courant alternatif (IEC 60071-1 et IEC 60071-2)
U_m	tension la plus élevée pour le matériel
U_{v0}	tension à vide entre phases du côté valve du transformateur de convertisseur, valeur efficace excluant les harmoniques
U_{rp}	surtension représentative
U_{cw}	tension de tenue de coordination
U_{rw}	tension de tenue requise
U_w	tension de tenue normalisée
α	angle de retard (IEC 60633); "angle de l'ordre d'allumage" également utilisé dans la présente norme
β	angle d'avance (IEC 60633)
γ	angle d'extinction (IEC 60633)
μ	angle d'empiétement (IEC 60633)

4.4 Abréviations

CCC	convertisseur à condensateurs commutés
CCSC	convertisseur à condensateurs en série contrôlés
CCOV	crest value of continuous operating voltage (valeur de crête de la tension de régime permanent)
GIS	gas-insulated switchgear (appareillage à isolation gazeuse)
PCOV	peak continuous operating voltage (valeur de pointe de la tension de régime permanent)
ECOV	equivalent continuous operating voltage (tension équivalente de régime permanent)
RSFO	representative slow-front overvoltage (surtension représentative à front lent) (la valeur maximale de la contrainte de tension)
RFFO	representative fast-front overvoltage (surtension représentative à front rapide) (la valeur maximale de la contrainte de tension)
RSTO	representative steep-front overvoltage (tension représentative à front raide) (la valeur maximale de la contrainte de tension)
RSIWV	required switching impulse withstand voltage (tension requise de tenue au choc de manœuvre)
RLIWV	required lightning impulse withstand voltage (tension requise de tenue au choc de foudre)

RSTI WV	required steep-front impulse withstand voltage (tension requise de tenue au choc à front raide)
SIPL	switching impulse protective level (niveau de protection au choc de manœuvre)
LIPL	lightning impulse protective level (niveau de protection au choc de foudre)
STIPL	steep-front impulse protective level (niveau de protection au choc à front raide)
SI WV	switching impulse withstand voltage (tension de tenue au choc de manœuvre)
LI WV	lightning impulse withstand voltage (tension de tenue au choc de foudre)
STI WV	steep-front impulse withstand voltage (tension de tenue au choc à front raide)
p.u.	par unité

5 Plans types de station de conversion CCHT

La Figure 1 montre le schéma unifilaire de stations types de conversion CCHT équipées de deux ponts de conversion dodécaphasés montés en série. Il peut être noté que la Figure 1 montre des emplacements possibles de parafoudre couverts dans la présente norme. Certains de ces parafoudres peuvent être redondants et peuvent être exclus en fonction de la conception particulière.

La Figure 2 montre un exemple pour un agencement de schéma unifilaire et de parafoudre d'une station de convertisseurs dos à dos. D'autres agencements avec des connexions de mise à la terre différentes sont également courants, par exemple la mise à la terre au point milieu entre deux ponts hexaphasés. L'emplacement de la bobine d'inductance de lissage, le cas échéant, peut changer en conséquence.

Les configurations de filtrage côté courant alternatif et côté courant continu peuvent être plus complexes que celles qui sont représentées sur ces figures.

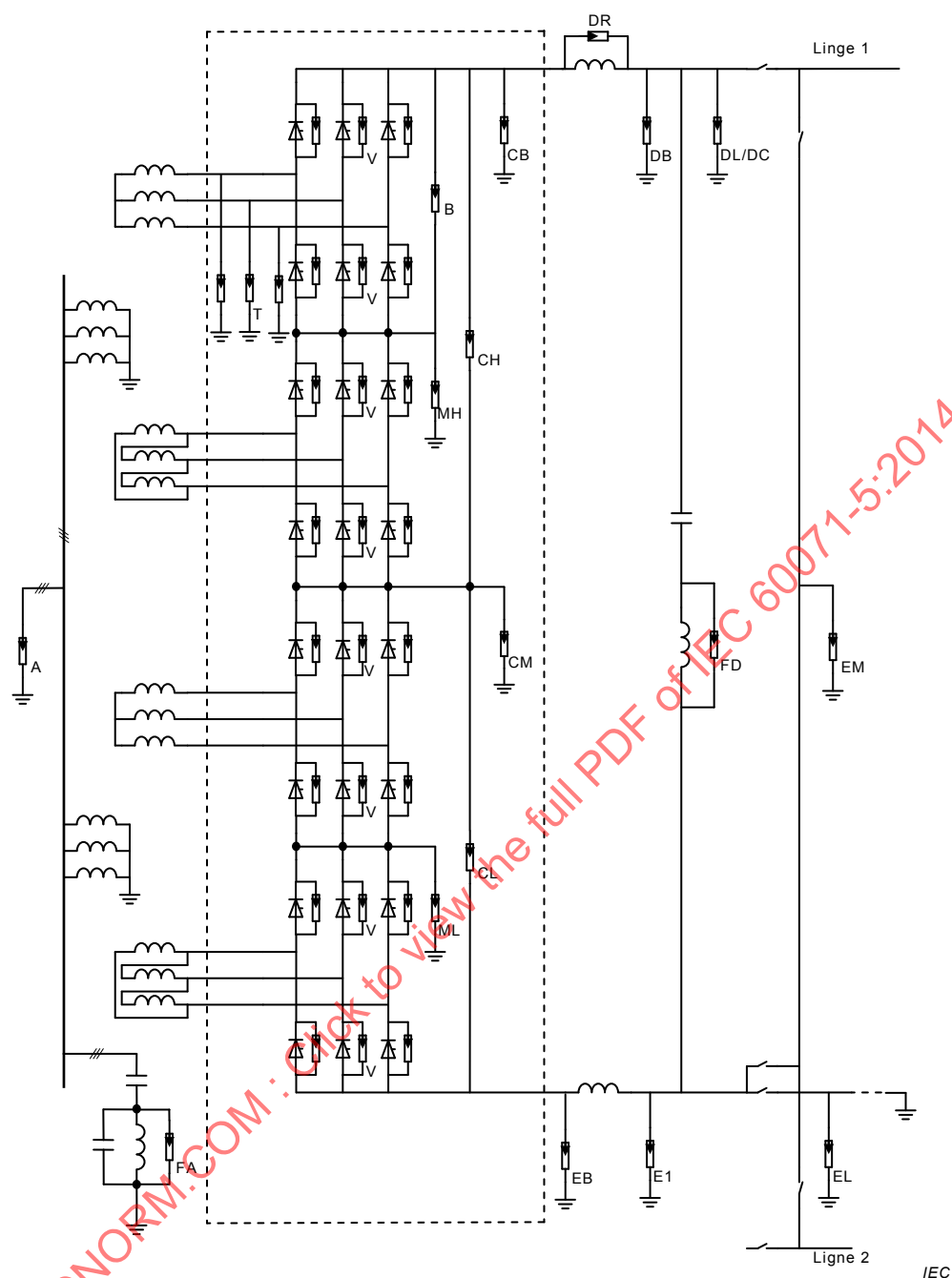
Le Tableau 2 présente les symboles graphiques utilisés dans la présente Norme.

Les valves à thyristors étant sensibles à la tension exigent une protection stricte contre les surtensions, qui est assurée par les parafoudres de valves qui sont raccordés directement aux bornes des valves.

Les parafoudres de valves en combinaison avec d'autres parafoudres assurent typiquement la protection aux enroulements côté valve des transformateurs. En général, il n'est pas fourni de parafoudres entre phases et phase-terre distincts. Les parafoudres phase-terre d'enroulements côté valve des transformateurs peuvent être considérés à 800 kV et au-dessus pour abaisser les niveaux de l'isolement particulièrement au groupe de valves supérieures.

Chacun des niveaux et composantes de tension est protégé par un parafoudre unique ou par une combinaison de parafoudres montés en série ou en parallèle.

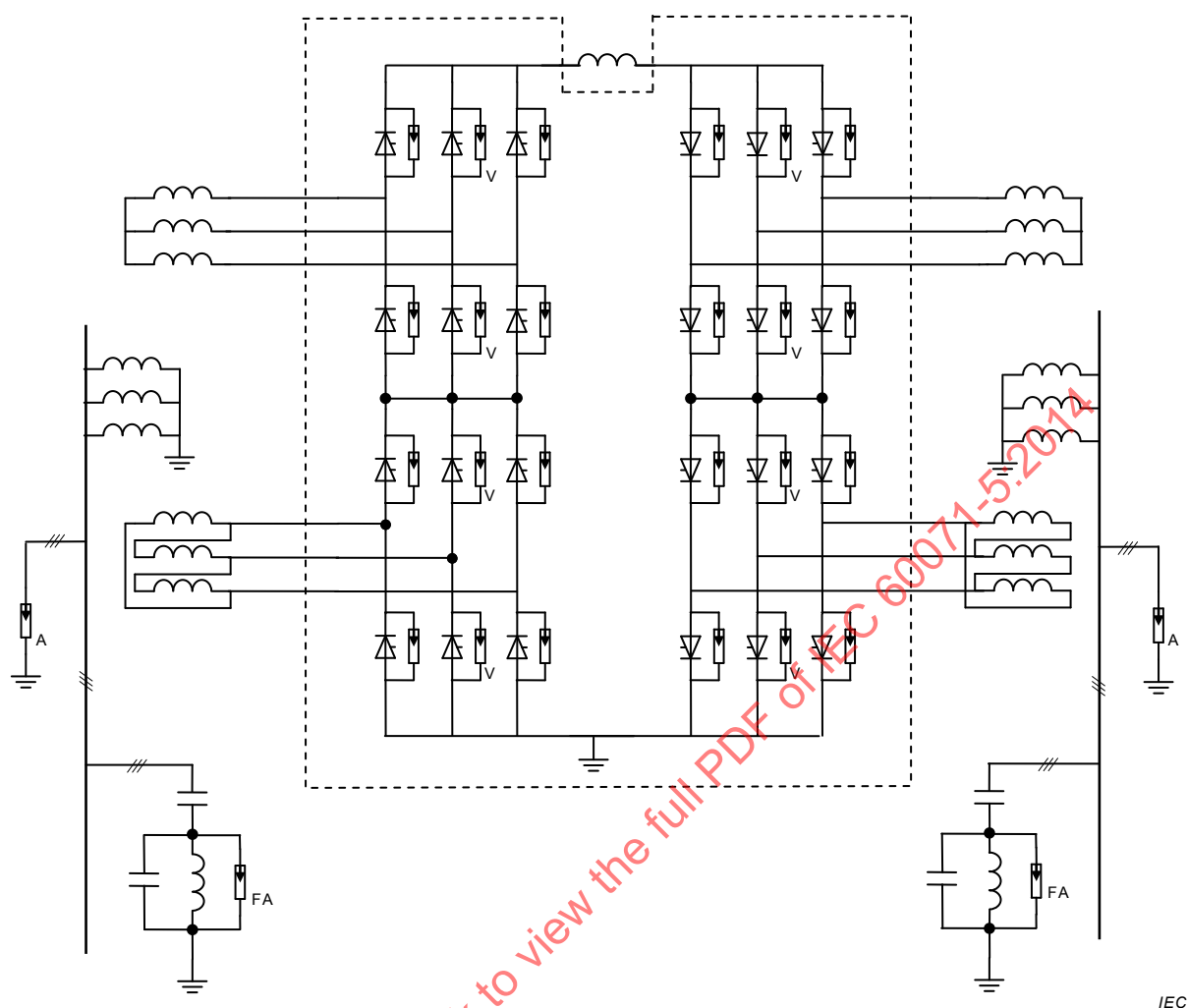
Les dénominations des parafoudres et les détails de leur conception et de leurs rôles spécifiques sont présentés à l'Article 8.



Légende

A: Parafoudre de barre à courant alternatif	FA: Parafoudre de filtre côté courant alternatif
FD: Parafoudre de filtre côté courant continu	EL: Parafoudre de ligne (d'électrode) de terre
E1: Parafoudre de barre de neutre côté courant continu	EM: Parafoudre de retour métallique
EB: Parafoudre de neutre d'un convertisseur	B: Parafoudre de pont (hexaphasé)
V: Parafoudre de valve	CB: Parafoudre de barre à courant continu d'une unité de conversion
T: Parafoudre d'enroulements côté valve de transformateur	DB: Parafoudre de barre à courant continu
DR: Parafoudre de bobine d'inductance de lissage	DC: Parafoudre de câble à courant continu
DL: Parafoudre de ligne à courant continu	CM: Parafoudre entre convertisseurs
CL: Parafoudre d'une unité de conversion BT	MH: Parafoudre de pont du milieu (pont HT)
CH: Parafoudre d'une unité de conversion HT	ML: Parafoudre de pont du milieu (pont BT)

Figure 1 – Emplacements possibles des parafoudres dans un pôle avec deux convertisseurs dodécaphasés montés en série



Légende

A: Parafoudre de barre à courant alternatif FA: Parafoudre de filtre côté courant alternatif
V: Parafoudre de valve

Figure 2 – Emplacements possibles des parafoudres pour une station de convertisseurs dos-à-dos

Tableau 2 – Description de symbole

Symbole	Description
	Valve (groupe de (commutation))
	Valve (un bras)
	Parafoudre
	Bobine d'inductance
	Condensateur
	Transformateur avec deux enroulements
	Terre

6 Principes de la coordination de l'isolement

6.1 Généralités

Les principaux objectifs de la coordination de l'isolement sont:

- établir les niveaux maximaux des surtensions en régime permanent, temporaires et transitoires auxquels les divers composants d'un système peuvent être soumis dans la pratique,
- sélectionner la tenue de l'isolation et les caractéristiques des matériels, y compris les dispositifs de protection, utilisés afin d'assurer une installation fiable, économique et sûre en cas de surtensions.

6.2 Différences essentielles entre systèmes à courant alternatif et en courant continu

La coordination de l'isolement appliquée à une station de conversion CCHT est en principe fondamentalement la même que celle d'un poste de courant alternatif. Cependant, il existe des différences essentielles qui demandent une considération particulière lorsqu'il s'agit de traiter des stations de conversion CCHT. Par exemple, il est nécessaire de considérer ce qui suit:

- a) les exigences des groupes de valves montées en série impliquant des parafoudres montés aux bornes de valves individuelles et entre les bornes à distance du potentiel de terre qui implique l'utilisation de niveaux d'isolement différents pour des parties différentes de la station de conversion CCHT;
- b) la topologie des circuits de convertisseur sans exposition directe à la surtension externe, car ces circuits sont délimités par des inductances de transformateurs de convertisseur et des bobines d'inductance de lissage (voir également 8.3.5.4);
- c) la présence de sources de puissance réactive et de filtres d'harmoniques tant du côté courant alternatif que du côté courant continu entraînant des surtensions potentielles et une probabilité plus élevée de conditions de résonance;
- d) les applications impliquant de grandes longueurs de lignes et/ou câbles aérien(ne)s de transport sans stations de commutation intermédiaires, avec le potentiel pour des conditions de résonance du côté courant continu;
- e) la présence des transformateurs de convertisseur dont le côté valve n'est pas directement connecté au potentiel de terre, et d'un décalage de tension continue;
- f) les caractéristiques des valves de convertisseur conduisant à des formes d'onde de tension composites (qui incluent dans certains cas une combinaison de tension continue, de tension à fréquence fondamentale, de tensions harmoniques et de composantes haute fréquence), les ratés de commutation, etc.
- g) le mauvais fonctionnement des commandes conduisant à de possibles ratés d'allumage de valve, défaillance de déclenchement, extinction de courant;
- h) une action rapide de commande et de protection réduisant les surtensions;
- i) les effets sur la polarité de la tension dus aux contraintes de courant continu qui, en attirant de plus grands contaminants vers l'isolation courant continu en raison de la polarité constante, mènent à des exigences de plus grandes lignes de fuite et distances d'isolement dans l'air et à une plus mauvaise performance contre la pollution et l'amorçage en comparaison à l'isolation courant alternatif dans le même environnement;
- j) l'interaction entre les systèmes à courant alternatif et de courant continu, en particulier lorsque le système à courant alternatif est relativement faible;
- k) les divers modes de fonctionnement du convertisseur tels que monopolaire, bipolaire, parallèle ou à plusieurs bornes;
- l) il n'existe pas de niveaux d'isolement normalisés dans le cas des systèmes à courant continu.

6.3 Procédure de la coordination de l'isolement

La méthode générale d'investigation pour une station de conversion CCHT comprend ce qui suit:

- a) sélection de la configuration de circuit à courant continu, par exemple emplacement des bobines d'inductance de lissage de courant continu, emplacement de la mise à la terre côté courant continu, connexion des enroulements côté valve de transformateur de convertisseur (étoile ou triangle) à la borne de tension continue plus élevée;
- b) sélection de l'agencement de parafoudre selon la configuration sélectionnée du circuit à courant continu;
- c) évaluation des caractéristiques du système à courant alternatif à la barre de commutation et du système à courant continu et de leur interaction pour déterminer différentes surtensions représentatives et contraintes de courant/énergie imposées aux parafoudres;
- d) optimisation de la conception par évaluation itérative des exigences relatives à l'isolement du matériel et aux parafoudres.

6.4 Comparaison de la sélection de tensions de tenue dans les systèmes à courant alternatif et à courant continu

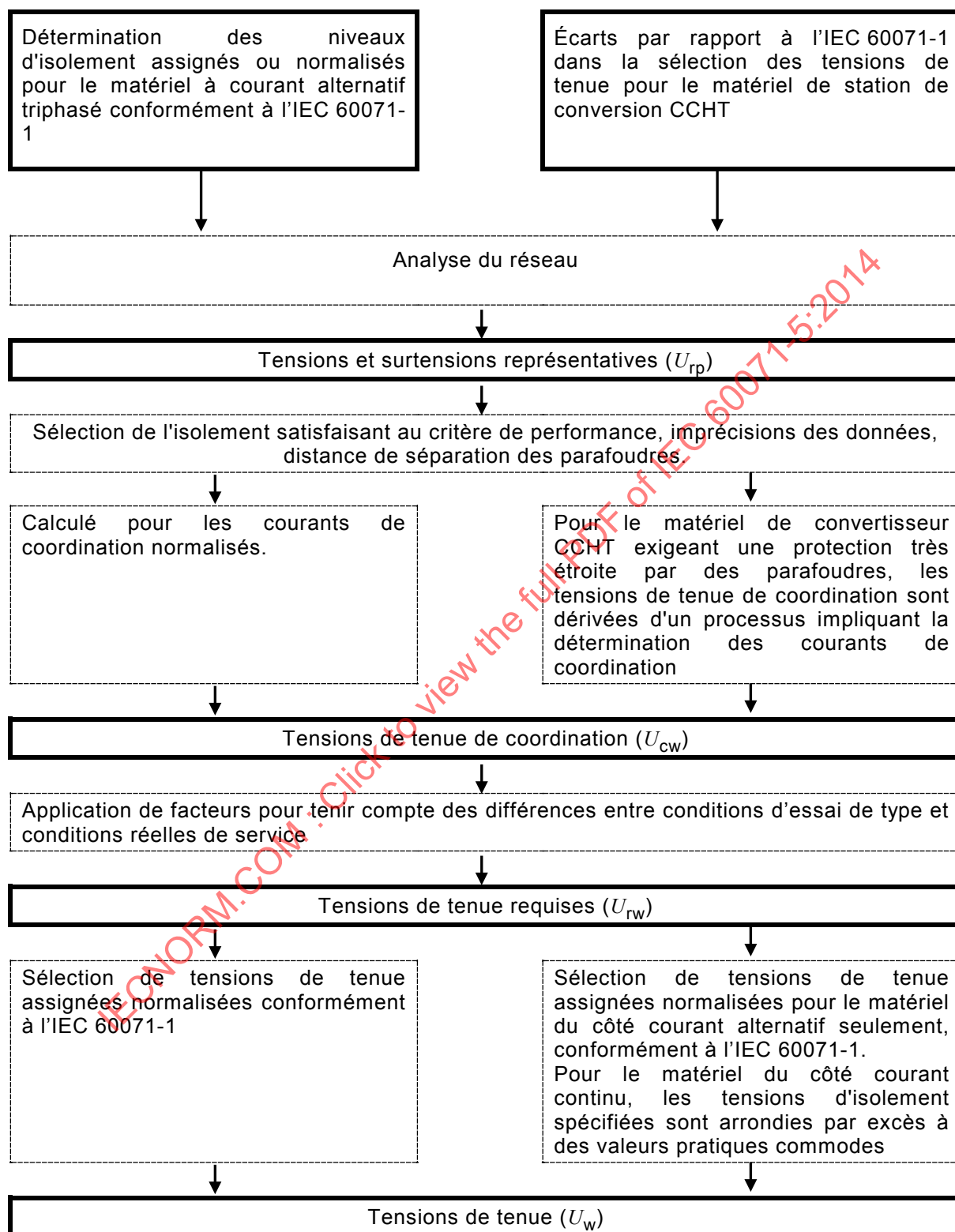
Conformément à la description dans l'IEC 60071-1, la procédure de coordination de l'isolement comporte quatre étapes principales qui peuvent être identifiées comme suit:

- étape 1: détermination des surtensions représentatives (U_{rp});
- étape 2: détermination des tensions de tenue de coordination (U_{cw})
- étape 3: détermination des tensions de tenue requises (U_{rw})
- étape 4: détermination des tensions de tenue normalisées (U_w)

Le Tableau 3 est un organigramme montrant la procédure de sélection des tensions de tenue (U_w) tant dans les systèmes à courant alternatif (Figure 1 de l'IEC 60071-1:2006) que dans les systèmes à courant continu, avec identification des différences dans le cas du courant continu.

Les différentes étapes impliquées dans le processus de sélection sont détaillées dans l'IEC 60071-1 pour l'application du système à courant alternatif et dans l'Article 9 de la présente norme pour le système à courant continu.

Tableau 3 – Comparaison de la sélection de tensions de tenue pour un matériel à courant alternatif avec celle pour le matériel d'une station de conversion CCHT



7 Tensions et surtensions en service

7.1 Tensions de régime permanent en divers emplacements dans la station de conversion

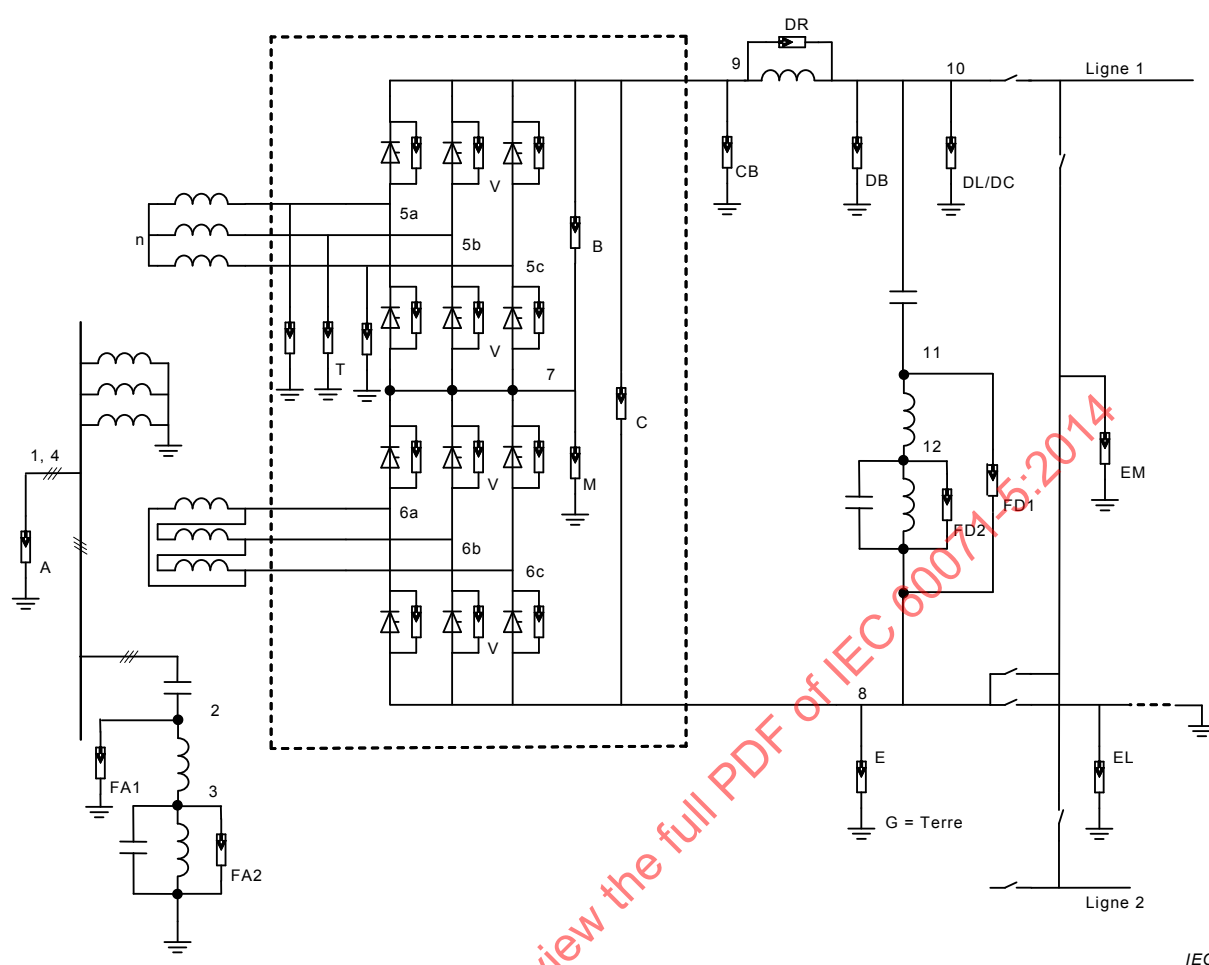
Les tensions de régime permanent en divers emplacements dans une station de conversion CCHT diffèrent du cas du système à courant alternatif en ce qu'elles ne sont pas simplement constituées que des tensions à fréquence fondamentale. Elles peuvent être une combinaison de tension continue, de tension à fréquence fondamentale, de tensions harmoniques et de transitoires à haute fréquence, selon l'emplacement.

La Figure 3 montre une station de conversion CCHT avec un seul convertisseur dodécaphasé par configuration de pôle. En général, il n'est pas fourni de parafoudres phase-terre du côté valve du transformateur de convertisseur (T) pour les schémas CCHT jusqu'à 600 kV.

La Figure 1 montre un schéma CCHT avec deux convertisseurs dodécaphasés par configuration de pôle, qui a été utilisé pour l'ancien schéma de 600 kV et certains des récents schémas de 800 kV.

La Figure 4 montre des formes d'onde typiques des tensions de régime permanent à l'exclusion des dépassements de commutation en divers emplacements dans la station de conversion CCHT soit à la terre (G), soit à un autre point pour la configuration typique de la Figure 3. Les nombres et les dénominations alphabétiques, à la Figure 3, identifient respectivement les numéros des nœuds et les dénominations des parafoudres. Ces formes d'onde ont été produites avec un outil de simulation prenant en compte des paramètres de courant continu typiques.

Noter que les Figures 1, 2 et 3 montrent des emplacements possibles pour le parafoudre, et certains d'entre eux peuvent être éliminés en raison de conceptions particulières.

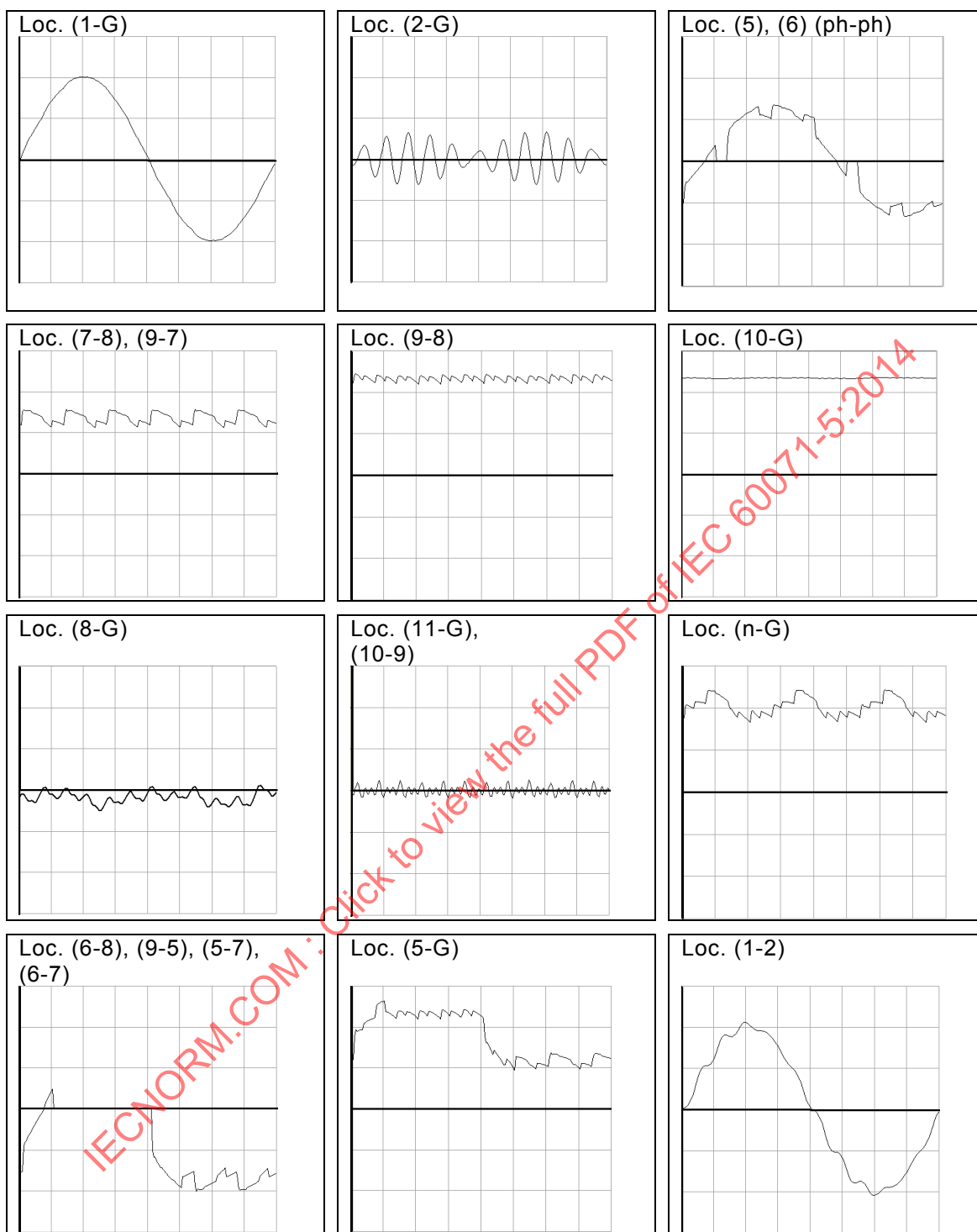


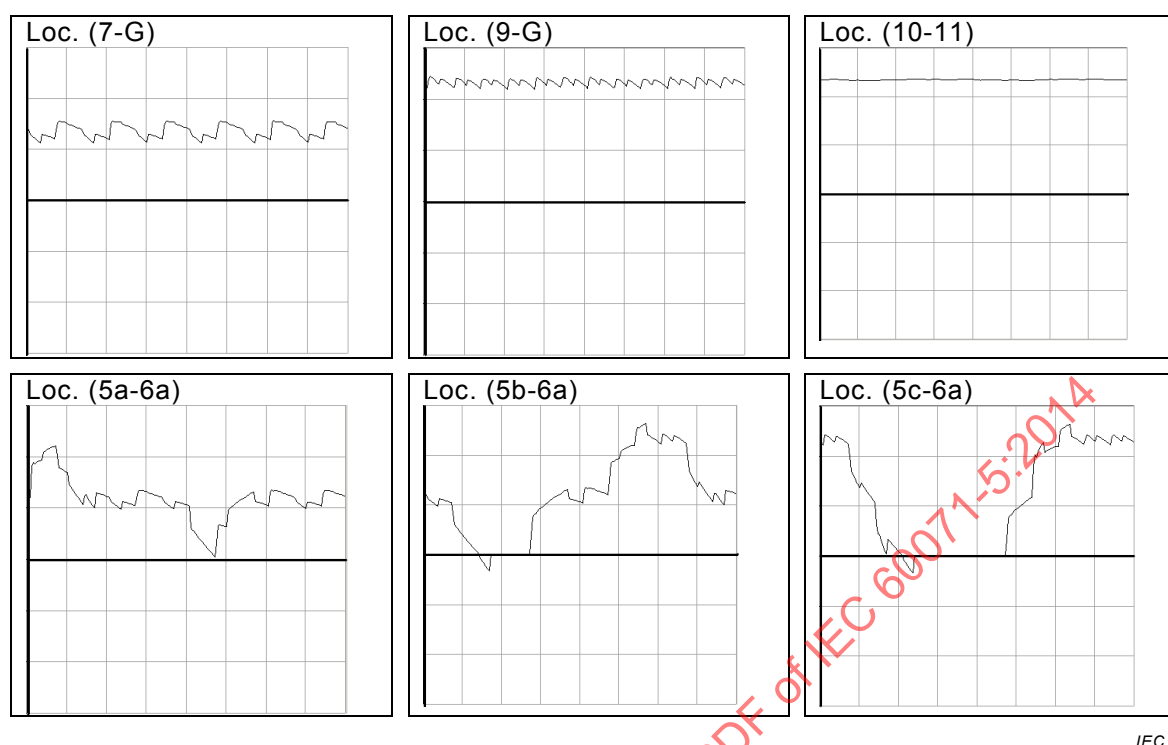
IEC

Légende

A: Parafoudre de barre à courant alternatif	EM: Parafoudre de retour métallique
M: Parafoudre de pont du milieu	EL: Parafoudre de ligne (d'électrode) de terre
E: Parafoudre de barre de neutre (côté courant continu)	B: Parafoudre de pont (hexaphasé)
V: Parafoudre de valve	C: Parafoudre d'une unité de conversion
T: Parafoudre d'enroulements côté valve de transformateur	DB: Parafoudre de barre à courant continu
DR: Parafoudre de bobine d'inductance de lissage	DC: Parafoudre de câble à courant continu
DL: Parafoudre de ligne à courant continu	FD1, FD2: Parafoudres de filtre côté courant continu
FA1, FA2: Parafoudres de filtre côté courant alternatif	

Figure 3 – Station de conversion CCHT avec un seul pont de conversion dodéphasé par pôle





IEC

Figure 4 – Tensions de régime permanent en divers emplacements (identification d'emplacement selon la Figure 3)

Les harmoniques générés du côté courant alternatif sont supposés être filtrés par les filtres connectés et la tension en (1-G) est considérée comme étant une onde sinusoïdale à la fréquence fondamentale sans harmoniques.

La forme de tension en (1-2) est également une onde sinusoïdale principalement à la fréquence fondamentale, mais superposée avec des harmoniques. Le taux d'harmoniques dépend fortement de la configuration des filtres, des fréquences de syntonisation ainsi que de la condition de fonctionnement des convertisseurs. Typiquement, le taux est inférieur à 30 % de la fréquence fondamentale.

Les tensions aux bornes des ponts hexaphasés (emplacements Loc. 7-8 et 9-7) sont les tensions continues aux bornes du pont constituant des arcs 60° des tensions alternatives entre phases ($60^\circ - \mu$, durée) et la moyenne des tensions entre phases (durée, μ).

La tension au pont hexaphasé à la terre (Loc. 7-G) peut être identique à Loc. (7-8) si la station est mise à la terre par l'intermédiaire de la terre de la station ainsi que pendant le fonctionnement symétrique d'un bipôle. Cependant, en cas de fonctionnement bipolaire non symétrique ou de fonctionnement monopolaire, un décalage de courant continu supplémentaire est superposé.

La tension aux bornes du pont dodécaphasé (Loc. 9-8) est constituée d'arcs 30° des tensions alternatives entre phases avec l'influence superposée des angles de retard d'allumage et des angles d'empîement.

La tension aux bornes du pont dodécaphasé à la terre (Loc. 9-G) peut être identique à Loc. (9-8) ou inclure un décalage de courant continu supplémentaire pour la même raison que celle décrite pour Loc. (7-G) (voir ci-dessus).

Les formes de tension en Loc. (5b-6a) et (5c-6a) montrent la tension entre deux phases différentes des deux groupes hexaphasés. Cette forme d'onde n'est pertinente que dans le cas des transformateurs à trois enroulements triphasés.

La tension à l'emplacement Loc. (10-G) est la tension lissée due à l'influence de la bobine d'inductance de lissage et du filtre du côté courant continu, le cas échéant.

Les tensions en Loc. (6-8) et (9-5) sont les tensions aux bornes d'une valve dans le mode redresseur indiquant la période de conduction de la valve et la commutation dans sa propre rangée et l'autre rangée de thyristors dans un pont hexaphasé.

La tension aux bornes des enroulements côté valve de transformateur entre phases est montrée en Loc. (5), (6) (ph-ph). La tension zéro montre le processus de commutation impliquant les valves connectées aux deux phases correspondantes, alors que les encoches indiquent la commutation impliquant des valves connectées à l'une des phases.

La tension de barre de neutre (Loc. 8-G) et les tensions aux bornes des filtres sont une indication des tensions types et elles dépendent des paramètres du circuit d'électrode et du filtre. L'emplacement Loc. (8-G) peut également inclure un décalage de courant continu, notamment pendant le fonctionnement de retour métallique monopolaire.

La tension à l'emplacement (n-G) a une composante continue égale à 3/4 de la tension de pôle (Loc. 10-G) plus l'ondulation du pont hexaphasé inférieur et la moitié de l'ondulation du pont hexaphasé supérieur.

7.2 Valeur de pointe de la tension de régime permanent (PCOV) et valeur de crête de la tension de régime permanent (CCOV)

L'action de manœuvre des valves produit les tensions transitoires de commutation d'état passant et d'état bloqué à haute fréquence qui sont superposées à la tension de commutation. Le dépassement à l'état bloqué augmente la tension des enroulements côté valve du transformateur et, en particulier, la tension à l'état bloqué (bloqué en sens inverse) aux bornes des valves et des parafoudres associés des valves. L'amplitude du dépassement est déterminée par:

- a) les caractéristiques inhérentes des thyristors (en particulier la charge de rétablissement);
- b) la distribution de la charge rétablie dans une chaîne de thyristors montés en série dans une valve;
- c) les résistances et les condensateurs d'amortissement aux niveaux des thyristors individuels;
- d) les diverses capacités et inductances au sein de la valve et du circuit de commutation;
- e) les angles d'allumage et d'empiétement;
- f) la tension de commutation des valves à l'instant du blocage.

Une attention particulière doit être portée aux dépassements de commutation, y compris la forme d'onde en rapport avec la dissipation d'énergie dans les parafoudres de valves et autres parafoudres du côté courant continu.

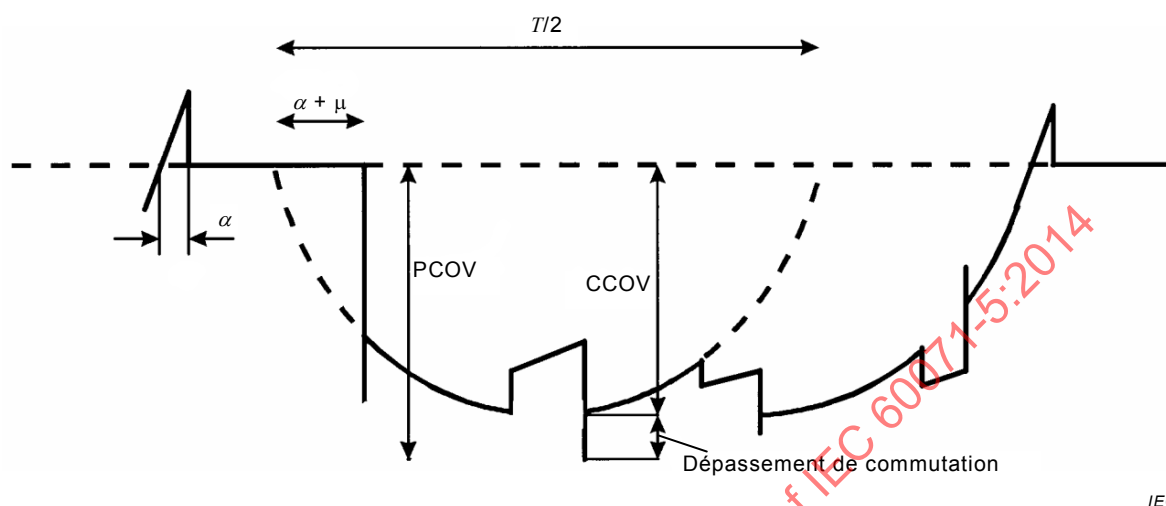
La forme d'onde de la tension de régime permanent aux bornes de la valve (emplacements Loc. 6-8 et 9-5) et du parafoudre de valve (V), pendant le fonctionnement en redresseur, est montrée à la Figure 5.

La CCOV (définie à l'Article 3) est proportionnelle à la U_{di0m} , et elle est donnée par:

$$CCOV = \frac{\pi}{3} \times U_{di0m} = \sqrt{2} \times U_{v0}$$

Se référer à 4.3 pour la définition de U_{di0m} et de U_{v0} .

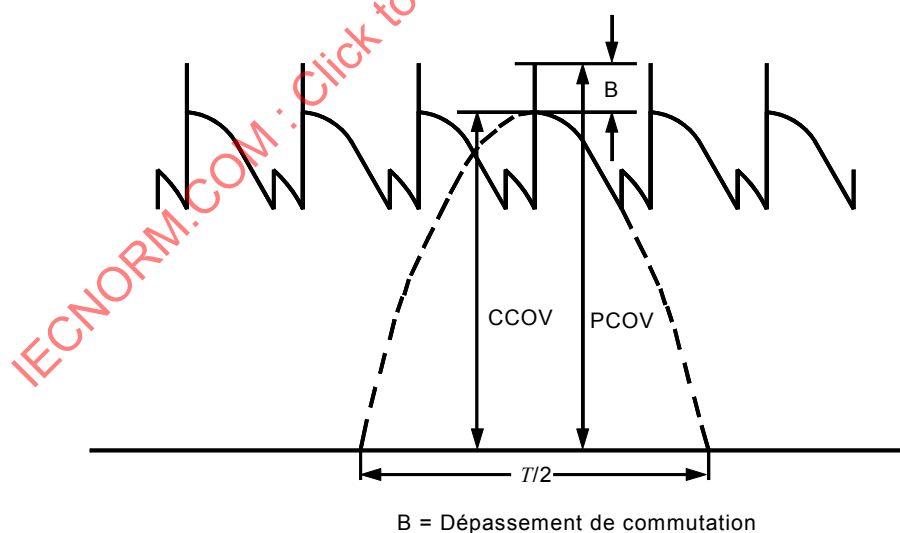
Le fonctionnement avec de grands angles de retard α augmente les dépassements de commutation, et un soin particulier doit être pris pour qu'ils ne contraignent pas de manière excessive les parafoudres.



IEC

Figure 5 – Tension de fonctionnement d'un parafoudre de valve (V), fonctionnement en redresseur

Les formes d'onde de la tension de régime permanent aux bornes du parafoudre du milieu (M) (Loc. 7-G) et aux bornes du parafoudre de barre de convertisseur (CB) (Loc. 9-G) sont respectivement montrées à la Figure 6 et à la Figure 7.



B = Dépassement de commutation

IEC

Figure 6 – Tension de fonctionnement d'un parafoudre du milieu (M), fonctionnement en redresseur

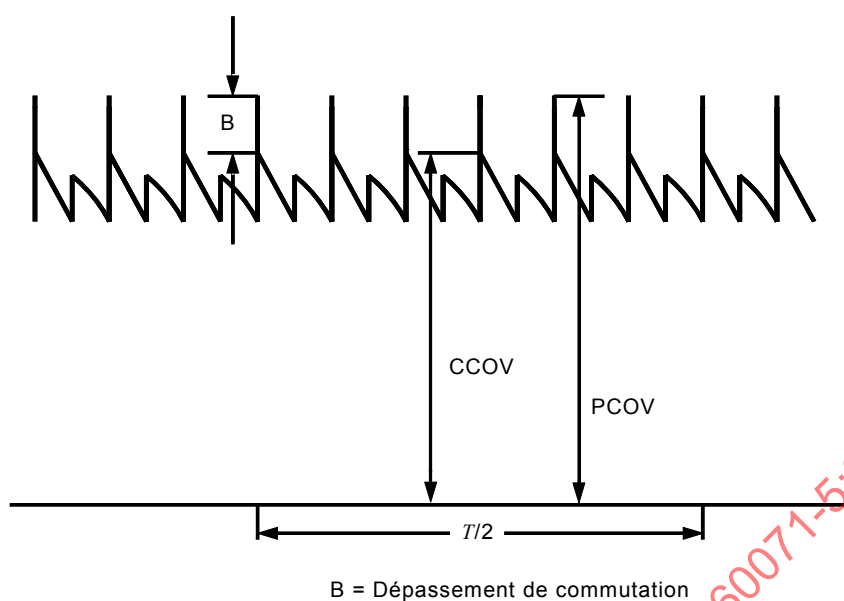


Figure 7 – Tension de fonctionnement d'un parafoudre de barre de convertisseur (CB), fonctionnement en redresseur

7.3 Sources et types des surtensions

Les surtensions du côté courant alternatif peuvent provenir d'une manœuvre, de défauts, d'une perte de charge ou de la foudre. Les caractéristiques dynamiques du réseau à courant alternatif, son impédance et également son amortissement effectif aux fréquences d'oscillations transitoires dominantes, et la modélisation correcte des transformateurs de convertisseur, des compensateurs statiques et synchrones et des composants de filtrage, sont importantes pour évaluer les surtensions. Si les longueurs des jeux de barres dans le poste extérieur de courant alternatif sont significatives, elles doivent être prises en considération dans l'évaluation des surtensions de foudre et à front rapide (effets de distance, par exemple) et dans l'emplacement des parafoudres.

Les surtensions du côté courant continu peuvent provenir soit du système à courant alternatif ou du câble et/ou de la ligne de courant continu, soit des amorçages dans la station ou autres événements de défaut.

En évaluant les surtensions, la configuration des systèmes à courant alternatif et à courant continu doit être prise en considération ainsi que la performance dynamique des valves et des commandes, et les combinaisons crédibles de cas les plus défavorables, comme cela est traité aux Articles 8 et 10.

Les impacts sur les exigences relatives aux parafoudres sont traités à l'Article 8.

Alors que l'origine des surtensions peut résulter de différents phénomènes (manœuvre, défaut et foudre) tels que décrits ci-dessus, les surtensions sont catégorisées selon leur forme et leur durée en:

- surtensions temporaires (surtension à fréquence industrielle de durée relativement longue),
- surtensions transitoires (surtension de courte durée, ne dépassant pas quelques millisecondes, oscillatoire ou non, généralement fortement amortie).

Les surtensions transitoires peuvent en plus être classées en:

- surtensions à front lent,
- surtensions à front rapide,
- surtensions à front très rapide,

- surtensions à front raide.

7.4 Surtensions temporaires

7.4.1 Généralités

Une surtension temporaire est définie comme étant une surtension oscillatoire de durée relativement longue qui est non amortie ou seulement faiblement amortie. Les surtensions temporaires peuvent provenir soit du côté courant alternatif, soit du côté courant continu.

7.4.2 Surtensions temporaires du côté courant alternatif

Ces surtensions sont habituellement générées en raison de manœuvres ou de défauts. Les surtensions temporaires les plus élevées se produisent habituellement en conjonction avec une perte subite de charge provoquée par des défauts sur le réseau à courant alternatif ou le réseau à courant continu avec des sources réactives alternatives encore connectées. Si les éléments réactifs connectés et le réseau à courant alternatif conduisent à des conditions de résonance, les surtensions temporaires peuvent être plus sévères tant du point de vue de l'amplitude des surtensions que du point de vue du cycle d'énergie du parafoudre.

En association avec les tensions alternatives de fonctionnement les plus élevées (U_s), les surtensions temporaires sont décisives pour établir la tension assignée des parafoudres de barre à courant alternatif (A).

Pour les parafoudres de valves (V), il convient également de prendre en considération les surtensions temporaires avec les grands angles d'allumage ou d'extinction.

Les surtensions temporaires dues aux défauts du côté courant alternatif conduisant à des tensions alternatives asymétriques et affectées de dispersion induisent des tensions harmoniques du second rang du côté courant continu qui, à leur tour, induisent des tensions harmoniques du troisième rang du côté courant alternatif contraignant les parafoudres de filtre du côté courant alternatif (FA). Lorsque les convertisseurs sont bloqués avec des impulsions d'allumage données aux paires de shuntage, les parafoudres au travers des valves non conductrices peuvent être exposés à des tensions entre phases.

7.4.3 Surtensions temporaires du côté courant continu

Un enclenchement incontrôlé du redresseur avec l'extrémité distante bloquée peut conduire à des surtensions élevées, notamment pour un système de transport par câble.

Un autre cas qui peut conduire à des surtensions est le blocage d'un onduleur à forte intensité de courant sans allumage de paire de shuntage. Cela se traduit par l'application d'une tension à fréquence fondamentale au niveau de l'onduleur et si le circuit à courant continu est résonant à proximité de la fréquence fondamentale, cela peut conduire à des surtensions élevées contraignant le parafoudre de barre à courant continu (CB).

7.5 Surtensions à front lent

7.5.1 Généralités

Les surtensions à front lent et temporaires se produisant du côté courant alternatif sont importantes pour l'étude des applications de parafoudre. Avec les tensions alternatives de fonctionnement les plus élevées (U_s), elles déterminent les niveaux de protection et d'isolement des surtensions du côté courant alternatif de la station de conversion CCHT. Elles influencent également la coordination de l'isolement des valves.

7.5.2 Surtensions à front lent du côté courant alternatif

7.5.2.1 Généralités

Des surtensions à front lent sur la barre à courant alternatif d'une station de conversion CCHT peuvent être provoquées par la mise sous tension de transformateurs, de bobines d'inductance, de compensateurs statiques d'énergie réactive (VAR), de filtres du côté courant alternatif et de batteries de condensateurs connectés à la barre à courant alternatif du convertisseur et par le déclenchement de défauts et la suppression de défauts ainsi que par l'enclenchement et le réenclenchement de lignes. Les surtensions à front lent se produisent avec l'amplitude élevée seulement pour la première moitié de cycle de transitoire avec une réduction considérable des amplitudes pour les cycles ultérieurs. Les surtensions à front lent qui ont leur origine en des emplacements dans le réseau à courant alternatif situés à distance de la station de conversion CCHT ont habituellement des grandeurs qui sont relativement faibles en comparaison de celles provoquées par des événements se produisant à proximité de la barre à courant alternatif du convertisseur.

Au cours de la durée de vie utile du matériel, la manœuvre de matériels connectés à la barre à courant alternatif du convertisseur peut se produire de nombreuses fois. Les surtensions provoquées par ces manœuvres de routine sont généralement moins sévères que les surtensions à front lent provoquées par des défauts. Cependant, la mise hors tension d'un disjoncteur peut, dans de rares cas, produire un phénomène de réamorçage et cela provoque la surtension.

Il convient que la sélection des parafoudres à courant alternatif pour des stations de conversion CCHT prenne en considération les parafoudres existants qui sont montés en parallèle dans le réseau à courant alternatif afin d'éviter que les parafoudres existants soient surchargés pendant les surtensions temporaires et à front lent.

7.5.2.2 Surtensions dues à des manœuvres

En raison de la fréquence de ces manœuvres, il est généralement souhaitable que les parafoudres utilisés pour protéger le matériel n'absorbent pas une énergie appréciable au cours de ces événements. Par conséquent, dans certains cas, les surtensions à front lent résultant de telles manœuvres de routine sont réduites au minimum par l'utilisation de disjoncteurs comportant des résistances de fermeture et/ou d'ouverture, ou en synchronisant la fermeture et/ou l'ouverture des pôles des disjoncteurs, ou en munissant le disjoncteur de parafoudres au travers des pôles. Le système de commande CCHT peut également être utilisé pour amortir efficacement certaines surtensions telles que les surtensions temporaires.

L'enclenchement des transformateurs donne lieu à un courant d'appel, dû à des effets de saturation, contenant des harmoniques dominés par l'harmonique de second rang et d'autres harmoniques de rang inférieur. Si un ou plusieurs de ces courants harmoniques satisfont à des conditions de résonance, dans un réseau à faible amortissement, des tensions harmoniques élevées sont produites dans le réseau conduisant à des surtensions. Dans une station de conversion CCHT, les conditions de résonance sont souvent plus sévères en raison de la présence de filtres du côté courant alternatif et des batteries de condensateurs. Ces capacités abaissent la fréquence de résonance et les résonances d'harmoniques de deuxième ou troisième rang peuvent être présentes.

Les surtensions temporaires peuvent durer plusieurs secondes ou, dans de rares cas, atteindre une minute.

7.5.2.3 Surtensions dues à des défauts

Lorsqu'un défaut asymétrique se produit dans le réseau à courant alternatif, les surtensions transitoires et temporaires se produisent sur les phases saines, influencées par le réseau homopolaire. Dans les systèmes solidement mis à la terre qui sont typiques des réseaux connectés à des stations de conversion CCHT, les surtensions transitoires (phase-terre) se situent normalement dans la plage de 1,4 p.u. à 1,7 p.u. et la surtension temporaire dans la plage de 1,2 p.u. à 1,4 p.u.

Les défauts symétriques ainsi que les défauts asymétriques peuvent conduire à une saturation du transformateur. L'influence de la saturation du transformateur sur les surtensions dépend de l'instant d'apparition du défaut ainsi que de l'instant de suppression du défaut. Il est donc nécessaire de faire varier les conditions de défaut lorsque ce phénomène est étudié. Ce cas de défaut est traité plus en détail à l'Article 8.

Les surtensions temporaires les plus élevées se produisent plus vraisemblablement en conjonction avec les défauts triphasés et une perte complète de charge si les convertisseurs se bloquent en même temps à la suite du défaut sans déconnexion simultanée des filtres. Les filtres et les batteries de condensateurs avec le système à courant alternatif peuvent conduire à de basses fréquences de résonance. Les surtensions temporaires dues à des défauts peuvent être plus sévères tant du point de vue des surtensions qu'en égard à de possibles contraintes énergétiques des parafoudres. La présence de filtres syntonisés ou amortis à des fréquences comprises entre le deuxième harmonique et le cinquième harmonique peut souvent être efficace pour réduire la distorsion de la tension et, de ce fait, les contraintes sur les parafoudres. Des filtres actifs du côté courant alternatif peuvent également être utilisés à cette fin.

7.5.3 Surtensions à front lent du côté courant continu

Excepté pour les surtensions du côté courant alternatif transmises par les transformateurs de convertisseur, la coordination de l'isolement du côté courant continu pour des surtensions à front lent et des surtensions temporaires est principalement déterminée par des surtensions à front lent générées par des défauts du côté courant continu.

Les événements à prendre en compte comprennent les défauts phase-terre en courant continu, les manœuvres du côté courant continu, les événements conduisant à une ligne (d'électrode) de terre ouverte, la génération de tensions alternatives superposées dues aux défauts de ratés d'allumage de la commande de convertisseur (perte complète des impulsions de commande, par exemple), les ratés de commutation, les défauts à la terre et les courts-circuits au sein de l'unité de conversion. Ces contingences sont traitées plus en détail à l'Article 8.

Il convient également de prendre en considération l'enclenchement de la ligne à courant continu avec la borne d'onduleur distante ouverte (redresseur à la valeur de crête de la tension continue de sortie) si des mesures n'ont pas été prises pour éviter un tel événement.

Dans des stations de conversion CCHT avec des unités de ponts de conversion montées en série, les événements tels que le shuntage sur un convertisseur alors que la seconde unité de pont de conversion est en fonctionnement doivent être pris en considération, en particulier pendant le fonctionnement en onduleur. Une attention particulière doit être portée à la coordination de l'isolement des unités de ponts de conversion montées en parallèle. Quelques informations sur ces dernières configurations spéciales de convertisseurs et d'autres encore sont données dans l'Annexe C.

7.6 Surtensions à front rapide, à front très rapide et à front raide

Il convient d'examiner de différentes façons les différentes sections des stations de conversion CCHT afin de déceler les surtensions à front rapide et à front raide. Les sections comprennent:

- la section de poste extérieur en courant alternatif à partir de l'entrée de la ligne de courant alternatif jusqu'aux bornes du côté ligne des transformateurs de convertisseur;
- la section de poste extérieur en courant continu à partir de l'entrée de la ligne jusqu'à la borne du côté ligne de la bobine d'inductance de lissage;
- la section de pont de conversion entre la borne du côté valve des transformateurs de convertisseur et la borne du côté valve de la bobine d'inductance de lissage.

La section de pont de conversion est séparée des deux autres sections par des réactances série, c'est-à-dire à l'une des extrémités, l'inductance de la bobine d'inductance de lissage et à l'autre extrémité, la réactance de fuite des transformateurs de convertisseur. Les ondes progressives comme celles provoquées par des coups de foudre sur le côté courant alternatif

du transformateur ou sur la ligne à courant continu au-delà de la bobine d'inductance de lissage sont affaiblies (mais peuvent être transférées par voie capacitive comme cela est traité en 8.3.5.4) en raison de la combinaison de la réactance série et de la capacité parallèle par rapport à la terre en une forme semblable aux surtensions à front lent. En conséquence, il convient de les considérer comme étant une partie intégrante de la coordination des surtensions à front lent.

Les sections de postes extérieurs à courant alternatif et à courant continu ont une faible impédance en comparaison aux lignes aériennes en raison de la présence de filtres et, éventuellement, de batteries de condensateurs parallèles. Les différences par rapport à la plupart des postes extérieurs conventionnels à courant alternatif résident dans la présence de filtres du côté courant alternatif, de filtres du côté courant continu et, éventuellement, de grosses batteries de condensateurs parallèles, qui peuvent tous avoir un effet d'affaiblissement sur les surtensions entrantes.

Les surtensions à front raide provoquées par des défauts à la terre dans la station de conversion CCHT, y compris des emplacements à l'intérieur de la salle de valves, sont importantes pour la coordination de l'isolement, particulièrement pour les valves. Ces surtensions ont typiquement un temps de front de l'ordre de $0,5 \mu\text{s}$ à $1,0 \mu\text{s}$ et des durées pouvant atteindre $10 \mu\text{s}$. Il convient de déterminer par des études de simulation numérique les valeurs et les formes d'ondes à spécifier; l'amplitude de crête et le taux maximal de variation de la tension peuvent être importants.

Dans la section de poste extérieur à courant alternatif, des surtensions à front très rapide avec des temps de front de 5 ns à 150 ns peuvent également être initiées par le fonctionnement de sectionneurs ou de disjoncteurs dans les appareillages à isolation gazeuse (GIS). Quelques informations supplémentaires relatives à l'effet des GIS sont données à l'Article C.6.

8 Caractéristiques et contraintes des parafoudres

8.1 Caractéristiques des parafoudres

Depuis la fin des années 1970, la protection contre les surtensions des stations de conversion CCHT a été exclusivement basée sur les parafoudres à oxyde métallique. Cela est surtout dû à leurs caractéristiques de protection supérieures en comparaison aux parafoudres au carbure de silicium à éclateur (technologie antérieure) et à leur performance fiable lorsqu'ils sont montés en série ou en parallèle avec d'autres parafoudres.

L'agencement réel des parafoudres dépend de la configuration de la station de conversion CCHT et du type de circuit de transport. Cependant, le critère de base utilisé est que chaque niveau de tension et le matériel connecté soient convenablement protégés à un coût proportionnel à la fiabilité souhaitée et à la capacité de tenue désirée du matériel.

Les parafoudres à oxyde métallique sans éclateurs sont utilisés pour la protection du matériel dans la plupart des stations de conversion CCHT modernes et ils sont de plus en plus utilisés pour remplacer d'autres types de parafoudres sur des systèmes déjà en service. Ces parafoudres assurent une protection supérieure contre les surtensions pour le matériel en comparaison aux parafoudres au carbure de silicium à éclateur en raison de la faible valeur de leur impédance dynamique et de leur capacité élevée d'absorption d'énergie. L'aptitude des blocs de parafoudres à oxyde métallique à partager l'énergie de décharge des parafoudres lorsqu'ils sont montés en parallèle s'ils sont sélectionnés pour avoir des caractéristiques étroitement adaptées permet de réaliser n'importe quelle capacité désirée d'énergie de décharge. Des blocs à oxyde métallique peuvent être connectés en plusieurs chemins parallèles au sein d'une unité de parafoudre et plusieurs unités de parafoudre peuvent être montées en parallèle pour réaliser la capacité en énergie désirée. En outre, le montage en parallèle des blocs à oxyde métallique peut être utilisé pour réduire la tension résiduelle du parafoudre, s'il y a lieu.

Pour les parafoudres à oxyde métallique, la variation de la tension U en fonction du courant I peut être représentée par l'équation:

$$I = k \times U^\alpha$$

où k est une constante et α est un coefficient de non-linéarité du matériau d'élément qui dépend de la formulation du disque et de la plage de courants étudiée. Dans la plage de fonctionnement du parafoudre, la valeur de ce coefficient est élevée pour l'oxyde de zinc, typiquement de l'ordre de 10 à 50, en comparaison aux éléments à carbure de silicium utilisés dans les parafoudres à éclateur qui présentent un coefficient typiquement égal à 3.

Les caractéristiques protectrices d'un parafoudre sont définies par les tensions résiduelles du parafoudre pour les impulsions maximales de courant à front raide, de foudre et de manœuvre qui peuvent se produire en service. Les formes d'ondes de courant typiques utilisées pour définir les niveaux de protection des parafoudres sont de 8/20 μ s pour le niveau LIPL et de 30/60 μ s pour le niveau SIPL (IEC 60099-4). Le niveau STIPL est habituellement défini pour un choc de courant ayant un temps de front de 1 μ s. Les formes d'onde de tension résultantes au travers du parafoudre diffèrent en raison du coefficient élevé de non-linéarité du matériau du bloc de parafoudres. L'amplitude du courant pour lequel le niveau de protection est indiqué, qui est appelé courant de coordination, est habituellement sélectionnée de façon différente pour les différents types de formes d'onde de courant et les différents emplacements de parafoudres. Ces courants de coordination sont déterminés à partir d'études détaillées réalisées pendant les étapes finales de la conception (voir Article 10).

Les parafoudres utilisés du côté courant alternatif sont habituellement spécifiés comme dans le cas des parafoudres dans un système à courant alternatif normal par leur tension assignée et tension maximale de régime permanent. La tension assignée est la valeur efficace maximale admissible de la tension à fréquence industrielle entre les bornes à laquelle le parafoudre est conçu pour fonctionner correctement, telle qu'établie dans les essais de cycle de fonctionnement. La tension maximale de régime permanent est utilisée comme paramètre de dimensionnement pour la spécification des caractéristiques de fonctionnement.

Pour les parafoudres du côté courant continu d'une station de conversion CCHT, la tension de régime permanent est définie différemment parce que la forme d'onde de la tension qui apparaît en permanence aux bornes des parafoudres consiste, dans de nombreux cas, en des composantes continues, fondamentales et harmoniques superposées et, dans quelques cas, en des dépassements de commutation. Les tensions de parafoudre sont spécifiées en termes de valeur de pointe de la tension de régime permanent (PCOV), valeur de crête de la tension de régime permanent (CCOV), et tension équivalente de régime permanent (ECOV), telles que définies à l'Article 3. Ceci signifie que les essais spécifiés pour ces parafoudres doivent être ajustés pour les applications particulières, à la différence des essais normalisés habituellement applicables pour des parafoudres à courant alternatif. La capacité en énergie requise des parafoudres doit prendre en considération les formes d'onde applicables ainsi que les amplitudes, la durée et le nombre de décharges respectives.

Pour les parafoudres de filtres, les pertes plus élevées dues aux harmoniques doivent être prises en compte.

8.2 Spécifications des parafoudres

La tension résiduelle d'un parafoudre est la valeur de crête de la tension entre les bornes d'un parafoudre pendant le passage du courant de décharge. Les courants de parafoudre pour lesquels les tensions résiduelles maximales sont spécifiées sont appelés "courants de coordination" comme montrés dans le Tableau 7.

Les valeurs des courants de coordination sont déterminées par des études de système, habituellement effectuées par le fournisseur. Le processus implique la prise en compte du cycle d'énergie dans les parafoudres, du nombre de colonnes de parafoudre en parallèle et du courant de crête dans chaque parafoudre qui dépend du nombre de parafoudres en parallèle.

Le choix final pour le courant de crête dans les parafoudres est le courant de coordination pour lequel la tension résiduelle correspondante conduit à la surtension représentative pour le matériel directement protégé. Ce qui est recherché est le "meilleur équilibre" entre les spécifications et la conception globales des parafoudres d'une part et les exigences de niveau de tenue et la conception du matériel de conversion CCHT d'autre part, ce processus reposant sur le choix des courants de coordination.

Pour les besoins des essais des parafoudres et l'évaluation des niveaux de protection, des formes normalisées définies dans l'IEC 60099-4 pour le choc de courant de manœuvre, de foudre et à front raide sont appliquées aux courants de coordination.

Pour les sections de la station de conversion CCHT exposée aux surtensions atmosphériques, la détermination du courant de coordination du parafoudre pour les contraintes dues à la foudre doit prendre en considération la conception de l'écran de la station (en particulier pour les valves à l'extérieur). Le courant maximal au défaut d'écran peut être déterminé, par exemple, conformément à la référence [11] ou [14].

Les courants de décharge de parafoudre au cours des contingences peuvent avoir des durées diverses. En spécifiant la capacité en énergie du parafoudre, on doit prendre en compte à la fois l'amplitude et la durée des décharges, y compris les contraintes répétitives dues à la séquence de fonctionnement pertinente. Les chocs de courant répétitifs qui se produisent sur plusieurs cycles de la fréquence fondamentale sont considérés comme constituant une seule décharge, ayant une valeur énergétique et une durée équivalentes des valeurs cumulées des chocs d'énergie réels et prenant en compte les amplitudes et les durées de courant des chocs combinés. Du point de vue de la stabilité thermique, les chocs de courant répétitifs doivent être pris en compte sur une plus longue période de temps. Pour déterminer l'énergie équivalente, on doit également prendre en compte le fait que la capacité de tenue d'énergie des parafoudres à oxyde métallique diminue avec une durée d'impulsion plus courte, inférieure à 200 μ s [4].

En spécifiant la capacité du parafoudre, la valeur calculée de l'énergie du parafoudre obtenue à partir des études peut envisager un facteur de sécurité raisonnable. Ce facteur de sécurité est de l'ordre de 0 % à 20 %, en fonction des dispositions pour les tolérances dans les données d'entrée, du modèle utilisé, et de la probabilité que la séquence de défauts décisifs donne des contraintes plus élevées que les cas qui ont été étudiés.

8.3 Contraintes des parafoudres

8.3.1 Généralités

Un agencement type de parafoudres entre le côté courant alternatif des ponts de conversion et le circuit de transport à courant continu est montré à la Figure 3 pour un schéma CCHT bipolaire à deux bornes avec un convertisseur dodécaphasé par pôle. Cependant, il convient de noter que certains des parafoudres peuvent ne pas être utilisés, en fonction de la capacité de tenue de surtension du matériel connecté en ce point et de la protection contre les surtensions accordée par une combinaison d'autres parafoudres en ce même point. Par exemple, la barre à courant continu peut être protégée par une combinaison série des parafoudres de pont (B) et des parafoudres de barre à courant continu du milieu (M), au lieu du parafoudre de barre à courant continu d'unité de conversion (CB).

Des agencements de protection similaires peuvent être utilisés pour des stations avec deux convertisseurs dodécaphasés par pôle ou pour les stations dos à dos. Dans le dernier cas, seuls les parafoudres de valves (V) sont normalement nécessaires du côté valve, car la tension de fonctionnement est beaucoup plus petite que dans le cas d'un schéma de transport par ligne ou par câble. Cependant, des parafoudres de barre du milieu (M) ou de pont (B) sont parfois inclus.

Pour les stations de conversion CCHT directement connectées à des câbles à courant continu, les parafoudres de barre/de ligne à courant continu (DB et DL) peuvent être supprimés, car le pôle ne peut pas être exposé à des surtensions à front rapide.

Du côté courant alternatif de la station de conversion CCHT, les parafoudres phase-terre (A) sont normalement fournis pour protéger la barre à courant alternatif du convertisseur et la barre de filtrage côté courant alternatif.

Des parafoudres sont également normalement connectés aux bornes de bobines d'inductance de filtrage d'harmoniques tant du côté courant alternatif que du côté courant continu ou depuis les bornes haute tension des bobines d'inductance de filtrage jusqu'à la terre, comme indiqué à la Figure 3.

Dans les systèmes comportant une combinaison de câbles à courant continu et/ou de lignes aériennes, les parafoudres peuvent être nécessaires au niveau des terminaisons de câbles pour les protéger des surtensions provenant de la ligne aérienne.

Les principes de base pour sélectionner l'agencement de parafoudres sont les suivants:

- il convient que les surtensions générées du côté courant alternatif soient, dans la mesure du possible, limitées par des parafoudres côté courant alternatif. La protection principale est assurée par les parafoudres de barre à courant alternatif (A);
- il convient que les surtensions générées sur la ligne à courant continu ou la ligne (d'électrode) de terre soient, d'une manière similaire, limitées par des parafoudres de barre à courant continu, de ligne/de câble à courant continu (DB et DL/DC), des parafoudres de barre de convertisseur (CB) et des parafoudres de barre de neutre (E).

Pour des surtensions au sein de la station de conversion CCHT, il convient que les composants critiques soient directement protégés par des parafoudres connectés à proximité des composants, tels que les parafoudres de valve (V) protégeant les valves à thyristors et les parafoudres de barre à courant alternatif (A) protégeant les enroulements côté ligne des transformateurs. La protection du côté valve des transformateurs est habituellement réalisée par des parafoudres montés en série, par exemple une combinaison de parafoudre de pont (B), de parafoudre de milieu (M) et d'un parafoudre de valve (V). Cependant, lorsque les transformateurs de station de conversion CCHT peuvent être déconnectés des ponts, il convient de prendre une disposition pour protéger les enroulements côté valve des transformateurs.

8.3.2 Parafoudre de barre à courant alternatif (A)

Le côté courant alternatif d'une station de conversion CCHT est protégé par des parafoudres au niveau des transformateurs de convertisseur et en d'autres emplacements qui dépendent de la configuration de la station (voir Figure 3, par exemple). Ces parafoudres sont conçus selon les critères pour des applications en courant alternatif et ils limitent les surtensions tant du côté ligne que du côté valve des transformateurs de convertisseur, en tenant compte des surtensions transférées du côté ligne vers le côté valve des transformateurs par couplage inductif et capacitif parasite.

La grande taille des sources réactives sous forme de condensateurs-shunts et de batteries de filtres tend à limiter la charge vue par les parafoudres en raison de surtensions de manœuvre et de foudre qui pénètrent à partir du réseau à courant alternatif. Cependant, une valeur élevée de cycle d'énergie peut être imposée en raison des décharges des batteries réactives shunts chargées.

Ces parafoudres sont conçus pour le cas le plus défavorable de la suppression de défauts suivie du rétablissement, y compris les surtensions de saturation des transformateurs et les surtensions dues à la perte de charge, ainsi qu'un possible réamorçage de disjoncteurs pendant leur ouverture.

En raison de possibles surtensions de saturation d'amplitude élevée et de longue durée, il peut être nécessaire de concevoir ce parafoudre pour une valeur élevée de cycle d'énergie.

Il convient de veiller à coordonner les parafoudres A avec tous les éventuels parafoudres à courant alternatif qui existent au niveau ou à proximité de la barre de commutation. Selon la disposition de la station, les longues distances de séparation peuvent dicter l'utilisation de parafoudres de barre à courant alternatif en plusieurs emplacements.

Si ces parafoudres sont utilisés pour limiter les surtensions temporaires, notamment au cours d'une perte de charge dans des conditions de réseau à courant alternatif faible dans d'éventuelles conditions de résonance de rang faible, ils sont soumis à une valeur élevée de cycle d'énergie nécessitant plusieurs colonnes.

8.3.3 Parafoudre de filtre côté courant alternatif (FA)

Les bobines d'inductance de filtrage côté courant alternatif et les résistances peuvent être protégées par des parafoudres de filtre côté courant alternatif.

La tension de régime permanent du parafoudre de filtre côté courant alternatif est constituée d'une tension à fréquence industrielle avec des tensions harmoniques superposées correspondant aux fréquences de résonance de la branche de filtrage. Les caractéristiques assignées de ces parafoudres sont normalement déterminées par les événements transitoires. Étant donné que les tensions harmoniques conduisent à des pertes de puissance relativement élevées dans le parafoudre, cela doit également être pris en compte dans les caractéristiques assignées des parafoudres.

Les événements à considérer en ce qui concerne les services des parafoudres de filtre sont, d'une part, les surtensions à front lent plus les surtensions temporaires sur la barre à courant alternatif et, d'autre part, la décharge des condensateurs de filtrage au cours des défauts à la terre sur la barre de filtrage. Les premiers événements déterminent le niveau SIPL requis et les derniers le niveau LIPL et l'exigence relative à la décharge d'énergie. Dans certains cas, les services de décharge d'énergie élevée peuvent aussi découler de conditions de résonance d'harmoniques de rang faible ou en raison d'harmoniques non caractéristiques de rang faible générés par le fonctionnement déséquilibré au cours de défauts des réseaux à courant alternatif.

Les énergies de parafoudre doivent être les plus élevées des services suivants:

- a) Les condensateurs de filtrage sont chargés à la valeur maximale de la tension phase-terre à fréquence fondamentale.
- b) La barre à courant alternatif est chargée au niveau de protection contre les chocs de manœuvre, avant l'application de défauts.
- c) Les surtensions temporaires, notamment au cours d'une perte de charge dans des conditions de réseau à courant alternatif faible dans d'éventuelles conditions de résonance de rang faible, notamment pour les filtres d'harmoniques de rang faible.

8.3.4 Parafoudres d'enroulements côté valve de transformateur (T)

Les parafoudres de valves en combinaison avec d'autres parafoudres assurent typiquement la protection aux enroulements côté valve des transformateurs. En général, il n'est pas fourni de parafoudres phase-terre côté valve des transformateurs de convertisseur (T) pour les schémas CCHT jusqu'à 600 kV.

Cependant, pour des tensions plus élevées (800 kV et plus), des parafoudres phase-terre connectés à l'enroulement côté valve du transformateur hexaphasé supérieur peuvent être envisagés dans le but de réduire le niveau d'isolement phase-terre de l'enroulement côté valve du transformateur hexaphasé supérieur.

8.3.5 Parafoudre de valve (V)

8.3.5.1 Généralités

Les parafoudres de valve (V) sont montés, près des valves, en parallèle avec chaque valve.

Le but principal du parafoudre de valve est de protéger les valves à thyristors contre des surtensions excessives. Ce parafoudre et/ou l'allumage de protection des thyristors dans le sens direct constituent la protection de la valve contre les surtensions. Sachant que le coût des valves et également leurs pertes de puissance sont grosso modo directement proportionnels au niveau d'isolement à travers les valves, il est essentiel de maintenir aussi bas que possible ce niveau d'isolement et, donc, le niveau de protection du parafoudre.

8.3.5.2 Tension de régime permanent

La tension de régime permanent du parafoudre de valve est constituée de sections d'ondes sinusoïdales avec des dépassements et encoches de commutation, comme indiqué à la Figure 5. En négligeant les dépassements de commutation, la valeur de crête de la tension de régime permanent (CCOV) est proportionnelle à U_{di0m} et, selon 7.2, elle est donnée par:

$$CCOV = \frac{\pi}{3} \times U_{di0m} = \sqrt{2} \times U_{v0}$$

La valeur de pointe de la tension de régime permanent (PCOV), qui inclut le dépassement de commutation, doit être prise en considération pour déterminer la tension de référence du parafoudre. Le dépassement de commutation dépend de l'angle d'allumage α et, en conséquence, une attention particulière doit être portée au fonctionnement avec de grands angles d'allumage.

Pour des angles d'allumage normaux (α et γ), les valeurs types du dépassement de commutation se situent dans la plage entre 15 % et 25 % de la CCOV pendant une durée de 100 μ s à 300 μ s.

8.3.5.3 Surtensions temporaires et à front lent

8.3.5.3.1 Généralités

Les surtensions temporaires maximales sont transférées à partir du côté courant alternatif, normalement, pendant les suppressions de défauts combinées à des pertes de charge à proximité de la station de conversion CCHT. Cependant, il doit être noté que seules les contingences sans blocage, ou avec blocage partiel, des convertisseurs ont besoin d'être prises en compte, car les parafoudres de valve sont soulagés des contraintes lorsque la valve est bloquée et la paire de shuntage est éteinte.

Les événements produisant des courants significatifs des parafoudres de valve ayant un caractère de manœuvre sont les suivants:

- a) défaut à la terre entre le transformateur de convertisseur et la valve dans le groupe de commutation au potentiel le plus élevé;
- b) suppression d'un défaut de courant alternatif à proximité de la station de conversion CCHT;
- c) extinction de courant dans un seul groupe de commutation (si applicable).

8.3.5.3.2 Défaut à la terre entre le transformateur de convertisseur et la valve

Un défaut phase-terre du côté valve du transformateur de convertisseur du pont au potentiel continu le plus élevé donne des contraintes significatives sur les parafoudres de valve dans le groupe de commutation supérieur. Les décharges à travers les parafoudres sont composées, en principe, de deux crêtes de courant. Premièrement, les capacités parasites et d'amortissement du convertisseur sont déchargées en donnant des contraintes de choc à front raide sur la valve connectée à la phase défectueuse (voir 8.3.5.4). Deuxièmement, les capacités de pôle et de ligne/câble à courant continu sont déchargées à travers la bobine d'inductance côté courant continu et la réactance de fuite du transformateur donnant un type de surtension à front lent, avec un temps jusqu'à la crête d'environ 1 ms. Cette dernière décharge est susceptible d'exposer l'un des parafoudres connectés aux autres phases avec les valeurs les plus élevées du courant et de l'énergie. Les paramètres tels que la tension continue

à l'instant du défaut, l'inductance de la bobine d'inductance côté courant continu, l'inductance de fuite du transformateur et les paramètres de ligne/câble déterminent lequel des trois parafoudres supérieurs sera le plus contraint et quelle sera l'amplitude de ces contraintes. Pour des schémas en courant continu ayant des convertisseurs montés en parallèle, ce cas de défaut phase-terre implique des contraintes supplémentaires, car le convertisseur non défectueux continue à alimenter le courant dans le défaut à la terre pendant un certain temps avant que la protection ne déclenche les convertisseurs. En fonction du courant assigné, de la dynamique du système de commande, de l'inductance de la bobine d'inductance côté courant continu et du schéma de protection, ce cas de défaut phase-terre peut être dimensionné pour les valeurs assignées d'énergie et de courant des parafoudres au travers des trois valves supérieures.

Dans le cas de défaut phase-terre ci-dessus, les contraintes calculées dépendent fortement de la valeur de la tension de la barre à courant continu. Il est recommandé d'utiliser la tension continue maximale qui peut durer un certain nombre de secondes. Il convient de noter que ce cas peut conduire à un parafoudre avec une capacité de décharge d'énergie très élevée. Il convient que la décision finale prenne en compte la probabilité d'occurrence de tensions supérieures à la tension de fonctionnement maximale en combinaison avec un défaut à la terre.

8.3.5.3.3 Suppression de défauts

À la suppression de défauts dans le réseau à courant alternatif, les surtensions excessives du côté courant alternatif ne se produisent que si les convertisseurs sont bloqués. Si les convertisseurs continuent de fonctionner après le défaut, cela amortit les surtensions et l'énergie de décharge totale est beaucoup plus faible. Souvent, le cas qui donne l'énergie maximale de parafoudre est celui où le convertisseur est bloqué de manière permanente par des paires de shuntage. Le blocage peut impliquer une ouverture des disjoncteurs de transformateurs de convertisseur quelques cycles plus tard. Si tel est le cas, les parafoudres ne sont exposés à aucune tension de fonctionnement après que le défaut a été supprimé. Une position réaliste du changeur de prise pour un flux de charge pertinent doit être utilisée lorsque les surtensions transférées à partir du côté ligne sont calculées. Des conditions défavorables du système peuvent conduire à une résonance entre le condensateur de filtrage/shunt côté courant alternatif et le transformateur de convertisseur avec l'impédance de réseau à courant alternatif. Il convient de faire varier l'instant d'apparition de défauts et les instants de suppression de défauts afin de couvrir les variations de la saturation du transformateur.

8.3.5.3.4 Extinction de courant

Une extinction de courant dans les trois valves d'un même groupe de commutation, alors que les valves dans les groupes de commutation montés en série conduisent encore le courant, peut être décisive pour l'énergie assignée du parafoudre. Le courant est alors forcé de commuter vers l'un des parafoudres montés en parallèle avec les valves non conductrices. L'énergie dissipée dans ce parafoudre peut être substantielle si le courant n'est pas rapidement réduit à zéro.

Les contingences possibles qui peuvent conduire à une extinction de courant dans les valves dans un seul groupe de commutation incluent:

- a) la défaillance d'allumage dans une valve (par exemple, en raison d'une défaillance dans l'unité de commande de la valve);
- b) le blocage de toutes les valves dans un convertisseur en l'absence d'un allumage des paires de shuntage. Cette contingence peut donner un courant de convertisseur proche de zéro, au cours de certaines conditions transitoires telles que le courant soit seulement éteint dans l'un des groupes de commutation montés en série. Ce cas est souvent plus contraignant pendant le fonctionnement en onduleur.

Si l'extinction de courant est considérée comme étant inconcevable, l'événement est exclu. Que l'extinction de courant soit concevable ou non dépend beaucoup du degré de redondance et du type du système de commande/de protection.

8.3.5.4 Surtensions à front rapide et à front raide

Les valves et les parafoudres de valve dans la zone du convertisseur sont séparés du poste extérieur à courant alternatif et du poste extérieur à courant continu par de grandes réactances série, c'est-à-dire les transformateurs de convertisseur et les bobines d'inductance de lissage. Les ondes progressives, provoquées par des coups de foudre sur le côté courant alternatif des transformateurs ou sur la ligne à courant continu à l'extérieur de la bobine d'inductance de lissage, sont affaiblies par la combinaison de réactances série et de capacités par rapport à la terre jusqu'à une amplitude plus faible ou jusqu'à une forme similaire à celles des surtensions à front lent. Cependant, dans le cas de rapports de transformation élevés (stations dos à dos, par exemple), le couplage capacitif est plus prédominant et peut avoir besoin d'être pris en compte. La valve et les parafoudres de valve peuvent en général seulement être sujets à des surtensions à front rapide et à front raide aux amorçages en retour et aux défauts à la terre au sein de la zone de convertisseurs. Les coups de foudre directs ne doivent être pris en considération que si la foudre passe le système d'écran. Les coups de foudre directs et les amorçages en retour peuvent souvent être exclus dans les stations de conversion CCHT haute tension avec des systèmes adéquats d'écran et de mise à la terre.

Le cas le plus critique pour les surtensions à front raide est normalement un défaut à la terre du côté valve du transformateur de convertisseur du pont avec le potentiel continu le plus élevé. Le circuit est modélisé dans le détail avec ses capacités parasites et ses inductances de barre parasites représentées pour l'estimation de ce cas.

Une contingence à reconnaître dans la conception de la valve à thyristors est le cas où la valve est contrainte par une surtension directe et la valve est allumée pendant la surtension avec comme résultat la commutation immédiate du courant de parafoudre dans le sens parafoudre vers la valve. Il convient de souligner que le courant de parafoudre à considérer pour cette commutation n'est pas nécessairement le courant de coordination spécifié pour le parafoudre de valve, qui se réfère normalement à une surtension dans le sens inverse. Pour une surtension dans le sens direct, il est adéquat de supposer un courant de coordination de caractère de manœuvre correspondant au niveau d'allumage de protection au travers de la valve. Cependant, les tolérances dans les caractéristiques du parafoudre et les thyristors redondants peuvent être considérées pour estimer le courant du parafoudre.

8.3.5.5 Allumage de protection (PF) de valve

L'allumage de protection peut limiter la surtension au travers de la valve en déclenchant les thyristors. Il existe deux stratégies différentes utilisées pour coordonner le niveau d'allumage de protection avec le niveau de protection du parafoudre de valve.

Dans la première stratégie, la protection contre les surtensions entre les bornes de valve tant dans le sens direct que dans le sens inverse est assurée par le parafoudre de valve et le seuil d'allumage des thyristors est établi plus haut que le niveau de protection du parafoudre de valve. Dans cette stratégie, l'action d'allumage de protection est utilisée pour protéger les niveaux des thyristors individuels en cas de perte de signaux d'allumage, de distribution non linéaire sévère de la tension sous des tensions transitoires rapides ou à front raide au sein de la valve.

Dans la seconde stratégie, alors que le parafoudre de valve limite les surtensions dans le sens inverse, le seuil d'allumage de protection dans le sens direct pour la valve est établi plus bas, typiquement à 95 % à 98 % du niveau de protection du parafoudre de valve, assurant ainsi la principale protection contre les surtensions dans le sens direct. Cependant, la seconde stratégie peut être utilisée seulement lorsque la tension de tenue inverse du thyristor est supérieure à la tension de tenue directe du thyristor. Cette approche conduirait normalement à moins de niveaux de thyristor dans une valve que la première stratégie, le résultat étant une réduction des coûts et une amélioration de rendement du convertisseur. Il convient que le seuil d'allumage de protection soit établi suffisamment haut pour assurer que l'activation de l'allumage de protection est évitée pendant les surtensions temporaires les plus élevées (en tenant compte des transitoires de commutation et du déséquilibre de tension) ou pendant les événements qui se produisent fréquemment (manœuvres, par exemple). Le but est de réduire au maximum l'interruption intempestive du transport d'énergie et de faciliter le rétablissement

rapide à la suite de défauts qui se produisent avec le convertisseur maintenu en fonctionnement.

Le niveau de l'allumage de protection doit être coordonné avec les surtensions dans différentes conditions de fonctionnement. Il convient que le niveau de l'allumage de protection et les niveaux de protection des parafoudres soient indiqués comme partie intégrante de la conception de la valve. Les possibles effets défavorables de l'allumage de protection sur la performance de transport ont seulement besoin d'être pris en considération au cours des défauts externes lorsque le pôle demeure en fonctionnement et ensuite, en particulier, au cours du fonctionnement en onduleur.

L'allumage de protection en fonctionnement en redresseur pendant les transitoires dans le réseau à courant alternatif ne donne lieu à aucune perturbation significative de la liaison. D'autre part, si une valve est allumée plus tôt en raison d'un allumage de protection pendant le fonctionnement en onduleur, le résultat peut être un raté de commutation et le temps de rétablissement pour le transport après une suppression de défaut peut être allongé. Afin de ne pas affecter le rétablissement de la liaison, il convient que l'allumage de protection ne soit pas activé pendant la surtension la plus élevée qui peut se produire sans blocage permanent du convertisseur agissant comme onduleur.

8.3.6 Parafoudre de pont (B)

Un parafoudre de pont peut être connecté entre les bornes de courant continu d'un pont hexaphasé. Les parafoudres de pont peuvent être fournis aux bornes du pont hexaphasé inférieur et/ou du pont hexaphasé supérieur. Le parafoudre de pont supérieur avec le parafoudre du milieu assure la protection à partir de la barre à courant continu jusqu'à la terre.

En négligeant les dépassements de commutation, la valeur de crête de la tension de régime permanent (CCOV) est la même que dans le cas du parafoudre de valve, décrit en 8.3.5.2. La valeur de pointe de la tension de régime permanent (PCOV), qui inclut le dépassement de commutation, doit être prise en considération pour déterminer la tension de référence du parafoudre. Le dépassement de commutation dépend de l'angle d'allumage α et, en conséquence, une attention particulière doit être portée au fonctionnement avec de grands angles d'allumage.

Les événements suivants peuvent produire des courants de parafoudre du type choc de manœuvre:

- a) suppression d'un défaut de courant alternatif à proximité de la station de conversion CCHT;
- b) extinction de courant dans le pont hexaphasé correspondant (si applicable, voir 8.3.5.3.4).

Les surtensions de commutation transférées à partir du côté courant alternatif conduisent normalement à de faibles courants de parafoudre, car le parafoudre de pont est alors monté en parallèle avec un parafoudre de valve.

8.3.7 Parafoudre d'unité de conversion (C)

Un parafoudre d'unité de conversion peut être connecté entre les bornes de courant continu d'un pont dodécaphasé, le parafoudre C à la Figure 3.

La tension maximale de fonctionnement est constituée de la tension continue maximale provenant d'une unité de conversion plus l'ondulation dodécaphasée.

Pour les valeurs nulles des angles de retard d'allumage et d'empiétement, la tension maximale théorique de fonctionnement est donnée par l'expression suivante:

$$\text{CCOV} = 2 \times U_{\text{di0m}} \times \frac{\pi}{3} \times \cos(15^\circ)$$

Dans la pratique, la valeur CCOV est inférieure et peut être estimée au cours de l'étape de conception préliminaire en utilisant l'équation suivante:

$$\text{CCOV} = 2 \times U_{\text{di0m}} \times \frac{\pi}{3} \times \cos^2(15^\circ)$$

Des simulations numériques peuvent être utilisées pour déterminer la valeur CCOV dans de possibles conditions de fonctionnement en régime établi.

Il convient de considérer les dépassements de commutation de la même façon que dans le cas du parafoudre de valve lorsque le parafoudre est spécifié.

Les parafoudres d'unité de conversion ne sont normalement pas exposés à de forts courants de décharge ayant un caractère de manœuvre. Pour les convertisseurs montés en série, la formation d'une paire de shuntage pendant le blocage d'un groupe de valves ou la fermeture accidentelle de l'interrupteur de shuntage contraint ce parafoudre. Le parafoudre peut limiter les surtensions dues aux contraintes de foudre se propageant dans la section de passage des valves, bien que ces contraintes ne soient pas décisives pour le parafoudre.

8.3.8 Parafoudre de barre à courant continu du milieu (M)

Un parafoudre de barre à courant continu du milieu est parfois fourni pour réduire le niveau d'isolement des transformateurs de convertisseur supérieurs d'un convertisseur dodécaphasé. Le parafoudre du milieu peut être connecté du milieu d'un convertisseur dodécaphasé jusqu'à la terre (parafoudre M à la Figure 3, MH et ML à la Figure 1).

La valeur CCOV du parafoudre du milieu est égale à la valeur CCOV du parafoudre de valve plus un décalage dû à la chute de tension dans le chemin de retour, dans le cas du fonctionnement en onduleur. Il convient de considérer les dépassements de commutation de la même façon que dans le cas du parafoudre de valve lorsque ce parafoudre est spécifié.

Un événement produisant des contraintes significatives des parafoudres ayant un caractère de manœuvre, le cas échéant (voir 8.3.5.3 ci-dessus), est l'extinction de courant dans le pont hexaphasé inférieur. En outre, le fonctionnement d'interrupteurs de shuntage donne lieu à des contraintes, dans le cas des unités de conversion montées en série. Des contraintes de foudre peuvent résulter de défauts d'écran.

8.3.9 Parafoudre de barre à courant continu d'une unité de conversion (CB)

Un parafoudre de barre à courant continu d'une unité de conversion peut être connecté entre la barre et la terre, (le parafoudre CB à la Figure 3) pour protéger le matériel, connecté au pôle à courant continu haute tension, sur le côté convertisseur de la bobine d'inductance de lissage.

La tension de fonctionnement est similaire à celle pour le parafoudre d'unité de conversion avec l'ajout de la chute de tension dans la ligne (d'électrode) de terre, pour le cas du fonctionnement en onduleur.

En raison du niveau de protection élevé, le parafoudre n'est normalement pas exposé à de forts courants de décharge provenant des surtensions à front lent. Des contraintes de foudre d'amplitude modérée peuvent résulter de défauts d'écran.

8.3.10 Parafoudre de barre à courant continu et de ligne/de câble à courant continu (DB et DL/DC)

Le parafoudre de barre à courant continu DB est utilisé pour protéger les matériels de poste extérieur à courant continu connectés au pôle à courant continu. Habituellement, des considérations de distance de séparation peuvent dicter l'installation de parafoudres en plus d'un emplacement pour assurer une protection adéquate des différentes parties de la station. S'il est fourni plus d'un parafoudre, le parafoudre situé à l'entrée de ligne (ou de câble) est

désigné comme étant le parafoudre de ligne à courant continu DL (ou de câble à courant continu DC). Lorsque le transport à CCHT comprend des sections de lignes aériennes ainsi que des sections de câbles, il convient d'envisager l'application de parafoudres DC au niveau du point de jonction câbles-lignes aériennes pour prévenir les surtensions excessives sur le câble.

Pour les stations de conversion CCHT où le câble à courant continu est connecté directement à la barre intérieure d'un convertisseur, le parafoudre de barre/câble à courant continu (DB et DC) ne peut pas être utilisé, car le pôle ne peut pas être exposé à des surtensions à front rapide.

La tension maximale de fonctionnement est pratiquement une tension continue pure dont l'amplitude dépend du convertisseur, de la commande de changeur de prise et des possibles erreurs de mesure.

Ces parafoudres sont principalement soumis à des contraintes de foudre. Les surtensions à front lent critiques peuvent souvent être évitées par une sélection appropriée des paramètres dans le circuit principal, évitant ainsi les résonances critiques. Un défaut pôle-terre dans un pôle d'une ligne aérienne bipolaire à courant continu produit une surtension induite sur le pôle sain. L'amplitude de ces surtensions dépend de l'emplacement du défaut, de la longueur de la ligne et de l'impédance de terminaison de la ligne. Normalement, ces types de surtensions ne sont pas critiques pour l'isolement des bornes.

Pour les défauts au point de jonction des câbles, de fortes surtensions du type chocs de manœuvre peuvent se produire à la borne du convertisseur du côté opposé du côté en défaut, si la longueur du câble est courte.

Dans le cas du système de transport à CCHT avec de longs câbles, l'énergie assignée des parafoudres de câble est décidée par la décharge du câble à partir de la tension la plus élevée qu'il peut atteindre au cours d'une contingence. Cela se traduit normalement par des courants de décharge comparativement bas, mais par une décharge d'énergie éventuellement élevée à travers les parafoudres. Les contingences à prendre en considération sont le raté d'allumage de valve et la perte complète d'impulsions d'allumage dans l'une des stations, démarrant le redresseur contre l'onduleur ouvert ou bloqué.

Pour une jonction de ligne/câble, les contraintes de foudre sur les parafoudres de câble DC ne sont pas significatives en raison de la faible impédance d'onde, si la ligne aérienne est efficacement blindée et les tours sont dotées de faibles valeurs de la résistance de fondations pour au moins quelques portées à partir de la jonction.

8.3.11 Parafoudre de barre de neutre (E, EL, EM à la Figure 3, EB, E1, EL, EM à la Figure 1)

Le parafoudre de barre de neutre protège la barre de neutre et le matériel connecté à celle-ci. En combinaison avec un ou plusieurs parafoudres de valve, il peut aussi protéger le(s) transformateur(s) de convertisseur inférieur(s). La distance de séparation entre les parafoudres et le point de protection peut dicter l'installation de parafoudres en plus d'un emplacement, pour assurer la protection adéquate de parties différentes de la station.

La tension normale de fonctionnement du parafoudre EB (avec une bobine d'inductance de lissage sur la ligne neutre) serait constituée de tensions d'ondulations et pourrait être substantielle.

Pour le reste des parafoudres de barre de neutre E1, EL, EM, les tensions de fonctionnement sont normalement faibles. À fonctionnement bipolaire équilibré, elles sont pratiquement nulles.

Cependant, au cours du fonctionnement monopolaire ou de retour métallique, les tensions de fonctionnement sur tous ces parafoudres EB, E1, EL et EM augmentent du décalage à courant continu.

Ces parafoudres sont fournis pour protéger le matériel contre les surtensions à front rapide pénétrant dans la barre de neutre et contre les surtensions décrites ci-dessous.

Il convient que les parafoudres soient conçus pour décharger des énergies élevées pendant un défaut à la terre sur la barre à courant continu ou la ligne à courant continu et entre les valves et le transformateur de convertisseur. Dans le cas de la perte de chemin de retour au cours du fonctionnement monopolaire, elle peut se traduire par une énergie assignée excessive et un parafoudre sacrificiel peut être un choix préférentiel dans le cadre de cet événement. Un défaut à la terre sur la barre à courant continu peut amener le filtre côté courant continu à se décharger à travers le parafoudre de barre de neutre, donnant une crête de courant très élevée mais courte, selon la configuration du filtre côté courant continu et du parafoudre de filtre côté courant continu. L'hypothèse la plus essentielle est la tension de prédéfaut du filtre qui est normalement choisie comme la tension continue maximale de fonctionnement. La rapide décharge du filtre côté courant continu est suivie d'un plus lent courant de défaut issu du convertisseur. La vitesse de montée est principalement limitée par la bobine d'inductance côté courant continu. Le courant de défaut est partagé entre la ligne (d'électrode) de terre et le parafoudre de barre de neutre. Dans le cas du fonctionnement en retour métallique, l'impédance en parallèle avec le parafoudre est l'impédance totale de la ligne à courant continu.

À un défaut à la terre sur une phase entre la valve et le transformateur de convertisseur, la tension continue d'attaque est partagée entre l'impédance du transformateur de convertisseur et l'impédance de la ligne (d'électrode) de terre. Le cas décisif peut être trouvé pour la borne qui a la plus longue ligne (d'électrode) de terre et, dans le cas du fonctionnement en retour métallique, dans la borne non mise à la terre. Le cas le plus défavorable se produit lorsque la station fonctionne comme redresseur, en raison de la polarité de la tension d'attaque.

Le fonctionnement en retour métallique donne habituellement des exigences relatives au parafoudre de barre de neutre si élevées qu'il devient avantageux de sélectionner une caractéristique assignée du parafoudre plus élevée dans la station non mise à la terre que dans la station mise à la terre pendant le fonctionnement en retour métallique. Ceci est également applicable pour les longues lignes (d'électrode) de terre (normalement pour des distances au-dessus de 50 km).

Des condensateurs de barre de neutre ont été inclus dans des schémas récents, principalement en raison des exigences de filtrage d'harmoniques et en raison de la suppression de surtensions sur la barre de neutre, bien qu'ils influencent les contraintes des parafoudres de barre de neutre et doivent être inclus dans le modèle d'étude. Les contraintes sur le parafoudre de barre de neutre dépendent également de la commande du convertisseur et des mesures de protection prises pendant le défaut.

Lorsque l'énergie assignée conduit à une conception excessive, dans le cadre d'événements peu probables, un parafoudre sacrificiel peut être envisagé. En particulier, il s'agit de la conception préférentielle lorsque le remplacement du parafoudre n'influence pas de manière significative le temps d'interruption de service. Dans les systèmes bipolaires, des parafoudres sacrificiels doivent être placés de manière à prévenir les interruptions de service bipolaires.

Si une bobine d'inductance de lissage est fournie dans la barre de neutre, il convient de veiller à la coordination (tensions de référence et exigences d'énergie) des parafoudres de neutre (EB, E1, EM, EL). Si un filtre de blocage de neutre est fourni, il convient également de le prendre en considération pour la coordination du parafoudre.

8.3.12 Parafoudre de bobine d'inductance côté courant continu (DR)

Le parafoudre DR assure la protection borne à borne pour la bobine d'inductance de lissage.

La bobine d'inductance de lissage agit comme un tampon entre la ligne à courant continu et la station de conversion pour les chocs de foudre pénétrant à partir du pôle à courant continu. Afin de ne pas sacrifier cet effet tampon, il est souhaitable de maintenir le plus haut possible le niveau de protection de parafoudre ou le niveau d'isolement de la bobine d'inductance de lissage.

La tension de fonctionnement du parafoudre de bobine d'inductance côté courant continu consiste seulement en une petite tension d'ondulation dodécaphasée issue du convertisseur.

Le parafoudre est soumis à des surtensions de foudre de polarité opposée à la tension de fonctionnement de barre à courant continu du convertisseur (qui peuvent être appelées "chocs de foudre soustractifs"). La possibilité que des contraintes de foudre soient couplées à travers le parafoudre au pont à thyristors doit être prise en considération.

Dans de nombreux schémas, le parafoudre de bobine d'inductance côté courant continu peut être omis lorsque le niveau d'isolement de la bobine d'inductance satisfait aux exigences relatives à la tension issues du parafoudre de ligne à courant continu combinées avec la tension maximale de fonctionnement de polarité opposée.

8.3.13 Parafoudre de filtre côté courant continu (FD)

Les bobines d'inductance de filtrage côté courant continu et les résistances sont protégées par les parafoudres de filtre côté courant continu FD.

La tension normale de fonctionnement du parafoudre de bobine d'inductance de filtrage côté courant continu est basse et consiste habituellement en une ou plusieurs tensions harmoniques correspondant à la fréquence de résonance de la branche de filtrage en question. Sachant que les tensions harmoniques conduisent à des pertes de puissance relativement élevées, cela doit être pris en considération dans les caractéristiques assignées des parafoudres.

Les services du parafoudre sont principalement déterminés par les transitoires de décharge des condensateurs de filtrage dus à des défauts à la terre sur le pôle à courant continu et, occasionnellement, dus à des chocs de foudre.

8.3.14 Parafoudre de station à électrode de terre

Le matériel à la station à électrode de terre (par exemple, les commutateurs de distribution, les câbles et le matériel de mesure) exige une protection contre les surtensions qui pénètrent par la ligne (d'électrode) de terre. Un parafoudre peut être installé à l'entrée de la ligne. La tension de régime permanent est insignifiante. Le parafoudre est dimensionné pour les contraintes de foudre qui pénètrent par la ligne aérienne.

8.4 Stratégie de protection

8.4.1 Généralités

En raison de la nature des configurations de CCHT, certains des matériels/points sont directement protégés par un parafoudre unique connecté à leurs bornes alors que certains autres sont protégés par une combinaison série de plus d'un parafoudre.

8.4.2 Isolation directement protégée par un parafoudre unique

La surtension maximale entre les points directement protégés par leurs propres parafoudres uniques (par exemple, parafoudre de valve V au travers des points 5 à 9 à la Figure 3) est déterminée à partir des caractéristiques de parafoudre avec le courant de coordination circulant à travers le parafoudre. Certains des points qui peuvent être protégés par un parafoudre unique sont énumérés ci-dessous:

- a) valve à thyristors;
- b) bornes de convertisseur;
- c) barre du milieu à courant continu;
- d) enroulement côté valve du transformateur de convertisseur phase à terre (notamment, le pont hexaphasé supérieur);

- e) barre de neutre;
- f) bobine d'inductance de lissage;
- g) composants de filtrage côté courant continu;
- h) côté ligne de la barre à courant continu;
- i) côté valve de la barre à courant continu;
- j) barre à courant alternatif;
- k) composants de filtrage côté courant alternatif.

8.4.3 Isolation protégée par plus d'un parafoudre en série

Pour l'isolation qui n'est pas directement protégée par un parafoudre unique, la protection peut être réalisée par un certain nombre de parafoudres montés en série, comme indiqué dans les Tableaux 4 et 5.

Dans ce cas, le niveau de protection de l'isolation est défini par la somme des tensions des parafoudres individuels, pendant l'événement décisif. Il faut noter qu'il peut ne pas s'agir nécessairement de la somme des niveaux de protection des parafoudres individuels.

8.4.4 Point neutre côté valve des transformateurs

Pour les surtensions à front lent et les surtensions temporaires, la tension maximale dans le neutre est la même que la tension phase-terre sur la phase alternative correspondante, comme indiqué dans les Tableaux 4 et 5.

8.4.5 Isolation entre conducteurs de phase du transformateur de convertisseur

Les surtensions à front lent peuvent se produire entre les phases sur le côté ligne et le côté valve des transformateurs de convertisseur contraignant la distance d'isolement dans l'air entre les conducteurs dans le poste extérieur. Habituellement, cela ne constitue pas un problème pour les basses tensions du réseau, mais dans le cas des hautes tensions de réseau à courant alternatif et d'un certain nombre de ponts de valves connectés en série, la tension maximale doit être évaluée et les distances d'isolement dans l'air entre les conducteurs dans le poste extérieur doivent être conçues en conséquence.

Les tensions entre enroulements peuvent contraindre différents points à l'intérieur du transformateur de convertisseur en fonction de sa construction (transformateurs à deux enroulements ou à trois enroulements, monophasés ou triphasés).

Lorsque les valves dans un pont de valves sont conductrices, l'isolation entre phases est protégée par un parafoudre de valve V. Lorsque les valves ne sont pas conductrices, l'isolation entre phases est protégée par les parafoudres de barre à courant alternatif A transférés vers le côté valve.

8.4.6 Résumé de la stratégie de protection

Les Tableaux 4 et 5 sont un résumé des protections par parafoudre pour différents points du côté courant continu, basées respectivement sur les exemples des Figures 3 et 1. Il convient d'établir de tels tableaux à la lumière de la conception spécifique.

Les tableaux supposent que les convertisseurs sont débloqués et qu'à chaque niveau triphasé, il y a au moins une valve conductrice. De cette manière, le niveau de protection à travers chaque pont hexaphasé est la tension aux bornes d'une valve conductrice et la tension aux bornes d'un parafoudre de valve; c'est-à-dire le niveau de protection à travers le pont hexaphasé est V.

Lorsque les valves ne sont pas conductrices, deux cas sont à considérer:

- Les chocs de foudre provenant du côté courant continu ou du côté courant alternatif sont affaiblis en amplitude et en pente, car ils ne peuvent entrer que par les capacités parasites de la bobine d'inductance de pôle à courant continu ou par la capacité entre enroulements du transformateur de convertisseur. Ils sont distribués par les capacités dans le circuit, et les contraintes sont plus faibles que dans le cas comportant des convertisseurs débloqués.
- Les chocs de manœuvre provenant du côté courant alternatif sont des tensions entre phases. Les valves étant bloquées, il n'y a donc aucune connexion à la terre et, par conséquent, la seule surtension possible est la tension entre phases transférée, limitée par les parafoudres de barre à courant alternatif sur le côté primaire. Les chocs de manœuvre provenant du côté courant continu sont distribués par l'impédance des valves bloquées, et les contraintes sont plus faibles que dans le cas comportant des convertisseurs débloqués.

**Tableau 4 – Protection par parafoudre du côté courant continu:
Un seul convertisseur dodécaphasé (Figure 3)**

Élément protégé	Parafoudre(s) de protection	Commentaires
Entre les bornes d'une valve	V	
Entre les bornes d'un pont hexaphasé	(1) V (2) B	
Entre les bornes du groupe dodécaphasé	(1) C (2) 2·V	
Entre les bornes de l'inductance côté courant continu	DR	Peut être omise
Côté ligne de barre à courant continu de la bobine d'inductance côté courant continu	DB, DL/DC	
Barre à courant continu, côté valve de la bobine d'inductance côté courant continu	(1) CB (2) C + E (3) B + M (4) 2·V + E	
Barre à courant continu du milieu	(1) M (2) V + E	
Barre de neutre	E, EL, EM	
Transformateur HT, phase-terre	(1) T (2) V + M (3) 2·V + E	
Transformateur BT, phase-terre	V + E	
Transformateurs HT et BT, entre phases	Niveau de protection de parafoudre A transféré vers le côté valve	
NOTE Les nombres () ci-dessus renvoient à des variantes possibles. La variante minimale peut être sélectionnée.		

**Tableau 5 – Protection par parafoudre du côté courant continu:
Deux convertisseurs dodécaphasés (Figure 1)**

Élément protégé	Parafoudre(s) de protection	Commentaires
Entre les bornes d'une valve	V	
Entre les bornes d'un pont hexaphasé	(1) V (2) B	
Entre les bornes d'un groupe dodécaphasé	(1) CH, CL (2) 2·V	
Entre les bornes du groupe à 2 x 12	(1) CB + EB	

Élément protégé	Parafoudre(s) de protection	Commentaires
impulsions (dodécaphasé)	(2) CH + CL (3) 4·V	
Entre les bornes de la bobine d'inductance côté courant continu HT	DR	Peut être omise
Entre les bornes de la bobine d'inductance côté courant continu BT	EB + E1	Hypothèse très prudente Peut être réduite
Barre à courant continu, côté ligne de la bobine d'inductance côté courant continu HT	DB, DL/DC	
Barre à courant continu, côté valve de la bobine d'inductance côté courant continu	(1) CB (2) CH + CM (3) 2·V + CM (4) 4·V + E	
Point milieu entre les ponts hexaphasés du groupe dodécaphasé HT	(1) MH (2) V + CM	
Barre à courant continu du milieu	(1) M (2) 2·V + E	
Point milieu entre les ponts hexaphasés du groupe dodécaphasé BT	(1) ML (2) V + EB	
Barre de neutre, côté ligne de la bobine d'inductance côté courant continu BT	E1, EL, EM	
Transformateur HT, groupe dodécaphasé HT, phase-terre	(1) T (2) V + MH	
Transformateur BT, groupe dodécaphasé HT, phase-terre	V + CM	
Transformateur HT, groupe dodécaphasé BT, phase-terre	(1) V + ML (2) 2·V + EB	
Transformateur BT, groupe dodécaphasé BT, phase-terre	V + EB	
Transformateurs HT et BT, groupe dodécaphasé HT et BT, entre phases	Niveau de protection de parafoudre A transféré vers le côté valve	
NOTE Les nombres () ci-dessus renvoient à des variantes possibles. La variante minimale peut être sélectionnée.		

8.5 Résumé des événements et des contraintes

Aux Articles 7 et 8, il est donné une description relative aux contraintes continues, temporaires, à front lent, à front rapide et à front raide attendues auxquelles le matériel et les parafoudres seraient exposés dans une station de conversion CCHT.

Ces événements et contraintes sont résumés dans les Tableaux 6 et 7.

Le Tableau 6 est relatif à diverses contingences et aux parafoudres affectés. Le Tableau 7 donne des informations relatives au type de contraintes que les différents parafoudres subissent, et à la question de savoir si, oui ou non, les contraintes de courant ou d'énergie peuvent être significatives pour des contingences et des parafoudres particuliers. Ces informations peuvent être utilisées pour décider du modèle de réseau approprié pour des études détaillées.

**Tableau 6 – Événements contraignant des parafoudres:
Un seul convertisseur dodécaphasé (Figure 3)**

Événement	Parafoudres (se référer à la Figure 3 pour la dénomination des parafoudres)											
	FA	A	T	V B	M	CB C	E	EL	EM	DR	DB DL DC	FD
Défaut à la terre, pôle à courant continu ou ligne à courant continu (nœuds 9, 10, ligne 1)			x				x	x	x	x	x	x
Foudre provenant de la ligne à courant continu							x		x	x	x	x
Surtensions à front lent provenant de la ligne à courant continu							x	x	x		x	x
Foudre provenant de la ligne (d'électrode) de terre							x	x				
Défaut à la terre phase alternative du côté valve (nœuds 5, 6)				x	x		x	x	x	x		
Extinction de courant, groupe de commutation triphasé				x								
Extinction de courant, groupe hexaphasé				x	x							
Perte de retour, fonctionnement monopolaire ou raté de commutation							x	x	x			
Défauts à la terre et manœuvre, côté courant alternatif	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		x
Foudre provenant du réseau à courant alternatif	x	x										
Défaut d'écran de la station, barre de pôle (aux nœuds 9, 10, si applicable)				x	x	x						
Défaut d'écran de la station, barre de neutre (au nœud 8, si applicable)							x	x	x			
Certains événements peuvent ne pas avoir besoin d'être pris en considération en raison d'une trop faible probabilité d'occurrence.												

**Tableau 7 – Types de contraintes sur les parafoudres en raison de différents événements:
Un seul convertisseur dodécaphasé (Figure 3)**

Événement	Contraintes à front rapide et à front raide		Contraintes de surtensions à front lent et temporaires	
	Courant	Énergie	Courant	Énergie
Défaut à la terre, pôle à courant continu ou ligne à courant continu (nœuds 9, 10, Ligne 1)	E, EL, EM, FD	E, EL, EM, FD	DB, DL/DC, DR, E, EL, EM, T	E, EL, EM
Foudre provenant de la ligne à courant continu	DB, DL/DC, FD DR, E, EM			
Surtensions à front lent provenant de			DB, DL/DC,	

Événement	Contraintes à front rapide et à front raide		Contraintes de surtensions à front lent et temporaires	
	Courant	Énergie	Courant	Énergie
la ligne à courant continu			E, EL, EM, FD	
Foudre provenant de la ligne (d'électrode) de terre	E, EL			
Défaut à la terre sur phase alternative du pont (nœuds 5, 6)	V, B		DR, V, B, E, EL, EM, M	V, B, E, EL, EM, M
Extinction de courant, groupe triphasé			V, B	V, B
Extinction de courant, groupe hexaphasé			M, V, B	M, V, B
Perte de retour, fonctionnement monopolaire ou raté de commutation			E, EL, EM	E, EL, EM
Défauts à la terre et manœuvres du côté courant alternatif (nœud 1, ligne à courant alternatif)	FA	FA	V, M, CB, A, FA, E, EL, EM, FD, DR, C, B, T	V, B, A, E, EL, EM, FD
Foudre provenant du réseau à courant alternatif	A, FA			
Défaut d'écran de la station, barre de pôle (aux nœuds 9, 10, si applicable)	V, M, CB, C, B			
Défaut d'écran de la station, barre de pôle (aux nœuds 8, si applicable)	E, EL, EM			
Certains événements peuvent ne pas avoir besoin d'être pris en considération en raison d'une trop faible probabilité d'occurrence.				

Les contingences de convertisseur telles que les ratés de commutation ou le blocage d'onduleur sans paires de shuntage ne sont pas critiques pour déterminer les niveaux de protection et les exigences d'énergie des parafoudres de station de conversion CCHT. Cependant, le blocage d'onduleur avec le courant peut être important pour déterminer des exigences d'énergie des parafoudres, à moins que cela ne soit considéré comme étant inconcevable (8.3.5.3.4). Certains cas de ratés de commutation peuvent être critiques (par exemple, provoquant des résonances ou dans une situation impliquant la combinaison du bas niveau de protection de parafoudre de neutre (E, EL, EM) et de l'impédance élevée d'un chemin de retour de courant continu).

9 Procédure de conception de la coordination de l'isolement

9.1 Généralités

En raison des différences essentielles telles que traitées en 6.2 entre les réseaux à courant alternatif et à courant continu menant à certains écarts dans le processus de coordination de l'isolement, il est utile dans l'Article 9 de définir clairement les objectifs de conception à réaliser comme résultat des procédures de coordination décrites de 9.2 à 9.7. Cela s'applique dans une certaine mesure au côté courant alternatif de la station de conversion CCHT, mais dans une plus grande mesure au côté courant continu, en particulier parce que plusieurs groupes de valves sont normalement connectés en série. Les valves et les autres matériels entièrement séparés de la terre sont donc disposés pour être protégés au moyen de parafoudres appropriés, comme indiqué aux Figures 1, 2 et 3.

Le premier objectif de conception est donc de faire un choix approprié des emplacements des divers parafoudres en se basant sur tous les détails des systèmes disponibles ou assemblés, traités en 10.3 non seulement pour le schéma de convertisseur à courant continu, mais aussi pour un réseau à courant alternatif, les lignes (d'électrode) de terre et les câbles de courant continu (s'il y en a) et le côté courant alternatif de la station de conversion CCHT. L'objet de conception important suivant est de planifier et conduire des études pour déterminer les exigences relatives aux parafoudres avec suffisamment de détails, comme indiqué en 9.2. Les

études sont généralement, mais pas nécessairement, basées sur la détermination et l'évaluation de divers événements transitoires qui affectent les contraintes sur les différents parafoudres en utilisant les méthodes et les outils tels que ceux traités à l'Article 10.

L'objectif principal est la détermination des tensions de tenue pour réaliser la fiabilité désirée.

Les paragraphes 9.2 à 9.7 suggèrent un certain nombre de tableaux d'illustration appropriés à la fois pour détailler les grandeurs tenues d'être les objectifs de conception d'une manière claire et pour servir de moyen possible de présenter les résultats de la conception.

9.2 Exigences relatives aux parafoudres

Le Tableau 8 suggère pour chacun des parafoudres, tels que référencés à la Figure 3, diverses exigences dont il convient qu'elles soient les objectifs de la conception de la coordination de l'isolement. Il convient que le format conseillé (ou similaire) sur des groupes de parafoudres et des éléments individuels facilite la clarté de l'identification et de la présentation des informations.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60071-5:2014

Tableau 8 – Exigences relatives aux parafoindres

Identification des parafoires – référence a, b	Tensions de régime permanent			Niveaux de protection des parafoires à des courants coordonnés ^a						Absorption d'énergie
	U_c, U_{ch} kV (efficace)	CCOV	PCOV	SIPL		LIPL		STIPL ^c		Service de parafoire kJ
		kV (crête)	kV (pointe)	kV (pointe)	kA (pointe)	kV (pointe)	kA (pointe)	kV (pointe)	kA (pointe)	
I. Section c.a.										
A		N/A	N/A					N/A	N/A	
FA1, FA2		N/A	N/A					N/A	N/A	
II. Circuit de convertisseur										
V	N/A									
T	N/A							N/A	N/A	
B	N/A							N/A	N/A	
M, MH, ML	N/A							N/A	N/A	
C, CH, CL, CB	N/A							N/A	N/A	
III. parc à courant continu										
DB, DL, DC	N/A		N/A					N/A	N/A	
EB								N/A	N/A	
DR		N/A						N/A	N/A	
FD1, FD2		N/A	N/A					N/A	N/A	
E, EL, EM	N/A		N/A					N/A	N/A	

NOTE Se référer à l'Article 4 pour les abréviations et à l'Article 3 pour les définitions.

^a Voir en 8.1 les informations générales relatives aux formes d'ondes de choc de courant correspondantes.

^b Voir Figure 1 pour les références de parafoires dans une station de conversion CCHT moderne type. L'agencement réel est spécifique à une conception.

^c Niveau STIPL pour parafoires de valves seulement.

9.3 Caractéristiques de l'isolement

Comme dans le cas des postes à courant alternatif, il existe deux types d'isolation utilisés dans les stations de conversion CCHT, à savoir le type autorégénérateur qui s'applique à l'air, et le type non autorégénérateur qui s'applique, par exemple, à l'huile et au papier. Cependant, les gaz qui peuvent être utilisés peuvent s'inscrire dans les deux types d'isolation. Dans les applications en courant continu, l'effet composite que les tensions continue, alternative et de choc (également avec inversion de polarité) ont sur les caractéristiques de l'isolation doit être pris en considération. Les caractéristiques de l'isolation individuelle ne relèvent pas du domaine d'application de la présente Norme.

9.4 Surtensions représentatives (U_{rp})

La surtension représentative telle que définie dans l'IEC 60071-1 est égale à la surtension maximale de chaque classe de surtensions déterminée selon la description donnée à l'Article 10. Ce concept général s'applique tant au réseau à courant alternatif qu'au réseau à courant continu, mais une application particulière de ce concept pour des réseaux à courant continu est de considérer que les surtensions représentatives sont égales aux niveaux de protection des parafoudres pour le matériel directement protégé.

Les surtensions représentatives, qui peuvent être présentées conformément au Tableau 9, sont déterminées en considérant les défauts pertinents et en examinant les résultats des calculs pour découvrir le type représentatif de surtension, c'est-à-dire à front lent, à front rapide ou à front raide. Une fois que le type de surtension a été déterminé, la valeur de crête de la forme d'onde choisie peut être réajustée pour prendre en considération la durée et la forme de la surtension conformément à l'Article 2 de l'IEC 60071-2:1996. Ce réajustement peut être considéré comme étant pris en compte lors de l'application de facteurs aux niveaux de protection des parafoudres selon 9.6.

Tableau 9 – Surtensions représentatives et tensions de tenue requises

Emplacement de l'isolation (Se référer à la Figure 3)	Surtensions représentatives (U_{rp})			Tensions de tenue requises (U_{rw})		
	SIPL RSFO	LIPL RFFO	SIPL ^a RSFO ^a	RSIWV	RLIWV	RSTIWV
	kV	kV	kV	kV	kV	kV
I Section de poste extérieur à courant alternatif						
Jeux de barres et matériels conventionnels à courant alternatif, 1-N			N/A			N/A
Condensateurs de filtrage (a) côté HT, 1-N, 3-N (b) Aux bornes, 1-2, 3-N (c) côté BT, 2-N			N/A			N/A
Bobines d'inductance de filtrage (a) côté HT, 2-N, 3-N (b) Aux bornes, 2-3, 3-N (c) côté BT, 3-N			N/A			N/A
II Matériel de convertisseur						
Aux bornes d'une valve, 5-9, 7-5, 6-7, 6-8						
Aux bornes du groupe de valves inférieur, 7-8			N/A			N/A
Aux bornes du groupe de valves supérieur, 9-7			N/A			N/A
Entre phases dans un pont hexaphasé, 5a-5b, 5b-5c, 5c-5a 6a-6b, 6b-6c, 6c-6a			N/A			N/A
Point milieu à la terre, 7-G			N/A			N/A
Chaque côté HT d'unité de conversion, 9-G			N/A			N/A

Emplacement de l'isolation (Se référer à la Figure 3)	Surtensions représentatives (U_{rp})			Tensions de tenue requises (U_{rw})		
	SIPL RSFO	LIPL RFFO	SIPL ^a RSFO ^a	RSIWV	RLIWV	RSTIWV
	kV	kV	kV	kV	kV	kV
Chaque côté BT d'unité de conversion, 8-G			N/A			N/A
Barre de convertisseur CCHT, 9-G			N/A			N/A
Barre de neutre côté courant continu, 8-G			N/A			N/A
III Matériel côté courant continu			N/A			N/A
Aux bornes de la bobine d'inductance côté courant continu, 10-9			N/A			N/A
Condensateurs de filtrage (a) côté HT, 10-G, 12-G (b) Aux bornes, 10-11, 12-8 (c) Côté BT, 11-G, 8-G			N/A			N/A
Bobines d'inductance de filtrage (a) côté HT, 11-G, 12-G (b) Aux bornes, 11-12, 12-8 (b) Côté BT, 12-G, 8-G			N/A			N/A
Ligne/Câble CCHT, 10-G			N/A			N/A
Ligne à courant continu, 10-G			N/A			N/A
Ligne (d'électrode) de terre, 8-G			N/A			N/A
IV Autres matériels tels que transformateur, valve, enroulements (dans l'huile, par exemple)						
Enroulement étoile (a) phase-neutre, 5a-n, 5b-n, 5c-n (b) entre phases, 5a-5b, 5b-5c, 5c-5a (c) neutre à terre, n-G (d) phase-terre, 5a-G, 5b-G, 5c-G			N/A			N/A
Enroulement triangle (a) entre phases, 6a-6b, 6b-6c, 6c-6a (b) phase-terre, 6a-G, 6b-G, 6c-G			N/A			N/A
Enroulement étoile à enroulement triangle, 5-6			N/A			N/A

^a STIPL, RSTO et RSTIWV ne s'appliquent qu'aux parafoudres de valve.

9.5 Détermination des tensions de tenue de coordination (U_{cw})

La procédure de coordination de l'isolement recommandée dans l'IEC 60071-1 implique l'application d'un facteur de coordination (K_c) aux surtensions représentatives (U_{rp}) pour obtenir les tensions de tenue de coordination (U_{cw}), ce qui signifie: $U_{cw} = K_c \times U_{rp}$ (se référer à l'IEC 60071-1:2006, 5.3).

Pour le matériel du côté courant continu, la méthode déterministe (se référer à l'IEC 60071-2:1996, 3.3) est utilisée réellement afin que pour un tel matériel, ce soit le facteur de coordination déterministe K_{cd} (se référer à l'IEC 60071-2:1996, 3.3.2.1) qui soit utilisé en lieu et place de K_c . Le facteur de coordination K_{cd} appliqué aux surtensions représentatives inclut:

- la prise en compte des limitations de la modélisation et des données pour calculer les surtensions, et des courants de coordination prenant en compte la forte non-linéarité des caractéristiques des parafoudres;
- la prise en compte de la forme et de la durée des surtensions.

Pour les applications en courant continu, si la valeur calculée de U_{rp} est la valeur la plus élevée pour des contingences raisonnables, la valeur de U_{cw} peut être considérée comme égale à U_{rp} .

9.6 Détermination des tensions de tenue requises (U_{rw})

Comme dans le cas des réseaux à courant alternatif, les matériels sont classés en matériel avec isolation autorégénératrice et en matériel avec isolation non autorégénératrice conformément à l'IEC 60071-1. L'isolation autorégénératrice est principalement constituée d'intervalles d'air et d'isolation externe en porcelaine alors que l'isolation non autorégénératrice est principalement constituée d'huile et de matériaux diélectriques cellulosiques tels qu'utilisés dans les transformateurs de convertisseur et les bobines d'inductance. Dans certaines circonstances, la valve à thyristors peut être considérée comme étant autorégénératrice.

Des niveaux de thyristors redondants sont fournis pour maintenir la tension de tenue exigée, et ce, même dans l'éventualité de défaillances aléatoires des niveaux de thyristors au sein de la valve entre les périodes de maintenance.

Les parafoudres sont utilisés pour protéger l'isolation du matériel comme dans le cas des applications en courant alternatif; cependant, les parafoudres ne sont pas nécessairement reliés directement à la terre, mais ils sont également reliés directement au travers de matériel élevé par rapport au potentiel de terre. Pour les valves à thyristors, les parafoudres sont placés près de la valve afin d'éliminer les effets de la distance.

La différence essentielle en comparaison à des applications en courant alternatif est que dans les applications CCHT, l'isolation est contrainte par des tensions composées de tension continue, de tension alternative et de tension de choc. Les tensions composées exigent la prise en considération de la distribution de tensions résistive et capacitive et peuvent résulter en des contraintes à haute tension. Ces contraintes à haute tension sont toutefois prises en considération dans la conception et les essais du matériel.

Les tensions de tenue requises (U_{rw}) pour les manœuvres, la foudre et le front raide sont déterminées en multipliant les tensions de tenue de coordination (U_{cw}) correspondantes par les facteurs de multiplication pertinents. Sur la base des tensions de tenue, les tensions d'essai pour chaque matériel sont déterminées conformément à des normes de matériels respectives. En se référant à l'IEC 60071-1:2006, Figure 1, les tensions de tenue requises U_{rw} sont obtenues en appliquant à la tension de tenue de coordination le facteur de correction d'altitude K_a pour l'isolation externe, et un facteur de sécurité K_s dont la valeur dépend du type d'isolation interne ou externe. Le facteur de sécurité K_s inclut:

- la prise en compte du vieillissement de l'isolation;
- la prise en compte des changements de caractéristiques du parafoudre;
- la prise en compte de la dispersion de la qualité du produit.

Pour les stations de conversion CCHT, la méthode déterministe est appliquée et, pour des altitudes jusqu'à 1 000 m, l'expérience a montré que les tensions de tenue requises du matériel peuvent être obtenues en appliquant un facteur au niveau de protection correspondant du parafoudre. Un tel facteur inclut tous ceux qui ont été précédemment traités au début du présent paragraphe. Le Tableau 10 fournit un ensemble de valeurs indicatives pour ce facteur qui peuvent être utilisées comme objectifs de conception si elles ne sont pas spécifiées par l'utilisateur ou les comités appropriés relatifs à l'appareillage. Dans le Tableau 10, tout le matériel est considéré comme étant directement protégé par un parafoudre. Si tel n'est pas le cas, par exemple pour certains des matériels côté courant alternatif, l'effet de distance pour les transitoires rapides et très rapides doit être pris en considération et il convient d'augmenter les rapports indicateurs en conséquence (se référer à l'IEC 60071-1 et à l'IEC 60071-2: facteur de coordination et tensions de tenue de coordination).

Tableau 10 – Valeurs indicatives des rapports de la tension de tenue au choc requise sur le niveau de protection aux chocs

Type de matériel	Valeurs indicatives de tension de tenue au choc requise/niveau de protection aux chocs ^{a, c}		
	RSIWV/SIPL	RLIWV/LIPL	RSFIWV/STIPL ^b
Poste extérieur à courant alternatif – jeux de barres, isolateurs extérieurs et autres matériels conventionnels	1,20	1,25	1,25
Composants de filtrage côté courant alternatif	1,15	1,25	1,25
Transformateurs (dans l'huile)			
côté ligne	1,20	1,25	1,25
côté valve	1,15	1,20	1,25
Valves de convertisseur	1,15	1,15	1,20
Matériel de salle des valves côté courant continu	1,15	1,15	1,25
Matériel de poste extérieur à courant continu (extérieur) (y compris les filtres côté courant continu, etc., et la bobine d'inductance côté courant continu)	1,15	1,20	1,25
^a Les valeurs indiquées sont énoncées pour des objectifs de conception généraux seulement. Les rapports finaux appropriés (supérieurs ou inférieurs) peuvent être sélectionnés en fonction des critères de performance choisis. ^b STIPL pour parafoudres de valve. ^c Les rapports indicatifs sont basés sur le fait que tout matériel est directement protégé par un parafoudre.			

9.7 Détermination de la tension de tenue spécifiée (U_w)

Les tensions de tenue spécifiées sont des valeurs supérieures ou égales aux tensions de tenue requises. Pour un matériel à courant alternatif, les tensions de tenue spécifiées correspondent aux valeurs normalisées telles qu'énoncées dans l'IEC 60071-1.

Pour ce qui concerne le matériel CCHT, il n'existe pas de valeurs normalisées de la tension de tenue et les tensions de tenue spécifiées sont arrondies par excès à des valeurs pratiques commodes.

10 Outils d'étude et modélisation des réseaux

10.1 Généralités

L'Article 10 traite des méthodes et des outils globaux requis pour évaluer les caractéristiques de surtension qui peuvent affecter une station de conversion CCHT et pour dériver les caractéristiques requises des parafoudres. Les objectifs de ces études, que l'Article 8 traite plus en détail, sont les suivants:

- déterminer les contraintes et les niveaux de protection des parafoudres dans une station de conversion CCHT;
- former la base pour la coordination de l'isolement des stations de conversion CCHT;
- dériver les spécifications de tous les parafoudres impliqués.

10.2 Approche d'étude et outils d'étude

Afin de mener à bien les études, les informations suivantes sont requises, telles que présentées plus en détail en 10.3:

- la configuration de la station à CCHT, ainsi que les données relatives aux réseaux à courant continu et à courant alternatif;

- les données relatives aux matériels connectés du côté tant courant alternatif que courant continu (par exemple, transformateurs, lignes, etc.);
- les caractéristiques de parafoudres qui sont appropriées aux surtensions temporaires, aux chocs à front lent, à front rapide et à front raide;
- les stratégies de commande de convertisseurs et de protection de valves, y compris la réponse et/ou le retard dans le circuit d'allumage de protection des valves;
- les conditions de fonctionnement;
- les stratégies de protection des valves (réponse de l'allumage de protection des valves).

L'approche des études des surtensions peut comporter plusieurs étapes:

Étape 1: Définir la configuration préliminaire des parafoudres et déterminer les paramètres préliminaires des parafoudres tels que U_C , U_{ch} , PCOV et/ou CCOV pour chaque parafoudre.

Étape 2: Étudier les cas produisant les contraintes de courant et d'énergie les plus élevées. À ce stade, le nombre minimal de colonnes de parafoudre et leurs caractéristiques assignées sont définis, compte tenu des contraintes et des contingences relatives aux parafoudres.

Étape 3: Vérifier les surtensions à front rapide et à front raide afin de s'assurer que toute la station à CCHT est correctement protégée avec l'agencement des parafoudres défini dans les étapes 1 et 2. Des parafoudres supplémentaires peuvent être requis en raison des effets de distance.

Étape 4: Établir les services des parafoudres (courant/tension/énergie de coordination) en se basant sur les résultats d'étude et déterminer les spécifications des parafoudres (voir l'Article 8).

Étape 5: Établir les valeurs maximales des surtensions et des tensions de tenue en divers emplacements (voir 9.4).

Pour ce qui concerne les services des parafoudres, les principes généraux consistent à prendre en considération la caractéristique de protection minimale V-I pour la consommation d'énergie et à prendre en considération la caractéristique de protection maximale V-I pour le niveau de protection.

Bien qu'il existe de nombreux outils disponibles pour le calcul des surtensions et des contraintes relatives aux parafoudres, il est important de prendre en considération la validité de chaque outil pour la représentation correcte des composants du système d'alimentation pour obtenir les caractéristiques requises des modèles pour l'étude entreprise. Pour obtenir des résultats ayant un sens, les composants nécessitent d'être correctement modélisés en ce qui concerne la gamme de fréquences d'intérêt et d'autres caractéristiques des composants du réseau. (Pour des lignes directrices sur les représentations de modèle, voir la Bibliographie). Des programmes de calculateur numérique utilisant des méthodes d'analyse numérique de transitoires sont typiquement utilisés pour ces calculs.

Des outils d'étude utilisant des techniques de simulation numérique en temps réel sont disponibles. Ces outils dans les conditions actuelles peuvent ne pas être adaptés à l'étude des surtensions de haute fréquence en raison des limitations d'échelons de temps.

10.3 Détails du système

10.3.1 Modélisation et représentation du système

Des modèles de composants de réseau valides dans la gamme allant de la fréquence du courant continu jusqu'à 50 MHz peuvent être requis pour les études de coordination de l'isolement. Une représentation valide pour la gamme de fréquences complète est difficile à réaliser pour tous les composants de réseau. Les divers paramètres ont des influences différentes sur la représentation correcte des composants au sein de la gamme de fréquences d'intérêt à laquelle il convient que le modèle soit représentatif des caractéristiques du système.

Les phénomènes transitoires apparaissent au cours de la transition d'un état de régime permanent vers un autre. Les causes primaires de ces perturbations dans un système sont la fermeture ou l'ouverture d'un disjoncteur ou autre matériel de manœuvre, les courts-circuits, les défauts à la terre ou les coups de foudre. Les phénomènes électromagnétiques consécutifs sont les ondes progressives sur les lignes, les câbles ou les sections de jeux de barres et les oscillations entre les inductances et les capacités du système. Les fréquences des oscillations sont déterminées par les impédances d'onde et les temps de parcours des lignes de connexion.

Le Tableau 11 donne une vue d'ensemble sur les diverses origines de ces transitoires et leurs gammes de fréquences. Ces gammes de fréquences sont nécessaires pour la modélisation.

Tableau 11 – Origine des surtensions et gammes de fréquences associées

Groupe	Gamme de fréquences pour la représentation	Représentation principalement pour	Origine
I	0,1 Hz à 3 kHz	Surtensions temporaires	• Enclenchement de transformateur (ferro-résonance) • Perte de charge • Apparition ou suppression de défaut, enclenchement de ligne
II	50 Hz à 20 kHz	Surtensions à front lent	• Défauts sur borne • Défauts en ligne courte • Enclenchement/réenclenchement
III	10 kHz à 3 MHz	Surtensions à front rapide	• Surtensions à front rapide • Réamorçages de disjoncteur • Défauts dans des postes
IV	1 MHz à 50 MHz	Surtensions à front raide	• Manœuvre de sectionneur • Défaut dans les GIS – postes • Amorçage

La configuration globale du système est représentée schématiquement à la Figure 8. D'un point de vue de la coordination de l'isolement, il est commode de diviser une station de conversion CCHT, y compris les lignes à courant alternatif et à courant continu connectées, en différentes parties en ce qui concerne les surtensions générées. Ces parties ou sous-systèmes comprennent:

- a) le réseau à courant alternatif;
- b) la partie courant alternatif de la station de conversion CCHT, y compris les filtres côté courant alternatif et toute autre source de puissance réactive, les disjoncteurs et le côté ligne du transformateur de convertisseur;
- c) les ponts de conversion, le côté valve du transformateur de convertisseur, la bobine d'inductance côté courant continu, le filtre courant continu et la barre de neutre;
- d) la ligne/le câble à courant continu et la ligne (d'électrode) de terre/le câble de terre.

Il convient de prendre en considération ces parties ou ces sous-systèmes lors de la définition du modèle d'étude, qui peut être soit détaillé, soit simplifié de façon adéquate sans perdre la validité des résultats d'étude.

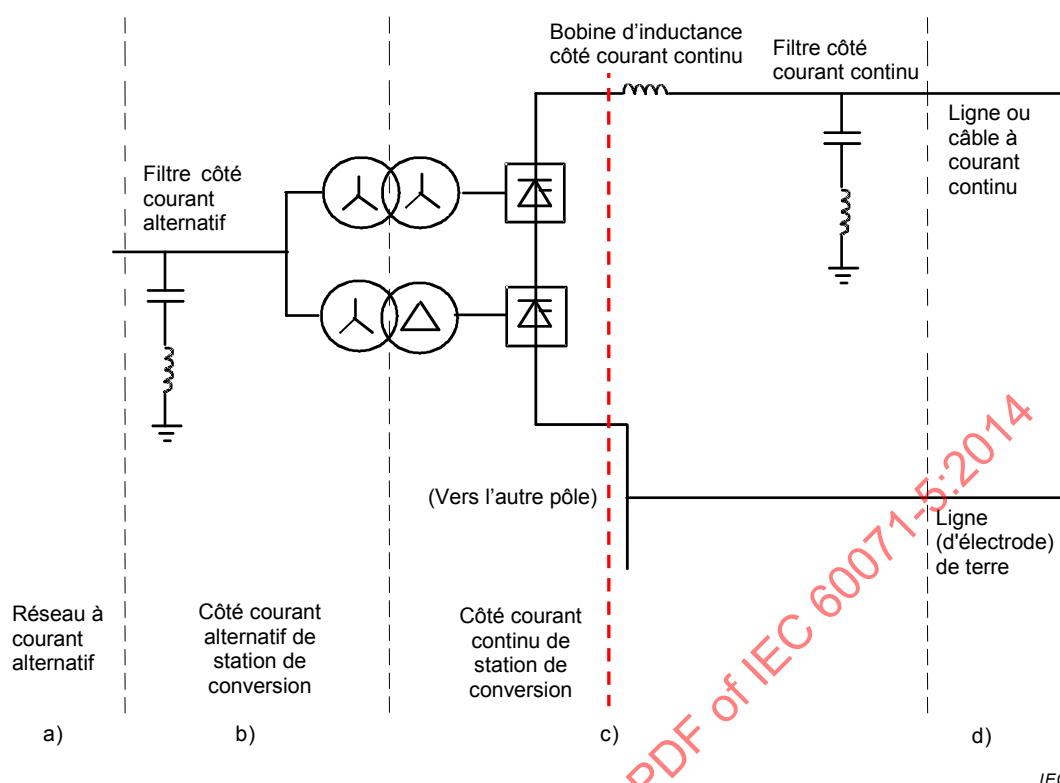


Figure 8 – Un pôle d'une station de conversion CCHT

10.3.2 Réseau à courant alternatif et côté courant alternatif de la station de conversion CCHT

10.3.2.1 Surtensions temporaires et à front lent

Le présent paragraphe traite des détails relatifs au réseau à courant alternatif et au matériel du côté courant alternatif, et de la modélisation appropriée pour les surtensions à front lent et temporaire.

- Modélisation triphasée détaillée ou équivalents adéquats pour le réseau à courant alternatif à proximité de la station de conversion CCHT. Des lignes partant de la station et des transformateurs limitrophes, y compris leurs caractéristiques de saturation, sont représentées ainsi que des convertisseurs électriquement proches de la centrale. Il convient d'utiliser des équivalents de réseau pour la partie principale des systèmes à courant alternatif et il est pris en compte l'effet d'amortissement des charges qui affectent l'amortissement global aux fréquences de résonance, tel que vu à partir de la station à CCHT.
- Représentation du matériel installé du côté courant alternatif de la station de conversion CCHT. Ceci inclut toute source de puissance réactive et les transformateurs de convertisseur. La saturation du transformateur de convertisseur est un paramètre clé.
- Représentation des caractéristiques des parafoudres de barre et de filtre côté courant alternatif dans la gamme de fréquences de quelques centaines de hertz.

10.3.2.2 Surtensions à front rapide et à front raide

Le présent paragraphe traite des détails relatifs au réseau à courant alternatif et au matériel du côté courant alternatif, et de la modélisation appropriée pour les surtensions à front rapide et à front raide.

Pour les lignes côté courant alternatif, jeux de barres, etc., il convient d'utiliser un modèle adéquat de paramètres haute fréquence.