

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

Insulation co-ordination –

Part 12: Application guidelines for LCC HVDC converter stations

Coordination de l'isolement –

Partie 12: Lignes directrices en matière d'application pour stations de conversion à courant continu haute tension (CCHT) équipées de convertisseurs commutés par le réseau (LCC)

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60071-12:2022



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2022 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 Secretariat
3, rue de Varembe
CH-1211 Geneva 20
Switzerland

Tel.: +41 22 919 02 11
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 corrigendum or an amendment might have been published.

IEC publications search - webstore.iec.ch/advsearchform

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 It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.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 once a month by email.

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: sales@iec.ch.

IEC Products & Services Portal - products.iec.ch

Discover our powerful search engine and read freely all the publications previews. With a subscription you will always have access to up to date content tailored to your needs.

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary on electrotechnology, containing more than 22 300 terminological entries in English and French, with equivalent terms in 19 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

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.

Recherche de publications IEC -

webstore.iec.ch/advsearchform

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 une fois par mois par email.

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

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

IEC Products & Services Portal - products.iec.ch

Découvrez notre puissant moteur de recherche et consultez gratuitement tous les aperçus des publications. Avec un abonnement, vous aurez toujours accès à un contenu à jour adapté à vos besoins.

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire d'électrotechnologie en ligne au monde, avec plus de 22 300 articles terminologiques en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans 19 langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) en ligne.

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

Insulation co-ordination –

Part 12: Application guidelines for LCC HVDC converter stations

Coordination de l'isolement –

Partie 12: Lignes directrices en matière d'application pour stations de conversion à courant continu haute tension (CCHT) équipées de convertisseurs commutés par le réseau (LCC)

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 29.080.30

ISBN 978-2-8322-5845-3

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.....	5
1 Scope.....	7
2 Normative references	7
3 Terms, definitions, symbols and abbreviated terms.....	7
3.1 Terms and definition	7
3.2 Symbols and abbreviated terms	8
3.2.1 General	8
3.2.2 Subscripts	8
3.2.3 Letter symbols	8
3.2.4 Abbreviated terms	9
4 Typical LCC HVDC converter station schemes	9
5 Voltages and overvoltages in service.....	12
5.1 Continuous operating voltages at various locations in the converter station	12
5.2 Peak continuous operating voltage (PCOV) and crest continuous operating voltage (CCOV)	16
5.3 Sources and types of overvoltages	18
5.4 Temporary overvoltage	18
5.4.1 General	18
5.4.2 Temporary overvoltage on the AC side	18
5.4.3 Temporary overvoltages on the DC side	19
5.5 Slow-front overvoltages	19
5.5.1 General	19
5.5.2 Slow-front overvoltages on the AC side	19
5.5.3 Slow-front overvoltages on the DC side	20
5.6 Fast-front, very-fast-front and steep-front overvoltages	20
6 Arrester characteristics and stresses	21
6.1 Arrester characteristics	21
6.2 Arrester specification	22
6.3 Arrester stresses.....	23
6.3.1 General	23
6.3.2 AC bus arrester (A).....	24
6.3.3 AC filter arrester (FA)	24
6.3.4 Transformer valve winding arresters (T).....	25
6.3.5 Valve arrester (V)	25
6.3.6 Bridge arrester (B).....	28
6.3.7 Converter unit arrester (C).....	28
6.3.8 Mid-point DC bus arrester (M).....	29
6.3.9 Converter unit DC bus arrester (CB)	29
6.3.10 DC bus and DC line/cable arrester (DB and DL/DC)	30
6.3.11 Neutral bus arrester (E, EL, EM in Figure 3, EB, E1, EL, EM in Figure 1)	30
6.3.12 DC reactor arrester (DR)	31
6.3.13 DC filter arrester (FD)	32
6.3.14 Earth electrode station arrester.....	32
6.4 Protection strategy.....	32
6.4.1 General	32
6.4.2 Insulation directly protected by a single arrester	32
6.4.3 Insulation protected by more than one arrester in series	32

6.4.4	Valve side neutral point of transformers	33
6.4.5	Insulation between phase conductors of the converter transformer	33
6.4.6	Summary of protection strategy	33
6.5	Summary of events and stresses	36
7	Design procedure of insulation co-ordination	37
7.1	General.....	37
7.2	Arrester requirements	38
7.3	Representative overvoltages (U_{rp}).....	38
7.4	Determination of the co-ordination withstand voltages (U_{cw}).....	40
7.5	Determination of the required withstand voltages (U_{rw})	40
7.6	Determination of the specified withstand voltage (U_w)	40
8	Study tools and system modelling.....	40
8.1	General.....	40
8.2	Study approach and tools	40
8.3	System details	41
8.3.1	Modelling and system representation.....	41
8.3.2	AC network and AC side of the LCC HVDC converter station.....	43
8.3.3	DC overhead line/cable and earth electrode line details.....	44
8.3.4	DC side of an LCC HVDC converter station details	44
Annex A (informative)	Example of insulation co-ordination for LCC HVDC converter stations.....	45
A.1	General.....	45
A.2	Example for LCC HVDC converter station in a pole with one 12-pulse converter	45
A.2.1	Arrester protective scheme.....	45
A.2.2	Arrester stresses, protection and insulation levels	45
A.2.3	Transformer valve side withstand voltages.....	50
A.2.4	Air-insulated smoothing reactors withstand voltages	50
A.2.5	Results	52
A.3	Example for LCC HVDC converter station in a pole with two 12-pulse converters in series.....	54
A.3.1	Arrester protective scheme	54
A.3.2	Arrester stresses, protection and insulation levels	55
A.3.3	Transformer valve side withstand voltages.....	59
A.3.4	Smoothing reactor withstand voltages.....	61
A.3.5	Results	62
Bibliography		64
Figure 1	– Possible arrester locations in a pole with two 12-pulse converters in series	11
Figure 2	– Possible arrester locations for a back-to-back converter station	12
Figure 3	– LCC HVDC converter station in a pole with one 12-pulse converter.....	13
Figure 4	– Continuous operating voltages at various locations (location identification according to Figure 3).....	15
Figure 5	– Operating voltage of a valve arrester (V), rectifier operation and definition of PCOV and CCOV.....	17
Figure 6	– Operating voltage of a mid-point arrester (M), rectifier operation	17
Figure 7	– Operating voltage of a converter bus arrester (CB), rectifier operation	17
Figure 8	– One pole of an LCC HVDC converter station	43

Figure A.1 – AC and DC arresters (LCC HVDC converter station in a pole with one 12-pulse converter)	52
Figure A.2 – Valve arrester stresses for slow-front overvoltages from AC side	53
Figure A.3 – Arrester V2 stress for slow-front overvoltage from AC side	53
Figure A.4 – Valve arrester stresses for earth fault between valve and upper bridge transformer bushing	54
Figure A.5 – Arrester V1 stress for earth fault between valve and upper bridge transformer bushing	54
Figure A.6 – AC and DC arresters (LCC HVDC converter station in a pole with two 12-pulse converters in series)	63
Table 1 – Symbol description	12
Table 2 – Arrester protection on the DC side: one 12-pulse converter (Figure 3)	34
Table 3 – Arrester protection on the DC side: two 12-pulse converters in series (Figure 1)	35
Table 4 – Events stressing arresters: one 12-pulse converter (Figure 3)	36
Table 5 – Types of arrester stresses for different events: one 12-pulse converter (Figure 3)	37
Table 6 – Arrester requirements	38
Table 7 – Representative overvoltages and required withstand voltages	39
Table 8 – Origin of overvoltages and associated frequency ranges	42

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60071-12:2022

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

INSULATION CO-ORDINATION –

Part 12: Application guidelines for LCC 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.

IEC 60071-12 has been prepared by IEC technical committee 99: Insulation co-ordination and system engineering of high voltage electrical power installations above 1,0 kV AC and 1,5 kV DC. It is an International Standard.

On the basis of technical experience gained and the development of HVDC, sufficient consensus has emerged to establish a series insulation co-ordination standard for HVDC system. The standard series for HVDC system belongs to IEC 60071 standard series, and a list of all parts in the IEC 60071 series, published under the general title *Insulation co-ordination*, can be found on the IEC website.

This International Standard replaces, in conjunction with IEC 60071-11¹, IEC 60071-5 published in 2014. IEC 60071-5 provides basic principles and guidance for insulation coordination of high-voltage direct current (HVDC) converter stations. IEC 60071-11 specifies the principles on the procedures for the determination of the specified withstand voltages, creepage distance and air clearances for the equipment and the installations of these systems. IEC 60071-12 provides guidelines on the procedures for insulation co-ordination of line commutated converter (LCC) stations for high-voltage direct current (HVDC) project, whose aim is to give guidance for the determination of the specified withstand voltages for equipment.

IEC 60071-12 retains the technical content of IEC 60071-5 of the guidelines on the procedures for insulation coordination of LCC converter stations, and there are no essentially technical amendments. An example for LCC HVDC converter station in a pole with two 12-pulse converters in series is provided in annex. Examples of insulation co-ordination for controlled series capacitor converter (CSCC) and capacitor commutated converters (CCC) in IEC 60071-5 are no longer dealt with in this document.

The text of this International Standard is based on the following documents:

Draft	Report on voting
99/368/FDIS	99/379/RVD

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

The language used for the development of this International Standard is English.

This document was drafted in accordance with ISO/IEC Directives, Part 2, and developed in accordance with ISO/IEC Directives, Part 1 and ISO/IEC Directives, IEC Supplement, available at www.iec.ch/members_experts/refdocs. The main document types developed by IEC are described in greater detail at www.iec.ch/standardsdev/publications.

The committee has decided that the contents of this document will remain unchanged until the stability date indicated on the IEC website under webstore.iec.ch in the data related to the specific document. At this date, the document will be

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

¹ Under preparation. Stage at the time of publication: IEC/CFDIS 60071-11:2022.

INSULATION CO-ORDINATION –

Part 12: Application guidelines for LCC HVDC converter stations

1 Scope

This part of IEC 60071 applies guidelines on the procedures for insulation co-ordination of line commutated converter (LCC) stations for high-voltage direct current (HVDC) project, whose aim is evaluating the overvoltage stresses on the converter station equipment subjected to combined DC, AC power frequency, harmonic and impulse voltages, and determining the specified withstand voltages for equipment.

This document deals only with metal-oxide surge arresters, without gaps, which are used in modern HVDC converter stations. The criteria for determining the protective levels of series and/or parallel combinations of surge arresters used to ensure optimal protection are also presented. Typical arrester protection schemes and stresses of arresters are presented.

Annex A contains examples of insulation co-ordination for LCC HVDC converters which support the concepts described in the main text, and the basic analytical techniques used.

2 Normative references

The following documents are referred to in the text in such a way that some or all of their content constitutes requirements of this document. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

IEC 60071-11², *Insulation co-ordination – Part 11 : Definitions, principles and rules for HVDC system*

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

IEC 60633, *High-voltage direct current (HVDC) transmission – Vocabulary*

3 Terms, definitions, symbols and abbreviated terms

3.1 Terms and definition

For the purposes of this document, the terms and definitions given in IEC 60071-11 and the following apply.

ISO and IEC maintain terminological databases for use in standardization at the following addresses:

- IEC Electropedia: available at <http://www.electropedia.org/>
- ISO Online browsing platform: available at <http://www.iso.org/obp>

² Under preparation. Stage at the time of publication: IEC/CFDIS 60071-11:2022.

3.1.1

crest value of continuous operating voltage

CCOV

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

3.1.2

peak value of continuous operating voltage

PCOV

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

3.1.3

valve protective firing

means of protecting the thyristors from excessive forward voltage, rate of change of voltage or forward voltage applied during the reverse recovery time, by firing the thyristors into conduction

3.2 Symbols and abbreviated terms

3.2.1 General

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

3.2.2 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)

3.2.3 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_{ccov}	crest value of continuous operating voltage
U_{ch}	continuous operating voltage of an arrester including harmonics
U_{di0}	ideal no-load direct voltage (IEC 60633)
U_{di0max}	maximum value of U_{di0} taking into account AC voltage measuring tolerances, and transformer tap-changer offset by one step
U_s	highest voltage of an AC system (IEC 60071-1 and IEC 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	specified withstand voltage (standard withstand voltage in alternating current)
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)

3.2.4 Abbreviated terms

LCC	line commutated converter
VSC	voltage sourced converter
HVDC	high voltage direct current
HV	high voltage
LV	low voltage
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

4 Typical LCC HVDC converter station schemes

Figure 1 shows the single line diagram of typical LCC HVDC converter stations equipped with two 12-pulse converters in series. It can be noted that Figure 1 shows possible arrester locations covered in this document. Some of these arresters can 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, can change accordingly.

The AC and DC filter configurations could be more complex than those shown in these figures.

Table 1 presents the graphical symbols used in this document.

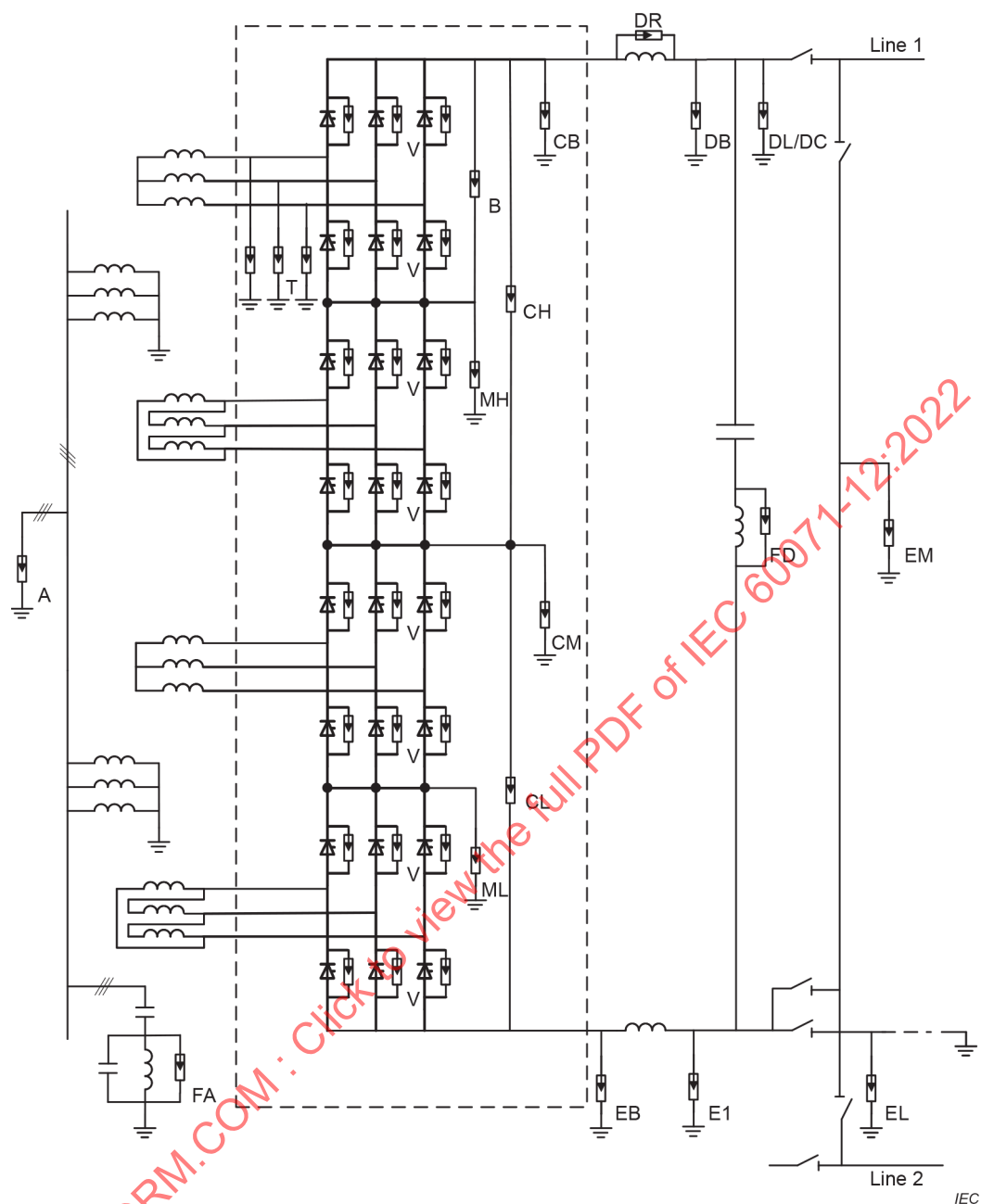
The thyristor valves being voltage sensitive require strict overvoltage protection, which is provided by valve arresters that are connected directly across the valve terminals.

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 can be considered at 800 kV and above to lower the insulation levels especially to the top valve group.

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

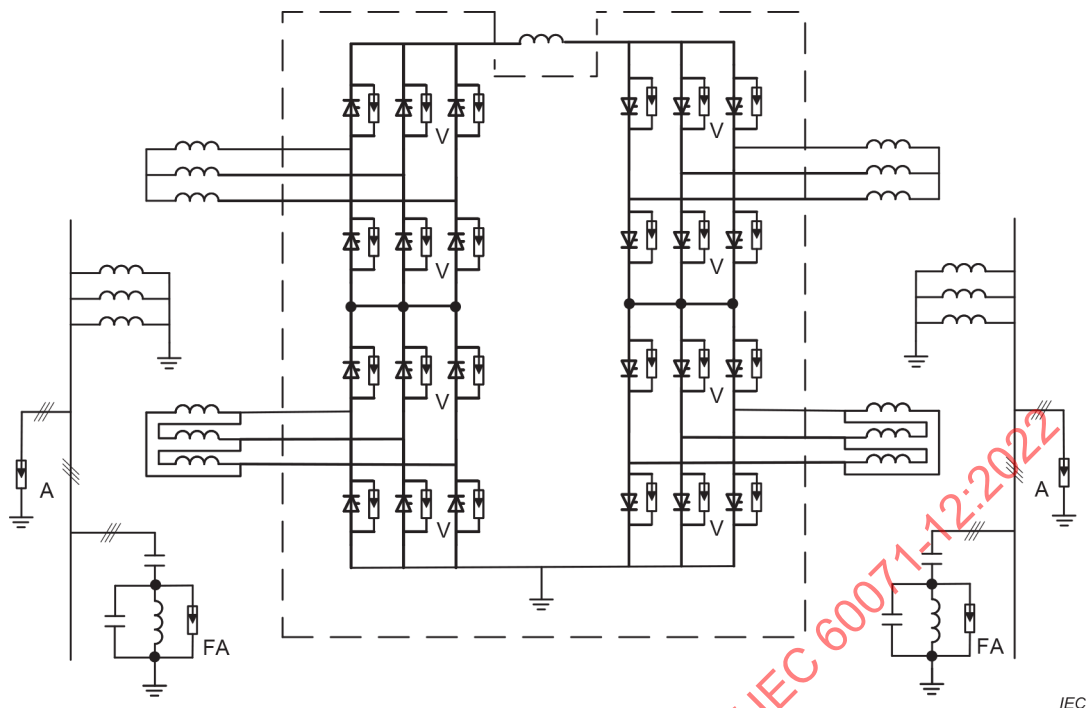
Arrester designations and details on their design and specific roles are presented in Clause 6.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60071-12:2022

**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 DC 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 unit
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



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 1 – Symbol description

Symbol	Description
	Single valve (thyristor) IEC 60617-S00057:2001-07
	Arrester IEC 60617-S00373:2001-07
	Reactor IEC 60617-S00849:2001-07
	Capacitor IEC 60617-S00567:2001-07
	Earth IEC 60617-S00200:2001-07

5 Voltages and overvoltages in service

5.1 Continuous operating voltages at various locations in the converter station

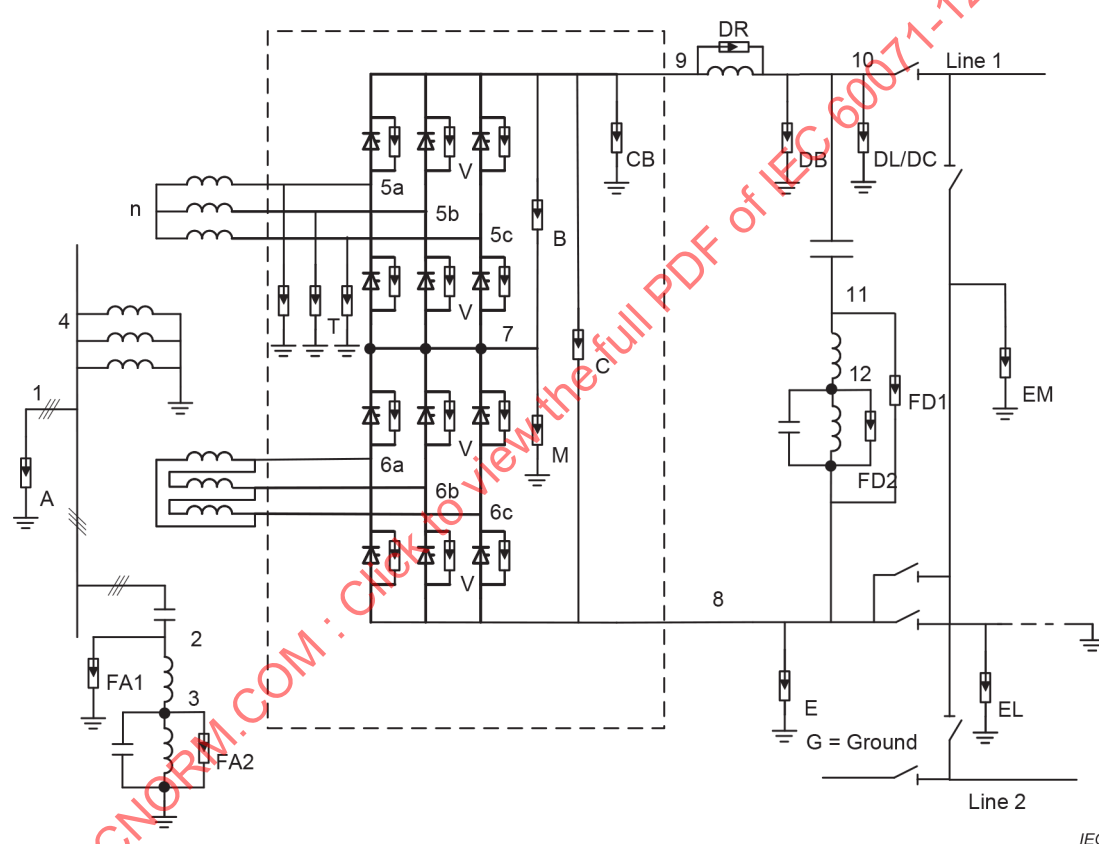
The continuous operating voltages at various locations in an LCC HVDC converter station differ from the AC system in that they consist of not simply the fundamental frequency voltages. They could be a combination of direct voltage, fundamental frequency voltage, harmonic voltages, and high frequency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

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

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

Figure 4 shows typical waveforms of continuous operating voltages excluding commutation overshoots at various locations in the LCC 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 DC parameters.

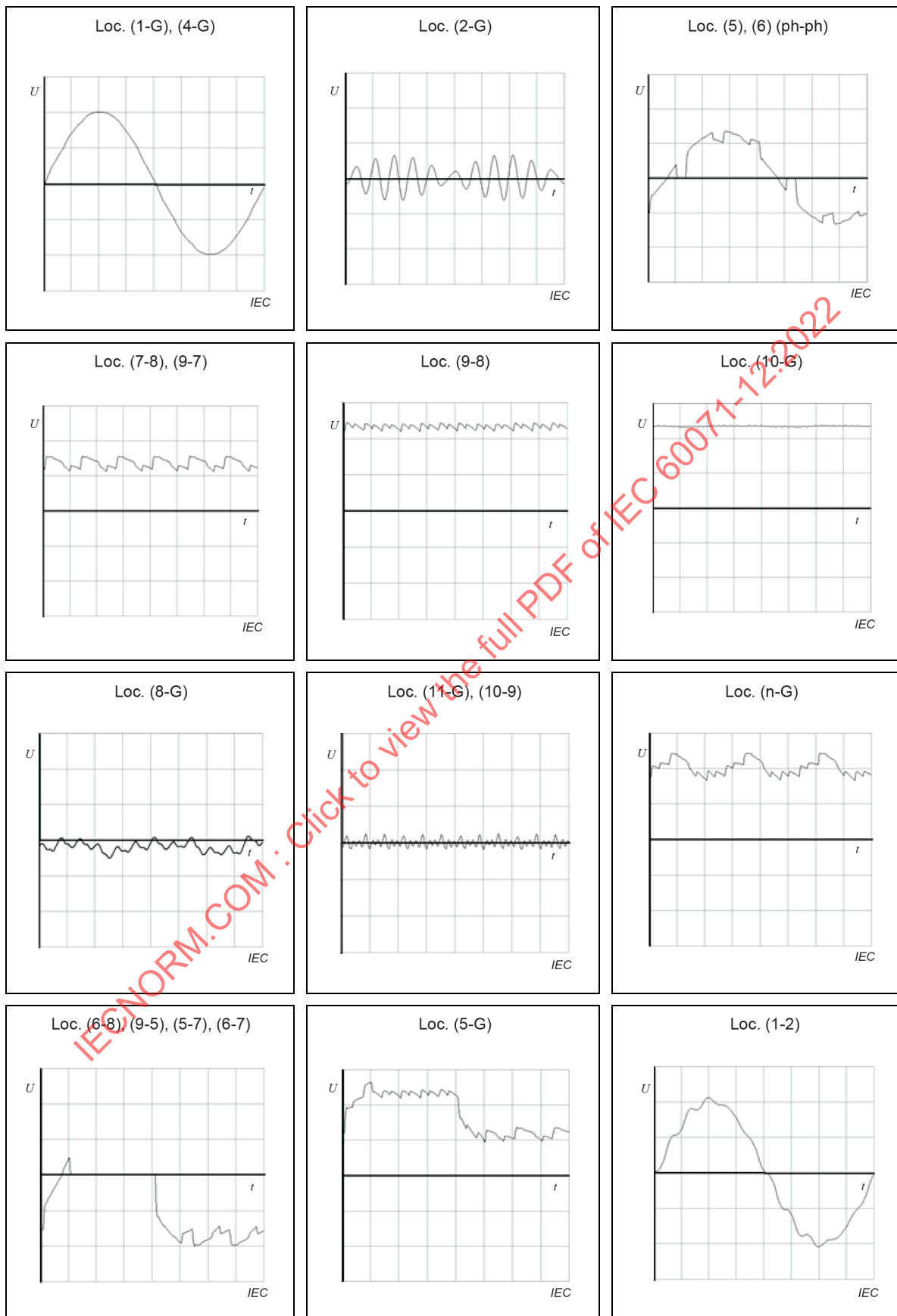
Note that Figure 1, Figure 2 and Figure 3 show possible arrester locations, and some of them can be eliminated because of specific designs.



Key

A:	AC bus arrester	CB:	converter unit DC bus arrester
M:	mid-point bridge arrester	EM:	metallic return arrester
E:	DC neutral bus arrester	EL:	electrode line arrester
V:	valve arrester	B:	bridge arrester (6-pulse)
T:	transformer valve winding arrester	C:	converter unit arrester
DR:	smoothing reactor arrester	DB:	DC bus arrester
DL:	DC line arrester	DC:	DC cable arrester
FA1, FA2:	AC filter arresters	FD1, FD2:	DC filter arresters

Figure 3 – LCC HVDC converter station in a pole with one 12-pulse converter



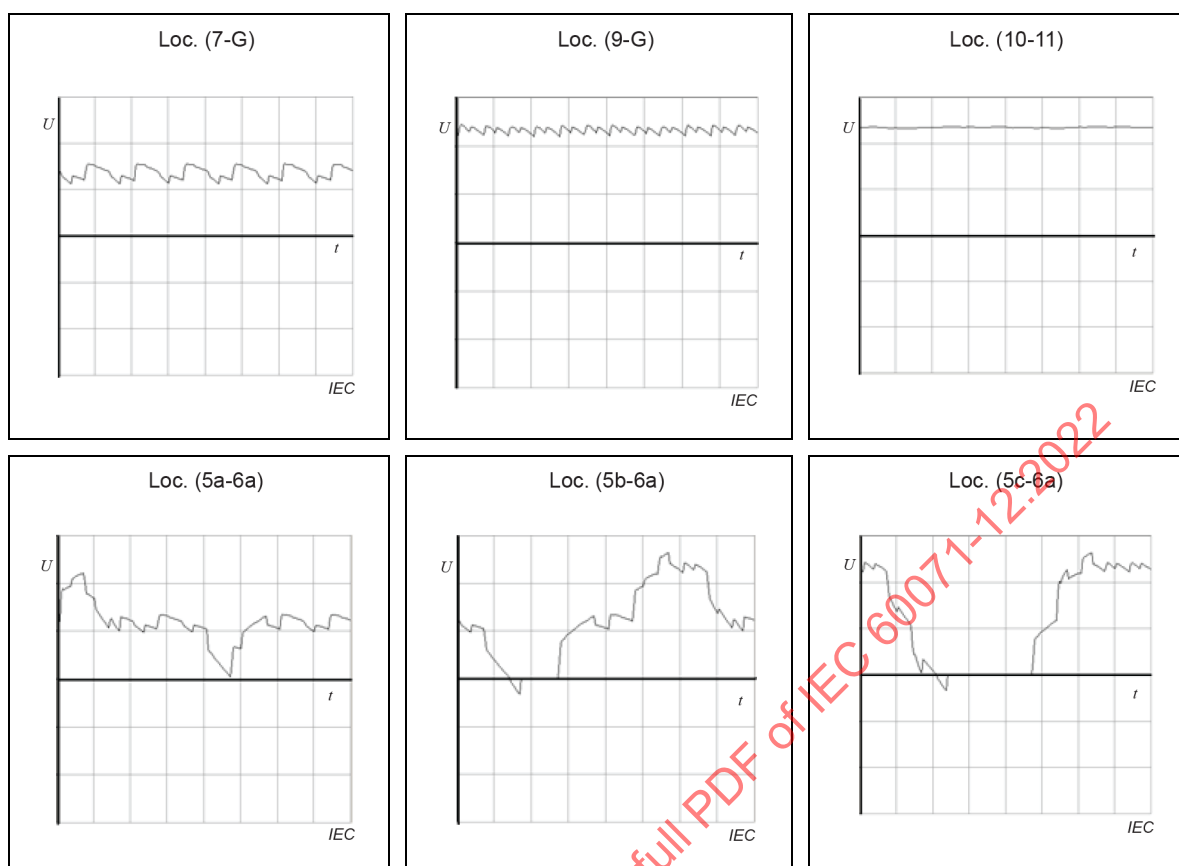


**Figure 4 – Continuous operating voltages at various locations
(location identification according to Figure 3)**

The harmonics generated on the AC side are assumed to be filtered by the connected filters and thus the voltage at Loc. (1-G) and (4-G) is considered sine wave of fundamental frequency without any harmonics.

Voltage shape at Loc. (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 DC voltages across the bridges consisting of about 60° arcs of line-line AC 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 DC offset will be superimposed.

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

The voltage across the 12-pulse converter 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 DC 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 DC offset especially during monopolar metallic return operation.

The voltage at location (n-G) has a DC 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.

5.2 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 recovery 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.

The continuous operating voltage waveform across the (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_{di0max} , and is given by:

$$U_{ccov} = \frac{\pi}{3} \cdot U_{di0max} = \sqrt{2} \cdot U_{v0}$$

Refer to 3.2.3 for the definition of U_{di0max} 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.

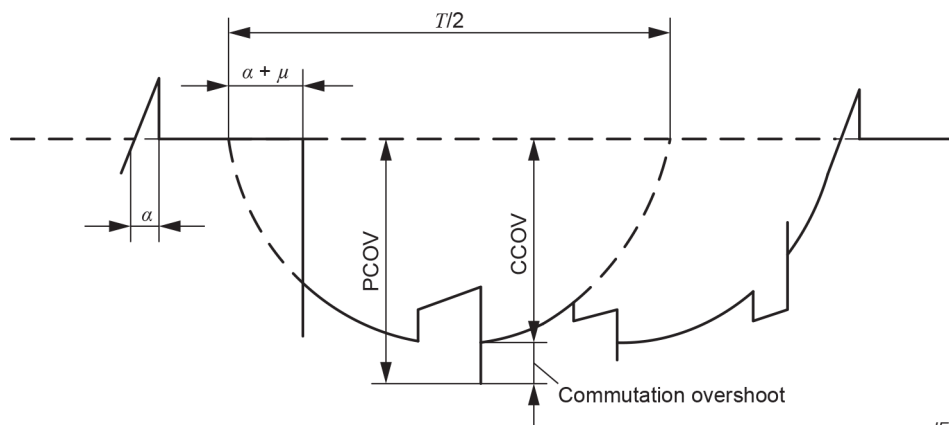


Figure 5 – Operating voltage of a valve arrester (V), rectifier operation and definition of PCOV and CCOV

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 Figure 6 and Figure 7, respectively.

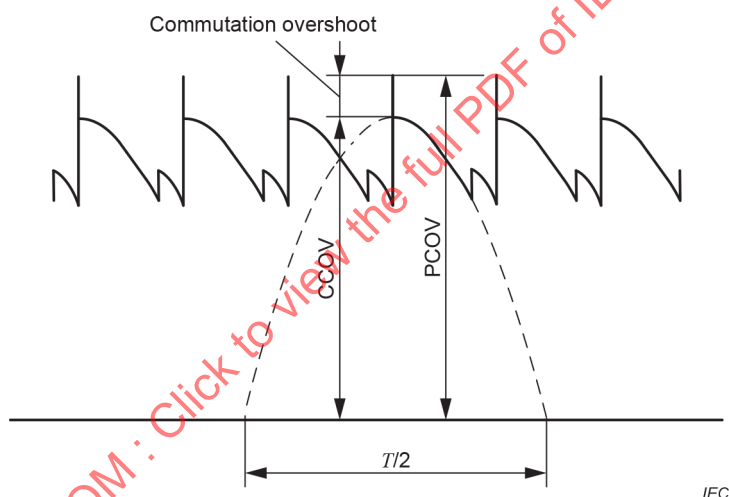


Figure 6 – Operating voltage of a mid-point arrester (M), rectifier operation

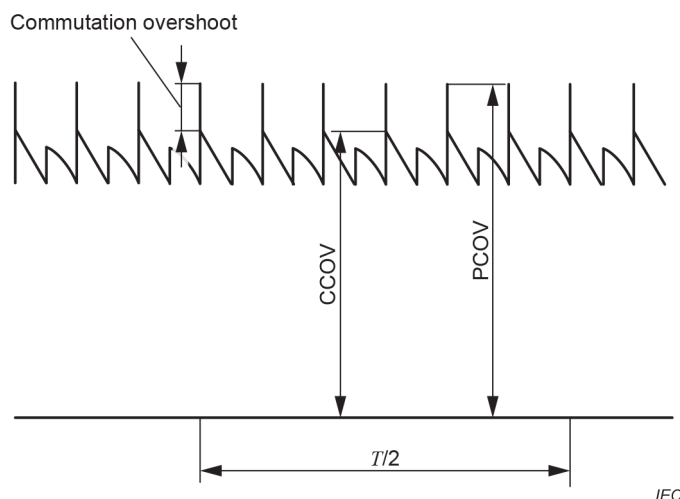


Figure 7 – Operating voltage of a converter bus arrester (CB), rectifier operation

5.3 Sources and types of overvoltages

Overvoltages on the AC side can originate from switching, faults, load rejection or lightning. The dynamic characteristics of the AC 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 AC 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 DC side can originate from either the AC system or the DC line and/or cable, or from in-station flashovers, or other fault events.

In assessing the overvoltages, the configuration of the AC and DC 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 6 and 8.

Impacts on arrester requirements are discussed in Clause 6.

While the origin of overvoltages can result from different phenomena (switching, fault and lightning) and 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.

5.4 Temporary overvoltage

5.4.1 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 AC side or the DC side.

5.4.2 Temporary overvoltage on the AC 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 AC system or the DC system with AC reactive sources still connected. If the connected reactive elements and the AC 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 AC operating voltages (U_s), the temporary overvoltage will be decisive for setting the rated voltage of AC bus arresters (A).

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

Temporary overvoltages due to AC side faults resulting in asymmetrical and distorted AC voltages result in second harmonic voltages on the DC side which in turn cause third harmonic voltages on the AC side stressing the AC filter arrester (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.

5.4.3 Temporary overvoltages on the DC 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 DC circuit is resonant close to the fundamental frequency, could result in high overvoltages stressing the DC bus arrester (CB).

5.5 Slow-front overvoltages

5.5.1 General

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

5.5.2 Slow-front overvoltages on the AC side

5.5.2.1 General

Slow-front overvoltages on the AC bus of an LCC HVDC converter station, can be caused by switching on transformers, reactors, static var compensators, AC filters and capacitor banks connected to the converter AC 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 AC network remote from the LCC HVDC converter station usually have magnitudes which are relatively low in comparison with those caused by events occurring close to the converter AC bus.

During the operating life of the equipment, switching of equipment connected to the converter AC bus can 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 AC arresters for LCC HVDC converter stations should consider the presence of existing arresters connected in parallel in the AC network in order to prevent the existing arresters from being overloaded during slow-front and temporary overvoltages.

5.5.2.2 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 LCC 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 condition, in a network with low damping, high harmonic voltages are produced in the network leading to overvoltage. In an LCC HVDC converter station, resonant conditions are often more severe because of the presence of AC filters and capacitor banks. These capacitances lower the resonance frequency and second or third harmonic resonances can be present.

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

5.5.2.3 Overvoltages due to faults

When an asymmetric fault occurs in the AC 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 LCC 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 6.

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 AC 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 can also be used for this purpose.

5.5.3 Slow-front overvoltages on the DC side

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

Events to be considered include DC line-to-earth faults, DC side switching operations, events resulting in an open earth electrode line, generation of superimposed AC 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 6.

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

In LCC HVDC converter stations with series or parallel 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.

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

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

- AC switchyard section from the AC line entrance up to the line side terminals of the converter transformers;

- DC 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 AC side of the transformer on the DC line beyond the smoothing reactor, are attenuated (but can be capacitively transferred as discussed in 6.3.5.4) 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 AC and DC 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 AC switchyards are the presence of AC filters, DC filters and possibly large shunt capacitor banks, all of which can have an attenuating effect on the incoming overvoltages.

Steep-front overvoltages caused by earth faults in the LCC 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 µs to 1,0 µs and durations up to 10 µs. 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 AC switchyard section, very-fast-front overvoltages with front times of 5 ns to 150 ns can also be initiated by operation of disconnectors or circuit breakers in gas-insulated switchgear (GIS).

6 Arrester characteristics and stresses

6.1 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 can be connected in several parallel paths within one arrester unit and several arrester units can be connected in parallel to achieve the desired energy capability. Also, parallel connection of metal-oxide blocks can 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:

$$I = k \cdot U^{\alpha}$$

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 8).

The arresters used on the AC side are usually specified as for arresters in a normal AC 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 DC side of an LCC 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 AC 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 the filter arrester, the required energy capability shall be considering the dissipation energy due to harmonics.

6.2 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 5.

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 can be determined, for example, according to *Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission line* (CIGRE), or *Transmission line reference book – 200 kV and above* (EPRI).

Arrester discharge currents during contingencies can 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 (*Guidelines for the application of metal-oxide arresters without gaps for HVDC converter stations* [CIGRE]).

In specifying the arrester capability, the calculated arrester energy value from the studies can 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.

6.3 Arrester stresses

6.3.1 General

A typical arrester arrangement between the AC side of the converter bridges and the DC transmission circuit is shown in Figure 3 for a two-terminal bipolar LCC HVDC scheme with one 12-pulse converter per pole. It should be noted however, that some of the arresters probably 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 DC bus can be protected by a series combination of the bridge (B) and mid-point DC bus (M) arresters, instead of the converter unit DC bus arrester (CB).

Similar protective arrangements can 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 DC cables, the DC bus/line arresters (DB and DL) can be deleted since the pole probably not be exposed to fast-front overvoltages.

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

Arresters are also normally connected across both AC and DC 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 DC cables and/or overhead lines, arresters can 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 AC side should, as far as practicable, be limited by arresters on the AC side. The main protection is given by the AC bus arresters (A);

- overvoltages generated on the DC line or earth electrode line should, in a similar way, be limited by DC bus, DC 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 AC 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 can be disconnected from the bridges, provision should be made to protect the transformer valve windings.

6.3.2 AC bus arrester (A)

The AC 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 AC 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 AC 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 probably needs to be designed for high energy duty.

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

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

6.3.3 AC filter arrester (FA)

The AC filter reactors and resistors can be protected by AC filter arresters.

The continuous operating voltage of the AC 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 AC 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 can also result from conditions of low order harmonic resonance or possibly due to low order non-characteristic harmonics generated by unbalanced operation during AC 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 AC bus is charged to the switching surge protective level, prior to fault application.
- c) Temporary overvoltages, especially during load rejection at weak AC system conditions under possible low order resonance conditions, especially for low-order harmonic filters.

6.3.4 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 LCC 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 can be considered with a view to reduce the phase-earth insulation level of the valve winding of the top 6-pulse transformer.

6.3.5 Valve arrester (V)

6.3.5.1 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.

6.3.5.2 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 is proportional to U_{di0max} and, as per 5.2, it is given by the following formula:

$$U_{ccov} = \frac{\pi}{3} \cdot U_{di0max} = \sqrt{2} \cdot U_{v0}$$

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 the maximum value can occur when the valve operates 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.

6.3.5.3 Temporary and slow-front overvoltages

6.3.5.3.1 General

The maximum temporary overvoltages are transferred from the AC 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:

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

6.3.5.3.2 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 DC 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 6.3.5.4). Secondly, the DC pole and line/cable capacitances are discharged through the DC 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 DC voltage at the fault instant, DC 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 DC 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 DC reactor, and the protection scheme, this phase-to-earth fault case can 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 DC bus voltage. It is recommended using the maximum DC voltage that can last for a number of seconds. It should be noted that this case can lead to an arrester with very high energy discharge capability. The final decision should consider the probability for the occurrence of voltage higher than the maximum operating voltage in combination with an earth fault.

6.3.5.3.3 Fault clearance

At fault clearing in the AC network, excessive overvoltages on the AC 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 AC filter/shunt capacitor and the converter transformer together with the AC network impedance. The fault inception and the instant of fault clearance instants should be varied in order to cover the variations in transformer saturation.

6.3.5.3.4 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 can 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 can 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.

6.3.5.4 Fast-front and steep-front overvoltages

The valves and the valve arresters within the converter area are separated from the AC switchyard and the DC switchyard by large series reactances, i.e., the converter transformers and the smoothing reactors. Travelling waves, caused by lightning strokes on the AC side of the transformers or on the DC 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 needs 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 DC 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 can be considered when the arrester current is estimated.

6.3.5.5 Valve protective firing (PF)

Valve protective firing can 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, valve 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.

Valve protective firing in rectifier operation during transients in the AC 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 can be increased. In order not to affect the recovery of the link, the valve protective firing should not be activated during the highest overvoltage that can occur without permanent blocking of the converter acting as inverter.

6.3.6 Bridge arrester (B)

A bridge arrester can be connected between the DC terminals of a six-pulse bridge. The bridge arresters can 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 for the DC 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 6.3.5.2. 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 the maximum value can occur when the valve operates with large firing angles.

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

- a) clearing of an AC fault close to the HVDC converter station;
- b) current extinction in the corresponding six-pulse bridge (if applicable, see 6.3.5.3.4).

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

6.3.7 Converter unit arrester (C)

A converter unit arrester can be connected between the DC terminals of a 12-pulse converter, 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:

$$U_{ccov} = 2 \cdot U_{di0max} \cdot \frac{\pi}{3} \cdot \cos(15^\circ)$$

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

$$U_{ccov} = 2 \cdot U_{di0max} \cdot \frac{\pi}{3} \cdot \cos^2(15^\circ)$$

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 can limit overvoltages due to lightning stresses propagating into the valve area, although these stresses are not decisive for the arrester.

6.3.8 Mid-point DC bus arrester (M)

A mid-point DC bus arrester is sometimes provided to reduce the insulation level of the upper converter transformers of a 12-pulse converter. The mid-point arrester can 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 6.3.5.3 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 can result from shielding failures.

6.3.9 Converter unit DC bus arrester (CB)

A converter unit DC bus arrester can be connected between the bus and earth (arrester CB in Figure 3), to protect the equipment, connected to the high voltage DC 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 current from slow-front overvoltages. Lightning stresses of moderate amplitude can result from shielding failures.

6.3.10 DC bus and DC line/cable arrester (DB and DL/DC)

The DC bus arrester DB is used to protect the DC switchyard equipment connected to the DC pole. Usually, separation distance considerations can 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 DC line (DC cable) arrester DL (DC). When the LCC 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 DC cable is connected directly to the converter indoor bus, the DC bus/cable arrester (DB and DC) cannot be used since the pole probably is not exposed to fast-front overvoltages.

The maximum operating voltage is almost a pure DC 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 DC 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 LCC 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 can 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.

6.3.11 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 can also protect the bottom converter transformer(s). The separation distance between the arresters and the point of protection can 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 voltage on all these arresters EB, E1, EL and EM increase by the DC 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 DC bus or DC 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 can be a preferred choice under this event. An earth fault on the DC bus can cause the DC filter to discharge through the neutral bus arrester, giving a very high but short current peak, depending upon the DC filter and DC filter arrester configuration. The most essential assumption is the pre-fault voltage of the filter which normally is chosen as the maximum operating DC voltage. The fast discharge of the DC filter is followed by a slower fault current from the converter. The rate of rise is mainly limited by the DC 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 DC line impedance.

At an earth fault on a phase between the valve and the converter transformer, the AC 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 can 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 co-ordination (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 co-ordination.

6.3.12 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 DC line and the converter station for lightning surges entering from the DC 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 smoothing 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 DC bus operating voltage (which can 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 smoothing reactor arrester can be dispensed with when the reactor insulation level meets the voltage requirement from the DC line arrester combined with the maximum operating voltage of opposite polarity.

6.3.13 DC filter arrester (FD)

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

The normal operating voltage of the DC 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 DC pole, and occasionally due to lightning surges.

6.3.14 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 can be installed at the line entrance. The continuous operating voltage is insignificant. The arrester is dimensioned for lightning stresses entering via the overhead line.

6.4 Protection strategy

6.4.1 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.

6.4.2 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 can be protected by a single arrester are listed below:

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

6.4.3 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 Table 2 and Table 3.

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 can not necessarily be the sum of the protective levels of the individual arresters.

6.4.4 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 AC phase as shown in Table 2 and Table 3.

6.4.5 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 voltage, but in the case of high AC 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 can 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 AC bus arresters A transferred to the valve side.

6.4.6 Summary of protection strategy

Table 2 and Table 3 are a summary of the arrester protections for different points on the DC side, based on the examples of Figure 1 and Figure 3 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 DC or AC sides are attenuated both in amplitude and slope as they only can penetrate through the DC 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 AC 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 AC bus arresters in the primary side. Switching surges coming from the DC 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 2 – Arrester protection on the DC side: one 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 smoothing reactor	DR	Can be omitted
DC bus line side of smoothing reactor	DB, DL/DC	
DC bus, valve side of smoothing reactor	(1) CB (2) C + E (3) B + M (4) 2·V + E	
Mid-point DC 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	Arrester A protective level transferred to the valve side	
NOTE The numbers () above refer to possible alternatives. The minimum alternative can be selected.		

Table 3 – Arrester protection on the DC side: two 12-pulse converters in series (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 2x12-pulse group	(1) CB + EB (2) CH + CL (3) 4·V	
Between terminals of HV smoothing reactor	DR	Can be omitted
Between terminals of LV smoothing reactor	EB + E1	Very conservative assumption. Can be reduced
DC bus, line side of HV smoothing reactor	DB, DL/DC	
DC bus, valve side of smoothing 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 DC 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 smoothing reactor		
Neutral bus, line side of LV smoothing 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	Arrester A protective level transferred to the valve side	
NOTE The numbers () above refer to possible alternatives. The minimum alternative can be selected.		

6.5 Summary of events and stresses

In Clauses 5 and 6, 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 LCC HVDC converter station.

These events and stresses are summarized in Table 4 and Table 5.

Table 4 relates to various contingencies and the affected arresters. Table 5 gives information concerning the type of stresses the different arrester 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 4 – Events stressing arresters: one 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, DC pole or DC line (nodes 9, 10, line 1)			x				x	x	x	x	x	x
Lightning from DC line							x		x	x	x	x
Slow-front overvoltages from DC line							x	x	x		x	x
Lightning from earth electrode line							x	x				
Earth fault AC-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, AC side	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		x
Lightning from AC 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 5 – Types of arrester stresses for different events:
one 12-pulse converter (Figure 3)**

Event	Fast-front and steep-front stresses		Slow-front and temporary overvoltage stresses	
	Current	Energy	Current	Energy
Earth fault, DC pole or DC 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 DC line	DB, DL/DC, FD DR, E, EM			
Slow-front overvoltages from DC line			DB, DL/DC, E, EL, EM, FD	
Lightning from earth electrode line	E, EL			
Earth fault on bridge AC 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 AC side (node 1, AC 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 AC system	A, FA			
Station shielding failure, pole bus (at nodes 9, 10, if applicable)	V, M, CB, C, B			
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 LCC HVDC converter station arresters. However, inverter blocking with current can be important for determining arrester energy requirements, unless if considered inconceivable (6.3.5.3.4). Some cases of commutation failures can 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 DC current return path).

7 Design procedure of insulation co-ordination

7.1 General

The principles of insulation co-ordination are described in IEC 60071-11:–, Clause 5.

The LCC HVDC insulation co-ordination procedure is recommended in IEC 60071-11:–, Clause 6. 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 8.

Subclauses 7.2 to 7.6 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.

7.2 Arrester requirements

Table 6 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 6 – Arrester requirements

Arrester identification – reference ^{a, b}	Continuous operating voltages			Arrester protective levels at co-ordination currents ^a						Energy absorption
	U_c, U_{ch}	CCOV	PCOV	SIPL		LIPL		STIPL ^c		Duty of arrester
(See Figure 1 and Figure 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 3 for abbreviated terms and definitions.										
^a See 6.1 for general information on corresponding current impulse waveshapes.										
^b See Figure 1 for arrester references in a typical modern LCC HVDC converter station. The actual arrangement is design specific.										
^c STIPL for valve arresters only.										

7.3 Representative overvoltages (U_{rp})

The representative overvoltage as defined in IEC 60071-11:–, 6.4, which are determined by considering relevant faults and examining the results of the calculation, can be presented as in Table 7.

Table 7 – 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
III DC side equipment						
Across smoothing 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

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
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.						

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

The co-ordination withstand voltages (U_{cw}) is calculated from the co-ordination factor (K_c) and the representative overvoltages (U_{rp}), or the deterministic co-ordination factor K_{cd} instead of K_c (for more details, refer to 6.5 of IEC 60071-11:–).

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

The required withstand voltages of equipment can be obtained by applying a factor to the corresponding protective level of the arrester (details refer to 6.6 of IEC 60071-11:–).

Table 3 in Clause 6 of IEC 60071-11:–, provides a set of indicative values for this factor.

7.6 Determination of the specified withstand voltage (U_w)

The specified withstand voltages are values equal to or higher than the required withstand voltages. The determination principle refers to IEC 60071-11:–, 6.7.

8 Study tools and system modelling

8.1 General

Clause 8 discusses the overall methods and tools required to evaluate the overvoltage characteristics that can affect an HVDC converter station and to derive the required arrester characteristics. The objective of these studies, as further detailed in Clause 6, 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.

8.2 Study approach and tools

In order to carry out the studies, the following information is required, as further detailed in 8.3:

- configuration of the HVDC station, as well as AC and DC system data;
- data of equipment connected on both the AC and DC side (e.g., transformers, lines, etc.);

- arrester characteristics appropriate to temporary overvoltage, 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 can 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 can 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 6).

Step 5: Establish the maximum overvoltages and withstand voltages at various locations (see 7.4).

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 cannot be suitable to study the high-frequency overvoltages due to time step limitations.

8.3 System details

8.3.1 Modelling and system representation

For insulation co-ordination studies, models of network components valid in the range DC to 50 MHz can 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 8 gives an overview on the various origins of such transients and their frequency ranges. These frequency ranges are needed for modelling.

Table 8 – 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	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, include the connected AC and DC lines, into different parts with regard to the overvoltages generated.

These parts or subsystems comprise:

- the AC network;
- the AC part of the HVDC converter station including the AC 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 dc reactor, the DC filter and the neutral bus;
- the DC 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.

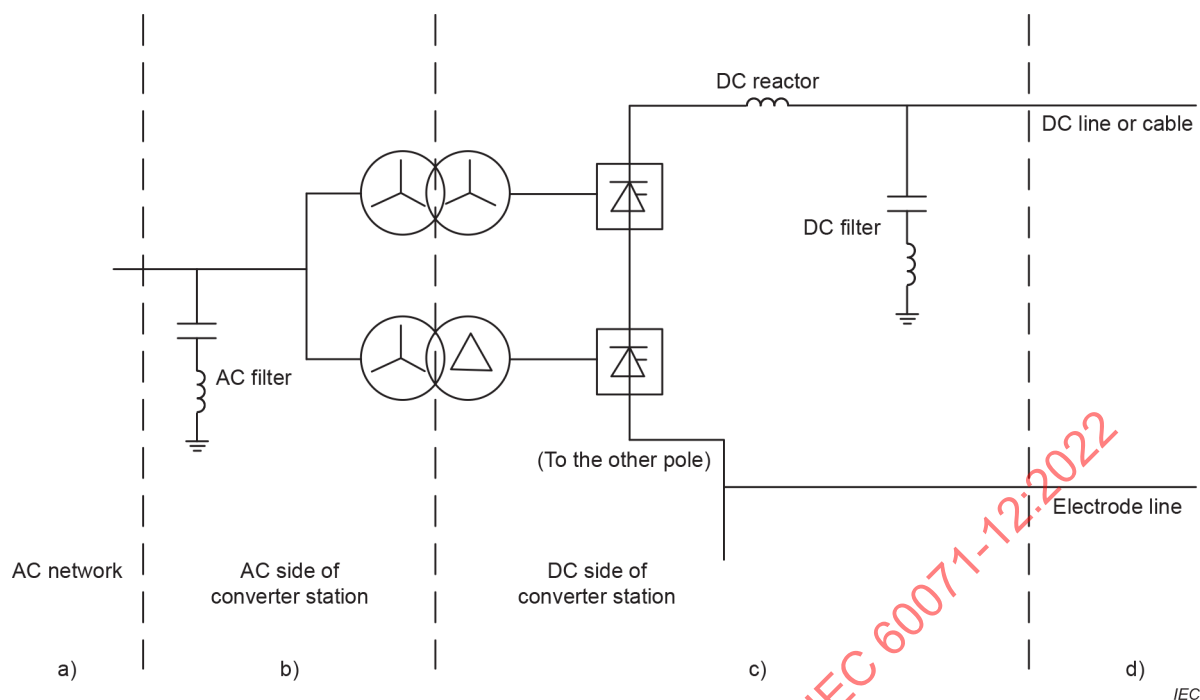


Figure 8 – One pole of an LCC HVDC converter station

8.3.2 AC network and AC side of the LCC HVDC converter station

8.3.2.1 Temporary and slow-front overvoltages

Details about the AC network and AC side equipment, and the modelling adequate for slow-front and temporary overvoltages are dealt with in 8.3.2.1.

- Detailed three-phase modelling or adequate equivalents for the AC 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 AC 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 AC 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 AC bus and filter arrester characteristics in the frequency range of some hundreds of Hz.

8.3.2.2 Fast-front and steep-front overvoltages

Details about the AC network and AC side equipment, and the modelling adequate for fast-front and steep-front overvoltages are dealt with in this 8.3.2.2.

An adequate high frequency parameter model should be used for AC 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.
- Arrester characteristics shall be considered for the appropriate frequency range as given in Table 7.

- e) There shall be an adequate model for the earthing system, the earth connection and the flashover arc.

8.3.3 DC overhead line/cable and earth electrode line details

8.3.3.1 Temporary and slow-front overvoltages

Details about the DC overhead line/cable and electrode line, and the modelling adequate for slow-front and temporary overvoltages are dealt with in 8.3.3.1.

- a) DC lines and earth electrode lines shall be represented from DC up to about the 20 kHz frequency range according to Table 7.
- b) Representation of DC and neutral bus arresters characteristics in the frequency range of some hundreds of Hz.

8.3.3.2 Fast-front and steep-front overvoltages

Details about the DC overhead line/cable and electrode line, and the modelling adequate for fast-front and steep-front overvoltages are dealt with in 8.3.3.2.

- a) Adequate high-frequency parameters should be used for DC 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 arresters and neutral bus arresters characteristics should be considered for the appropriate frequency range as given in Table 3 from IEC 60071-11:–.
- c) There shall be an adequate model for the earth connection and flashover arc.

8.3.4 DC side of an LCC HVDC converter station details

8.3.4.1 Temporary and slow-front overvoltages

Details about the converter station equipment on the DC side, and the modelling adequate for slow-front and temporary overvoltages are dealt with in 8.3.4.1.

- a) DC side station equipment (DC reactor, valves, DC filter and neutral bus arresters and capacitor, etc.) is represented.
- b) Representation of DC 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.

8.3.4.2 Fast-front and steep-front overvoltages

Details about the converter station equipment on the DC side, and the modelling adequate for fast-front and steep-front overvoltages are dealt with in this 8.3.4.2.

- a) DC side equipment (DC reactor, DC 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.

Annex A (informative)

Example of insulation co-ordination for LCC HVDC converter stations

A.1 General

Annex A gives a description and method of calculation for the insulation co-ordination of a LCC HVDC converter station with a DC line or cable with earth return. Two examples are presented. One is for LCC HVDC converter station in a pole with one 12-pulse converter (see Clause A.2), the other is for LCC HVDC converter station in a pole with two 12-pulse converters in series (see Clause A.3). These examples are 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 8 and in Clause 6. For the specified withstand voltages of HVDC equipment, calculated values for SIWV, LIWV and SSFIWV are rounded up to convenient practical values. It is proposed that the value could be selected as close as possible to the value given in Annex C of IEC 60071-11:–.

A.2 Example for LCC HVDC converter station in a pole with one 12-pulse converter

A.2.1 Arrester protective scheme

Figure A.1 shows the arrester protective schemes for LCC HVDC converter station in a pole with one 12-pulse converter. All arresters are of the metal-oxide type without gap.

A.2.2 Arrester stresses, protection and insulation levels

A.2.2.1 General

The following main data are used for the basic design of LCC HVDC converter station with one 12-pulse converter:

AC side: strong AC system

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

Converter transformer:	Unit	
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 LCC 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.2.2.2 Slow-front overvoltages transferred from the AC 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 AC bus arrester (A) on the line side of the converter transformer.

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

Results (valid for valve arrester (V2)):

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

$$\begin{aligned}
 \text{SIPL} &= 500 \text{ kV} && \text{at } 1\,027 \text{ A (see Figure A.3)} \\
 \text{RSI WV} &= 1,15 \times 500 \text{ kV} &= 575 \text{ kV} &\Rightarrow \boxed{\text{SI WV} = 575 \text{ kV}}
 \end{aligned}$$

A.2.2.3 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 time of fault access shall be changed by several electrical angle between 0 to 360 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.2.2.2) 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 defined by transferred slow-front overvoltages from the AC side and should be determined by computer studies. 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 DC 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 DC line/cable arrester (DL):

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

For the design of the DC 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	$\Rightarrow$ SIWV = 950 kV
RLIWV	=	$1,20 \times 872 \text{ kV}$	=	1 046 kV	$\Rightarrow$ 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	$\Rightarrow$ SIWV = 125 kV
RLIWV	=	$1,20 \times 88 \text{ kV}$	=	106 kV	$\Rightarrow$ 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 AC 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	$\Rightarrow$ SIWV = 200 kV
RLIWV	=	$1,20 \times 192 \text{ kV}$	=	230 kV	$\Rightarrow$ 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	$\Rightarrow$ SIWV = 150 kV
RLIWV	=	$1,20 \times 120$ kV	=	144 kV	$\Rightarrow$ 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 DC 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	$\Rightarrow$ SIWV = 200 kV
RLIWV	=	$1,20 \times 184$ kV	=	221 kV	$\Rightarrow$ 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	$\Rightarrow$ SIWV = 150 kV
RLIWV	=	$1,20 \times 120$ kV	=	144 kV	$\Rightarrow$ LIWV = 150 kV

A.2.3 Transformer valve side withstand voltages

A.2.3.1 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:

$$\boxed{\text{SIWV} = 650 \text{ kV}}$$

$$\boxed{\text{LIWV} = 750 \text{ kV}}$$

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:

$$\boxed{\text{SIWV} = 550 \text{ kV}}$$

$$\boxed{\text{LIWV} = 650 \text{ kV}}$$

A.2.3.2 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 AC 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.

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

$$\text{RSIWV} = 1,15 \times \text{SIPL} \quad \Rightarrow \quad \boxed{\text{SIWV} = 1\,175 \text{ kV}}$$

$$\text{The selected specified lightning withstand voltage is:} \quad \boxed{\text{LIWV} = 1\,300 \text{ kV}}$$

A.2.3.3 Lower bridge transformer phase-to-earth (delta)

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

$$\boxed{\text{SIWV} = 650 \text{ kV}}$$

The selected specified lightning withstand voltage is:

$$\boxed{\text{LIWV} = 750 \text{ kV}}$$

A.2.4 Air-insulated smoothing reactors withstand voltages

A.2.4.1 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 DC side, which is limited by the arrester (DL). Assuming opposite polarity to the DC voltage, the total voltage will be:

SIPL of arrester (DL): 866 kV
 Maximum DC voltage: 500 kV
 Sum of both voltages: 1 366 kV
 Smoothing reactors: 225 mH
 Transformer inductances: 140 mH (4 × 35 mH)
 Total inductance: 365 mH
 Voltage between terminals: $1\,366\text{ kV} \times (225\text{ mH}/365\text{ mH}) = 842\text{ kV}$

SIPL = 842 kV

RSIWV = $1,15 \times 842\text{ kV}$ = 968 kV $\Rightarrow$ SIWV = 1 175 kV

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:

LIWV = 1 300 kV

A.2.4.2 Terminal-to-earth

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

SIWV = 1 175 kV

LIWV = 1 300 kV

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60071-12:2022

A.2.5 Results

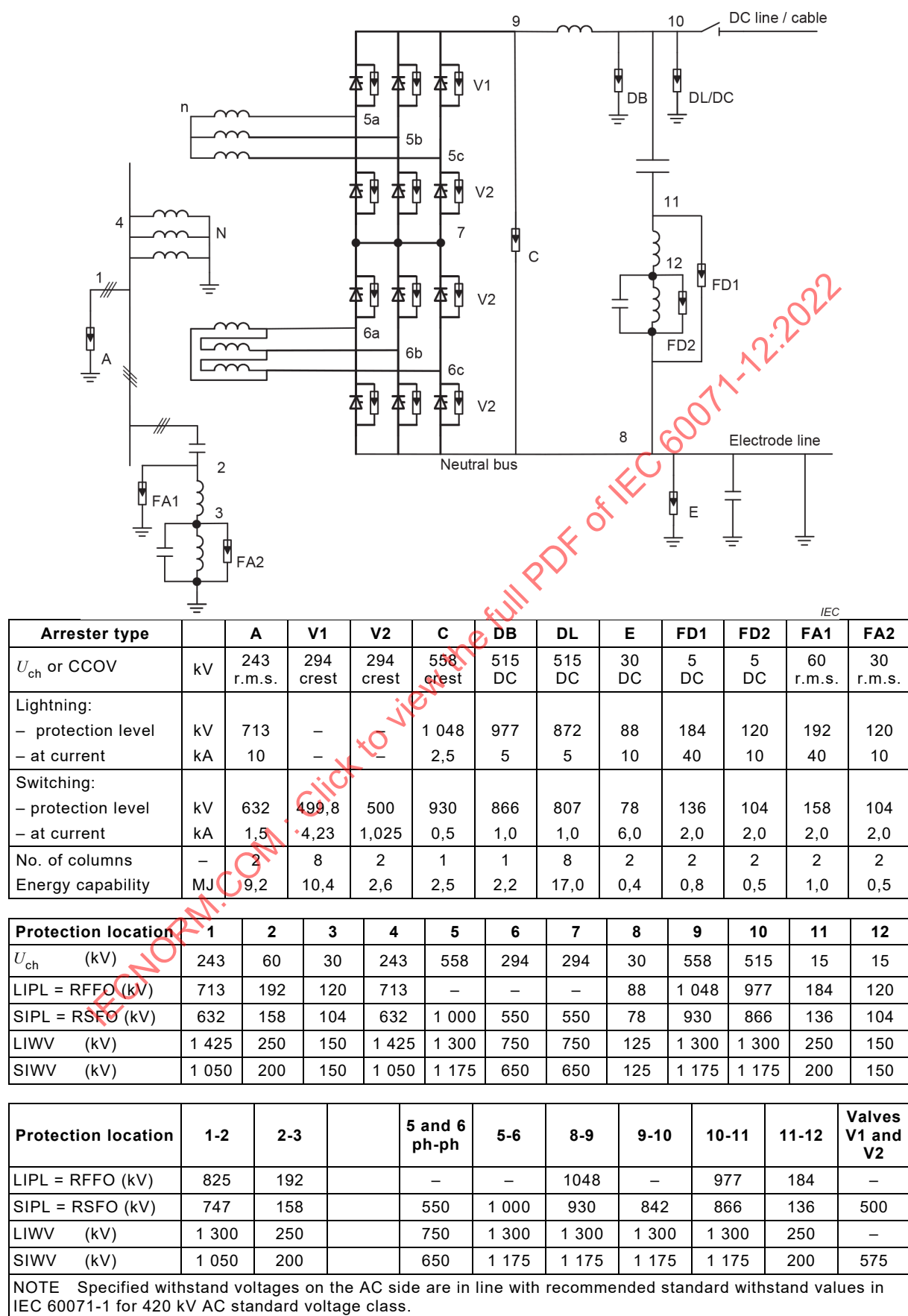
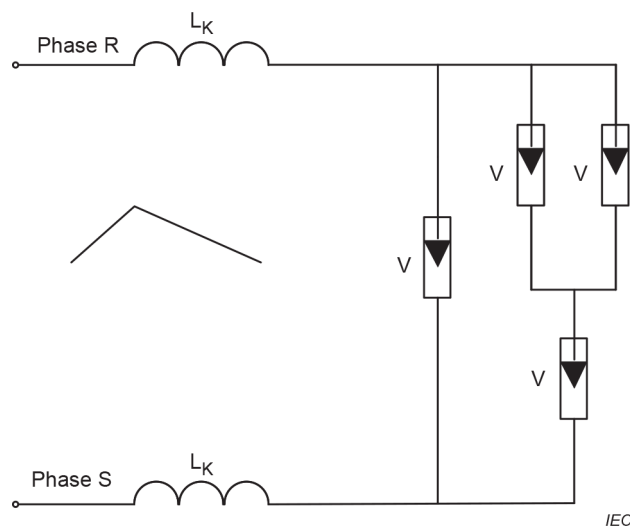


Figure A.1 – AC and DC arresters (LCC HVDC converter station in a pole with one 12-pulse converter)



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

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

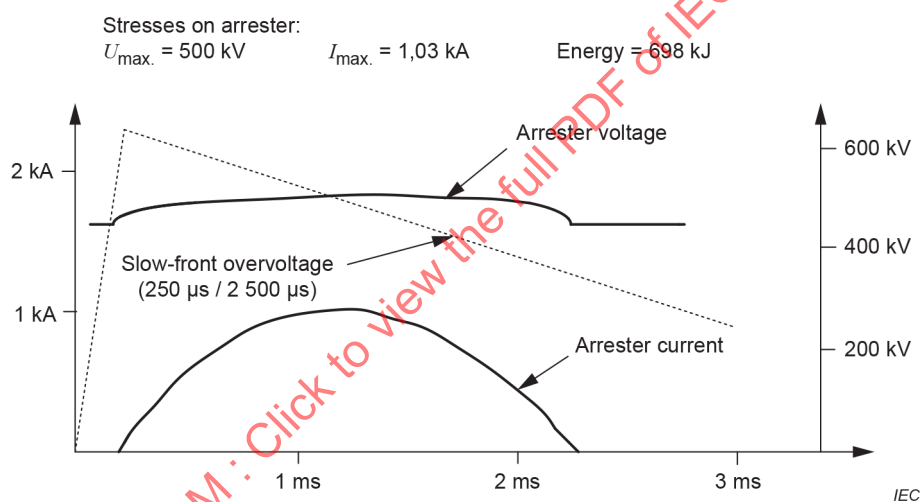
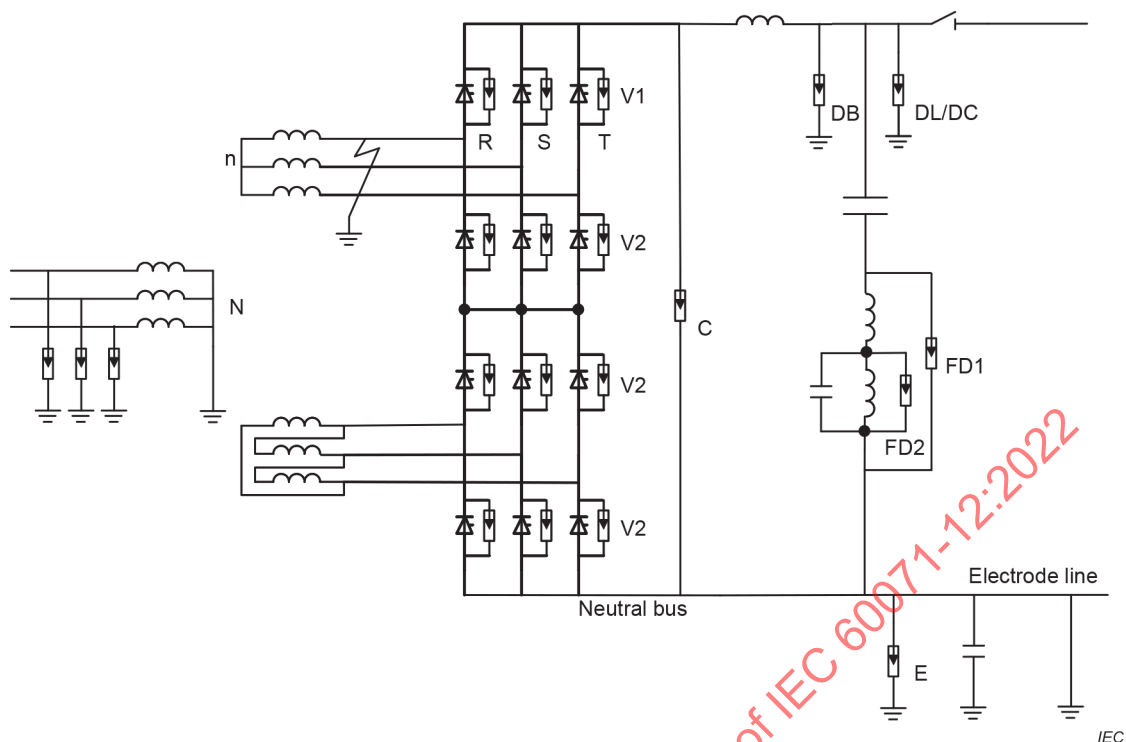


Figure A.3 – Arrester V2 stress for slow-front overvoltage from AC side



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

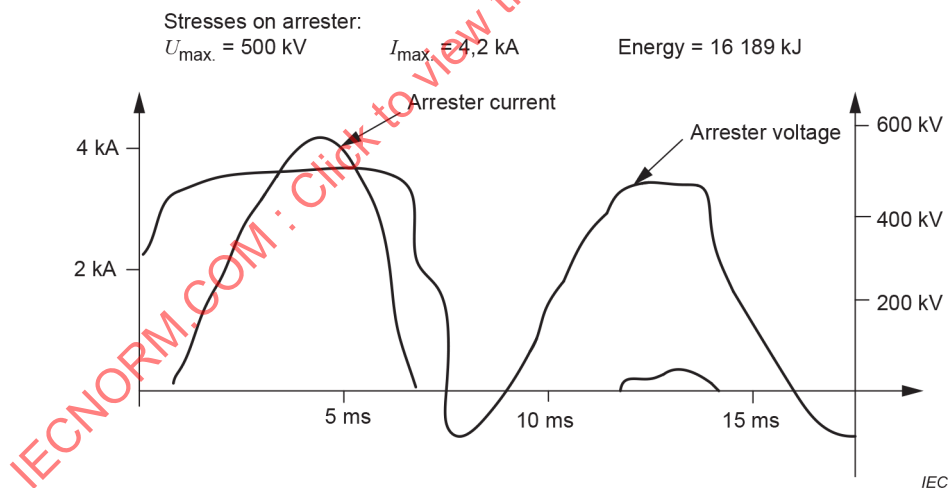


Figure A.5 – Arrester V1 stress for earth fault between valve and upper bridge transformer bushing

A.3 Example for LCC HVDC converter station in a pole with two 12-pulse converters in series

A.3.1 Arrester protective scheme

Figure A.6 shows the arrester protective schemes for LCC HVDC converter station in a pole with two 12-pulse converters in series. All arresters are of the metal-oxide type without gap.

A.3.2 Arrester stresses, protection and insulation levels

A.3.2.1 General

The following main data are used for the basic design of the LCC HVDC converter station in a pole with two 12-pulse converters in series.

AC side: strong AC system

DC side:	Unit	
DC voltage	kV	800
DC current	A	3 125
Pole line smoothing reactor	mH	150
Neutral bus smoothing reactor	mH	150
Firing angles	degree (°)	15/18,67 (rectifier/inverter)

Converter transformer:	Unit	
Rating (single-phase)	MVA	250,21
Short-circuit impedance	p.u.	0,18
Valve side voltage (star)	kV	169,85
Tap-changer range		±1,25 %
Inductance per phase (valve side)	mH	22

AC bus arrester (A):

The following data are given for the LCC HVDC converters:

Parameters		Bus A
Nominal system voltage	kV (r.m.s)	500
Highest system voltage (U_s)	kV (r.m.s)	550
Continuous operating voltage, phase-to-earth	kV (r.m.s)	318
SIPL (at 2 kA)	kV	780
LIPL (at 20 kA)	kV	907
Arrester energy capability	MJ	8,9

Valve arrester type (V1), (V2) and (V3):

The following values are valid for both converter stations:

CCOV	kV	245	
Number of parallel columns		8	for arrester (V1)
		4	for arrester (V2)
		2	for arrester (V3)
Energy capability	MJ	10	for arrester (V1)
	MJ	5	for arrester (V2)
	MJ	2,6	for arrester (V3)

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

A.3.2.2 Slow-front overvoltages transferred from the AC side

The highest stresses are expected if the transferred slow-front overvoltage appears between two phases, 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 AC bus arrester (A) on the line side of the converter transformer.

When the slow-front overvoltage at the AC side is transmitted through the converter transformer, it has the greatest effect on the arrester V3. This fault case is decisive for the design of arresters (V3).

Results (valid for valve arrester (V3)):

The switching impulse protective level (SIPL) of the valve arrester (V3) is given by

SIPL	=	395 kV	at 1 kA	
LIPL	=	395 kV	at 0,6 kA	
RSIWV	=	$1,15 \times 395 \text{ kV}$	=	454 kV $\Rightarrow$ SIWV = 454 kV
RLIWV	=	$1,15 \times 395 \text{ kV}$	=	454 kV $\Rightarrow$ LIWV = 454 kV

A.3.2.3 Upper bridge transformer bushing to earth fault while lower 400 kV converter unit operating alone

This fault exerts the maximum stress on the valve arrester of three pulse converter group with the highest potential of lower 400 kV converter unit. The effect on high potential valve arrester also depends on the starting time of fault. In order to determine the maximum effect, the time of fault access shall be changed by electrical angle from 0 to 360.

This fault case is decisive for the design of upper bridge arresters (V2) of lower 400 kV converter unit.

Results (valid for valve arrester (V2)):

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

SIPL	=	395 kV	at 2 kA	
LIPL	=	395 kV	at 1,2 kA	
RSIWV	=	$1,15 \times 395 \text{ kV}$	=	454 kV $\Rightarrow$ SIWV = 454 kV
RLIWV	=	$1,15 \times 395 \text{ kV}$	=	454 kV $\Rightarrow$ LIWV = 454 kV

A.3.2.4 Earth fault between valve and upper bridge transformer bushing

This fault exerts the maximum stress on the valve arrester of three pulse converter group with the highest potential of higher 400 kV converter unit. The effect on high potential valve arrester also depends on the starting time of fault. In order to determine the maximum effect, the time of fault access shall be changed by electrical angle from 0 to 360.

This fault case is decisive for the design of upper bridge arresters (V1) of higher 400 kV converter unit.

Results (valid for valve arrester (V1)):

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

SIPL	=	395 kV	at 4 kA		
LIPL	=	395 kV	at 2,4 kA		
RSIWV	=	$1,15 \times 395 \text{ kV}$	=	454 kV	$\Rightarrow$ SIWV = 454 kV
RLIWV	=	$1,15 \times 395 \text{ kV}$	=	454 kV	$\Rightarrow$ LIWV = 454 kV

DC bus arrester (DB)

The following values are valid for both converter stations:

CCOV:	816 kV
Number of parallel columns:	2
Energy capability:	9 MJ

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

SIPL	=	1 328 kV	at 1 kA		
LIPL	=	1 579 kV	at 10 kA		
RSIWV	=	$1,15 \times 1 328 \text{ kV}$	=	1 527 kV	$\Rightarrow$ SIWV = 1 600 kV
RLIWV	=	$1,20 \times 1 579 \text{ kV}$	=	1 894 kV	$\Rightarrow$ LIWV = 1 950 kV

DC line arrester (DL)

The following values are valid for DC line arrester:

CCOV:	816 kV
Number of parallel columns:	2
Energy capability:	9 MJ

DC line arrester (DL) consists of two D-type arresters. For the design of the DC line arrester (DL) the following values for co-ordination currents are chosen:

SIPL	=	1 328 kV	at 2 kA		
LIPL	=	1 579 kV	at 20 kA		
RSIWV	=	$1,15 \times 1 328 \text{ kV}$	=	1 527 kV	$\Rightarrow$ SIWV = 1 600 kV
RLIWV	=	$1,20 \times 1 579 \text{ kV}$	=	1 894 kV	$\Rightarrow$ LIWV = 1 950 kV

HV converter unit arrester (CH)

The following values are valid for HV converter unit arrester:

CCOV:	477 kV
Number of parallel columns:	2
Energy capability:	4,6 MJ

The stresses of the HV converter unit arrester are defined by the loss of AC power supply at the inverter side when the HV converter unit operates alone (LV converter unit is out of service) and should be determined by computer studies.

For the design of the HV converter unit arrester (CH) the following values for co-ordination currents are chosen:

SIPL	=	706 kV	at 1 kA		
LIPL	=	791 kV	at 5 kA		
RSIWV	=	$1,15 \times 706 \text{ kV}$	=	812 kV	$\Rightarrow$ SIWV = 950 kV
RLIWV	=	$1,20 \times 791 \text{ kV}$	=	949 kV	$\Rightarrow$ LIWV = 1 175 kV

Arrester between converters unit (CM)

The following values are valid for the arrester between converters unit:

CCOV:	477 kV
Number of parallel columns:	2
Energy capability:	4,6 MJ

For the design of the arrester between converters unit (CM) the following values for co-ordination currents are chosen:

SIPL	=	706 kV	at 1 kA		
LIPL	=	791 kV	at 5 kA		
RSIWV	=	$1,15 \times 706 \text{ kV}$	=	812 kV	$\Rightarrow$ SIWV = 950 kV
RLIWV	=	$1,20 \times 791 \text{ kV}$	=	949 kV	$\Rightarrow$ LIWV = 1 175 kV

Mid-point bridge arrester (LV bridge) (ML)

The following values are valid for mid-point bridge arrester (LV bridge):

CCOV:	245 kV
Number of parallel columns:	2
Energy capability:	2,8 MJ

For the design of the Mid-point bridge arrester (LV bridge) (ML) the following values for co-ordination currents are chosen:

SIPL	=	435 kV	at 1 kA		
LIPL	=	447 kV	at 1 kA		
RSIWV	=	$1,15 \times 435 \text{ kV}$	=	500 kV	$\Rightarrow$ SIWV = 550 kV
RLIWV	=	$1,20 \times 447 \text{ kV}$	=	536 kV	$\Rightarrow$ LIWV = 750 kV

DC neutral bus arrester (E)

The following values are valid for DC neutral bus arrester:

CCOV:	< 120 kV
Number of parallel columns:	4
Energy capability:	3,6 MJ

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

SIPL	=	263 kV	at 1 kA		
LIPL	=	320 kV	at 20 kA		
RSIWV	=	$1,15 \times 263 \text{ kV}$	=	302 kV	$\Rightarrow$ SIWV = 325 kV
RLIWV	=	$1,20 \times 320 \text{ kV}$	=	384 kV	$\Rightarrow$ LIWV = 450 kV

Transformer valve winding arrester (T)

The following values are valid for transformer valve winding arrester:

CCOV:	885 kV
Number of parallel columns:	2
Energy capability:	9 MJ

For the design of the transformer valve winding arrester (T) the following values for co-ordination currents are chosen:

SIPL	=	1 344 kV	at 1 kA		
LIPL	=	1 344 kV	at 0,6 kA		
RSIWV	=	$1,15 \times 1\,344 \text{ kV}$	=	1 546 kV	$\Rightarrow$ SIWV = 1 600 kV
RLIWV	=	$1,20 \times 1\,344 \text{ kV}$	=	1 613 kV	$\Rightarrow$ LIWV = 1 800 kV

Smoothing reactor arrester (DR)

The following values are valid for smoothing reactor arrester:

CCOV:	40 kV
Number of parallel columns:	1
Energy capability:	2 MJ

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

SIPL	=	641 kV	at 3 kA		
LIPL	=	719 kV	at 10 kA		
RSIWV	=	$1,15 \times 641 \text{ kV}$	=	737 kV	$\Rightarrow$ SIWV = 750 kV
RLIWV	=	$1,20 \times 719 \text{ kV}$	=	863 kV	$\Rightarrow$ LIWV = 950 kV

A.3.3 Transformer valve side withstand voltages

A.3.3.1 Phase-to-phase

The phase-to-phase protection of the valve side of converter transformer will be assumed by A' type arrester, whose protection level is calculated to be equal to the SIPL of A type arrester after being transferred to the valve side at the transformation ratio of the minimum tap changer. The SIPL of A type arrester is 780 kV and 273 kV after being transferred to the valve side. The phase-to-phase protection level is 473 kV.

RLIWV	=	$1,15 \times 473 \text{ kV}$	=	543 kV	$\Rightarrow$ SIWV = 650 kV
-------	---	------------------------------	---	--------	---

RLIWV is selected as 654 kV based on the ratio of switching impulse withstand voltage to lightning impulse withstand voltage of 0,83.

$$\text{RLIWV} = 654 \text{ kV} \Rightarrow \boxed{\text{LIWV} = 750 \text{ kV}}$$

A.3.3.2 HV bridge transformer phase-to-earth (star)

Impulse protection level of arrester (T) is selected as:

$$\begin{aligned} \text{SIPL} &= 1\,344 \text{ kV} && \text{at } 1 \text{ kA} \\ \text{LIPL} &= 1\,344 \text{ kV} && \text{at } 0,6 \text{ kA} \\ \text{RSIWV} &= 1,15 \times 1\,344 \text{ kV} = 1\,546 \text{ kV} && \Rightarrow \boxed{\text{SIWV} = 1\,600 \text{ kV}} \\ \text{RLIWV} &= 1,20 \times 1\,344 \text{ kV} = 1\,613 \text{ kV} && \Rightarrow \boxed{\text{LIWV} = 1\,800 \text{ kV}} \end{aligned}$$

A.3.3.3 HV bridge transformer neutral point (star)

Protective arrester: T – A'

$$\begin{aligned} \text{SIPL} &= 1\,071 \text{ kV} \\ \text{RSIWV} &= 1,15 \times 1\,071 \text{ kV} = 1\,232 \text{ kV} && \Rightarrow \boxed{\text{SIWV} = 1\,600 \text{ kV}} \\ &&& \Rightarrow \boxed{\text{LIWV} = 1\,800 \text{ kV}} \end{aligned}$$

A.3.3.4 HV bridge transformer phase-to-earth (delta)

Protective arrester: CM+V3

$$\begin{aligned} \text{SIPL} &= 706 \text{ kV} + 395 \text{ kV} = 1\,101 \text{ kV} \\ \text{RSIWV} &= 1,15 \times 1\,101 \text{ kV} = 1\,266 \text{ kV} && \Rightarrow \boxed{\text{SIWV} = 1\,300 \text{ kV}} \\ &&& \Rightarrow \boxed{\text{LIWV} = 1\,550 \text{ kV}} \end{aligned}$$

A.3.3.5 LV bridge transformer phase-to-earth (star)

Protective arrester: ML+V

$$\begin{aligned} \text{SIPL} &= 435 \text{ kV} + 395 \text{ kV} = 830 \text{ kV} \\ \text{RSIWV} &= 1,15 \times 830 \text{ kV} = 955 \text{ kV} && \Rightarrow \boxed{\text{SIWV} = 1\,050 \text{ kV}} \\ &&& \Rightarrow \boxed{\text{LIWV} = 1\,300 \text{ kV}} \end{aligned}$$

A.3.3.6 LV bridge transformer phase-to-earth (delta)

Protective arrester: E+V3

$$\begin{aligned} \text{SIPL} &= 263 \text{ kV} + 395 \text{ kV} = 658 \text{ kV} \\ \text{RSIWV} &= 1,15 \times 658 \text{ kV} = 757 \text{ kV} && \Rightarrow \boxed{\text{SIWV} = 750 \text{ kV}} \\ &&& \Rightarrow \boxed{\text{LIWV} = 950 \text{ kV}} \end{aligned}$$

A.3.4 Smoothing reactor withstand voltages

A.3.4.1 Pole line smoothing reactors

The worst case for the stresses between the terminals of pole line smoothing reactors is given by the slow-front overvoltages on the DC side, which is limited by the arrester (DL).

SIPL of arrester (DL):	1 328 kV
Maximum DC voltage:	816 kV
Sum of both voltages:	2 144 kV
Smoothing reactors:	300 mH
Transformer inductances:	176 mH
Total inductance:	476 mH

Voltage between terminals: $2\,144\text{ kV} \times (150\text{ mH} / 476\text{ mH}) = 676\text{ kV}$

Since two 75 mH reactors are used in series for the pole line smoothing reactor, and one DR arrester is connected in parallel for each smoothing reactor, the withstand voltages of the smoothing reactor is defined by the DR arrester.

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

SIPL	=	641 kV	at 3 kA
LIPL	=	719 kV	at 10 kA

Impulse withstand voltage of single reactor:

RSIWV	=	$1,15 \times 641\text{ kV}$	=	737 kV	⇒	SIWV = 750 kV
RLIWV	=	$1,20 \times 719\text{ kV}$	=	863 kV	⇒	LIWV = 950 kV

A.3.4.2 Neutral bus smoothing reactors

SIPL of arrester (E):	263 kV
Maximum DC voltage:	82 kV
Sum of both voltages:	345 kV
Smoothing reactors:	300 mH (MR operating mode)
Transformer inductances:	176 mH
Total inductance:	476 mH
Voltage between terminals:	$345\text{ kV} \times (150\text{ mH} / 476\text{ mH}) = 165\text{ kV}$

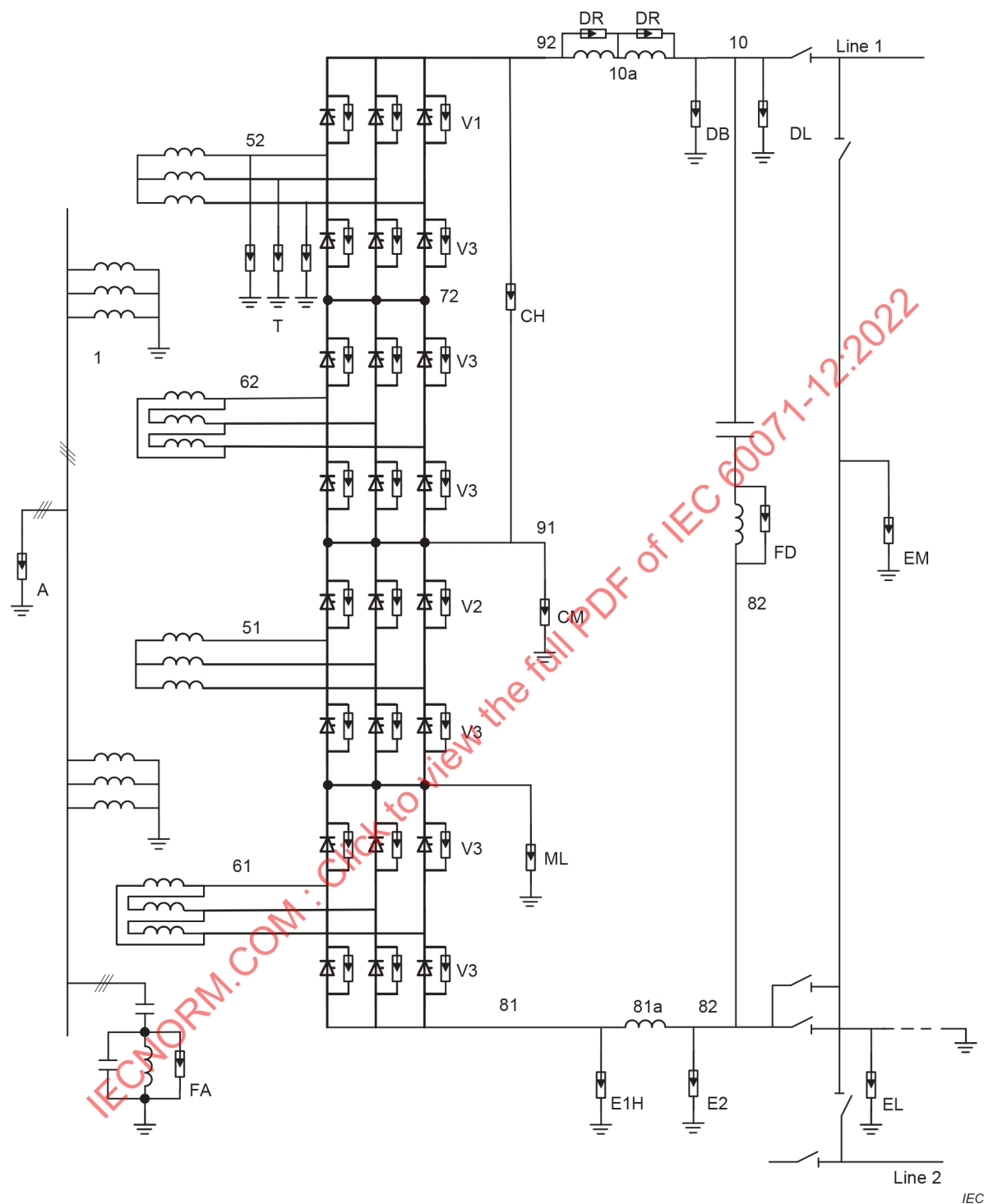
As for arrester E, the following values for co-ordination currents are chosen:

SIPL	=	263 kV	at 1 kA
LIPL	=	301 kV	at 10 kA

Impulse withstand voltage of reactor (150 mH):

RSIWV	=	$1,15 \times 263\text{ kV}$	=	301 kV	⇒	SIWV = 375 kV
RLIWV	=	$1,20 \times 301\text{ kV}$	=	361 kV	⇒	LIWV = 450 kV

A.3.5 Results



IEC

Arrester type		A	T	V1	V2	V3	ML	CM	CH	D	E1H	E2	DR
U_{ch} or CCOV	kV	318ac	885	245	245	245	245	477	477	816	50dc +80ac	50dc	>40ac
LIPL	kV	913	1344	395	395	395	435	791	791	1579	320	320	719
Coordination Current	kA	20	0.6	2.4	1.2	0.6	0.6	5	5	10	20	20	10
SIPL	kV	780	1344	395	395	395	435	706	706	1328	263	263	641
Coordination Current	kA	2	1	4	2	1	1	1	1	1	1	1	3
Energy capability	MJ	8,9	9	10	5	2,6	2,8	4,6	4,6	9	3,6	3,6	2,0

Protection location	1	51	61	71	52	62	72	81	82	91	92	10
U_{ch} or CCOV(kV)	318 rms	477	245	245	886	710	710	50dc +80ac	50 dc	477	880	816 dc
LIPL (kV)	907	--	--	435	1 344	--	--	320	320	791	--	1 579
SIPL (kV)	1550	1 300	950	750	1 800	1 550	1 550	450	450	1 175	1 800	1 950
LIWV (kV)	780	830	631	435	1 344	1 101	1 101	263	263	706	1 344	1 328
SIWV (kV)	1 175	1 050	750	550	1 600	1 300	1 300	325	325	950	1 600	1 600

Protection location	51, 61 ph-ph	51-61	81-91	52, 62 ph-ph	52-62	91-92	92-10a	81-82	valve
LIP (kV)	--	--	--	--	--	740	719	--	395
LIWV (kV)	750	1 175	1 175	750	1 175	1 175	1 050	450	454
SIPL (kV)	473	790	706	473	790	706	641	263	395
SIWV (kV)	650	950	950	650	950	950	950	375	454

Figure A.6 – AC and DC arresters (LCC HVDC converter station in a pole with two 12-pulse converters in series)

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60071-12:2022

Bibliography

IEC Guide 108, *Guidelines for ensuring the coherence of IEC publications – Horizontal functions, horizontal publications and their application*

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

IEC 60071-1:2019, *Insulation co-ordination – Part 1: Definitions, principles and rules*

IEC 60071-2:2018, *Insulation co-ordination – Part 2: Application guidelines*

IEC 60071-5:2014, *Insulation co-ordination – Part 5: Procedures for high-voltage direct current (HVDC) converter stations*

IEC 60099-5:2018, *Surge arresters – Part 5: Selection and application recommendations*

IEC 60099-9:2014, *Surge arresters – Part 9: Metal-oxide surge arresters without gaps for HVDC converter stations*

IEC 60505:2011, *Evaluation and qualification of electrical insulation systems*

IEC 60617, *Graphical symbols for diagrams*, available at <http://std.iec.ch/iec60617>

IEC 60700-1:2015/AMD1:2021³, *Thyristor valves for high voltage direct current (HVDC) power transmission – Part 1: Electrical testing*

IEC 60721-3-0:2020, *Classification of environmental conditions – Part 3: Classification of groups of environmental parameters and their severities. Introduction*

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*

IEC TR 60919-2:2008/AMD1:2015/AMD2:2020⁴, *Performance of high-voltage direct current (HVDC) systems with line-commutated converters – Part 2: Faults and switching*

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

IEEE. Insulation Coordination Designs of HVDC Converter Installations. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. 1979, PAS-98(5), 1761-1776

IEEE. Modeling guidelines for fast-front transients. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 1996, 11(1), 493–506

³ A consolidated version of this document exists, comprising IEC 60700-1:2015 and IEC 60700-1:2015/AMD1:2021.

⁴ A consolidated version of this document exists, comprising IEC TR 60919-2:2008, IEC TR 60919-2:2008/AMD1:2015 and IEC TR 60919-2:2008/AMD2:2020.

Canadian Electrical Association. *Performance of Metal Oxide Gapless Surge Arresters for HVDC Systems: Phase I*. Report 214 T 565, September 1990

CIGRE. *Application guide for insulation coordination and arrester protection of HVDC converter stations*. 33.05, Electra No. 96. Paris: CIGRE, 1984, 101-156

CIGRE. *Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission lines*. CIGRE technical brochure No. 63. Paris: CIGRE, 2021

CIGRE. *Guidelines for representation of network elements when calculating transients*. CIGRE technical brochure No. 39. Paris: CIGRE

CIGRE. *Guidelines for the application of metal-oxide arresters without gaps for HVDC converter stations*. CIGRE 33/14.05, publication 34. Paris: CIGRE, 1989

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

EPRI. AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and above, Third Edition Palo Alto, CA: EPRI, 2005

EPRI. *Handbook for insulation coordination of high-voltage DC converter stations*. EPRI Report No. EL-5414. Palo Alto, CA: EPRI, 1987

EPRI. Insulation coordination (chapter 11). In: *High-voltage direct current handbook*. EPRI Publication no. TR-104166. Palo Alto, CA: EPRI, 1994

Jonsson, T. and Björklund P-E, *Capacitor commutated converters for HVDC*. SPT PE 02-03-0366 IEEE/KTH. Stockholm Power Tech. Conference, June 1995

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

Sadek, K. et al. Capacitor commutated converter circuit configurations for d.c. transmission. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 1998, 13(4), 1257-1264

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	69
1 Domaine d'application	71
2 Références normatives	71
3 Termes, définitions, symboles et abréviations	71
3.1 Termes et définitions	71
3.2 Symboles et abréviations	72
3.2.1 Généralités	72
3.2.2 Indices	72
3.2.3 Symboles littéraux	73
3.2.4 Abréviations	74
4 Schémas de stations types de conversion à CCHT équipées de convertisseurs commutés par le réseau	74
5 Tensions et surtensions en service	78
5.1 Tensions de régime permanent en différents emplacements dans la station de conversion	78
5.2 Valeur de pointe de la tension de régime permanent (PCOV) et valeur de crête de la tension de régime permanent (CCOV)	82
5.3 Sources et types de surtensions	84
5.4 Surtension temporaire	85
5.4.1 Généralités	85
5.4.2 Surtensions temporaires du côté courant alternatif	85
5.4.3 Surtensions temporaires du côté courant continu	85
5.5 Surtensions à front lent	85
5.5.1 Généralités	85
5.5.2 Surtensions à front lent du côté courant alternatif	86
5.5.3 Surtensions à front lent du côté courant continu	87
5.6 Surtensions à front rapide, à front très rapide et à front raide	88
6 Caractéristiques et contraintes des parafoudres	88
6.1 Caractéristiques des parafoudres	88
6.2 Spécification des parafoudres	90
6.3 Contraintes des parafoudres	91
6.3.1 Généralités	91
6.3.2 Parafoudre de barre à courant alternatif (A)	92
6.3.3 Parafoudre de filtre côté courant alternatif (FA)	92
6.3.4 Parafoudres d'enroulements côté valve de transformateur (T)	93
6.3.5 Parafoudre de valve (V)	93
6.3.6 Parafoudre de pont (B)	97
6.3.7 Parafoudre d'unité de conversion (C)	98
6.3.8 Parafoudre de barre à courant continu du milieu (M)	98
6.3.9 Parafoudre de barre (CB) à courant continu d'une unité de conversion	98
6.3.10 Parafoudre de barre à courant continu et de ligne/câble à courant continu (DB et DL/DC)	99
6.3.11 Parafoudre de barre de neutre (E, EL, EM à la Figure 3, EB, E1, EL, EM à la Figure 1)	100
6.3.12 Parafoudre de bobine d'inductance côté courant continu (DR)	101
6.3.13 Parafoudre de filtre côté courant continu (FD)	101
6.3.14 Parafoudre de station à électrode de terre	102

6.4	Stratégie de protection	102
6.4.1	Généralités	102
6.4.2	Isolation directement protégée par un parafoudre unique.....	102
6.4.3	Isolation protégée par plus d'un parafoudre monté en série	102
6.4.4	Point neutre côté valve des transformateurs	102
6.4.5	Isolation entre conducteurs de phase du transformateur de convertisseur	102
6.4.6	Résumé de la stratégie de protection	103
6.5	Résumé des événements et des contraintes	106
7	Procédure de conception de la coordination de l'isolement	108
7.1	Généralités	108
7.2	Exigences relatives aux parafoudres.....	108
7.3	Surtensions représentatives (U_{rp}).....	109
7.4	Détermination des tensions de tenue de coordination (U_{cw})	111
7.5	Détermination des tensions de tenue exigées (U_{rw}).....	111
7.6	Détermination de la tension de tenue spécifiée (U_w).....	111
8	Outils d'étude et modélisation des réseaux	111
8.1	Généralités	111
8.2	Approche et outils d'étude.....	112
8.3	Informations détaillées relatives au réseau	113
8.3.1	Modélisation et représentation du réseau	113
8.3.2	Réseau à courant alternatif et côté courant alternatif de la station de conversion à CCHT équipée de convertisseurs commutés par le réseau.....	114
8.3.3	Informations détaillées relatives à la ligne aérienne/câble à courant continu et à la ligne (d'électrode) de terre	115
8.3.4	Informations détaillées relatives au côté courant continu d'une station de conversion à CCHT équipée de convertisseurs commutés par le réseau	116
Annexe A (informative) Exemple de coordination de l'isolement pour des stations de conversion à courant continu haute tension (CCHT) équipées de convertisseurs commutés par le réseau (LCC)		117
A.1	Généralités	117
A.2	Exemple pour une station de conversion à CCHT équipée de convertisseurs commutés par le réseau avec un seul convertisseur dodécaphasé par pôle	117
A.2.1	Schéma de la protection par parafoudre	117
A.2.2	Contraintes des parafoudres et niveaux de protection et d'isolement	117
A.2.3	Tensions de tenue des transformateurs côté valve	122
A.2.4	Tensions de tenue pour les bobines d'inductance de lissage à isolation par air.....	123
A.2.5	Résultats	124
A.3	Exemple pour une station de conversion à CCHT équipée de convertisseurs commutés par le réseau avec deux convertisseurs dodécaphasés montés en série par pôle	127
A.3.1	Schéma de la protection par parafoudre	127
A.3.2	Contraintes des parafoudres et niveaux de protection et d'isolement	127
A.3.3	Tensions de tenue des transformateurs côté valve	132
A.3.4	Tensions de tenue de la bobine d'inductance de lissage	133
A.3.5	Résultats	135
Bibliographie.....		137

Figure 1 – Emplacements possibles des parafoudres dans un pôle avec deux convertisseurs dodécaphasés montés en série	76
Figure 2 – Emplacements possibles des parafoudres pour une station de convertisseurs dos-à-dos	77
Figure 3 – Station de conversion à CCHT équipée de convertisseurs commutés par le réseau avec un seul convertisseur dodécaphasé par pôle	79
Figure 4 – Tensions de régime permanent en différents emplacements (identification d'emplacement selon la Figure 3)	81
Figure 5 – Tension de fonctionnement d'un parafoudre de valve (V), fonctionnement en redresseur et définition de PCOV et CCOV	83
Figure 6 – Tension de fonctionnement d'un parafoudre du milieu (M), fonctionnement en redresseur	83
Figure 7 – Tension de fonctionnement d'un parafoudre de barre (CB) de convertisseur, fonctionnement en redresseur	84
Figure 8 – Un pôle d'une station de conversion à CCHT LCC	114
Figure A.1 – Parafoudres côté courant alternatif et courant continu (station de conversion à CCHT équipée de convertisseurs commutés par le réseau avec un seul convertisseur dodécaphasé par pôle)	124
Figure A.2 – Contraintes de parafoudre de valve pour les surtensions à front lent provenant du côté courant alternatif	125
Figure A.3 – Contrainte de parafoudre V2 pour surtension à front lent provenant du côté courant alternatif	125
Figure A.4 – Contraintes de parafoudre de valve pour défaut à la terre entre valve et traversée de transformateur de pont supérieur	126
Figure A.5 – Contrainte de parafoudre V1 pour défaut à la terre entre valve et traversée de transformateur de pont supérieur	126
Figure A.6 – Parafoudres côté courant alternatif et courant continu (station de conversion à CCHT équipée de convertisseurs commutés par le réseau avec deux convertisseurs dodécaphasés montés en série par pôle)	136
Tableau 1 – Description de symboles	77
Tableau 2 – Protection par parafoudre du côté courant continu: un seul convertisseur dodécaphasé (Figure 3)	104
Tableau 3 – Protection par parafoudre du côté courant continu: deux convertisseurs dodécaphasés montés en série (Figure 1)	105
Tableau 4 – Événements soumettant les parafoudres à des contraintes: un seul convertisseur dodécaphasé (Figure 3)	106
Tableau 5 – Types de contraintes sur les parafoudres en raison de différents événements: un seul convertisseur dodécaphasé (Figure 3)	107
Tableau 6 – Exigences relatives aux parafoudres	109
Tableau 7 – Surtensions représentatives et tensions de tenue exigées	110
Tableau 8 – Origine des surtensions et plages de fréquences associées	113

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

COORDINATION DE L'ISOLEMENT –

Partie 12: Lignes directrices en matière d'application pour stations de conversion à courant continu haute tension (CCHT) équipées de convertisseurs commutés par le réseau (LCC)

AVANT-PROPOS

- 1) La Commission Électrotechnique 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.

L'IEC 60071-12 a été établie par le comité d'études 99 de l'IEC: Installations électriques de tension supérieure à 1,0 kV en courant alternatif et 1,5 kV en courant continu: Coordination de l'isolement et conception. Il s'agit d'une Norme internationale.

Sur la base de l'expérience technique acquise et du développement du CCHT, un consensus suffisant s'est dégagé pour établir une norme de coordination de l'isolement en série pour le système CCHT. La série de normes pour le système CCHT appartient à la série de normes IEC 60071, et une liste de toutes les parties de la série IEC 60071, publiées sous le titre général *Coordination de l'isolement*, se trouve sur le site web de l'IEC.

La présente Norme internationale et l'IEC 60071-11¹ remplacent conjointement l'IEC 60071-5 parue en 2014. L'IEC 60071-5 fournit des principes et des recommandations de base pour la coordination de l'isolement des stations de conversion à courant continu haute tension (CCHT). L'IEC 60071-11 précise les principes relatifs aux procédures de détermination des tensions de tenue, des lignes de fuite et des distances dans l'air spécifiées pour le matériel et les installations de ces systèmes. L'IEC 60071-12 fournit des lignes directrices concernant les procédures de coordination de l'isolement des stations de conversion équipées de convertisseurs commutés par le réseau (LCC) pour des installations à courant continu haute tension (CCHT), dont l'objectif est de fournir des recommandations pour la détermination des tensions de tenue spécifiées pour le matériel.

L'IEC 60071-12 conserve le contenu technique de l'IEC 60071-5 des lignes directrices concernant les procédures de coordination de l'isolement des stations de conversion équipées de convertisseurs commutés par le réseau, et il n'y a pas de modification technique essentielle. Un exemple de station de conversion à CCHT équipée de convertisseurs commutés par le réseau avec deux convertisseurs dodécaphasés montés en série par pôle est fourni en annexe. Le présent document ne traite plus des exemples de coordination de l'isolement pour les convertisseurs à condensateurs en série contrôlés (CCSC) et les convertisseurs à condensateurs commutés (CCC) définis dans l'IEC 60071-5.

Le texte de cette Norme internationale est issu des documents suivants:

Projet	Rapport de vote
99/368/FDIS	99/379/RVD

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

La langue employée pour l'élaboration de cette Norme internationale est l'anglais.

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

Ce document a été rédigé selon les Directives ISO/IEC, Partie 2, il a été développé selon les Directives ISO/IEC, Partie 1, et les Directives ISO/IEC, Supplément IEC, disponibles sous www.iec.ch/members_experts/refdocs. Les principaux types de documents développés par l'IEC sont décrits plus en détail sous www.iec.ch/standardsdev/publications.

Le comité a décidé que le contenu de ce document ne sera pas modifié avant la date de stabilité indiquée sur le site web de l'IEC sous webstore.iec.ch dans les données relatives au document recherché. À cette date, le document sera

- reconduit,
- supprimé,
- remplacé par une édition révisée, ou
- amendé.

¹ En cours d'élaboration. Stade au moment de la publication: IEC/CFDIS 60071-11:2022.

COORDINATION DE L'ISOLEMENT –

Partie 12: Lignes directrices en matière d'application pour stations de conversion à courant continu haute tension (CCHT) équipées de convertisseurs commutés par le réseau (LCC)

1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 60071 applique des lignes directrices concernant les procédures de coordination de l'isolement des stations de conversion équipées de convertisseurs commutés par le réseau (LCC) pour des installations à courant continu haute tension (CCHT), dont l'objectif est d'évaluer les contraintes de surtension exercées sur le matériel soumis à des tensions combinées de fréquence, d'harmoniques et d'impulsions de courant continu et alternatif et de déterminer les tensions de tenue spécifiées pour le matériel.

Le présent document traite seulement des parafoudres à oxyde métallique, sans éclateurs, qui sont utilisés dans les stations de conversion à CCHT modernes. Les critères de détermination des niveaux de protection des combinaisons de montages en série et/ou en parallèle des parafoudres utilisés pour assurer une protection optimale sont également présentés, de même que les schémas types de la protection par parafoudre et les contraintes des parafoudres.

L'Annexe A comporte des exemples de coordination de l'isolement pour les convertisseurs CCHT LCC qui prennent en charge les concepts décrits dans le corps du texte, ainsi que les techniques d'analyse de base employées.

2 Références normatives

Les documents suivants sont cités dans le texte de sorte qu'ils constituent, pour tout ou partie de leur contenu, des exigences du présent document. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

IEC 60071-11², *Insulation co-ordination – Part 11: Definitions, principles and rules for HVDC system* (disponible en anglais seulement)

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

IEC 60633, *Transport d'énergie en courant continu à haute tension (CCHT) – Vocabulaire*

3 Termes, définitions, symboles et abréviations

3.1 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions de l'IEC 60071-11 ainsi que les suivants s'appliquent.

² En cours d'élaboration. Stade au moment de la publication: IEC/CFDIS 60071-11:2022.

L'ISO et l'IEC tiennent à jour des bases de données terminologiques destinées à être utilisées en normalisation, consultables aux adresses suivantes:

- IEC Electropedia: disponible à l'adresse <http://www.electropedia.org/>
- ISO Online browsing platform: disponible à l'adresse <http://www.iso.org/obp>

3.1.1

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

Note à l'article: L'abréviation "CCOV" est dérivée du terme anglais développé correspondant "crest value of continuous operating voltage".

3.1.2

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

Note 1 à l'article: L'abréviation "PCOV" est dérivée du terme anglais développé correspondant "peak value of continuous operating voltage".

3.1.3

allumage de protection de valve

moyen de protection des thyristors contre une tension directe excessive, un taux de variation de la tension ou une tension directe appliquée pendant le temps de récupération inverse, en provoquant un allumage des thyristors en conduction

3.2 Symboles et abréviations

3.2.1 Généralités

La liste ne couvre que les symboles et les abréviations utilisés le plus fréquemment, dont certains sont représentés graphiquement dans le schéma unifilaire de la Figure 1 et de la Figure 2. Pour une liste de symboles plus complète qui a été adoptée pour les stations de conversion à CCHT équipées de convertisseurs commutés par le réseau, ainsi que pour la coordination de l'isolement, se reporter aux normes énumérées dans les références normatives (Article 2) et à la Bibliographie.

3.2.2 Indices

0(zéro)	à vide (IEC 60633)
d	courant continu ou tension continue (IEC 60633)
i	idéal (IEC 60633)
max	maximal (IEC 60633)
n	relatif à la composante harmonique de rang n (IEC 60633)

3.2.3 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_{ccov}	valeur de crête de la tension de régime permanent
U_{ch}	tension de régime permanent d'un parafoudre comportant des harmoniques
U_{di0}	tension continue fictive à vide (ou idéale) (IEC 60633)
U_{di0max}	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 exigée
U_w	tension de tenue spécifiée (tension de tenue normalisée dans un réseau à courant alternatif)
α	angle de retard (IEC 60633); "angle d'allumage" également utilisé dans la présente norme
β	angle d'avance (IEC 60633)
γ	angle d'extinction (IEC 60633)
μ	angle d'empiètement (IEC 60633)

3.2.4 Abréviations

LCC	(line commutated converter) convertisseur commuté par le réseau
VSC	(voltage sourced converter) convertisseur à source de tension
CCHT	courant continu haute tension
HT	haute tension
BT	basse tension
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) surtension représentative à front raide (la valeur maximale de la contrainte de tension)
RSIWV	(required switching impulse withstand voltage) tension exigée de tenue au choc de manœuvre
RLIWV	(required lightning impulse withstand voltage) tension exigée de tenue au choc de foudre
RSTIWV	(required steep-front impulse withstand voltage) tension exigée 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
SIWV	(switching impulse withstand voltage) tension de tenue au choc de manœuvre
LIWV	(lightning impulse withstand voltage) tension de tenue au choc de foudre
STIWV	(steep-front impulse withstand voltage) tension de tenue au choc à front raide
p.u.	par unité

4 Schémas de stations types de conversion à CCHT équipées de convertisseurs commutés par le réseau

La Figure 1 représente le schéma unifilaire de stations types de conversion à CCHT équipées de convertisseurs commutés par le réseau et équipées de deux convertisseurs dodécaphasés montés en série. Il peut être noté que la Figure 1 représente des emplacements possibles de parafoudre couverts dans le présent document. Certains de ces parafoudres peuvent être redondants et peuvent être exclus en fonction de la conception particulière.

La Figure 2 représente 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 les deux ponts hexaphasés. L'emplacement de la bobine d'inductance de lissage, le cas échéant, peut varier 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 1 présente les symboles graphiques utilisés dans le présent document.

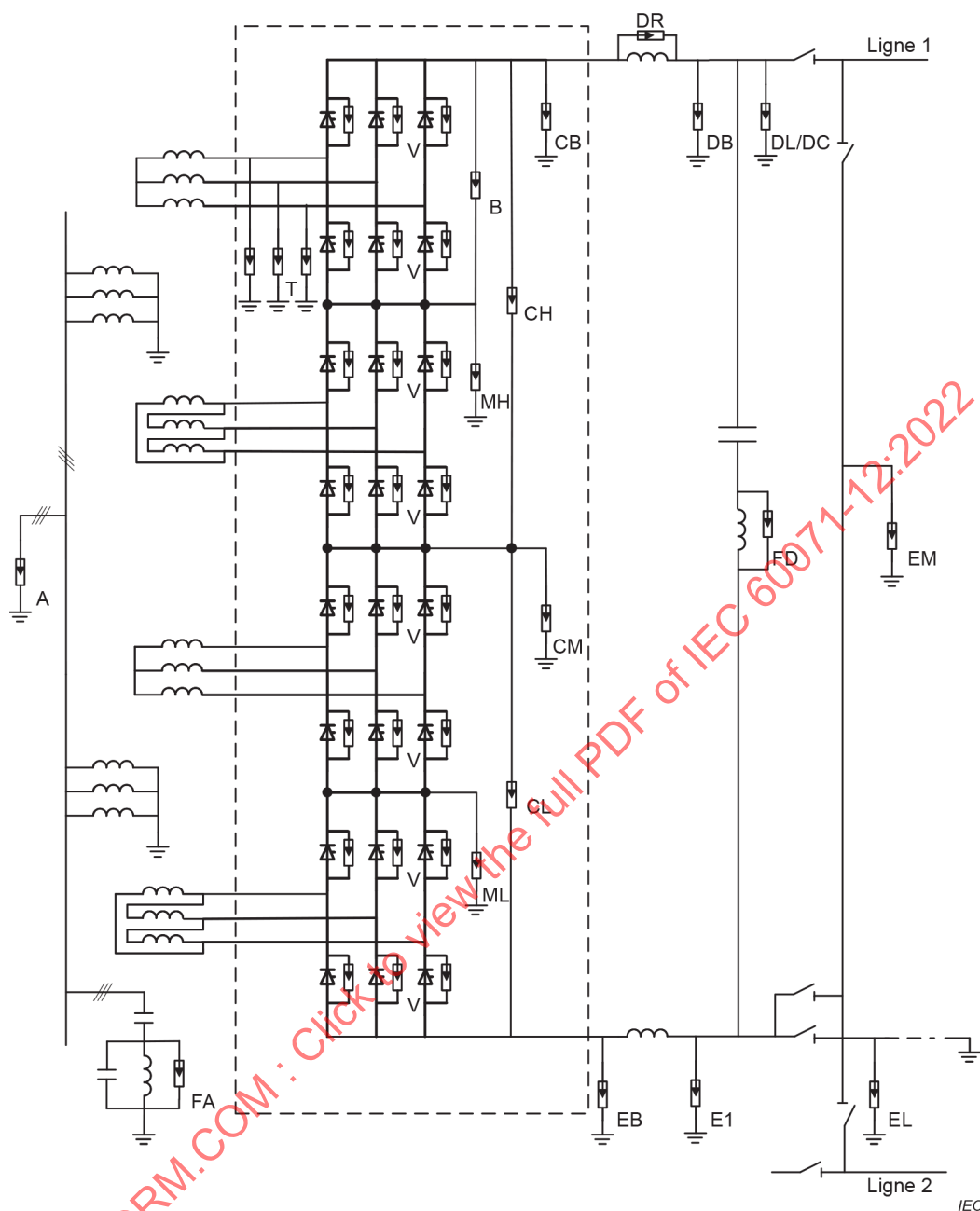
Les valves à thyristors sensibles à la tension exigent une protection stricte contre les surtensions, qui est assurée par les parafoudres de valves qui sont raccordés directement aux bornes des valves.

Les parafoudres de valves en combinaison avec d'autres parafoudres assurent généralement 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 pris en considération 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 informations détaillées relatives à leur conception et à leurs rôles spécifiques sont présentées à l'Article 6.

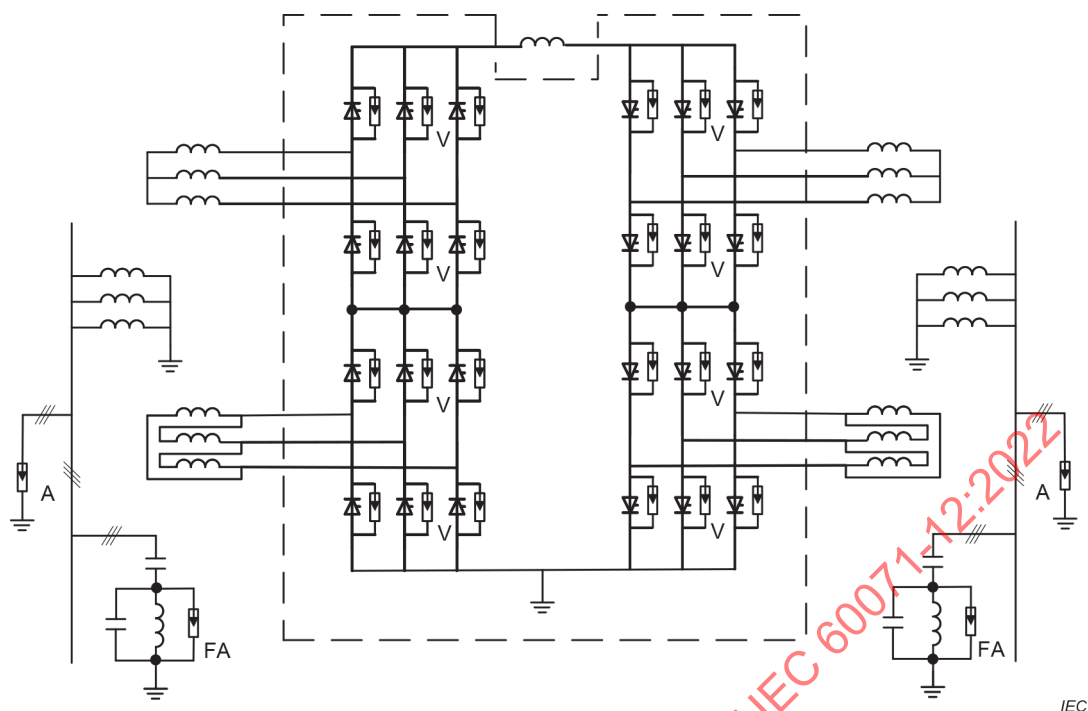
IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60071-12:2022



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
	Parafoudre de barre de neutre côté courant continu	EM:	Parafoudre de retour métallique
E1:	Parafoudre de neutre d'un convertisseur	B:	Parafoudre de pont (hexaphasé)
EB:	Parafoudre de neutre d'un convertisseur	CB:	Parafoudre de barre à courant continu d'une unité de conversion
V:	Parafoudre de valve	DB:	Parafoudre de barre à courant continu
	Parafoudre d'enroulements côté valve de transformateur	DC:	Parafoudre de câble à courant continu
T:	Parafoudre d'enroulements côté valve de transformateur	CM:	Parafoudre entre unités de conversion
DR:	Parafoudre de bobine d'inductance de lissage	MH:	Parafoudre de pont du milieu (pont HT)
DL:	Parafoudre de ligne à courant continu	ML:	Parafoudre de pont du milieu (pont BT)
CL:	Parafoudre d'unité de conversion BT		
CH:	Parafoudre d'unité de conversion HT		

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 1 – Description de symboles

Symbole	Description
	Valve unique (thyristor) IEC 60617-S00057:2001-07
	Parafoudre IEC 60617-S00373:2001-07
	Bobine d'inductance IEC 60617-S00849:2001-07
	Condensateur IEC 60617-S00567:2001-07
	Terre IEC 60617-S00200:2001-07

5 Tensions et surtensions en service

5.1 Tensions de régime permanent en différents emplacements dans la station de conversion

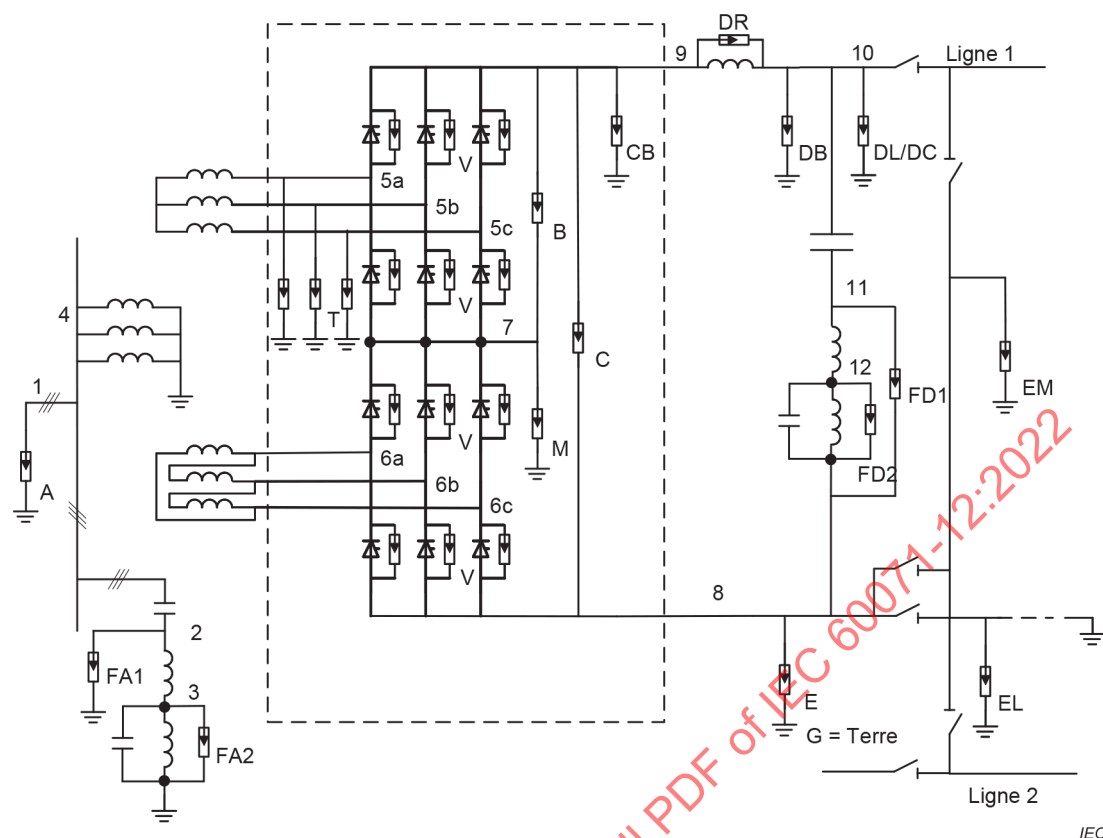
Les tensions de régime permanent en différents emplacements dans une station de conversion à CCHT équipée de convertisseurs commutés par le réseau diffèrent du cas du réseau à courant alternatif en ce qu'elles ne sont pas uniquement constituées des tensions à fréquence fondamentale. Elles peuvent être une combinaison de tension continue, de tension à fréquence fondamentale, de tensions harmoniques et de transitoires à haute fréquence, selon l'emplacement.

Le Tableau 3 représente une station de conversion à CCHT équipée de convertisseurs commutés par le réseau 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 LCC jusqu'à 600 kV.

La Figure 1 représente un schéma CCHT LCC avec deux convertisseurs dodécaphasés montés en série par configuration de pôle, qui a été utilisé pour l'ancien schéma de 600 kV et certains schémas de 800 kV.

La Figure 4 représente des formes d'onde types des tensions de régime permanent à l'exclusion des dépassements de commutation en différents emplacements dans la station de conversion à CCHT LCC soit à la terre (G), soit à un autre point pour la configuration type 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 qui prend en considération des paramètres de courant continu types.

Noter que la Figure 1, la Figure 2 et la Figure 3 représentent des emplacements possibles pour le parafoudre, et certains d'entre eux peuvent être éliminés en raison de conceptions particulières.

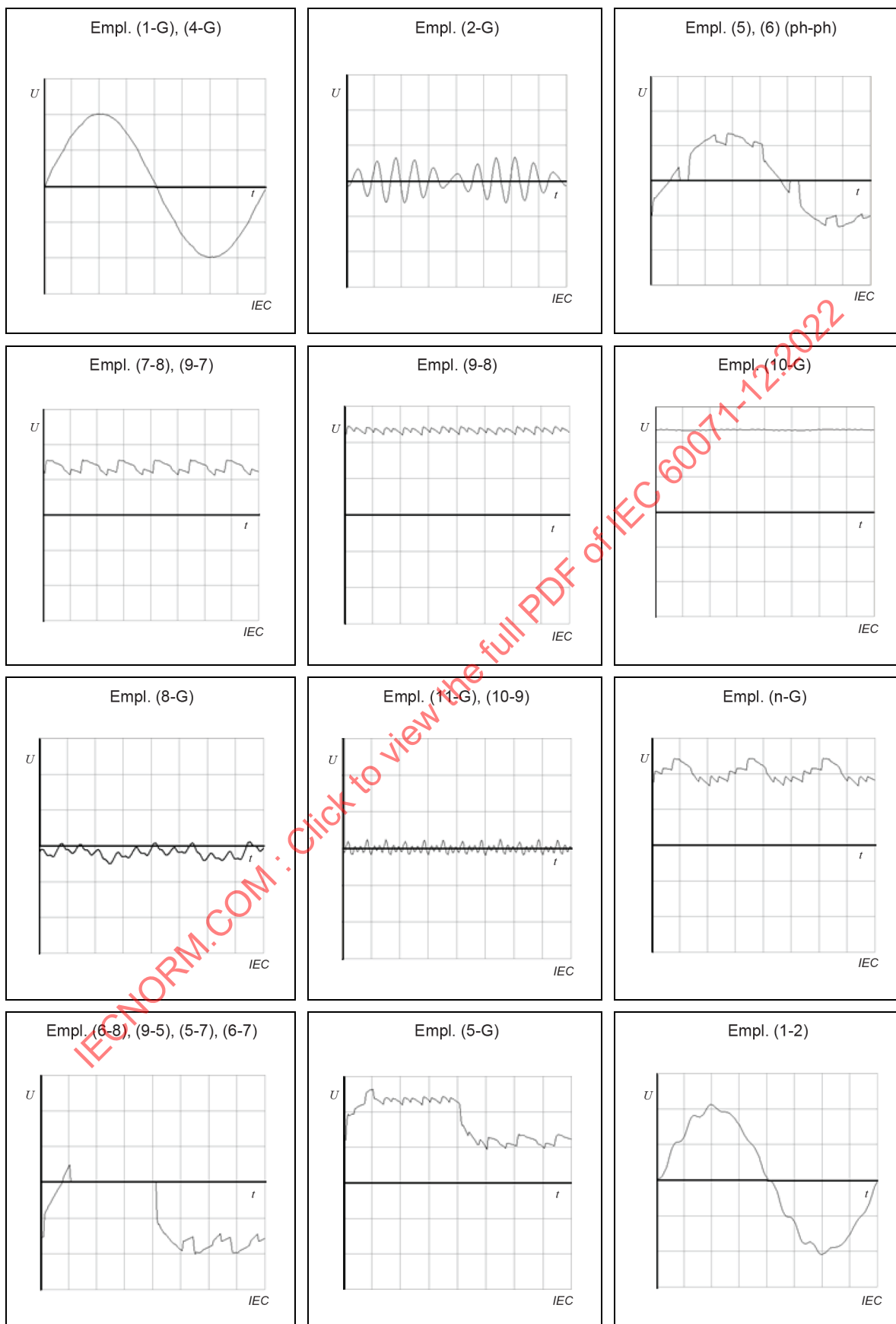


IEC

Légende

A:	Parafoudre de barre à courant alternatif	CB:	Parafoudre de barre à courant continu d'une unité de conversion
M:	Parafoudre de pont du milieu	EM:	Parafoudre de retour métallique
E:	Parafoudre de barre de neutre côté courant continu	EL:	Parafoudre de ligne (d'électrode) de terre
V:	Parafoudre de valve	B:	Parafoudre de pont (hexaphasé)
T:	Parafoudre d'enroulements côté valve de transformateur	C:	Parafoudre d'unité de conversion
DR:	Parafoudre de bobine d'inductance de lissage	DB:	Parafoudre de barre à courant continu
DL:	Parafoudre de ligne à courant continu	DC:	Parafoudre de câble à courant continu
FA1, FA2:	Parafoudres de filtre côté courant alternatif	FD1, FD2:	Parafoudres de filtre côté courant continu

Figure 3 – Station de conversion à CCHT équipée de convertisseurs commutés par le réseau avec un seul convertisseur dodécaphasé par pôle



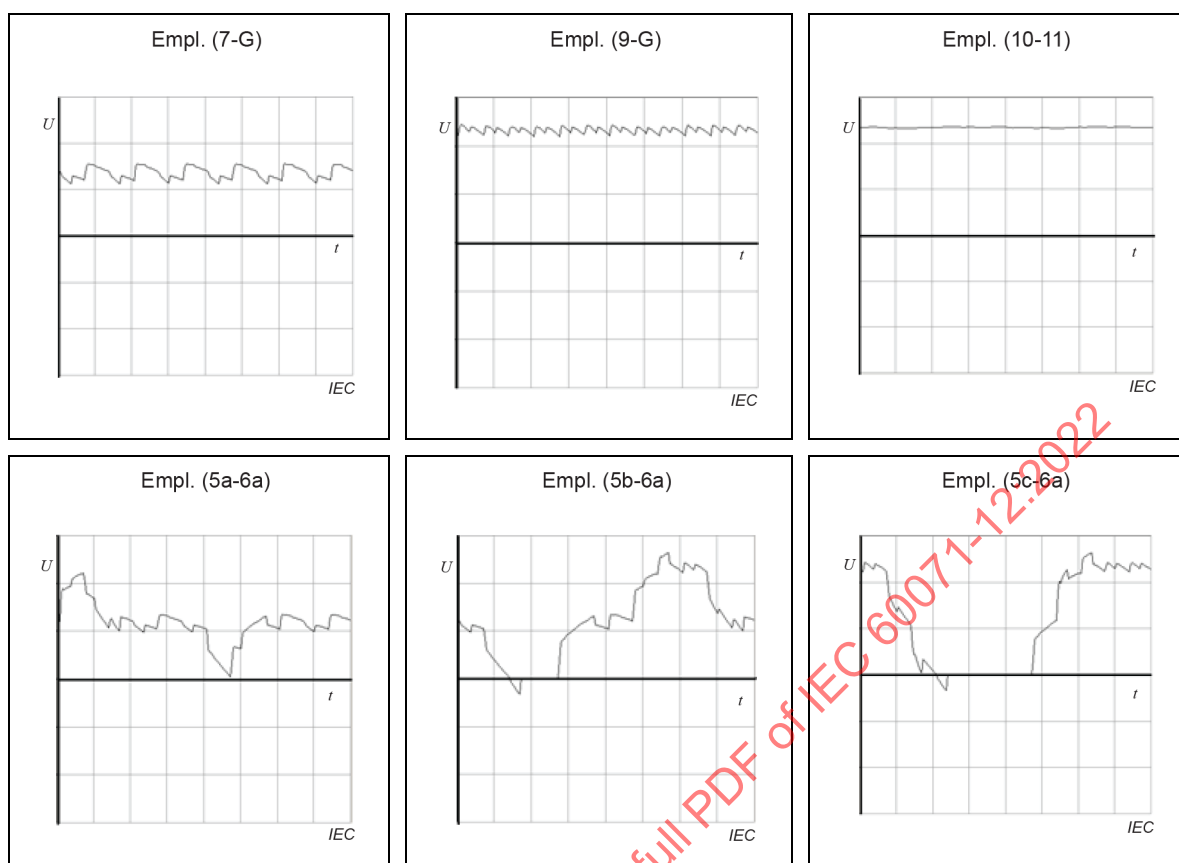


**Figure 4 – Tensions de régime permanent en différents emplacements
(identification d'emplacement selon la Figure 3)**

Les harmoniques générés du côté courant alternatif sont réputés être filtrés par les filtres connectés et donc la tension aux emplacements (1-G) et (4-G) est considérée comme une onde sinusoïdale à la fréquence fondamentale sans harmoniques.

La forme de tension à l'emplacement (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. Généralement, le taux est inférieur à 30 % de la fréquence fondamentale.

Les tensions aux bornes des ponts hexaphasés (emplacements (7-8) et (9-7)) sont les tensions continues aux bornes du pont qui constituent des arcs de 60° environ 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 (emplacement (7-G)) peut être identique à celle de l'emplacement (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 convertisseur dodécaphasé (emplacement (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'empiétement.

La tension aux bornes du convertisseur dodécaphasé à la terre (emplacement (9-G)) peut être identique à celle de l'emplacement (9-8) ou inclure un décalage de courant continu supplémentaire pour les mêmes raisons que celles décrites pour l'emplacement (7-G) (voir ci-dessus).

Les formes de tension aux emplacements (5b-6a) et (5c-6a) présentent 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 (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 aux emplacements (6-8) et (9-5) sont les tensions aux bornes d'une valve dans le mode redresseur qui indique 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 présentée aux emplacements (5), (6) (ph-ph). La tension zéro présente le processus de commutation qui implique les valves connectées aux deux phases correspondantes, alors que les encoches indiquent la commutation qui implique des valves connectées à l'une des phases.

La tension de barre de neutre (emplacement (8-G)) et les tensions aux bornes des filtres sont une indication des tensions types et dépendent des paramètres du circuit d'électrode et du filtre. L'emplacement (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 (emplacement (10-G)) plus l'ondulation du pont hexaphasé inférieur et la moitié de l'ondulation du pont hexaphasé supérieur.

5.2 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:

- les caractéristiques inhérentes des thyristors (en particulier la charge de rétablissement);
- la distribution de la charge de rétablissement dans une chaîne de thyristors montés en série dans une valve;
- les résistances et les condensateurs d'amortissement au niveau des thyristors individuels;
- les différentes capacités et inductances au sein de la valve et du circuit de commutation;
- les angles d'allumage et d'empiètement;
- la tension de commutation des valves à l'instant du blocage.

La forme d'onde de la tension de régime permanent aux bornes de la valve (emplacements (6-8) et (9-5)) et du parafoudre de valve (V), pendant le fonctionnement en redresseur, est représentée à la Figure 5.

La CCOV (définie à l'Article 3) est proportionnelle à la U_{di0max} , et elle est donnée par:

$$U_{ccov} = \frac{\pi}{3} \cdot U_{di0max} = \sqrt{2} \cdot U_{v0}$$

Se reporter à 3.2.3 pour la définition de U_{di0max} et U_{v0} .

Le fonctionnement avec de grands angles de retard α augmente les dépassements de commutation et il faut veiller à ne pas soumettre les parafoudres à des contraintes excessives.

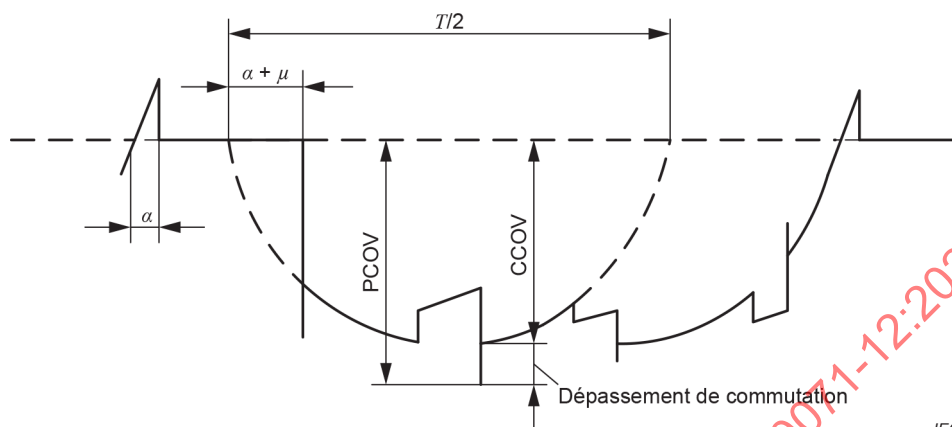


Figure 5 – Tension de fonctionnement d'un parafoudre de valve (V), fonctionnement en redresseur et définition de PCOV et CCOV

Les formes d'onde de la tension de régime permanent aux bornes du parafoudre du milieu (M) (emplacement (7-G)) et aux bornes du parafoudre de barre (CB - bus arrester) de convertisseur (emplacement (9-G)) sont représentées à la Figure 6 et à la Figure 7 respectivement.

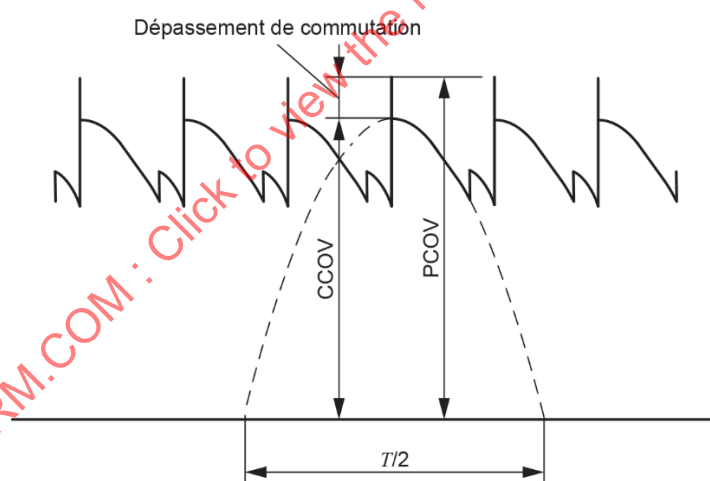


Figure 6 – Tension de fonctionnement d'un parafoudre du milieu (M), fonctionnement en redresseur

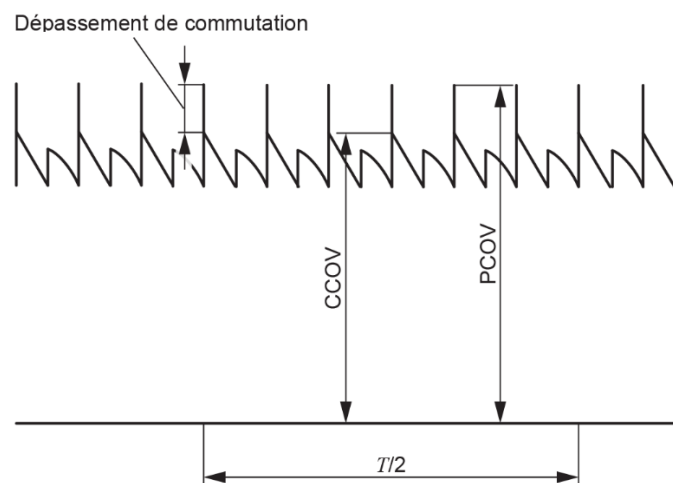


Figure 7 – Tension de fonctionnement d'un parafoudre de barre (CB) de convertisseur, fonctionnement en redresseur

5.3 Sources et types de 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, ainsi que la modélisation correcte des transformateurs de convertisseur, des compensateurs statiques et synchrones et des composants de filtrage, sont importants pour évaluer les surtensions. Lorsque les longueurs des jeux de barres dans le poste extérieur de courant alternatif sont significatives, elles doivent être prises en compte 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 réseau 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.

L'évaluation des surtensions doit prendre en compte la configuration des réseaux à courant alternatif et à courant continu, 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 6 et 8.

Les effets sur les exigences relatives aux parafoudres sont traités à l'Article 6.

Alors que l'origine des surtensions peut résulter de différents phénomènes (manœuvre, défaut et foudre) tels qu'ils sont 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, qui ne dépasse pas quelques millisecondes, oscillatoire ou non, généralement fortement amortie).

Les surtensions transitoires peuvent en outre être classées en:

- surtensions à front lent;
- surtensions à front rapide;
- surtensions à front très rapide;
- surtensions à front raide.

5.4 Surtension temporaire

5.4.1 Généralités

Une surtension temporaire est définie comme 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.

5.4.2 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 généralement 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. Lorsque 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 déformées 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 qui exercent une contrainte sur le parafoudre de filtre (FA - filter arrester) côté courant alternatif. Lorsque les convertisseurs sont bloqués avec des impulsions d'allumage données aux paires de shuntage, les parafoudres aux bornes des valves non conductrices peuvent être exposés à des tensions entre phases.

5.4.3 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 d'une paire de shuntage. Cette situation se traduit par l'application d'une tension à fréquence fondamentale au niveau de l'onduleur et toute résonance du circuit à courant continu à proximité de la fréquence fondamentale, peut conduire à des surtensions élevées qui exercent une contrainte sur le parafoudre de barre (CB) à courant continu.

5.5 Surtensions à front lent

5.5.1 Généralités

Les surtensions à front lent et temporaires qui se produisent 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 à CCHT équipée de convertisseurs commutés par le réseau. Elles influencent également la coordination de l'isolement des valves.

5.5.2 Surtensions à front lent du côté courant alternatif

5.5.2.1 Généralités

Des surtensions à front lent sur la barre à courant alternatif d'une station de conversion à CCHT équipée de convertisseurs commutés par le réseau peuvent être provoquées par la mise sous tension de transformateurs, de bobines d'inductance, de compensateurs statiques d'énergie réactive (VAR), de filtres 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 à CCHT équipée de convertisseurs commutés par le réseau ont habituellement des grandeurs qui sont relativement faibles par comparaison avec celles provoquées par des événements qui se produisent 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 qui provoque à son tour la surtension.

Il convient que la sélection des parafoudres à courant alternatif pour des stations de conversion à CCHT équipées de convertisseurs commutés par le réseau prenne en considération les parafoudres existants qui sont montés en parallèle dans le réseau à courant alternatif afin d'éviter toute surcharge des parafoudres existants pendant les surtensions temporaires et à front lent.

5.5.2.2 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 notable au cours de ces événements. Par conséquent, dans certains cas, les surtensions à front lent qui résultent de telles manœuvres de routine sont réduites le plus possible par l'utilisation de disjoncteurs qui comportent des résistances de fermeture et/ou d'ouverture, ou par la synchronisation de la fermeture et/ou l'ouverture des pôles des disjoncteurs, voire par l'installation de parafoudres aux bornes du disjoncteur. Le système de commande CCHT LCC 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, qui contient des harmoniques dominés par l'harmonique de second rang et d'autres harmoniques de rang inférieur. Lorsqu'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 à CCHT équipée de convertisseurs commutés par le réseau, les conditions de résonance sont souvent plus sévères en raison de la présence de filtres 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.

5.5.2.3 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 à CCHT équipées de convertisseurs commutés par le réseau, 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 6.

Les surtensions temporaires les plus élevées se produisent plus vraisemblablement en conjonction avec les défauts triphasés subits et une perte complète de charge lorsque les convertisseurs se bloquent en même temps par suite du défaut sans déconnexion simultanée des filtres. Les filtres et les batteries de condensateurs avec le réseau 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.

5.5.3 Surtensions à front lent du côté courant continu

À l'exception des 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 considération comprennent les défauts phase-terre en courant continu, les manœuvres du côté courant continu, les événements qui conduisent 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 6.

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 à CCHT équipées de convertisseurs commutés par le réseau avec des unités de ponts de conversion montées en série ou en parallèle, les événements tels que le shuntage sur un convertisseur alors que la seconde unité de pont de conversion fonctionne doivent être pris en considération, en particulier pendant le fonctionnement en onduleur.

5.6 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 à CCHT équipées de convertisseurs commutés par le réseau afin de détecter 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 de courant 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 de 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 6.3.5.4) en raison de la combinaison de la réactance série et de la capacité parallèle par rapport à la terre en une forme similaire à celle des surtensions à front lent. En conséquence, il convient de les considérer comme 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 par comparaison avec les 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 côté courant alternatif, de filtres 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 à CCHT équipée de convertisseurs commutés par le réseau, 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 généralement un temps de front de l'ordre de 0,5 μ s à 1,0 μ s et des durées qui peuvent atteindre 10 μ 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 l'appareillage à isolation gazeuse (GIS).

6 Caractéristiques et contraintes des parafoudres

6.1 Caractéristiques des parafoudres

Depuis la fin des années 1970, la protection contre les surtensions des stations de conversion à CCHT repose exclusivement sur les parafoudres à oxyde métallique. Cette situation est surtout due à leurs caractéristiques de protection supérieures par comparaison avec les 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 à 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 souhaitée du matériel.

Les parafoudres à oxyde métallique sans éclateurs sont utilisés pour la protection du matériel dans la plupart des stations de conversion à 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 d'obtenir toute capacité en énergie de décharge souhaitée. 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 obtenir la capacité en énergie souhaitée. En outre, le montage en parallèle des blocs à oxyde métallique peut être utilisé pour réduire la tension résiduelle du parafoudre, lorsque cela est exigé.

Pour les parafoudres à oxyde métallique, la variation de la tension U en fonction du courant I peut être représentée par l'équation:

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

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, généralement de l'ordre de 10 à 50, en comparaison avec les éléments à carbure de silicium utilisés dans les parafoudres à éclateur qui présentent un coefficient généralement 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 types 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 avec un temps de front de 1 μ s. Les formes d'onde de tension résultantes aux bornes 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 l'Article 8).

Les parafoudres utilisés du côté courant alternatif sont habituellement spécifiés comme dans le cas des parafoudres dans un réseau à courant alternatif normal par leur tension assignée et leur 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'elle est 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 à CCHT équipée de convertisseurs commutés par le réseau, 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 certains cas, en des dépassements de commutation. Les tensions de parafoudre sont spécifiées en matière de valeur de pointe de la tension de régime permanent (PCOV), de valeur de crête de la tension de régime permanent (CCOV), et de tension équivalente de régime permanent (ECOV), telles qu'elles sont définies à l'Article 3, ce qui 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 exigée des parafoudres doit prendre en considération les formes d'onde applicables, ainsi que les amplitudes, la durée et le nombre de décharges respectives. Pour le parafoudre de filtre, la capacité en énergie exigée doit prendre en considération l'énergie de dissipation due aux harmoniques.

6.2 Spécification 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 d'un courant de décharge. Les courants de parafoudre pour lesquels les tensions résiduelles maximales sont spécifiées sont appelés "courants de coordination" comme cela est représenté dans le Tableau 5.

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 parafoudres 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. L'élément 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 à 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 à 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, selon la référence *Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission line* (CIGRE), ou la référence *Transmission line reference book – 200 kV and above* (EPRI).

Les courants de décharge de parafoudre au cours des contingences peuvent avoir des durées différentes. La spécification de la capacité en énergie du parafoudre doit prendre en considération 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, avec une valeur énergétique et une durée équivalentes des valeurs cumulées des chocs d'énergie réels, et compte tenu des amplitudes et des durées de courant des chocs combinés. Du point de vue de la stabilité thermique, les chocs de courant répétitifs doivent être pris en considération sur une plus longue durée. La détermination de l'énergie équivalente 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 s (*Guidelines for the application of metal-oxide arresters without gaps for HVDC converter stations* [CIGRE]).

La spécification de la capacité du parafoudre permet à la valeur calculée de l'énergie du parafoudre obtenue à partir des études d'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 génère des contraintes plus élevées que les cas qui ont été étudiés.

6.3 Contraintes des parafoudres

6.3.1 Généralités

Un agencement type de parafoudres entre le côté courant alternatif des ponts de conversion et le circuit de transport à courant continu est représenté à la Figure 3 pour un schéma CCHT LCC bipolaire à deux bornes avec un convertisseur dodécaphasé par pôle. Cependant, il convient de noter que certains des parafoudres ne sont probablement pas 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 - bridge) et des parafoudres de barre à courant continu du milieu (M), au lieu du parafoudre de barre (CB) à courant continu d'unité de conversion.

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 à CCHT directement connectées à des câbles à courant continu, les parafoudres de barre/ligne à courant continu (DB et DL) peuvent être supprimés, car le pôle n'est probablement pas exposé à des surtensions à front rapide.

Du côté courant alternatif de la station de conversion à 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 cela est représenté à la Figure 3.

Dans les systèmes qui comportent 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 contre les surtensions qui proviennent 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 toute 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/câble à courant continu (DB et DL/DC), des parafoudres de barre (CB) de convertisseur et des parafoudres de barre de neutre (E).

Pour des surtensions au sein de la station de conversion à CCHT, il convient que les composants essentiels soient directement protégés par des parafoudres connectés à proximité des composants, tels que les parafoudres de valve (V) qui protègent les valves à thyristors et les parafoudres de barre à courant alternatif (A) qui protègent 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 à CCHT peuvent être déconnectés des ponts, il convient de prendre des dispositions pour protéger les enroulements côté valve des transformateurs.

6.3.2 Parafoudre de barre à courant alternatif (A)

Le côté courant alternatif d'une station de conversion à 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 la 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, compte tenu 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 valeur de cycle observée 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 est probablement 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 déjà présents au niveau ou à proximité de la barre de commutation. Selon la disposition de la station, les longues distances de séparation peuvent imposer l'utilisation de parafoudres de barre à courant alternatif en plusieurs emplacements.

Lorsque 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 qui exige plusieurs colonnes.

6.3.3 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 qui correspondent 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, elles doivent également être prises en considération dans les caractéristiques assignées des parafoudres.

Les événements à prendre en considération en ce qui concerne les cycles 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 exigé et les derniers le niveau LIPL, ainsi que l'exigence relative à la décharge d'énergie. Dans certains cas, les cycles de décharge d'énergie élevée peuvent aussi découler de conditions de résonance d'harmoniques de rang faible ou éventuellement d'harmoniques non caractéristiques de rang faible générés par le fonctionnement déséquilibré au cours de défauts des réseaux à courant alternatif.

Les cycles d'énergie de parafoudre doivent être les plus élevés des cycles 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.

6.3.4 Parafoudres d'enroulements côté valve de transformateur (T)

Les parafoudres de valves en combinaison avec d'autres parafoudres assurent généralement la protection aux enroulements côté valve des transformateurs. En général, il n'est pas fourni de parafoudres phase-terre du côté valve du transformateur de convertisseur (T) pour les schémas CCHT LCC 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.

6.3.5 Parafoudre de valve (V)

6.3.5.1 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. Étant donné que le coût des valves ainsi que leurs pertes de puissance sont approximativement directement proportionnels au niveau d'isolement aux bornes des valves, il est essentiel de maintenir aussi bas que possible ce niveau d'isolement et, par conséquent, le niveau de protection du parafoudre.

6.3.5.2 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 cela est représenté à la Figure 5. En négligeant les dépassements de commutation, la valeur de crête de la tension de régime permanent est proportionnelle à U_{di0max} et, selon le paragraphe 5.2, elle est donnée par la formule suivante:

$$U_{ccov} = \frac{\pi}{3} \cdot U_{di0max} = \sqrt{2} \cdot U_{v0}$$

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 la valeur maximale peut être obtenue lorsque la valve fonctionne avec de grands angles d'allumage.

Pour des angles d'allumage normaux (alpha et gamma), 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.

6.3.5.3 Surtensions temporaires et à front lent

6.3.5.3.1 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 à CCHT. Cependant, il faut noter que seules les contingences sans blocage ou avec blocage partiel des convertisseurs doivent être prises en considération, car les parafoudres de valve ne sont plus soumis à des contraintes lorsque la valve est bloquée et la paire de shuntage est éteinte.

Les événements qui produisent des courants significatifs des parafoudres de valve avec 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 à CCHT;
- c) extinction de courant dans un seul groupe de commutation (le cas échéant).

6.3.5.3.2 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 6.3.5.4). 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 qui génèrent 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 est le plus contraint et quelle est l'amplitude de ces contraintes. Pour des schémas en courant continu avec 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 aux bornes 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 considération la probabilité d'occurrence d'une tension supérieure à la tension de fonctionnement maximale en combinaison avec un défaut à la terre.

6.3.5.3.3 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. Un fonctionnement des convertisseurs après le défaut permet d'amortir les surtensions et l'énergie de décharge totale est beaucoup plus faible. Souvent, le cas qui génère l'énergie maximale de parafoudre est celui dans lequel 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. Lorsque 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 lors du calcul des surtensions transférées à partir du côté ligne. Des conditions défavorables du système peuvent conduire à une ferorésonance 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.

6.3.5.3.4 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.

Lorsque l'extinction de courant est considérée comme inconcevable, cet événement est alors exclu. Que l'extinction de courant soit concevable ou non dépend beaucoup du degré de redondance et du type du système de commande/protection.

6.3.5.4 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 celle 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 il peut être nécessaire de le prendre en considération. La valve et les parafoudres de valve peuvent en général seulement être soumis 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 à CCHT haute tension avec des systèmes d'écran adéquats et des installations de mise à la terre appropriées.

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 dans lequel la valve est contrainte par une surtension directe puis 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 prendre en considération 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 approprié de considérer par hypothèse un courant de coordination de caractère de manœuvre qui correspond au niveau d'allumage de protection aux bornes de la valve. Cependant, les tolérances dans les caractéristiques du parafoudre et les thyristors redondants peuvent être prises en considération lors de l'estimation du courant du parafoudre.

6.3.5.5 Allumage de protection (PF - protective firing) de valve

L'allumage de protection de valve peut limiter la surtension aux bornes de la valve par le déclenchement des thyristors. Il existe deux stratégies différentes de coordination du 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 de valve 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, généralement de 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 conduit normalement à moins de niveaux de thyristor dans une valve que la première stratégie, ce qui entraîne 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 (compte tenu 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 le plus possible l'interruption intempestive du transport d'énergie et de faciliter le rétablissement rapide par 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. Il est nécessaire de prendre en considération les possibles effets néfastes de l'allumage de protection sur la performance de transport uniquement 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 de valve 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 de valve ne soit pas activé pendant la surtension la plus élevée qui peut se produire sans blocage permanent du convertisseur qui agit comme onduleur.

6.3.6 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 pour 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 6.3.5.2. 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 la valeur maximale peut être obtenue lorsque la valve fonctionne 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 à CCHT;
- b) extinction de courant dans le pont hexaphasé correspondant (le cas échéant, voir 6.3.5.3.4).

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.

6.3.7 Parafoudre d'unité de conversion (C)

Un parafoudre d'unité de conversion peut être connecté entre les bornes de courant continu d'un convertisseur dodécaphasé, le parafoudre C à la Figure 3.

La tension maximale de fonctionnement est constituée de la tension continue maximale qui provient d'une unité de conversion plus l'ondulation dodécaphasée.

Pour les valeurs nulles des angles de retard d'allumage et d'empiètement, la tension maximale théorique de fonctionnement est donnée par l'expression suivante:

$$U_{ccov} = 2 \cdot U_{di0max} \cdot \frac{\pi}{3} \cdot \cos(15^\circ)$$

Dans la pratique, la valeur CCOV est inférieure et peut être estimée au cours de l'étape de conception préliminaire à l'aide de l'équation suivante:

$$U_{ccov} = 2 \cdot U_{di0max} \cdot \frac{\pi}{3} \cdot \cos^2(15^\circ)$$

Des simulations numériques peuvent être utilisées pour déterminer la valeur CCOV dans de possibles conditions de fonctionnement en régime établi.

Il convient de prendre en considération 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 avec 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 qui se propagent dans la section de passage des valves, bien que ces contraintes ne soient pas décisives pour le parafoudre.

6.3.8 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 prendre en considération les dépassements de commutation de la même façon que dans le cas du parafoudre de valve lorsque ce parafoudre est spécifié.

Un événement qui produit des contraintes significatives des parafoudres avec un caractère de manœuvre, le cas échéant (voir 6.3.5.3 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.

6.3.9 Parafoudre de barre (CB) à courant continu d'une unité de conversion

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 qui proviennent des surtensions à front lent. Des contraintes de foudre d'amplitude modérée peuvent résulter de défauts d'écran.

6.3.10 Parafoudre de barre à courant continu et de ligne/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 imposer l'installation de parafoudres en plus d'un emplacement pour assurer la protection adéquate de parties différentes 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 le parafoudre de ligne à courant continu DL (ou de câble à courant continu DC). Lorsque le transport à CCHT LCC comprend des sections de lignes aériennes ainsi que des sections de câbles, il convient d'envisager l'application d'un parafoudre DC au niveau du point de jonction câbles-lignes aériennes pour prévenir les surtensions excessives sur le câble.

Pour les stations de conversion à CCHT dans lesquelles 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 n'est probablement pas 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 choc de manœuvre peuvent se produire à la borne du convertisseur du côté opposé du côté en défaut, lorsque la longueur du câble est courte.

Dans le cas du système de transport à CCHT LCC avec de longs câbles, l'énergie assignée des parafoudres de câble est déterminée par la décharge du câble à partir de la tension la plus élevée qu'il peut atteindre au cours d'une contingence. Cette situation 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, avec démarrage du redresseur contre l'onduleur ouvert ou bloqué.

Pour une jonction de ligne/câble, les contraintes de foudre sur les parafoudres de câble à courant continu ne sont pas significatives en raison de la faible impédance d'onde du câble, lorsque la ligne aérienne est efficacement blindée et les tours sont associées à de faibles valeurs de la résistance de fondations pour au moins quelques portées à partir de la jonction.

6.3.11 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 ou les transformateurs de convertisseur inférieurs. La distance de séparation entre les parafoudres et le point de protection peut imposer 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) est constituée de tensions d'ondulation et peut être substantielle.

Pour le reste des parafoudres de barre de neutre E1, EL, EM, les tensions de fonctionnement sont normalement faibles. À un 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 qui pénètrent dans la barre de neutre et contre les surtensions décrites ci-dessous.

Il convient que ces 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, celle-ci 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, ce qui produit 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 décharge rapide du filtre côté courant continu est suivie d'un courant de défaut plus lent 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. Ce principe est également applicable pour les longues lignes (d'électrode) de terre (normalement pour des distances de plus 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.

Lorsqu'une bobine d'inductance de lissage est fournie dans la barre de neutre, il convient tout particulièrement de veiller à la coordination (tensions de référence et exigences d'énergie) des parafoudres de neutre (EB, E1, EM, EL). Lorsqu'un filtre de blocage de neutre est fourni, il convient également de le prendre en considération pour la coordination du parafoudre.

6.3.12 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 qui pénètrent 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 de lissage 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 de lissage 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.

6.3.13 Parafoudre de filtre côté courant continu (FD)

Les bobines d'inductance de filtrage côté courant continu et les résistances sont protégées par des 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 qui correspondent à la fréquence de résonance de la branche de filtrage concernée. Étant donné que les tensions harmoniques conduisent à des pertes de puissance relativement élevées, elles doivent être prises en considération dans les caractéristiques assignées des parafoudres.

Les cycles 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.

6.3.14 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 l'intermédiaire de 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 l'intermédiaire de la ligne aérienne.

6.4 Stratégie de protection

6.4.1 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.

6.4.2 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 qui circule dans 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.

6.4.3 Isolation protégée par plus d'un parafoudre monté 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 cela est indiqué dans le Tableau 2 et le Tableau 3.

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.

6.4.4 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 cela est indiqué dans le Tableau 2 et le Tableau 3.

6.4.5 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, ce qui contraint la distance d'isolement dans l'air

entre les conducteurs dans le poste extérieur. Habituellement, cette situation 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 exercer une contrainte sur 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.

6.4.6 Résumé de la stratégie de protection

Le Tableau 2 et le Tableau 3 constituent un résumé des protections par parafoudre pour différents points du côté courant continu, fondées respectivement sur les exemples de la Figure 1 et de la Figure 3. Il convient d'établir de tels tableaux à la lumière de la conception spécifique.

Les tableaux considèrent par hypothèse 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 aux bornes de 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 que le niveau de protection aux bornes du pont hexaphasé est V.

Lorsque les valves ne sont pas conductrices, deux cas sont à prendre en considération:

- les chocs de foudre qui proviennent 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 répartis par les capacités dans le circuit, et les contraintes sont plus faibles que dans le cas qui comporte des convertisseurs débloqués;
- les chocs de manœuvre qui proviennent du côté courant alternatif sont des tensions entre phases. Du fait du blocage des valves, il n'existe 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 qui proviennent du côté courant continu sont répartis par l'impédance des valves bloquées, et les contraintes sont plus faibles que dans le cas qui comporte des convertisseurs débloqués.

**Tableau 2 – 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 la bobine d'inductance de lissage	DR	Peut être omise
Côté ligne de barre à courant continu de la bobine d'inductance de lissage	DB, DL/DC	
Côté valve de barre à courant continu de la bobine d'inductance de lissage	(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 A d'un parafoudre transféré vers le côté valve	
NOTE Les nombres () ci-dessus renvoient à des variantes possibles. La variante minimale peut être sélectionnée.		

**Tableau 3 – Protection par parafoudre du côté courant continu:
deux convertisseurs dodécaphasés montés en série (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 2x12	(1) CB + EB (2) CH + CL (3) 4·V	
Entre les bornes de la bobine d'inductance de lissage HT	DR	Peut être omise
Entre les bornes de la bobine d'inductance de lissage BT	EB + E1	Hypothèse très prudente. Peut être réduite
Côté ligne de barre à courant continu de la bobine d'inductance de lissage HT	DB, DL/DC	
Côté valve de barre à courant continu de la bobine d'inductance de lissage	(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 valve de la bobine d'inductance de lissage BT		
Barre de neutre, côté ligne de la bobine d'inductance de lissage 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, groupes dodécaphasés HT et BT, entre phases	Niveau de protection A d'un parafoudre transféré vers le côté valve	
NOTE Les nombres () ci-dessus renvoient à des variantes possibles. La variante minimale peut être sélectionnée.		

6.5 Résumé des événements et des contraintes

Les Articles 5 et 6 fournissent une description des contraintes continues, temporaires, à front lent, à front rapide et à front raide attendues auxquelles le matériel et les parafoudres sont exposés dans une station de conversion à CCHT équipée de convertisseurs commutés par le réseau.

Ces événements et contraintes sont résumés dans le Tableau 4 et le Tableau 5.

Le Tableau 4 est relatif à différentes contingences et aux parafoudres affectés. Le Tableau 5 donne des informations relatives au type de contraintes que les différents parafoudres subissent, et au fait de déterminer si les contraintes de courant ou d'énergie peuvent être ou non significatives pour des contingences et des parafoudres particuliers. Ces informations peuvent être utilisées pour déterminer le modèle de réseau approprié pour des études détaillées.

Tableau 4 – Événements soumettant les parafoudres à des contraintes: un seul convertisseur dodécaphasé (Figure 3)

Événement	Parafoudres (se reporter 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, pont hexaphasé				x	x							
Perte de chemin 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, le cas échéant)□				x	x	x						
Défaut d'écran de la station, barre de neutre (au nœud 8, le cas échéant)							x	x	x			

Il peut ne pas être nécessaire de prendre en considération certains événements en raison d'une trop faible probabilité d'occurrence.

Tableau 5 – 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 la ligne à courant continu			DB, DL/DC, 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 chemin 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, le cas échéant)	V, M, CB, C, B			
Défaut d'écran de la station, barre de pôle (au nœud 8, le cas échéant)	E, EL, EM			
Il peut ne pas être nécessaire de prendre en considération certains événements 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 la détermination des niveaux de protection et des exigences d'énergie des parafoudres de station de conversion à CCHT équipée de convertisseurs commutés par le réseau. 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 inconcevable (6.3.5.3.4). Certains cas de ratés de commutation peuvent être critiques (par exemple, parce qu'ils provoquent des résonances ou dans une situation qui implique 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).

7 Procédure de conception de la coordination de l'isolement

7.1 Généralités

Les principes de la coordination de l'isolement sont décrits à l'Article 5 de l'IEC 60071-11: –.

La procédure de coordination de l'isolement CCHT LCC est recommandée à l'Article 6 de l'IEC 60071-11: –. Les études sont généralement, mais pas nécessairement, fondées sur la détermination et l'évaluation de différents événements transitoires qui affectent les contraintes sur les différents parafoudres en utilisant les méthodes et les outils tels que ceux traités à l'Article 8.

Les paragraphes 7.2 à 7.6 proposent à titre d'exemple plusieurs tableaux pouvant être utilisés aussi bien pour détailler clairement les grandeurs qui doivent être les objectifs de conception que comme modèles de présentation des résultats de conception.

7.2 Exigences relatives aux parafoudres

Le Tableau 6 propose pour chacun des parafoudres, comme cela est référencé à la Figure 3, les différentes exigences dont il convient qu'elles constituent 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 60071-12:2022

Tableau 6 – Exigences relatives aux parafoudres

Identification des parafoudres – référence ^{a, b}	Tensions de régime permanent			Niveaux de protection des parafoudres à des courants coordonnés ^a						Absorption d'énergie
	U_c, U_{ch}	CCOV	PCOV	SIPL		LIPL		STIPL ^c		Cycle de parafoudre
(Voir la Figure 1 et la Figure 3)	kV (efficace)	kV (crête)	kV (pointe)	kV (pointe)	kA (pointe)	kV (pointe)	kA (pointe)	kV (pointe)	kA (pointe)	kJ
I. Section alternative										
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. Poste extérieur 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 reporter à l'Article 3 pour les abréviations et les définitions.										
^a Voir 6.1 pour les informations générales relatives aux formes d'ondes de choc de courant correspondantes.										
^b Voir la Figure 1 pour les références de parafoudres dans une station de conversion à CCHT LCC moderne type. L'agencement réel est spécifique à une conception.										
^c Niveau STIPL pour parafoudres de valves seulement.										

7.3 Surtensions représentatives (U_{rp})

Les surtensions représentatives telles qu'elles sont définies au 6.4 de l'IEC 60071-11: –, qui sont déterminées en prenant en considération les défauts pertinents et en examinant les résultats du calcul, peuvent être présentées comme dans le Tableau 7.

Tableau 7 – Surtensions représentatives et tensions de tenue exigées

Emplacement de l'isolation (Se reporter à la Figure 3)	Surtensions représentatives (U_{rp})			Tensions de tenue exigées (U_{rw})		
	SIPL RSFO	LIPL RFFO	STIPL ^a RSTO ^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 d'unité de conversion HT, 9-G			N/A			N/A
Chaque côté d'unité de conversion BT, 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						
Aux bornes de la bobine d'inductance de lissage, 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

Emplacement de l'isolation (Se reporter à la Figure 3)	Surtensions représentatives (U_{rp})			Tensions de tenue exigées (U_{rw})		
	SIPL RSFO	LIPL RFFO	STIPL ^a RSTO ^a	RSIWV	RLIWV	RSTIWV
	kV	kV	kV	kV	kV	kV
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.						

7.4 Détermination des tensions de tenue de coordination (U_{cw})

Les tensions de tenue de coordination (U_{cw}) sont calculées à partir du facteur de coordination (K_c) et des surtensions représentatives (U_{rp}), ou du facteur de coordination déterministe K_{cd} en lieu et place de K_c (pour des informations détaillées, se reporter au 6.5 de l'IEC 60071-11: –).

7.5 Détermination des tensions de tenue exigées (U_{rw})

Les tensions de tenue exigées du matériel peuvent être obtenues par l'application d'un facteur au niveau de protection correspondant du parafoudre (pour des informations détaillées, se reporter au 6.6 de l'IEC 60071-11: –).

Le Tableau 3 de l'Article 6 de l'IEC 60071-11: – fournit un ensemble de valeurs indicatives pour ce facteur.

7.6 Détermination de la tension de tenue spécifiée (U_w)

Les tensions de tenue spécifiées sont des valeurs supérieures ou égales aux tensions de tenue exigées. Le principe de détermination fait référence au 6.7 de l'IEC 60071-11: –.

8 Outils d'étude et modélisation des réseaux

8.1 Généralités

L'Article 8 traite des méthodes et des outils globaux exigés pour évaluer les caractéristiques de surtension qui peuvent affecter une station de conversion à CCHT et pour dériver les caractéristiques exigées des parafoudres. Les objectifs de ces études, que l'Article 6 traite plus en détail, sont les suivants:

- déterminer les contraintes et les niveaux de protection des parafoudres dans une station de conversion à CCHT;
- former la base pour la coordination de l'isolement des stations de conversion à CCHT;
- dériver les spécifications de tous les parafoudres impliqués.