IEC TR 60919-2

Edition 2.1 2015-06

CONSOLIDATED VERSION

VERSION CONSOLIDÉE

colour inside

Performance of high-voltage direct current (HVDC) systems with line-commutated converters – Part 2: Faults and switching

Fonctionnement des systèmes à courant continu haute tension (CCHT) munis de convertisseurs commutés par le réseau – Partie 2: Défauts et manoeuvres

THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2015 IEC, Geneva, Switzerland

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

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

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

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

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

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

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

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

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished
Stay up to date on all new IEC publications. Just Published details all new publications released. Available online and also once a month by email.

Electropedia - www.electropedia.org
The world's leading online dictionary of electronic and electrical terms containing more than 30 000 terms and definitions in English and French, with equivalent terms in 15 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

IEC Glossary - std.iec.ch/glossary
More than 60 000 electrotechnical terminology entries in English and French extracted from the Terms and Definitions clause of IEC publications issued since 2002. Some entries have been collected from earlier publications of IEC TC 37, 77, 86 and CISPR.

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

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

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

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

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

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished
Restez informé sur les nouvelles publications IEC. Just Published détaille les nouvelles publications parues. Disponible en ligne et aussi une fois par mois par email.

Electropedia - www.electropedia.org
Le premier dictionnaire en ligne de termes électroniques et électriques. Il contient plus de 30 000 termes et définitions en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans 15 langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) en ligne.

Glossaire IEC - std.iec.ch/glossary
Plus de 60 000 entrées terminologiques électrotechniques, en anglais et en français, extraites des articles Termes et Définitions des publications IEC parues depuis 2002. Plus certaines entrées antérieures extraites des publications des CE 37, 77, 86 et CISPR de l'IEC.

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

IEC TR 60919-2

Edition 2.1 2015-06

CONSOLIDATED VERSION

VERSION CONSOLIDÉE

colour inside

Performance of high-voltage direct current (HVDC) systems with line-commutated converters – Part 2: Faults and switching

Fonctionnement des systèmes à courant continu haute tension (CCHT) munis de convertisseurs commutés par le réseau – Partie 2: Défauts et manoeuvres

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

COMMISSION ELECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

ICS 29.200; 29.240.99

ISBN 978-2-8322-2762-6

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.

® Registered trademark of the International Electrotechnical Commission
Marque déposée de la Commission Electrotechnique Internationale

IEC TR 60919-2

Edition 2.1 2015-06

REDLINE VERSION

VERSION REDLINE

colour inside

Performance of high-voltage direct current (HVDC) systems with line-commutated converters –
Part 2: Faults and switching

Fonctionnement des systèmes à courant continu haute tension (CCHT) munis de convertisseurs commutés par le réseau –
Partie 2: Défauts et manoeuvres

CONTENTS

FOREWORD 6
1 Scope 8
2 Normative references 9
3 Outline of HVDC transient performance specifications 9
3.1 Transient performance specifications 9
3.2 General comment 10
4 Switching transients without faults 10
4.1 General 10
4.2 Energization and de-energization of a.c. side equipment 10
4.3 Load rejection 12
4.4 Start-up and shut-down of converter units 13
4.5 Operation of d.c. breakers and d.c. switches 13
5 AC system faults 15
5.1 General 15
5.2 Fault categories 16
5.3 Specification matters affecting transient performance 16
5.3.1 Effective a.c. system impedance 16
5.3.2 Power transfer during faults 16
5.3.3 Recovery following fault clearing 17
5.3.4 Reactive power consumption during fault and post-fault recovery periods 18
5.3.5 Load rejection due to a.c. faults 18
5.3.6 Switching of reactive power equipment 19
5.3.7 Effects of harmonic voltages and current during faults 19
5.3.8 Shift in control modes of operation 19
5.3.9 Power modulation on the HVDC system 20
5.3.10 Emergency power reductions 20
5.4 Specification impact on control strategy 20
6 AC filters, reactive power equipment and a.c. bus faults 22
6.1 General 22
6.2 Transient overvoltages in filter banks 22
6.3 Transient overcurrents in filter and capacitor banks 23
6.4 Capacitor unbalance protection 23
6.5 Examples of protection of filters and capacitor banks 24
6.6 Shunt reactor protection 25
6.7 AC bus protection 25
7 Converter unit faults 27
7.1 General 27
7.2 Short circuits 27
7.3 Failure of converter unit to perform its intended function 29
7.3.1 General 29
7.3.2 Rectifier operation 29
7.3.3 Inverter operation 29
7.4 Converter unit protection 30
7.4.1 Converter differential protection 30
7.4.2 Overcurrent protection 30

7.4.3 AC overvoltage protection 30
7.4.4 Protection against large delay angle operation 30
7.4.5 Commutation failure protection 30
7.4.6 Thyristor valve protections 30
7.4.7 Transformer protection 30
7.4.8 Transformer tap-changer unbalance protection 31
7.4.9 AC connection earth fault protection 31
7.5 Additional protection aspects of series connected converter units 31
7.6 Additional protection aspects of parallel connected converter units 31
8 DC reactor, d.c. filter and other d.c. equipment faults 34
8.1 General 34
8.2 Fault types 34
8.3 Protection zones 34
8.4 Neutral protection 35
8.4.1 General 35
8.4.2 Neutral fault detection 35
8.4.3 Neutral bus fault isolation 35
8.4.4 Bipolar neutral bus faults 35
8.5 DC reactor protection 35
8.6 DC harmonic filter protection 36
8.6.1 General 36
8.6.2 Filter bank fault protection 36
8.6.3 DC filter capacitor unit protection 37
8.7 DC harmonic protection 37
8.8 DC overvoltage protection 37
8.9 DC side switching protection 37
9 DC line faults 39
9.1 Overhead line faults 39
9.2 Cable faults 40
9.3 DC fault characteristics 40
9.4 Functional d.c. fault detection requirements 41
9.5 Protective sequence 41
9.5.1 Overhead line faults 41
9.5.2 Faults in cable systems 41
9.5.3 Faults in an overhead line/cable system 41
9.5.4 Faults in one of a system of parallel-connected cables 41
9.5.5 Fault in a system of parallel overhead lines 42
9.6 Fault protection schemes 42
9.7 Open circuit on the d.c. side 43
9.8 Power line cross protection 43
10 Earth electrode line faults 43
10.1 General 43
10.2 Specific requirements – Earth electrode line 43
10.3 Electrode line supervision 44
11 Metallic return conductor faults 44
11.1 Conductor for the return circuit 44
11.2 Metallic return faults 44
11.3 Fault detection – Metallic return 45

11.4 Metallic return fault protection systems 45
12 Insulation co-ordination – HVDC systems 48
12.1 General 48
12.2 Protection schemes using surge arresters 48
12.3 Switching overvoltages and temporary overvoltages on the a.c. side 49
12.4 Switching overvoltages and temporary overvoltages on the d.c. side 49
12.5 Lightning and steep fronted surges 49
12.6 Protective margins 50
12.7 Arrester duties 51
12.7.1 AC bus arresters (A_1, A_2 and A_3) 51
12.7.2 Arrester across filter reactors (FA) 51
12.7.3 Valve arresters (V) 52
12.7.4 Mid-point d.c. bus arrester (M) 52
12.7.5 Converter unit d.c. bus arresters (CB) and converter unit arresters 52
12.7.6 DC bus and d.c. line arresters (DB and DL) 52
12.7.7 Neutral bus arresters (E_1 and E_2) 53
12.7.8 DC reactor arrester (R) 53
12.7.9 DC filter arresters (FD) 53
12.8 Prevention of protective relay action due to arrester currents 53
12.9 Insulation clearances 53
12.10 Creepage distances for the insulation 53
12.10.1 Outdoor insulation 53
12.10.2 Indoor insulation 54
13 Telecommunication requirements 57
13.1 General 57
13.2 Specific requirements - Telecommunication systems 57
13.3 Consequence of telecommunication system outages 58
13.4 Special considerations for power line carrier (PLC) systems 58
14 Auxiliary systems 59
14.1 General 59
14.2 Electrical auxiliary systems 59
14.2.1 General requirements 59
14.2.2 Specific requirements 60
14.3 Mechanical auxiliary systems 60
Bibliography 62

Figure 1 – DC-side switches for an HVDC substation with series-connected converter unit 15
Figure 2 – Example of voltage dependent control characteristics 21
Figure 3 – Example of arrangement of a.c. filters and capacitor and reactor banks for large bipolar HVDC 25
Figure 4 – Example of current transformer arrangements for a.c. filters and a.c. bus differential protections 26
Figure 5 – Example of restricted ground fault protection of filter 26
Figure 6 – Example of current transformers arrangement for capacitor bank unbalance protection and overload protection of double tuned filter arm 27
Figure 7 – Examples of a.c. phase short circuits, pole short circuits and faults in a twelve-pulse converter unit 33

Figure 8 – Protection zones in series-connected converter units 33
Figure 9 – Protection zones in parallel-connected converter units 34
Figure 10 – Example of d.c. protection zones for series-connected converter units 38
Figure 11 – Example of d.c. protection zones for parallel-connected converter pole 39
Figure 12 – Monopolar metallic return system showing metallic return transfer breaker (MRTB) 46
Figure 13 – Monopolar operation of a bipolar system during converter pole outages 46
Figure 14 – DC current flowing into an a.c. system during a fault on a metallic return conductor when the HVDC substation mat is used for grounding of the d.c. circuit 46
Figure 15 – Earth current flowing during line faults 47
Figure 16 – Example of metallic return fault detection system by means of auxiliary a.c. signal 47
Figure 17 – Example of use of MRTB to quench fault to earth on metallic return conductor 48
Figure 20 –Example of an arrester protection arrangement for a capacitor commutated converter HVDC substation 55
Figure 21 – Example of an a.c. arrester protection arrangement for an HVDC substation 56
Figure 22 – Example of an arrester protection scheme in a HVDC substation with series-connected converters 56

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

PERFORMANCE OF HIGH-VOLTAGE DIRECT CURRENT (HVDC) SYSTEMS WITH LINE-COMMUTATED CONVERTERS –

Part 2: Faults and switching

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.

DISCLAIMER
This Consolidated version is not an official IEC Standard and has been prepared for user convenience. Only the current versions of the standard and its amendment(s) are to be considered the official documents.

This Consolidated version of IEC TR 60919-2 bears the edition number 2.1. It consists of the second edition (2008-11) [documents 22F/160/DTR and 22F/165/RVC] and its amendment 1 (2015-06) [documents 22F/344/DTR and 22F/345A/RVC]. The technical content is identical to the base edition and its amendment.

In this Redline version, a vertical line in the margin shows where the technical content is modified by amendment 1. Additions and deletions are displayed in red, with deletions being struck through. A separate Final version with all changes accepted is available in this publication.

The main task of IEC technical committees is to prepare International Standards. However, a technical committee may propose the publication of a technical report when it has collected data of a different kind from that which is normally published as an International Standard, for example "state of the art".

IEC 60919-2, which is a technical report, has been prepared by subcommittee 22F: Power electronics for electrical transmission and distribution systems, of IEC technical committee 22: Power electronic systems and equipment.

This edition includes the following main changes with respect to the previous edition:

a) this report concerns only line-commutated converters;
b) significant changes have been made to the control system technology;
c) some environmental constraints, for example audible noise limits, have been added;
d) the capacitor coupled converters (CCC) and controlled series capacitor converters (CSCC) have been included.

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

A list of all parts of the IEC 60919 series, under the general title: *Performance of high-voltage direct current (HVDC) systems with line-commutated converters*, can be found on the IEC website.

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

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

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

PERFORMANCE OF HIGH-VOLTAGE DIRECT CURRENT (HVDC) SYSTEMS WITH LINE-COMMUTATED CONVERTERS –

Part 2: Faults and switching

1 Scope

This part of IEC 60919 which is a technical report provides guidance on the transient performance and fault protection requirements of high voltage direct current (HVDC) systems. It concerns the transient performance related to faults and switching for two-terminal HVDC systems utilizing 12-pulse converter units comprised of three-phase bridge (double way) connections but it does not cover multi-terminal HVDC transmission systems. However, certain aspects of parallel converters and parallel lines, if part of a two-terminal system， are discussed. The converters are assumed to use thyristor valves as the bridge arms, with gapless metal oxide arresters for insulation co-ordination and to have power flow capability in both directions. Diode valves are not considered in this report.

Only line-commutated converters are covered in this report, which includes capacitor commutated converter circuit configurations. General requirements for semiconductor line-commutated converters are given in IEC 60146-1-1, IEC 60146-1-2 and IEC 60146-1-3. Voltage-sourced converters are not considered.

The report is comprised of three parts. IEC 60919-2, which covers transient performance, will be accompanied by companion documents, IEC 60919-1 for steady-state performance and IEC 60919-3 for dynamic performance. An effort has been made to avoid duplication in the three parts. Consequently users of this report are urged to consider all three parts when preparing a specification for purchase of a two-terminal HVDC system.

Readers are cautioned to be aware of the difference between system performance specifications and equipment design specifications for individual components of a system. While equipment specifications and testing requirements are not defined herein, attention is drawn to those which could affect performance specifications for a system. Note that detailed seismic performance requirements are excluded from this technical report. In addition, because of the many possible variations between different HVDC systems, these are not considered in detail. Consequently this report should not be used directly as a specification for a specific project, but rather to provide the basis for an appropriate specification tailored to fit actual system requirements for a particular electric power transmission scheme. This report does not intend to discriminate the responsibility of users and manufacturers for the work specified.

Terms and definitions for high-voltage direct current (HVDC) transmission used in this report are given in IEC 60633.

Since the equipment items are usually separately specified and purchased, the HVDC transmission line, earth electrode line and earth electrode are included only because of their influence on the HVDC system performance.

For the purpose of this report, an HVDC substation is assumed to consist of one or more converter units installed in a single location together with buildings, reactors, filters, reactive power supply, control, monitoring, protective, measuring and auxiliary equipment. While there is no discussion of a.c. switching substations in this report, a.c. filters and reactive power sources are included, although they may be connected to an a.c. bus separate from the HVDC substation.

2 Normative references

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

IEC 60146-1-1, *Semiconductor converters – General requirements and line commutated converters – Part 1-1: Specifications of basic requirements*
Amendment 1 (1996)

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

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

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

IEC 60071-1, *Insulation co-ordination – Part 1: Terms, definitions, principles and rules*

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

IEC TR 60919-1:~~2005~~ 2010, *Performance of high-voltage direct current (HVDC) systems with line-commutated converters – Part 1: Steady-state conditions*
Amendment 1:2013

IEC TR 60919-3:2009, *Performance of high-voltage direct current (HVDC) systems with line-commutated converters – Part 3: Dynamic conditions*

3 Outline of HVDC transient performance specifications

3.1 Transient performance specifications

A complete performance specification related to transient performance of an HVDC system during faults and switching should also include fault protection requirements.

These concepts are introduced at the appropriate locations in the following transient performance and related clauses:

– Clause 4 – Switching transients without faults
– Clause 5 – AC system faults
– Clause 6 – AC filter, reactive power equipment and a.c. bus faults
– Clause 7 – Converter unit faults
– Clause 8 – DC reactor, d.c. filter and other d.c. equipment faults
– Clause 9 – DC line faults
– Clause 10 – Earth electrode line faults
– Clause 11 – Metallic return conductor faults
– Clause 12 – Insulation co-ordination - HVDC systems
– Clause 13 – Telecommunication requirements
– Clause 14 – Auxiliary systems

Discussion in the following clauses on the d.c. line, earth electrode line and earth electrode is limited to the relationships between these and either the transient performance or protection of HVDC converter stations.

3.2 General comment

In general, control strategies can be used to minimize the effect of disturbances, but when the safety of equipment depends on their correct performance, this should be identified.

4 Switching transients without faults

4.1 General

This clause deals with the transient behaviour of the HVDC system during and after switching operations both on the a.c. and the d.c. sides of converter substations, and is not related to equipment or line faults which are treated in the following clauses of this report.

Switching operations without faults can be classified as follows:

a) energization and de-energization of a.c. side equipment such as converter transformers, a.c. filters, shunt reactors, capacitor banks, a.c. lines, static var compensators (SVC), and synchronous compensators;

b) load rejection;

c) starting and removal from service of converter units;

d) operation of d.c. breakers and d.c. switches for paralleling of poles and lines; connection or disconnection of d.c. lines (poles), earth electrode lines, metallic return paths, d.c. filters, etc.

4.2 Energization and de-energization of a.c. side equipment

During the operating life of an HVDC transmission system, energization and de-energization of converter transformers, a.c. filters, shunt reactors, capacitor banks, SVCs, and other equipment may occur many times. Depending on the characteristics of the a.c. system and the equipment being switched, resulting current and voltage stresses will be imposed on equipment being switched and generally impinge as well on part of the overall a.c. system.

The overvoltages and overcurrents which are critical for plant design are usually due to faults (Clauses 5 to 9), and not to normal switching operations. Nevertheless, they are discussed here for completeness. They are relevant in consideration of disturbances to a.c. system voltages.

Filter switching will also result in transient distortion of the bus voltage. This could disturb the commutation process and in a weak system could lead to commutation failure.

Thus equipment switching should be investigated to:

– determine critical a.c. network and equipment conditions which may contribute to such abnormal stresses and actions which may be taken to mitigate them;

– design the equipment;

– verify arrester duties.

Transients occur routinely when filters and capacitor banks are switched as necessary to control harmonic interference and steady-state terminal voltages.

Because of the frequency of occurrence of switching overvoltages it is generally desirable that the overvoltage protective devices do not absorb appreciable energy during such operations. For example the amplitudes of overvoltages arising from routine switching operations can be

minimized by the use of suitable resistors incorporated in the circuit-breakers associated with filters and capacitor banks or by synchronizing the closing of the circuit-breakers. This can also reduce the possibility of inverter commutation failures. The HVDC control system can also be used effectively to damp certain overvoltages.

Restrike-free switching devices should be used for capacitor switching to avoid onerous overvoltages from restriking which otherwise could occur when disconnecting filters or capacitor banks.

Transformer energization inrush currents can cause an undesirable interaction in the a.c. and d.c. systems. When disconnecting a converter transformer from the a.c. network, the transformer should be disconnected maintaining the a.c. filters connected in parallel if possible, instead of disconnecting the transformer alone or by using synchronizing devices. In that way, residual saturation will be decreased, and inrush currents would be reduced. After some hundreds of milliseconds the filters could be disconnected from the transformer.

To reduce inrush currents, typical control measures include circuit-breaker pre-insertion resistors, using the synchronized circuit-breaker, or setting of the transformer on-load tap changers at their highest tap changer positions. Highest tap changer position refers to the tap changer position with highest number of winding turns. Synchronization requires switching at an optimum instant in each phase, i.e. breaker closing 90 degrees after voltage zero crossing. This implies that the three poles of a circuit-breaker cannot switch simultaneously. For breakers with one-pole operating mechanisms (and thus a separate synchronizing unit), this is not a problem. The synchronizing unit is simply programmed to give switching orders suitably separated in time to the poles. ~~Some breakers with three-pole operating mechanism can also be used for synchronized switching if the operating mechanism can be arranged to give a mechanical time delay.~~ However it should also be noted that saturation of already energized converter transformers can arise from energization of another transformer in the converter station or from switching of an SVC.

Also the application of low order harmonic filters can be helpful in reducing the problems with inrush currents. The effectiveness of such measures depends largely on the system and pertinent equipment characteristics. In addition, the response of the a.c. system can be sensitive to the number of converter transformers already energized, especially if they are not yet loaded as for series connections of multiple converter units.

Energization of capacitor and filter banks changes the system impedance characteristic. In case of system with relatively small short circuit capacity, adding capacitive component shifts high impedance peak of frequency-impedance curve to lower frequency side. If the high impedance peak becomes closer to second harmonic, severe overvoltages could be presumed during faults. To mitigate such situation, damping resister could be added to capacitors.

The energization of capacitor and filter banks produces oscillations between these elements and the rest of the network. Again, depending on the size of the banks and the network characteristics, switching overvoltages can appear along with overcurrents in the already energized a.c. system components.

Attention should be paid to the possibility of damage to the capacitors during re-energization of capacitors because of trapped charges in the capacitors from a preceding opening operation. Measures may be necessary for discharging them before reclosing if their internal discharge resistors are not sufficiently effective within the desired switching time. Alternatively, a longer switching time may be necessary.

Energization of filters excites the frequencies to which they, in combination with the a.c. network, are tuned. Also switching out of filter and capacitor banks can cause the a.c. system voltage to oscillate.

SVCs can be provided to stabilize the voltage and control temporary overvoltages. Energization of SVCs should be such as to produce a light or even no transient in the system voltage. Most of them have an active control which can be used to accomplish this objective.

Connection or disconnection of shunt reactors and capacitors produces change in a.c. voltage. Size and operation of this equipment should be specified so as to limit switching-caused voltage changes to acceptable levels.

Energization and de-energization of a.c. transmission lines connected to HVDC sub-stations generate voltage transients as well, which should be taken into account. These operations change the a.c. harmonic impedances which also influence the transient harmonic effects.

Synchronous compensators can produce voltage transients when started and operated as induction motors, drawing reactive power and reducing the system voltage. This aspect of their performance should be carefully examined.

A table of acceptable levels of temporary or transient overvoltages and overcurrents during switching operations of the various system components or preferably a diagram of the expected transient overvoltage and overcurrent levels versus time should be developed for the specifications.

Related to the foregoing, information about the electrical characteristics of the a.c. system and its future development as complete as possible should also be supplied in the specifications. Relevant operating criteria along with existing and expected a.c. overvoltage levels should also be shown.

The desired performance of the HVDC substations under the transient conditions described in the foregoing subclauses should be stated for both switching in and out of the various components.

Overvoltage performance for the HVDC link should be co-ordinated with the actual performance characteristics of the existing a.c. network with which it is to be integrated.

4.3 Load rejection

Sudden reductions of transmitted power over the HVDC link without occurrence of faults could take place:

– due to unintentional tripping of the a.c. circuit-breakers at either terminal;
– due to blocking and bypass of converter units as a consequence of control system action;
– due to loss of generation and for a multitude of other possible causes.

Voltage levels on the a.c. system would rise primarily because of the consequent excess of reactive power compensation at the HVDC substation. Resonant conditions can be reached due to saturation of the power transformers and resonances between transformers, filters and the a.c. network. These overvoltage effects can be accentuated by frequency deviations in the a.c. system.

Special care shall be taken for the case that the inverter becomes isolated from the a.c. system with only the filters and shunt capacitor banks connected to it.

For this contingency, the inverter shall be blocked and bypassed to prevent overvoltage-caused damage to the filter components or the a.c. side arresters or the valve arresters. Opening of the remote end circuit-breakers, for a system with a single or only a few lines connecting the inverter to the a.c. system shall be taken into account in the design of the protective scheme.

Load rejection transients following system faults are discussed in 5.3.5.

Acceptable load rejection-caused overvoltages, in terms of amplitudes and durations should be specified particularly if the resulting stresses are expected to be greater than those discussed in 4.2.

Suitable operating strategies to return to normal operating conditions should be developed. Among the procedures for achieving this are controlling the converter units still in service to regulate the system voltage or switching in reactors or by removal of capacitor or filter banks. If capacitor or filter banks are to be switched under overvoltage conditions this shall be taken into account when fixing the associated circuit-breaker ratings and capabilities. In cases when an existing circuit-breaker of inadequate capacity could be called on to perform this duty, its operation should be inhibited and other means used to reduce overvoltages.

When converters are to be used for voltage control, consideration should be given to the design and manufacture of the valves for operation at large delay angles.

The extent to which converter measures can be used for reducing a.c. system overvoltage will depend on the requirements for continuity of supplied power to satisfy the a.c. system dynamic performance.

Other means, such as switched capacitors or reactors, synchronous compensators, SVCs, special metal oxide (MO) temporary overvoltage absorbers (TOV), etc. may need to be used to limit overvoltages to acceptable levels and to achieve the desired converter performance.

As in most system design decisions, economics will play a major role. However, trade-offs may be necessary between cost and system performance.

4.4 Start-up and shut-down of converter units

Normal operator-initiated start-up and shut-down procedures for an HVDC pole should be established.

Start-up and shut-down of series-connected converter units is performed by the control system sometimes in conjunction with the operation of switching devices in parallel with the converter units. For this purpose normally an automatic sequence is followed in which a valve bypass path within the bridge is activated before the opening or closing of the bypass switch.

For this procedure any special requirements or constraints such as the maximum allowable a.c. bus voltage variation, special interlock requirements or maximum variation in transmitted power, etc., should be specified.

Whether the system is to be operated with a smaller number of converters than in the ultimate configuration, particularly during the development stages of the project, should be noted.

4.5 Operation of d.c. breakers and d.c. switches

Switching devices have been used on the d.c. side of HVDC transmission systems for several functions as follows:

– by-pass and disconnect converter units;
– connect or disconnect the substation pole to the earth electrode line in bipolar links;
– connect poles or bipoles in parallel, including polarity reversal;
– switch the neutral bus-bar;
– connect or disconnect the d.c. line;
– connect or disconnect d.c. filters;
– connect d.c. filters in parallel during monopolar operation.

They can be classified with respect to various aspects. Figure 1 gives an example of switching device arrangements on the d.c. side of a converter substation with the following meanings:

– current commutating switches (S);
– disconnectors (D);
– earthing switches (E).

Distinctions should be made between:

– devices which are used for opening at zero current, even though they may have limited making and breaking capability;
– devices which are able to transfer the current from one current path to a parallel one; such devices shall have an adequate energy absorption capability for the expected current interruption during the transfer;
– and d.c. breakers which are able to interrupt any d.c. current within their ratings and withstand the following recovery voltage.

In the future, d.c. breakers may be used in order to allow an unrestricted paralleling or de-paralleling of substation or d.c. line poles. A special application of the d.c. breaker is the metallic return transfer breaker (MRTB).

Zero current operated switches and d.c. circuit-breakers with a current interrupting capability not exceeding the load current shall be co-ordinated with the control system actions under both fault conditions and during operating sequences. For example, substation or line pole paralleling and de-paralleling operations require the opening and closing of various switches.

These operations initiate a wide variety of voltage and current transients and such functions are performed during established operating sequences as determined by the d.c. controls.

Thus, the transients depend on the control system, on the switch operating times and the a.c. and d.c. system electrical characteristics.

For a two-terminal system where reliability requirements are stringent, the use of d.c. circuit-breakers offers the possibility of enhancing transmission reliability and availability by the use of transmission lines in parallel and sectionalized along their routes. This would permit isolation of one of the parallel lines or line sections either in the case of a permanent fault or for operating needs without even a momentary shut-down of the d.c. transmission.

Thus maximum transmission capability within the thermal limits of the remaining healthy circuit could be maintained. Of course, selective protections as in the case of parallel a.c. lines would need to be used.

The operating characteristics including speed requirements should be determined and specified for all switches and circuit-breakers required for the contemplated HVDC transmission.

When specifying d.c. switching devices, the following duties shall be defined:

– the function within the HVDC substation;
– modes of operation;
– operation time requirements;
– continuous current;
– current on opening;
– current on closing;
– voltage on opening;

– voltage across open contacts;
– voltage to earth in the closed and in the open position;
– maximum energy absorption for one commutation (or for two or more commutations depending on rating criteria);
– lightning impulse withstand level to earth;
– lightning impulse withstand level across open breaker;
– switching impulse withstand level to earth;
– switching impulse withstand level across open breaker.

In the event of a low impedance fault to earth on the d.c. side of one pole, at least one neutral switch should be able to transfer the current injected into the earth from the operating pole.

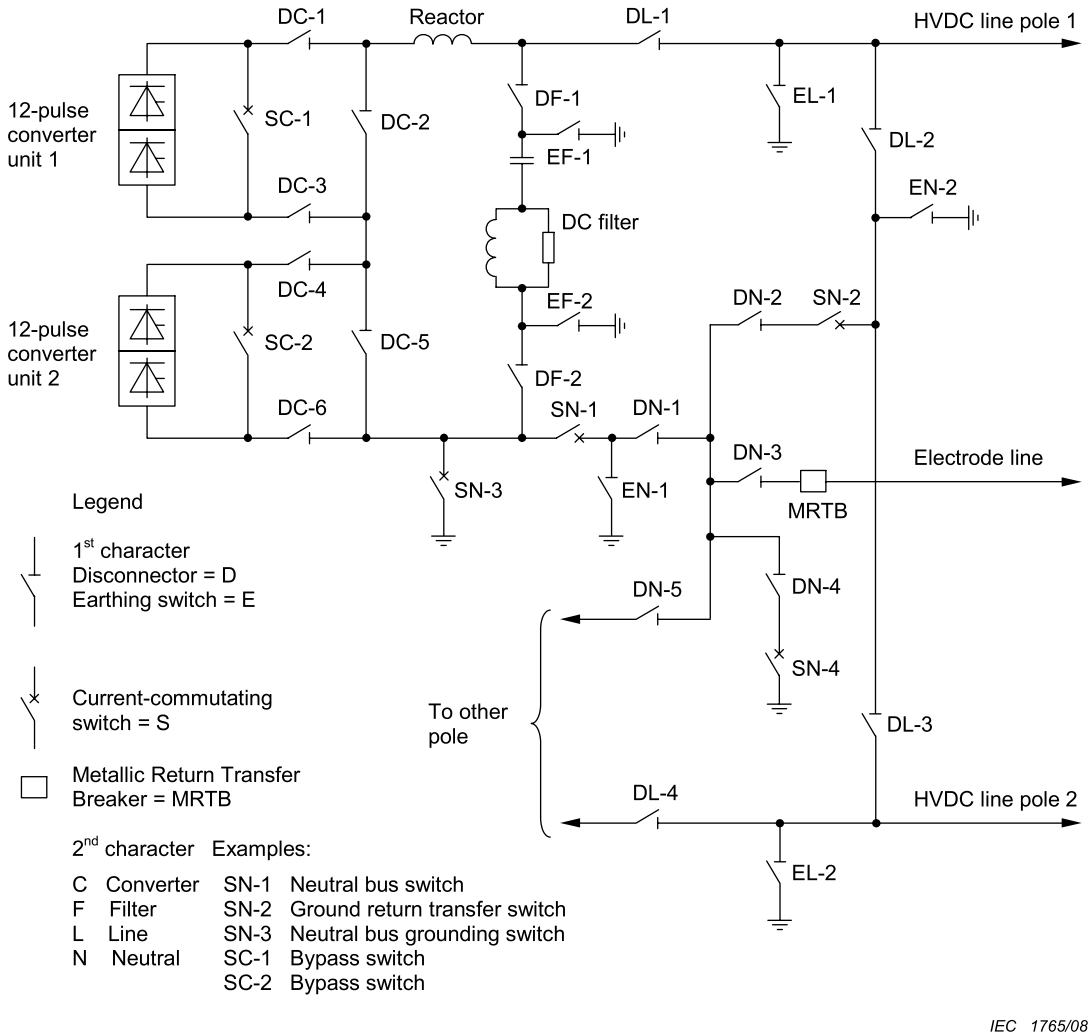


Figure 1 – DC-side switches for an HVDC substation with series-connected converter unit

5 AC system faults

5.1 General

Transient performance of an HVDC system during a.c. system faults and during the recovery period immediately following fault clearing are important considerations in the specification and design of such a system. Recovery performance as influenced by implementation of

specific control strategies will directly affect the ratings of the HVDC equipments, the connected a.c. substation facilities and the connected a.c. network response.

5.2 Fault categories

The following a.c. faults should be considered when preparing an HVDC system specification:

– sending end (rectifier) and receiving end (inverter) faults for each power flow direction;
– three-phase to earth and single-phase-to-earth faults at the HVDC substations;
– a.c. faults remote from the HVDC substations; reclosing practices should be considered;
– various faults as above in a.c. or d.c. lines in cases where there is a parallel a.c. line closely coupled to the d.c. line. The extreme case of this type is a flashover from an a.c. to a d.c. conductor where a.c. and d.c. lines cross.

HVDC specifications concerning transient performance during and after a.c. system faults should consider all affected areas of the d.c. and a.c. system operation and equipment ratings. To achieve an optimum balance between total system costs and performance, trade-offs should be considered in the HVDC specifications.

Characteristics that influence transient performance during and after a.c. system faults are discussed in the following paragraphs.

5.3 Specification matters affecting transient performance

5.3.1 Effective a.c. system impedance

In its simplest form effective a.c. system impedance is usually expressed as the short-circuit-ratio (SCR), that is, the ratio of the a.c. system short-circuit MVA to converter d.c. power (MW) rating.

However, SCR is more precisely expressed as a.c. system admittance on a base of rated d.c. power and a.c. voltage. This is defined at system frequency and should include an angle. For many studies the total admittance seen by the converter is relevant, including that of filters and other reactive power elements connected to the HVDC substation a.c. bus; this is known as effective short-circuit ratio (ESCR). Most significant are the impedances at the low-order harmonic frequencies.

SCR as defined here differs from the ratio RSC defined in IEC Publication IEC 60146-1-1 where the base is the rated MVA of the converter.

Transient fault performance factors affected by the SCR are:

a) power transfer during faults to maintain stable operation without commutation failures;
b) recovery time, especially for inverter end faults;
c) control of post-fault recovery voltages within acceptable limits;
d) possible low frequency resonance conditions, i.e., < 5th harmonic;
e) temporary overvoltages.

All of these factors become more pronounced with increases in the a.c. system impedance and phase angle.

5.3.2 Power transfer during faults

The HVDC system may be sensitive to relatively remote a.c. system faults where a.c. voltage changes at the HVDC a.c. buses are not large.

Voltage depression and distortion associated with a.c. faults affect the delay angles of the converters and cause a reduction in the transmitted d.c. power. For remote three-phase faults the power loss is essentially proportional to the a.c. voltage drop, down to a level of d.c. voltage where some form of voltage dependent control possibly needs to be imposed, as discussed in the following paragraphs. A further power reduction can take place as a result of a control mode shift as described in 5.3.8.

Voltage dependent control provides a means to modify the current limits or orders of the converters at each terminal in a co-ordinated manner without loss of current margin. The d.c. voltage at each end represents a common signal to both the rectifier and inverter terminals for co-ordination without the necessity for other communications. There are a variety of such controls; an example characteristic is shown in Figure 2.

In case the converters are used for reactive power control, the input voltage for the voltage dependent control should be the a.c. bus voltage.

System studies should be made to determine optimum settings for d.c. or a.c voltage thresholds, current limits, and time constants or ramp rates, if any, for each system.

For a.c. single phase-to-earth faults to or near the rectifier terminal, the reduction in power transfer for modern converters is also approximately proportional to the average a.c. voltage drop, since delay angle unbalance can be readily incorporated to compensate for large a.c. voltage dissymmetries.

On the other hand, for most inverter control strategies using equidistant firing schemes, the earliest firing time which is set to minimize commutation failures, fixes the firing time for all valves. This control action in conjunction with voltage dependent control normally results in minimum power transfer during a.c. single-phase inverter end faults. Strategies that transfer to individual-phase control operation during inverter end a.c. line-to-earth faults offer one means for increasing the power transfer from the aforementioned minimum without experiencing an excessive number of commutation failures.

To achieve both stable power transfer as much as possible and avoiding commutation failure during faults, optimized control of margin angle can be applied. For example, direct or indirect margin angle detection of the thyristor valve can be implemented and applied to closed loop margin angle control. If system requires, these function can be specified.

Power transfers achievable under a.c. fault conditions depend largely on the characteristics of the HVDC system under consideration and therefore can best be determined by digital and/or simulator studies.

5.3.3 Recovery following fault clearing

The recovery time can be defined as that time required after the fault clearing for the HVDC system to recover to a specified level of the prefault power, typically to 90 %, with the overshoot and settling time being specified.

HVDC system recovery times can be fast, e.g. 50 ms to 100 ms, with modern control systems for all non-permanent a.c. faults at the rectifier or inverter for low impedance a.c. systems. In practice however many HVDC systems being designed or installed are connected to high impedance a.c. systems at either HVDC substation. In such case, recovery times can be several times longer than for HVDC systems connected to low impedance a.c. systems. Long recovery times can also be expected for HVDC systems making use of long d.c. cables and very long d.c. overhead lines.

Recovery time settings shall take into consideration the a.c. system stability characteristics for both primary and possible backup fault clearing times.

However factors such as the necessity to minimize commutation failures or post fault recovery voltages often influence the actual recovery time implemented in a d.c. system control strategy.

Recovery can often be improved by maintaining, if possible, the d.c. current flowing even at a reduced magnitude by firing the valves during severe a.c. single-phase-to-earth and three-phase faults. Valve firing during the period of the fault or resumption of firing immediately upon fault clearing can also reduce the magnitude of recovery voltages and improve stability.

Specifications should indicate the expected duration of single-phase-to-earth and three-phase faults, including most likely backup clearing times, for which fast recovery capability of the HVDC system should be provided. This is important because some valves shall be designed with sufficient energy storage for the gating circuits to ride through expected fault periods.

5.3.4 Reactive power consumption during fault and post-fault recovery periods

Reactive power consumption of the HVDC substation during and after a.c. faults depends on its control strategy. Voltage dependent current limits with tailored characteristics are often utilized to modify the reactive power consumption as a function of voltage and to improve the inverter's ability to recover without commutation failures.

Strategies may be adopted for the remote unfaulted HVDC substation and where practical at the faulted substation to continue reactive power consumption or voltage support at a level to maintain a.c. bus voltages within prescribed limits.

During commutation failures, significant variations occur in reactive power flow. Persistent commutation failure in converters followed by protective action result in reactive power flow being rejected into the a.c. system which can lead to substantial overvoltages on high impedance systems.

HVDC system studies are important to determine the required means to control voltages at the a.c. bus and to maintain commutation as well as stability of the interconnected a.c. networks.

5.3.5 Load rejection due to a.c. faults

Fault conditions which can result in converter blocking, tripping of loads, failures to deblock upon clearing of three-phase faults and severe commutation failures, all result in forms of load rejection which can initiate large temporary overvoltages, ferroresonance, and a.c. system instabilities which can cause system collapse.

In addition on some a.c. systems careful attention shall be given to the possibility of large d.c. load rejections leading to self-excitation of generators or synchronous compensators at or electrically near the HVDC substation.

Load rejection overvoltages will have a direct impact on ratings of the HVDC equipment.

Studies should be carried out to assess:

– the extent to which existing equipment in the a.c. network can withstand these overvoltages and to design necessary corrective measures;
– design requirements for the HVDC substation equipment including any needed a.c. protection to satisfactorily withstand such load rejection overvoltages.

While not blocking, the converter can be used to help limit overvoltages. However consideration shall be given to the possibility of converter blocking during a.c. system faults with subsequent failures to recover. Such contingencies may indicate the need for other

measures such as high speed switching devices for reactive power equipment, static var compensators (SVC), low order damped filters or protective energy dissipation devices to control load rejection overvoltages.

The specifications should state the acceptable overvoltage magnitudes and durations for the above contingencies.

5.3.6 Switching of reactive power equipment

Switching of reactive power equipment such as a.c. filters and shunt capacitor and shunt reactor banks is a common strategy at the a.c. terminals of HVDC substations for control of harmonic interference and steady-state terminal voltages, the latter as a function of a.c. system loading or of the primary a.c. system voltage.

When specifying the switching device to switch filters, shunt reactors or shunt capacitor banks, attention shall be given not only to the normal steady-state interrupting capability and speed, but also to the overvoltage requirements which may result from a.c. fault clearing and large load rejection.

Further complications may become apparent if an existing reactive power switching device is inadequate for safe interruption during temporary load rejection overvoltages, in which case provision shall be made for a backup breaker of adequate capacity to enable disconnection of excess reactive power sources.

~~Another consideration is that the use of switching devices can result in objectionably long restart times for the HVDC system if the switched reactive power equipment must be reinserted before the HVDC system may be loaded to prefault levels.~~

5.3.7 Effects of harmonic voltages and current during faults

Multiple cycle commutation failures or misfires occurring during an a.c. fault or the recovery period may cause currents and voltages at low-order non-characteristic harmonics and excite other frequencies, on the a.c. and d.c. sides. These may temporarily excite resonances in the a.c. or d.c. systems, but the resulting currents and voltages normally are not excessive, partly because of the damping provided by modern control systems. However, such effects should be studied to check the effect on, for example, filter transient ratings, and possible misperformance of a.c. system protective relays.

If the d.c. side is resonant at the fundamental frequency, saturation of the converter transformers can occur. This would add to any second harmonic on the primary and cause possible system instability. Also an a.c. single-phase-to-earth fault near the rectifier terminal injects large second harmonic voltages on the d.c. side that will remain as long as firing continues. Because of these considerations it is advisable to study carefully the possibility of any resonance of the d.c. line to this harmonic.

Harmonics generated during faults should be taken into account in the design ratings for the a.c. filters and in determining the inverter's ability to commutate during fault recovery periods.

A further problem which should be carefully examined is possible misoperation of the a.c. protection due to low order harmonics during a.c. faults. In this case that digital type relays were used, misoperation could be prevented for some degree of harmonic component. However, it should be taken into account that existing relays of old type do not have immunity to harmonics.

5.3.8 Shift in control modes of operation

Changes in operating modes, that is, to power or current control mode for example, may be necessary during a.c. fault conditions. Shifts from rectifier current control to inverter current

control lead to a power reduction that require a current order adjustment to correct for the power loss. Also co-ordination of current margins with and without end-to-end communications and changes in reactive power demands with current margin correction should be investigated.

In some high impedance a.c. systems, unstable operations during fault-initiated transients can appear in the power control mode unless a switchover is made to current control, or the power control mode is made to assume constant current control mode characteristics.

5.3.9 Power modulation on the HVDC system

AC system transient stability and HVDC fault recovery performance sometimes can be improved by the use of power, direct current or direct voltage modulation. This option will be discussed in IEC 60919-3.

5.3.10 Emergency power reductions

During fault conditions resulting in critical a.c. line outages, capability for emergency power reductions or even power reversals may be required as a contingency option to mitigate a.c. system instability. The specifications should consider the impact of such control actions on:

– possible overvoltages or destabilization of the a.c. system connected to the opposite end substation as a result of the partial load rejection;

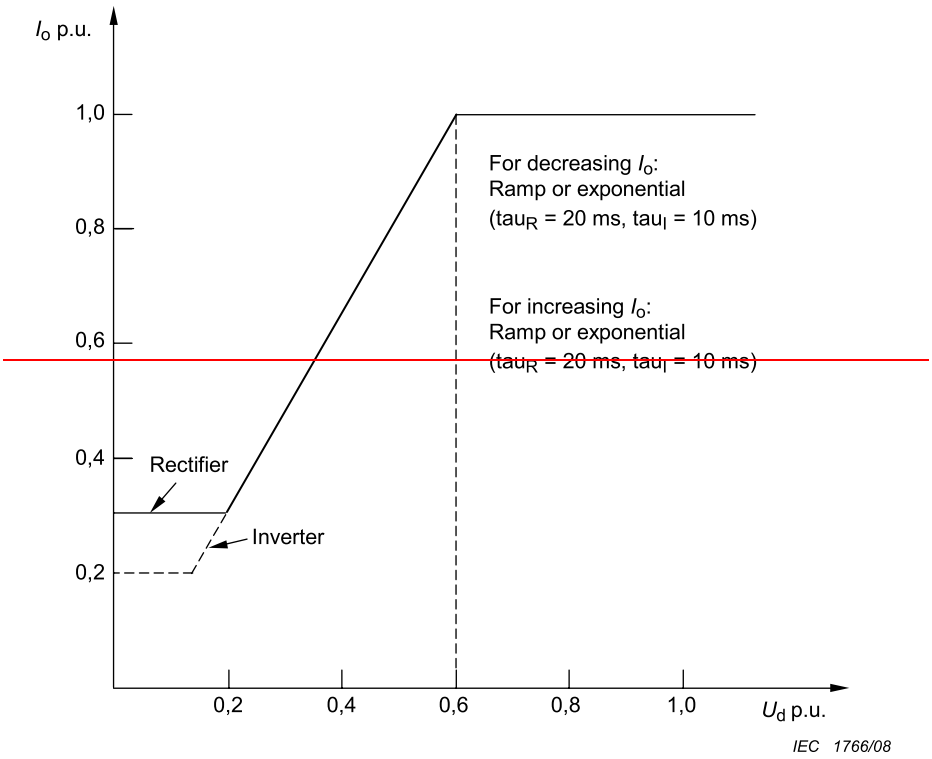
– communications time requirements to co-ordinate the emergency reductions plus post-fault power increases and the impact of possible communications loss.

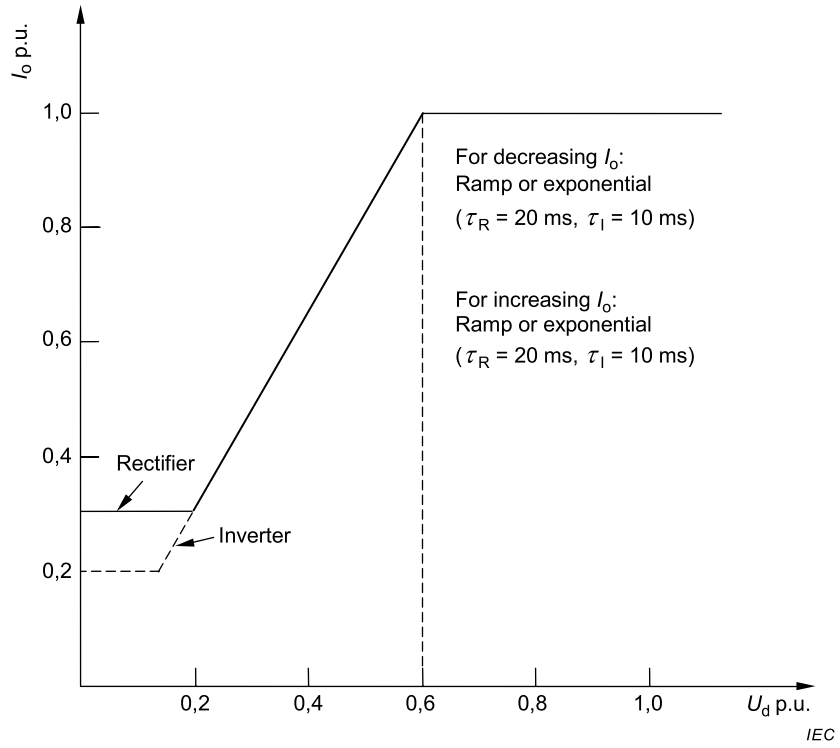
In some cases fault recovery from a.c. faults may permit operation of the d.c. system at a reduced power level until other restorative actions have been accomplished as determined by appropriate system studies.

5.4 Specification impact on control strategy

Because of the wide range of a.c. system conditions that shall be considered in determining optimum transient performance during a.c. faults and during the recovery period following fault clearing, no single control strategy will be appropriate for all cases. Each system shall be optimized around specified reference conditions as determined by digital computer and/or analog simulator studies for that particular system.

Performance specifications should permit d.c. control strategies which achieve an optimum compromise between maintaining power transfer and the prevention of commutation failures, instabilities or excessive recovery voltages, provided that the overall result is a satisfactory solution for the interconnected a.c. system.





Key

U_d	d.c. voltage
I_o	current order
~~tau_R and tau_I~~ τ_R and τ_I	rectifier and inverter time constants, respectively

Figure 2 – Example of voltage dependent control characteristics

6 AC filters, reactive power equipment and a.c. bus faults

6.1 General

This clause discusses faults in a.c. harmonic filters, in reactive power equipment and faults on the a.c. busbar. Relatively high levels of harmonic currents which may appear in these items warrant a discussion of protection aspects. This is included. Specific fault protection aspects of SVCs are not covered in this technical report.

An example of the arrangement of a.c. filters and shunt capacitors for a bipolar HVDC scheme is shown in Figure 3. The individual capacitor, reactor, and filter arms of the banks may be energized and de-energized by means of sub-bank circuit-breakers, the earth faults within the individual arm shall also be cleared by the sub-bank circuit-breakers. The bank circuit-breakers will ~~only~~ operate when sub-bank circuit-breakers fail to open the circuit successfully. An alternative arrangement, sometimes used is to connect the filter and the capacitor and reactor banks via tertiary windings on the converter transformers.

The fundamental and harmonic frequency impedances of the filters and the reactive power banks have a major influence on the amplitude and waveshape of overvoltages occurring at the a.c. busbar. Therefore detailed representation of a.c. harmonic filters and reactive power banks is essential for studies of the busbar voltages during transient conditions.

6.2 Transient overvoltages in filter banks

During normal operating conditions most of the line-to-earth voltage will appear across the main capacitor of the filters, while the voltage across other filter elements is normally a small fraction of the line-to-earth voltage. However under transient conditions the prospective voltage across the filter reactors and resistors can be even higher than the normal line-to-earth voltage. Therefore surge arresters protection should be applied internally in the filters as discussed in Clause 12.

In addition to the overvoltages occurring routinely as a consequence of normal switching (see Clause 4), the filter components are likely to be subjected to lightning-caused over-voltages, switching surges and busbar or external close-in faults.

Since the filter capacitors exhibit low impedances to fast wavefronts such as from lightning discharges, the filter reactors and resistors will be almost directly exposed to any lightning overvoltages appearing on the a.c. busbar.

Switching surge overvoltages appearing on the a.c. busbars may be significantly magnified internally in the filters and the resulting component overvoltages may even exceed the a.c. busbar-to-earth voltage. Therefore the individual component overvoltages should be investigated during overvoltage studies. When the components are not directly protected by surge arresters, as is often the case for the main filter capacitors, they may need to be designed to withstand higher switching surge levels between their terminals than other directly protected equipment connected from the busbar-to-earth.

During unbalanced a.c. system faults, the converters, if not blocked, will generate low order harmonics of substantial amplitude. If filters for low order harmonics are used, the filter surge arresters may be required to absorb considerable energy under these conditions. Another energy stress condition to consider particularly for filter reactor surge arresters of the second or third harmonic filters (when such filters are provided), is during energization of large transformers electrically close to the filter bus such as at recovery from a close a.c. fault.

Severe overvoltages with fast front times can occur across the resistors and reactors within the filters if~~a~~ a flashover from the a.c. busbar-to-earth should take place in the HVDC substation. The prospective voltage amplitudes across these filter elements will be equal to the pre-flashover voltages across the main filter capacitor and the surge arrester energy absorption requirement can be high.

6.3 Transient overcurrents in filter and capacitor banks

Under transient conditions peak currents in the filter components may be several times greater than the normal steady-state values.

In the event of a flashover from busbar-to-earth the capacitor banks will discharge energy into the fault. The current in this discharge will be limited by the stray inductance of the capacitor stack and its busbar connections and by the current limiting inductor if used. Similarly, where surge arresters are provided across reactors and resistors in a.c. harmonic filters, the capacitor discharge current can be high since it is only limited by the back e.m.f. of the protective device and by stray inductance.

Due consideration to these overcurrents should be given in the specifications of the components as well as of the protective circuits and the design of the earthing system. Thus capacitor fuses shall be capable of withstanding the discharge currents, and the operation of current transformers and protective relays should not be adversely affected nor should the protection be incorrectly triggered by transient currents which are within the capabilities of the filter components. These should be designed to withstand such discharges.

The analysis should consider the system configuration, including the filters and shunt capacitors, leading to the most critical stresses.

6.4 Capacitor unbalance protection

To achieve the desired harmonic performance and reactive power balance at all d.c. loadings the capacitor and filter banks are usually divided into a number of switchable arms. This means that the individual banks (arms) may be of relatively low MVar rating, i.e., the number of parallel elements in the capacitor banks would be small.

During the operating life of a capacitor bank, capacitor elements can fail and be disconnected by fuse operation. When internal fuses are used, their operation disconnects the individual internal faulty element, while external fuse operation will disconnect the complete capacitor cell.

Capacitor banks are often designed to have built-in redundancy which means that a limited number of capacitor element failures and the accompanying fuse operations will not overstress the remaining healthy capacitors in the bank. However fuse operations should be detected so redundancy can be restored in the bank at an early convenient opportunity.

One method of such detection is use of current unbalance relay protection. For this scheme each phase of the capacitor bank is connected in a bridge circuit, i.e. “H” connection. If an element fuse blows in one capacitor unit, the capacitance of the bridge arm, that contains this unit will decrease, causing an unbalance current in the bridge arm which is measured by the current transformer.

Another method of such detection is that each capacitor phase is subdivided into two closely equivalent parallel groups of capacitors. Sensitive current unbalance relays responding to the difference in current in the branches are utilized to detect small changes resulting from capacitor element failure and subsequent fuse operation.

An alternative procedure uses voltage sensing devices which measure the voltage at tapping points in each phase of the capacitor bank to detect changes caused by failed capacitor elements and fuse operations. An overvoltage relay is used to monitor the phase or sum of the intermediate tapping voltages.

For some applications two levels of unbalance detection are used. The first gives an alarm and permits manual de-energization of the capacitor bank and replacement of failed capacitor units as necessary to restore redundancy. The second level gives an automatic trip signal to ensure that the safety of the remainder of the capacitor bank is not compromised as a

consequence of the loss of a large number of capacitor units or elements. Unbalance protection schemes assume an extremely low probability of the same degree of capacitor element failure simultaneously in two branches of a filter capacitor bank.

6.5 Examples of protection of filters and capacitor banks

Examples of protection arrangements for filters and capacitor banks for an HVDC system are illustrated in Figures 4, 5 and 6. The choice is usually based on individual utility experience and practices.

If redundancy is sufficient to allow a pole to continue to operate even with one filter out of service, it may be desirable to protect the filter arms individually, so that the faulty filter can be disconnected rapidly with minimum loss of transmission capability.

If loss of a filter means that the pole cannot continue operation, it may then be considered economical to provide protection only for the overall bank or to include the filters in the busbar protection zone. As another alternative to individual filter protection, some operational restrictions such as reduction in transmitted power could be considered.

To ensure that the appropriate protection characteristics are applied, contingency operation requirements for partial loss of reactive power sources should be studied and specified.

The presence of an earth or phase-to-earth fault within a given protection zone can be detected by a conventional differential current protection system as shown in Figure 4.

When filters are assigned their own individual protection zones, current transformers shall be provided in each phase on the a.c. busbar side and at the neutral side of the filter. When the filter bank is treated as a single protective zone, only one set of high voltage current transformers need be provided, situated in the a.c. busbar connections.

If tripping of the complete pole should be initiated when the filter bank is tripped, the filter bank could alternatively be incorporated in the overall pole differential protection scheme. However this will have the disadvantage of reduced automatic information for identification of the faulted bank.

Another zone protection scheme is the restricted earth fault protection shown in Figure 5. This uses current transformers in each of the three high voltage phase conductors and in the neutral connections to detect an earth fault in the protected zone.

It should be noted that if the surge arresters inside the filter banks are connected directly to the substation earth mat, the arrester surge current may be registered by the protection system as an unbalance current. The resulting probability of undesirable relay operations can be minimized by proper co-ordination or by including the arresters in the protection zone.

The current in the filter and capacitor banks will depend not only on the amplitude and harmonic content of the a.c. busbar voltage, but on the integrity of the filter and bank components themselves. The differential current schemes described above may not be sufficiently sensitive to detect all internal breakdowns in the filters. Some of these incipient types of failures may need to develop sufficiently so that they can be detected and cleared.

Overcurrents which result from abnormal a.c. busbar voltages often can be tolerated for limited times without excessive penalties in terms of lost equipment life. However the equipment should be monitored so that mitigative steps may be taken before such overloads exceed the limits imposed by the known margins inherent in the equipment. For this, protection can be obtained by measuring the current in each phase and using overcurrent and overload relays. To ensure adequate protection against these problems in an a.c. harmonic

filter it is often necessary to provide current transformers for individual elements of the filter as shown in Figure 6.

6.6 Shunt reactor protection

The protection arrangement for a shunt reactor applied at an HVDC substation for reactive power control is similar to that applied to a reactor or transformer as used in an a.c. transmission system.

6.7 AC bus protection

The converter a.c. busbar is normally protected by a differential protection system. Since resonances can exist between the a.c. filters and the a.c. system a high content of harmonic currents may be present in the busbar currents during fault recovery periods. The busbar protection system then shall operate correctly in the presence of these harmonic currents.

Another aspect of this protection which should be examined is its performance during temporary overvoltage conditions. Under some conditions the peak voltages of one polarity may be substantially higher than the other. This can result in unidirectional surge arrester currents. It shall be ensured that the current transformers do not saturate under these conditions since misoperations of the protection can otherwise occur.

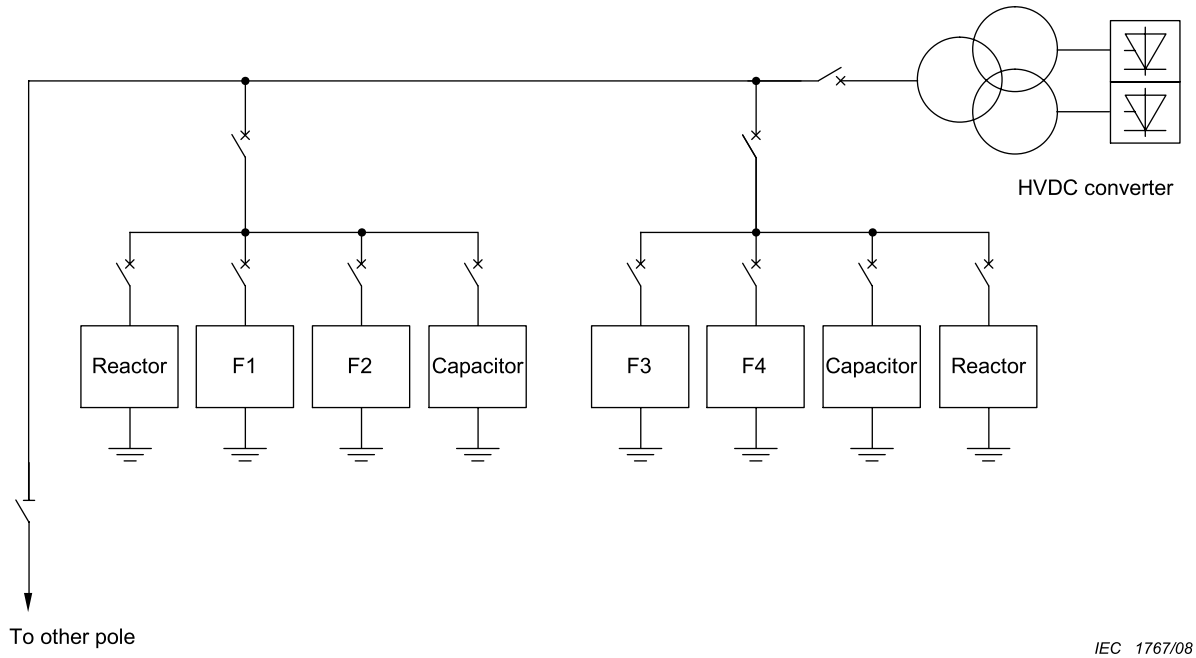


Figure 3 – Example of arrangement of a.c. filters and capacitor and reactor banks for large bipolar HVDC

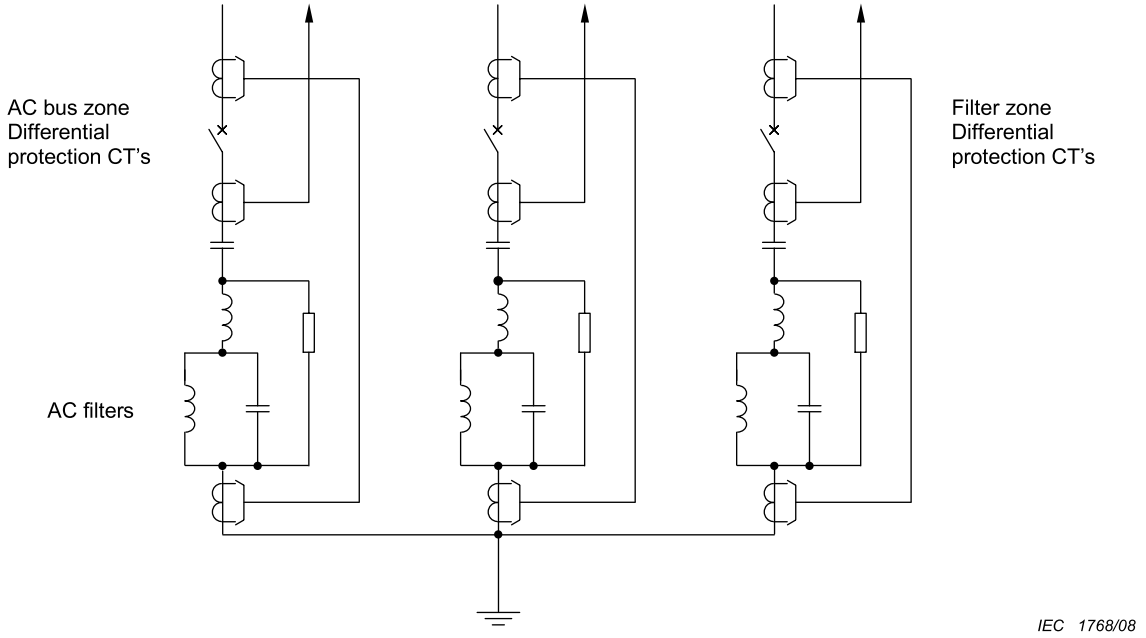


Figure 4 – Example of current transformer arrangements for a.c. filters and a.c. bus differential protections

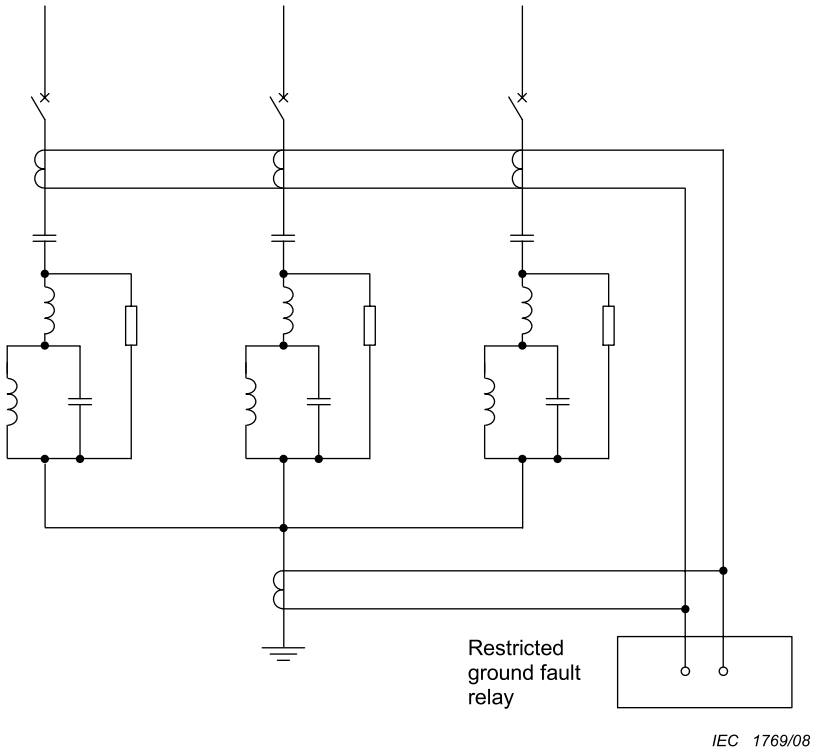


Figure 5 – Example of restricted ground fault protection of filter

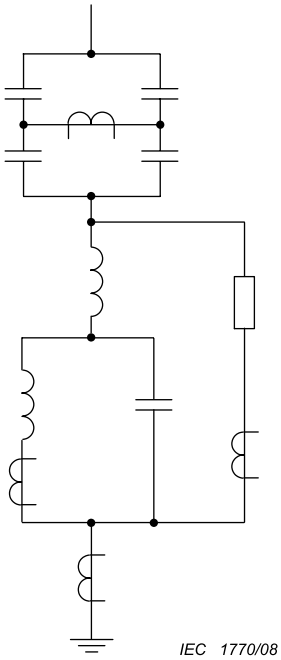


Figure 6 – Example of current transformers arrangement for capacitor bank unbalance protection and overload protection of double tuned filter arm

7 Converter unit faults

7.1 General

This clause discusses converter unit faults, i.e., those which take place between the ~~line~~ valve side of the converter transformers and the valve side of the smoothing reactor.

Electronic equipment external to the converter arms but functionally part of them (see IEC 60633), is included in the discussion as appropriate. Cooling equipment is discussed in Clause 14.

In some applications, converter units can be connected in series or in parallel on the d.c. side within one pole of the HVDC substation. Fault aspects of such configurations are also addressed.

Converter unit faults can be classified as:

a) flashovers or short circuits (see 7.2);

b) failures of the converter unit to perform its intended function (see 7.3).

Various protective circuits are usually built around the converter unit to detect faults and operating conditions that can be detrimental to the safety of the equipment, particularly the thyristor valves. Subclause 7.4 lists typical circuits some of which can be required only for particular valve designs.

7.2 Short circuits

Short circuits can be caused by breakdown of external or internal insulation, by inadvertent operation of switches or from other causes. They call for a shut-down of the affected converter unit because of the high probability of equipment damage and the need for repair or replacement.

In bipolar systems or those comprised of two or more independent converter units per pole, the unaffected converter units and thus the remainder of the HVDC transmission system can remain operative after a short-circuit in a converter unit.

For example, Figure 7, shows a number of possible locations of short circuits within a typical converter unit. Faults within the converter transformer are not shown since they are not unique to the HVDC application. Figure 7 is valid for each individual converter unit in parallel or series-connected converter units.

Usually the most severe fault is a short-circuit of a converter valve while it is in rectifier operation at minimum delay angle and maximum a.c. voltage, e.g., due to a flashover. This would constitute a near-solid line-to-line short-circuit of the valve side winding of the converter transformer and subjects the conducting valve in the same commutating group to the fully offset short-circuit current. The possibility of a flashover of the transformer neutral to earth also shall be considered.

Other short-circuits on the d.c. side include short-circuits of a six-pulse bridge, of a twelve pulse group or from pole-to-earth. However due to the emf's and the impedances involved in these cases, they impose a somewhat reduced short-circuit current stress on the converter valves.

Upon detection of a short-circuit, perhaps by the differential protection within an HVDC thyristor valve converter, common practice requires immediate blocking of all gate pulses to prevent further commutation. The short-circuit current then extinguishes at its first zero crossing, generally within the first cycle following fault initiation. Subsequently the valves are subjected to the recovery voltage including any temporary overvoltages resulting from d.c. load rejection. The a.c. circuit-breaker of the converter unit is tripped simultaneously as a back-up. Due attention should be given to the breaker for operation under these circumstances because of the possibility of delayed current zero.

Stresses are most severe on the valve that has been carrying the short-circuit current because its thyristors have a higher than normal junction temperature when the recovery voltage is applied. The capability of a thyristor valve to withstand such stresses without damage and to block against the recovery voltage is termed fault suppression capability (see IEC 60700-1).

For any given system, the maximum valve fault current and thus the highest thyristor junction temperature are obtained with the maximum a.c. system fault current level including any contribution from the a.c. filters. On the other hand, the maximum recovery voltage including load rejection overvoltage is in general experienced with the minimum a.c. system fault current level.

Valves should be specified to have fault suppression capability for consistent levels of short-circuit current and recovery voltage. Breaker failure should also be considered. If three pole breakers are used and the breaker fails, the backup breaker might be opened after about 400 ms, and that time should be considered for valve design. If single pole breakers are used, and one breaker phase fails, the fault current will be interrupted anyway since most of faults are fed from two phases, and no extra time has to be considered for the valve design. If opening of the converter unit circuit-breaker is intended to provide back-up for fault suppression capability, the valves should be specified to have survival capability for the time period until the breaker clears.

For faults to earth, including fault B1, B2, B3~~ and B5~~ in Figure 7, valves not stressed by the fault current can experience fast changes of potential. Depending on circuit parameters, this may subject the converter valves to stresses equivalent to steep-fronted voltage surges. Specifications then should require that the converter unit equipment be designed and manufactured to withstand resultant stresses under credible fault conditions, as discussed in the foregoing, without damage.

In the case of CCC, short circuit of the commutation capacitor will not give any decisive short circuit current for dimensioning of the main circuit equipment. For dimensioning of the varistor across the commutation capacitor, valve short circuit and commutation failures / a.c. system single-phase faults should be considered as the decisive fault cases. The number of consecutive commutation failures / a.c. system single-phase faults should be carefully considered as it may be dimensioning for the varistors. 2-phase or 3-phase faults between the CC and the valves would give enormous energy and it is not practically possible to dimension the varistor for such fault cases. If the station layout is such that those 2-phase or 3-phase faults cannot be disregarded, they should be considered for current dimensioning purposes only and not for varistor energy dimensioning.

7.3 Failure of converter unit to perform its intended function

7.3.1 General

The basic function of the converter unit is to cyclically commutate the direct current between the phases of the a.c. system. To perform this function, two conditions shall be fulfilled: sufficient commutation voltage shall be present; and synchronized cyclical gate pulses shall be generated by the converter unit control and transmitted to the valve firing circuits.

7.3.2 Rectifier operation

Usually reduction or distortion of the commutating voltage is of little concern because there is sufficient volt-time area to achieve commutation even for close-in single line-to-earth faults. If the three-phase voltage becomes too low for successful commutation the direct current may be reduced or the converter may be blocked. When the voltage reappears the converter should be able to resume operation with the shortest possible delay. This imposes a requirement on valve designs, where auxiliary energy for gating or thyristor protection is taken from the main circuit, in that the electronic circuits should be designed for fast recharging or have adequate energy storage capability.

Persistent failure of a valve to turn on, perhaps due to missing gate pulses, causes the fundamental a.c. voltage to be injected into the d.c. circuit. Depending on circuit parameters, this can lead to transformer saturation, excite possible resonances on the d.c. line, etc. possibly imposing severe stresses on the affected equipment. The specification should require that such faults be detected and appropriate actions taken (see 8.7).

7.3.3 Inverter operation

During inverter operation the absence of a sufficient commutating voltage-time area or of valve gate pulses results in commutation failure. This subjects the valve to overcurrents and introduces a fundamental a.c. voltage component into the d.c. circuit. Special control strategies such as advancing the delay angle, by-pass pair operation to eliminate fundamental a.c. voltages on the d.c. side, reduction of direct current, etc. are adopted to minimize commutation failures and their effects.

If the commutation failure is caused by insufficient a.c. voltage from an event such as an a.c. system fault (see Clause 5), then normal performance can be expected to resume once the fault has been cleared. To avoid shutdown of the converter, the valves should be designed and manufactured to withstand the stresses resulting from such events for a specified time assisted by the converter unit control. If the specified time is exceeded or if the commutation failure is caused by missing gate pulses then the converter should be blocked.

For valve designs where the auxiliary energy required for gating the thyristors is taken from the main circuit, the pertinent electronic circuits should be designed for fast recharging or they should have sufficient energy storage capability so that the converter can quickly resume normal operation after reappearance of the commutating voltage.

7.4 Converter unit protection

7.4.1 Converter differential protection

By comparing the converter transformer valve side current to the direct current, short-circuits within the converter bridge can be detected. The resulting protective action is to permanently block the converter unit and trip the associated a.c. circuit-breaker.

7.4.2 Overcurrent protection

Evaluating the magnitude of the transformer valve side current makes it possible to protect against overload. This also provides backup for converter differential protection. Protective action is the same as that described in 7.4.1.

7.4.3 AC overvoltage protection

AC overvoltage protection can be included by measuring the a.c. voltage, for example at the valve side of the converter transformer using a capacitive voltage divider as in the transformer bushings or by other means. Protective actions after detecting an undesirable overvoltage might include tripping of capacitor banks, increasing the converter reactive power consumption, permanent blocking of the valves along with tripping of the converter unit a.c. circuit-breaker or an appropriate combination of these actions.

7.4.4 Protection against large delay angle operation

Protection against large delay angle operations can be achieved if required for a particular valve design by measuring the valve delay angles and limiting the duration of such operation in the converter unit control. The limitation should be made dependant on valve side voltage, direct current and the valve coolant temperatures.

7.4.5 Commutation failure protection

Commutation failure detection is usually achieved by a.c./d.c. current differential measurement. If recovery does not occur naturally, this acts after some delay to temporarily increase the inverter angle of advance. If no recovery occurs after a further delay, permanent blocking is applied.

7.4.6 Thyristor valve protections

Thyristor redundancy can be monitored by continuous on-line checking of each thyristor if required. Protective actions can include a warning signal, shut-down and isolation of the converter unit or a combination of these.

Thyristor forward overvoltage protection can be achieved by monitoring the individual thyristor voltages and applying a gating signal if the safe level is exceeded (see also 12.7.3) or by other means.

Forward recovery protection can be used to protect the thyristors against positive high voltage/time differential dv/dt in the recovery period by applying a gating signal if a safe level is exceeded, or by other means.

7.4.7 Transformer protection

Converter transformer protection is the same as conventionally used for transformers in a.c. transmission systems. It includes differential protection, overcurrent protection, gassing or hot spot detection, etc. Protective action is to trip the converter unit a.c. circuit-breaker. Precautions shall be taken to prevent direct current from flowing in the transformer, for example by bypass-pair operation and thus to assist the circuit-breaker clearing. This can be particularly important for series-connected converter units.

Operation of overall differential protection for valve side earth faults is complicated due to the absence of a direct earth connection. The effects of harmonics upon the operation of the protection should be considered and in particular in the case of biased differential protection with harmonic restraint.

Special attention should be paid to the design and rating of current transformers used because of possible saturation problems. Problems of concern include for example, injection of direct current in conjunction with commutation failures, neutral bus faults, and delayed neutral bus switch operation (see Clause 11).

7.4.8 Transformer tap-changer unbalance protection

Tap-changer unbalance protection may be required to avoid unbalanced operation of the converter unit, in turn leading to generation of excessive non-characteristic harmonics. These can overload filters. Protective response is to give an alarm and initiate a manual or automatic tap changer rebalancing procedure.

7.4.9 AC connection earth fault protection

AC connection earth fault protection may be used to detect earth faults on the connections between the converter transformer and the valves (fault B1 and B2 in Figure 7), when the converter transformer is energized but the valves are blocked. The valve side voltages of the converter transformers can be measured by using capacitive voltage dividers in the transformer bushings or the valve hall bushings or by other means. Protective action can be tripping of the converter unit a.c. circuit-breaker.

7.5 Additional protection aspects of series connected converter units

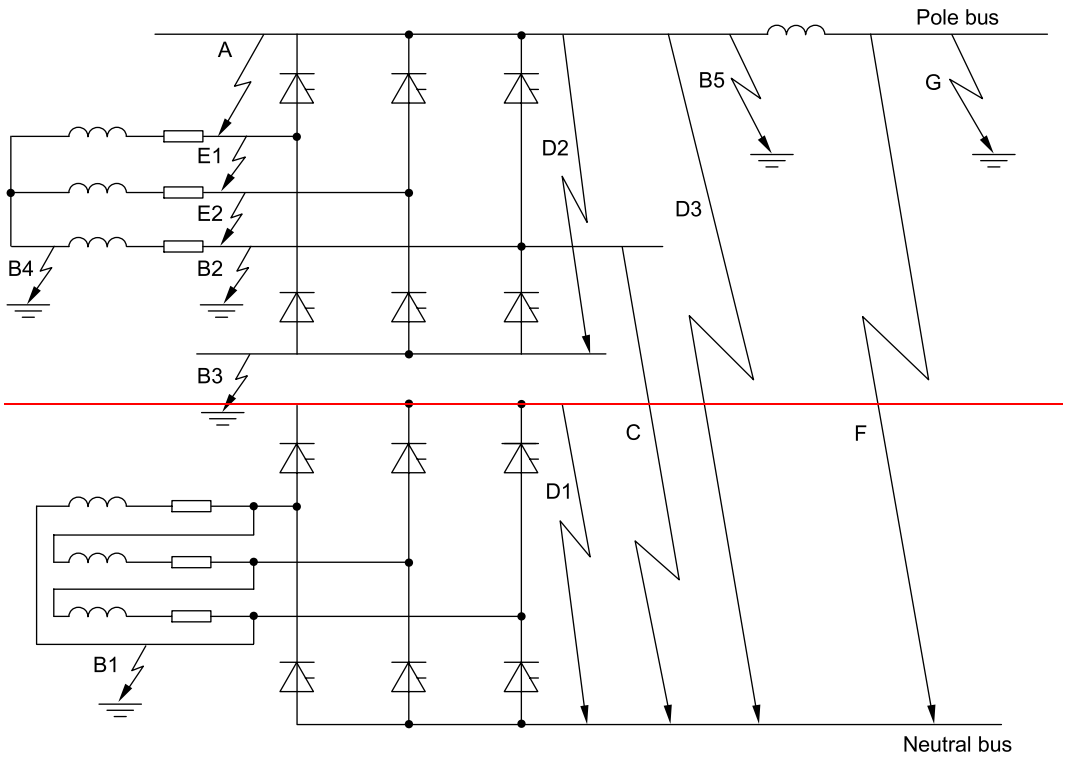
When two or more converter units are connected in series on the d.c. side within one pole of the HVDC substation, protection for the same types of faults apply as for single converter units (see 7.3 and 7.4). One additional differential protection, to cover converter unit faults (type B5 in Figure 7), can be included, comparing the current in the high voltage side and in the low voltage side of the converter unit.

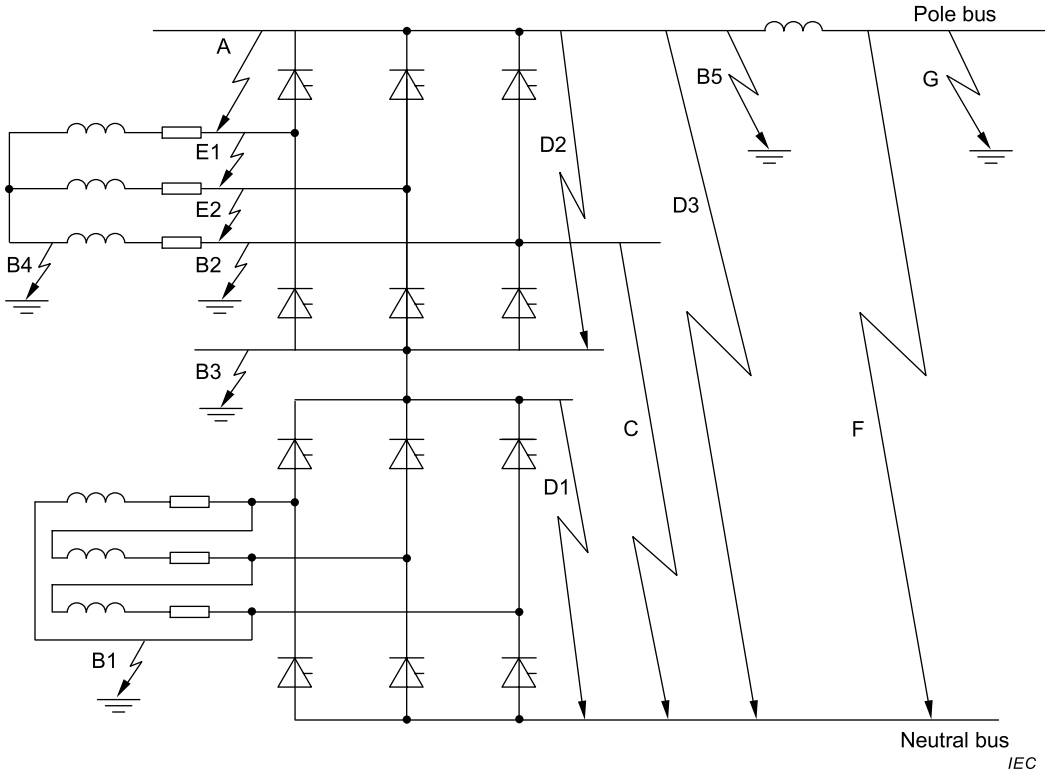
Since both converter units can be operated independently of each other, subdivision of the converter portion of the HVDC substation into protection zones should take this into account (see Figure 8). Protective action for short-circuits would generally include blocking of the pole to remove the direct current. If the fault is within the converter unit 1 or 2 zone, the respective unit then should be isolated and bypassed so that operation can be resumed with the remaining healthy unit. Consideration should also be given to removing one of the converter units from service at the other end of the transmission system to avoid prolonged operation at large delay angle or angle of advance, respectively.

For certain faults occurring only in one of the series connected converter units, such as transformer faults or commutation failures, protective sequences can be used in addition to fault removal to divert the direct current from the affected unit by bypass operation of the converter valves or by closing the bypass switch.

7.6 Additional protection aspects of parallel connected converter units

In general, each of the parallel-connected converter units can be treated independently from the point of view of transient performance and fault protection. However, due consideration should be given to the transient current rating of parallel-connected inverters with respect to commutation failures, especially if the inverters have differing steady-state current ratings. DC breakers may be desirable at the pole bus (see Figure 9), for isolation of faulty converter units, especially inverters, to avoid the need to temporarily block the complete transmission pole.





Fault list

A. Valve short circuit

B. Ground faults on:

1 valve side a.c. phase, D-bridge

2 valve side a.c. phase, Y-bridge

3 bus between 6-pulse bridges

4 neutral point, Y-transformer

5 pole bus connection

C. Short circuit between neutral bus and valve side a.c. phase, Y-bridge

D. Converter short circuit

1 short circuit across lower voltage 6-pulse bridge

2 short circuit across higher voltage 6-pulse bridge

3 short circuit across 12-pulse bridge

E. AC phases short circuit

1 2-phase short circuit

2 3-phase short circuit

F. Pole to neutral bus short circuit outside the d.c. reactor

G. Pole bus to ground fault outside the d.c. reactor

Figure 7 – Examples of a.c. phase short circuits, pole short circuits and faults in a twelve-pulse converter unit

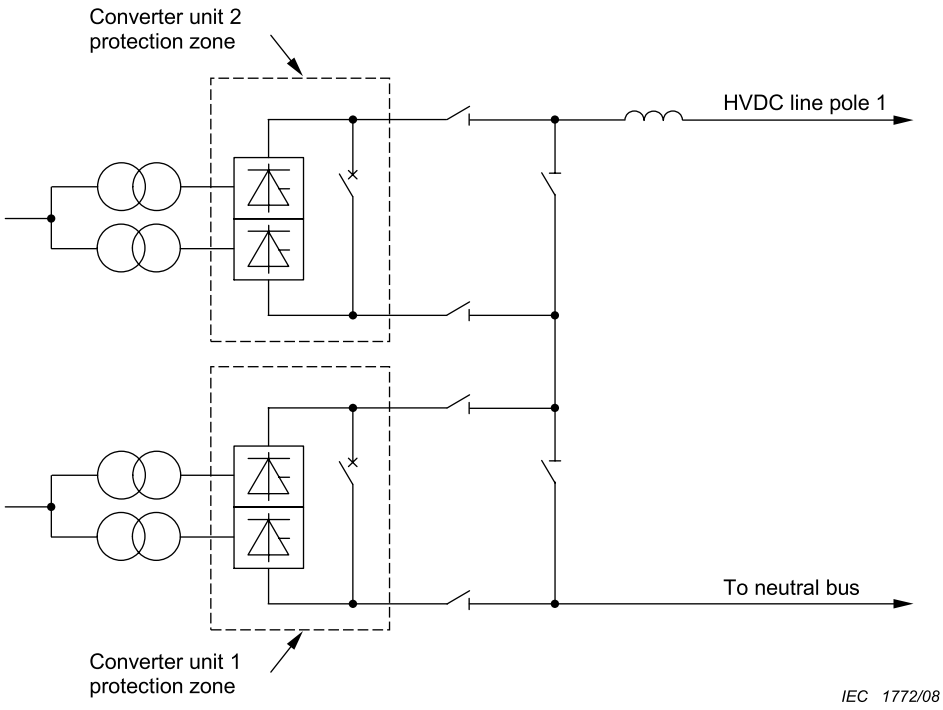


Figure 8 – Protection zones in series-connected converter units

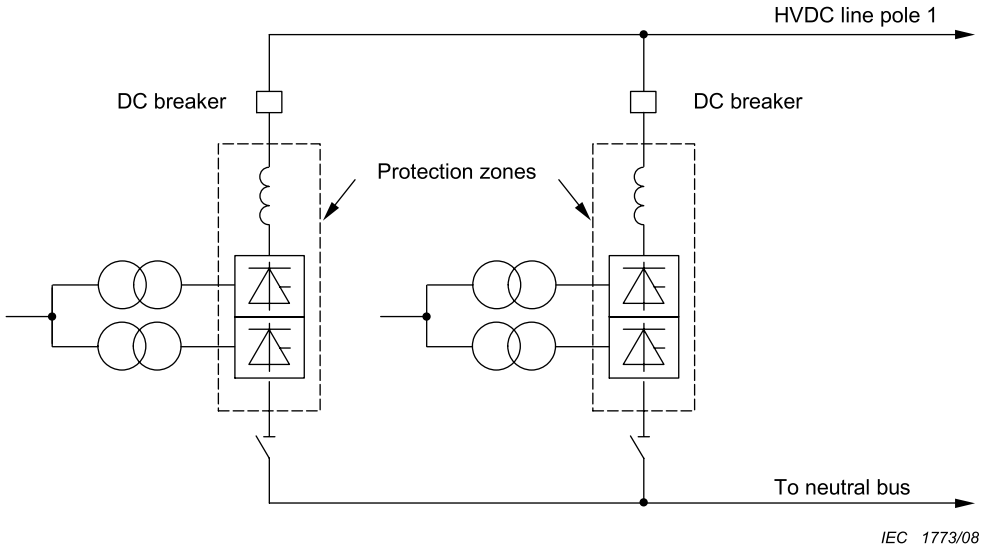


Figure 9 – Protection zones in parallel-connected converter units

8 DC reactor, d.c. filter and other d.c. equipment faults

8.1 General

This clause discusses faults in the HVDC substation for an HVDC transmission system bounded by:

a) the valve side of the d.c. reactor to the d.c. transmission line in each pole;

b) from the neutral side of the converter unit for each pole to the earth electrode line.

8.2 Fault types

Types of faults that should be considered for the protection of the d.c. side equipments and bus sections include:

a) bus-to-earth and bus-to-bus faults;

b) equipment faults;

c) failure of d.c. switching devices to perform their intended switching functions.

8.3 Protection zones

Specifications for HVDC substations should make provision not only for the protection of all d.c. side equipments, but also for the co-ordination of protections.

In HVDC systems the zone protection philosophy and techniques of implementation to achieve zones of protection are in general much the same as with a.c. protection practices. However, in HVDC systems the fault suppression capability of the converter valves (see Clause 7), in addition to the relatively high impedance of d.c. reactors and transformers aids in achieving protection selectively on the d.c. side.

Protection zones of an HVDC substation should be arranged such that all equipment is fully protected by at least one protective function within the HVDC substation.

A communication system between substations of the HVDC transmission can be used to optimize recovery from faults and to improve fault protection selectivity for many faults which can take place on an HVDC transmission system. However it should not be necessary for protection of the equipment under discussion in this clause. Figures 10 and 11, show

examples of HVDC protection zones and measuring devices for two configurations of HVDC substations.

8.4 Neutral protection

8.4.1 General

In an HVDC system the neutral side protection is generally divided into zones that enable independent fault detection plus selective isolation by pole and a protective zone common to both poles. The latter requires a bipole shutdown to provide corrective maintenance.

8.4.2 Neutral fault detection

In a bipolar configuration operating under balanced conditions, the pole neutral protection zone, the bipole neutral protection zone and the earth electrode line protection zone (see Clause 10) are all essentially at earth potential. An earth fault in any of these zones would therefore not interfere with station operation under balanced bipolar conditions. Any d.c. fault current then would be practically zero.

Faults to earth in these neutral zones would be detectable whenever the poles of the bipole are temporarily unbalanced for any reason such as during startup, shutdown or disturbance on one pole. The HVDC specifications should consider use only of neutral zone alarms if the operation of both poles is expected to be reasonably balanced. This would allow operator decision on corrective actions to be taken based on safety considerations and the power transmission requirements at the time of fault detection.

The pole neutral and bipole neutral zones should be bounded by d.c. current transformers (d.c.-c.t.). A fault within the respective zones can be detected by a differential comparison of the currents as measured by the d.c.-c.t.'s at the zone boundaries during an unbalance operating condition between the two poles.

8.4.3 Neutral bus fault isolation

Faults to earth within the neutral zone or converter zone require a permanent stop of the pole for correction of the faulted condition.

The neutral bus switching device is utilized during the protection sequence to isolate the faulted pole and to transfer any residual pole current to earth return.

Current transfer requirements of the neutral bus switching device should consider the most onerous condition up to and including maximum healthy pole current and location of faults. The switch shall be capable of developing a voltage greater than the IR drop of the earth return to force the current transfer. For systems in which either earth return or on-line transfer to metallic return are not permitted, load break capability of the switching device may not be needed. In this case, a disconnector would be adequate.

In addition, the failure to open the neutral bus switching device of one of the poles will cause a bipole blocking.

8.4.4 Bipolar neutral bus faults

Bus faults within the bipolar neutral protection zone are detectable by differential comparison schemes such as discussed in 8.4.2. A neutral bus fault in this zone requires a bipole shutdown to provide corrective maintenance which could be a scheduled shutdown.

8.5 DC reactor protection

The d.c. reactors of each pole can be either oil-insulated or dry type. Protection of oil type reactors utilizes many of the same techniques as are applied to a.c. transformers with due

consideration to the fact that direct current quantities are involved in the operation of the protective devices.

Protection can include:

– pressure relief devices;
– oil temperature monitoring;
– oil level monitoring;
– gas sensing;
– winding temperature sensing;
– loss of cooling detection;
– differential protection.

Differential protection can be specified around the d.c. reactors or these equipments can be included in one of the HVDC substation protection zones as shown in Figures 10 and 11.

Oil type d.c. reactor bushing designs lend themselves to an economic solution to the problem of housing the d.c.-c.t.'s required for differential protection.

When dry type d.c. reactors are employed, separately mounted d.c.-c.t.'s will be needed for reactor fault detection.

8.6 DC harmonic filter protection

8.6.1 General

The d.c. filters associated with HVDC substations are normally specified to limit harmonic interference caused by harmonic currents flowing into the d.c. line (see IEC 60919-1, Clause 17).

Protection design for the d.c. filter arms should take into account the full range of normal and abnormal operating conditions which should be specified for the HVDC substations.

Similarly the protection design for the d.c. filter elements, such as capacitors, reactors, damping resistors, and disconnectors shall consider all expected operational conditions that result in filter elements being overstressed due to harmonic currents which for example can result from operation at large delay angles, angles of advance or from resonant conditions, etc.

8.6.2 Filter bank fault protection

DC filter capacitor bank faults to earth can activate the d.c. line pole protection. However the specifications should require that d.c. line protection operation should not prevent correct identification of any d.c. filter faults and should automatically initiate clearing and isolation of the faulted filter branch.

Any fault within the d.c. filter zone may be detected by a differential comparison between the d.c.-c.t.'s at the boundary of the line side d.c. substation zone as shown in Figures 10 and 11. Other equipment such as line traps, coupling capacitors, d.c. voltage dividers, etc. can also be included in this zone of protection.

Isolation of a faulted filter may require temporary blocking of the affected pole to permit disconnector operation.

If operation is to continue after removal of the faulted d.c. filter branch, the specification should consider the increased d.c. side interference levels expected, possible overloading of other filters and potential resonant conditions.

8.6.3 DC filter capacitor unit protection

Since capacitor banks associated with the d.c. filters normally consist of a combination of series and parallel elements, a variety of protection philosophies may be applied, namely:

– fuse protection (internal or external) if the fuses do provide useful protection;

– unbalance protection within a capacitor bank;

– monitoring of the state of filter tuning by on-line or off-line measurements to locate failures;

– visual or remote indication of failed units or voltage level from earth;

– separate failure alarms to indicate non-critical and critical levels of capacitor failures, including automatic removal of the filter arm if continued operation could result in an avalanche of capacitor failures.

8.7 DC harmonic protection

Protection against fundamental and harmonic frequency components on the d.c. side should be considered in the specification of any HVDC system. Fundamental frequency components on the d.c. side lead to a d.c. and second harmonic frequency component on the a.c. side which can cause transformer saturation or resonant conditions. The fundamental frequency can be detected in the voltage divider or d.c.-c.t. signals. The related harmonic protection normally initiates pole blocking whenever the harmonic component exceeds a given threshold value for a specified time.

8.8 DC overvoltage protection

Specifications for HVDC substations should consider d.c. side overvoltage protection to assure that all equipments and the d.c. line or cable are protected against steady-state overvoltages. Transient overvoltage protection can be addressed as part of the arrester co-ordination (see Clause 12). Normally converter controls are utilized to implement d.c. system steady state overvoltage protection functions.

8.9 DC side switching protection

Switching devices such as high speed pole circuit-breakers and d.c. side disconnectors, including d.c. filter and pole disconnectors, shall be covered in the specifications. Specification of these switching devices shall consider current interrupting or commutation capability. In addition, permissible switch arcing time without unacceptable equipment damage shall be considered.

The disconnectors usually operate at no-load and their operating supervision should be provided either by the equipment or by other associated protection. The on-load switches, such as the by-pass breakers, should have a dedicated protection.

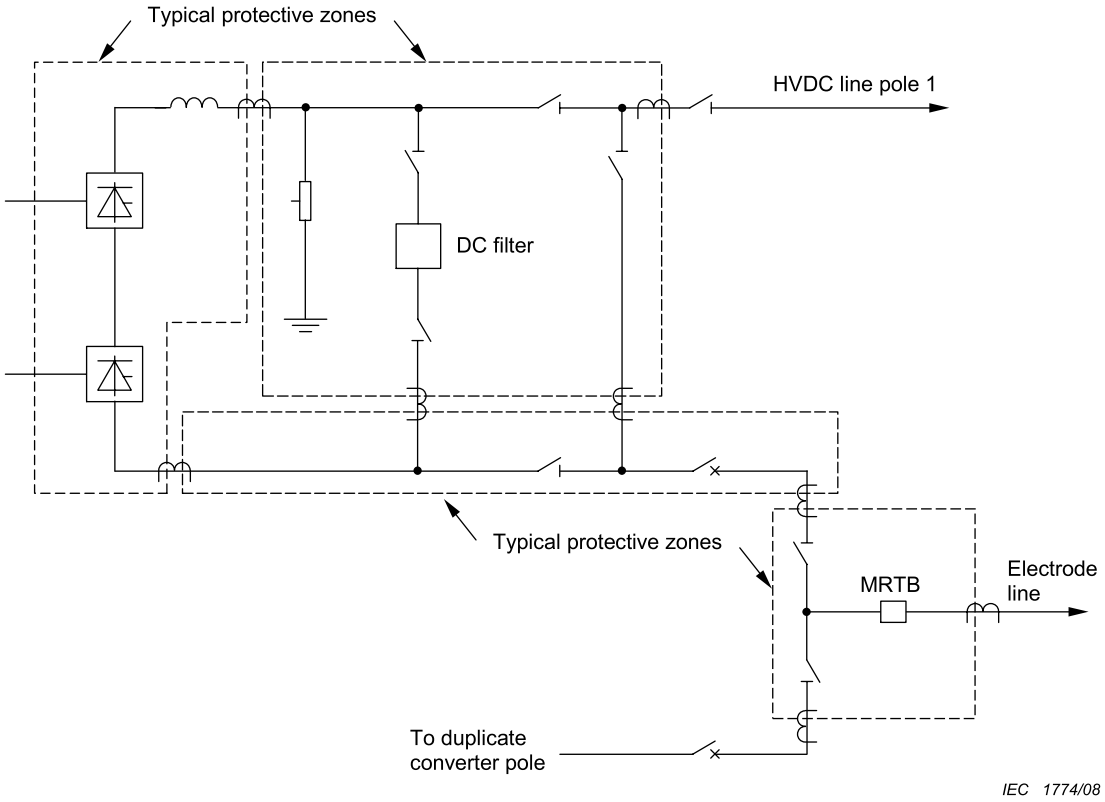


Figure 10 – Example of d.c. protection zones for series-connected converter units

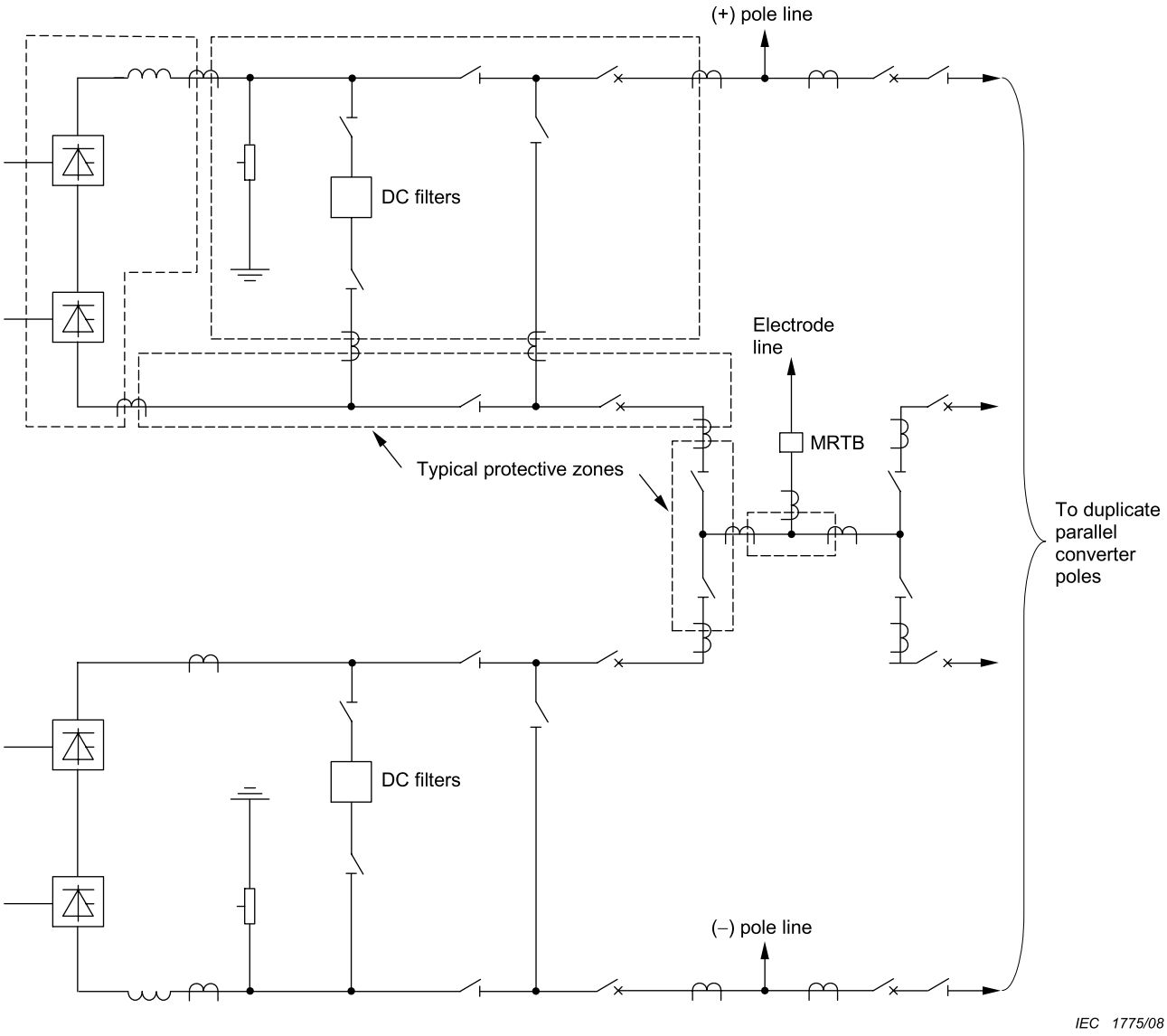


Figure 11 – Example of d.c. protection zones for parallel-connected converter pole

9 DC line faults

9.1 Overhead line faults

An overhead line, particularly if it is very long, may be a source of major disturbances in an HVDC transmission system. The most common fault on an overhead line is a flashover between a line pole and earth. If the line is bipolar the conductors of the two line poles are most often arranged at such a distance from each other that a flashover between poles is excluded for practical purposes.

Overhead line faults are mainly caused by:

– lightning strokes;
– contamination by: salt, industrial pollutants, sand and dust, etc.;
– overvoltages due to faults, control system malfunction, etc.;

– fallen towers;

– other: snow or ice damage, wind, bush fires, tree contacts, etc.

Most d.c. line faults are temporary, i.e. the insulation at the fault location is nearly always restored to its pre-fault level after the fault is cleared. Also since the d.c. fault current is relatively low, it does not usually cause appreciable damage to the conductors and insulators of the line. These considerations mean that in most cases faulted d.c. lines may be restored to service quickly.

For design of an overhead d.c. transmission line the insulation strength of the line against lightning, switching surges, and contamination is selected so that the probability of a single fault to earth is limited to an acceptably low level. Moreover the design should seek to prevent faults to earth due to overvoltages such as those which appear on the healthy pole during a pole-to-earth fault on the opposite pole or those resulting from commutation failure.

In addition to the above line design considerations, the magnitude of overvoltages due to commutation failure, complete loss of valve control pulses, or energization of a d.c. line with the remote terminal open can be limited by proper design of the control system.

The probability that a bipole outage will be caused by lightning or from a single pole-to-earth fault is low.

During d.c. line single pole-to-earth faults, power flow on the faulty pole is temporarily interrupted and a transient overvoltage appears on the healthy pole, d.c. filters, d.c. reactors and metallic return line or the earth electrode line.

The d.c. protection system should be designed and operated to reduce line outage times due to line faults to a minimum.

9.2 Cable faults

Underwater cable faults are the result of mechanical damage by anchoring and trawling, by degradation of cable insulation, or by unexpected overvoltages. Characteristically, cable faults are not self-healing so that a lengthy outage follows for cable repair or replacement.

If high reliability is expected to the HVDC system, laying spare cable is one of the choices for rapid recovery from cable fault.

Proper switchgear configuration around the cable heads will enable swift back up by the spare cable. Also, special consideration for faults should be paid if the system adopts coaxial cables, in which main and return conductors are coaxially arranged in one cable.

9.3 DC fault characteristics

In addition to being essentially unidirectional instead of sinusoidal as in a.c. systems, fault current in a d.c. line is caused to vary by control action in a quite different manner than for a.c. line faults. Initially the rectifier current increases and then after a short time is returned to the preset value or to a lower level as determined by the voltage dependent control action of the rectifier current controller or by other control action. The fault current will continue to flow until it is cleared by control action.

When a d.c. line fault occurs the d.c. voltage for the faulted pole or poles is reduced suddenly to a low level. On the line side of the d.c. reactor, the rate of change of the voltage, dv/dt, is larger than that produced by a commutation failure or by a d.c. bridge fault. These two phenomena, i.e. reduction in pole voltage to a low level and high dv/dt are important for d.c. line protection.

9.4 Functional d.c. fault detection requirements

DC line faults can be detected by utilizing the characteristics of the d.c. side currents and voltages. Detection systems should provide that:

– primary detection be fast;
– detection should be insensitive to normal transient operating conditions such as low voltage operations, system startup and shutdown, power reversal, etc.;
– detection should be insensitive to converter and a.c. system faults but can be actuated by d.c. bus faults;
– in a combined overhead line and cable system, means should be considered for identification of the faulted section;
– in a parallel transmission line system, fault detection should be selective so that the faulted line can be quickly identified.

Fault locators can be utilized to expedite inspection and maintenance of the faulted line.

9.5 Protective sequence

9.5.1 Overhead line faults

Those overhead line faults which are caused by lightning strokes are usually not permanent. When such a d.c. line fault is detected, the fault current is reduced to zero by control action. Inverter backfeed into the fault must be prevented by proper design of the inverter's control system. Figure 15b shows earth current flowing during pole conductor fault to earth.

Following the reduction to zero fault current, a dead time should be provided to allow for deionization of the fault path prior to re-application of voltage and restoration of the faulted line pole to service.

The required dead time is a function of fault current, system voltage, climatic conditions and type of system i.e. monopolar or bipolar. Typical dead time allowance on d.c. overhead transmission lines are in the range 100 ms to 500 ms.

If the first attempt at restart is unsuccessful, additional restart attempts can be made. If so, progressively longer dead times or restart at a lower d.c. voltage would be appropriate to enhance the possibility of a successful restart. The latter option would be particularly attractive if the line insulation is partially damaged at the fault location, or if polluted conditions of a section of the line will not permit operation of the line at full voltage and it is important to continue transmission of power even at reduced capacity.

9.5.2 Faults in cable systems

The cable insulation at the fault location is not self-healing or self-restoring after the fault has been cleared. The current in the faulted pole should be reduced to zero and the converters blocked for cable faults.

9.5.3 Faults in an overhead line/cable system

Identification of whether the fault is in the overhead or cable section of the line is needed only if restart attempts are not to be made for faults in the cable section.

9.5.4 Faults in one of a system of parallel-connected cables

When a fault is detected the faulted cable should be identified and the current in the faulted pole should be reduced to zero as quickly as possible. The faulty cable then should be disconnected and the system restarted using the remaining healthy cable(s).

If a d.c. circuit-breaker with enough current interruption and recovery voltage capability is used in each cable path, it is only necessary to open the d.c. circuit-breakers at both ends of the faulted cable without having to force the pole current to zero. Use of d.c. circuit-breakers in this manner can improve system restoration times.

9.5.5 Fault in a system of parallel overhead lines

The faulted overhead line should be identified and the current in the fault reduced to zero as described above. The restart sequence at full voltage should then be performed. If restart fails, the usual strategy is to leave the pole current at zero and disconnect the faulty line after which the d.c. system can after be restarted. If d.c. circuit-breakers with suitable relaying systems are utilized in each line, the faulted line can be disconnected without forcing the pole current to zero.

9.6 Fault protection schemes

Fault protection for d.c. lines is usually based on measurements of dv/dt and the d.c. voltage. The use of these two measurements means that usually there is no need for exchange of information between the two line terminals for fault detection and clearing and system restart. However telecommunication may be required between the two HVDC substations for some specific applications and fault conditions.

When a d.c. line fault takes place close to the inverter end, the d.c. voltage level protection at the rectifier end may not achieve line fault clearing as reliably or as quickly as required. Telecommunication from the inverter to the rectifier end may then be necessary to assure fast actuation of the retard function at the rectifier to reduce the current to zero and allow deionization of the fault path followed by re-energization of the faulted line.

Detection of high resistance d.c. line faults or the specified fault clearing times cannot always be achievable using the above protection schemes. In this event, some type of differential current detector arrangement may be needed. This would use telecommunication channels in both directions to allow comparison of the d.c. current at the rectifier and inverter ends of the d.c. line. An alternative approach might be to wait for the fault to develop into a low impedance fault which would then be detected by one of the first two methods described above.

The d.c. transmission line protection cannot always discriminate between blocking and bypassing of the inverter or d.c. line faults. To remedy this weakness and allow for proper discrimination a telecommunication channel from the inverter to the rectifier could be applied to inhibit the line fault protection when the inverter is blocked.

The d.c. transmission line protection, based on voltage level, can misoperate for faults on the a.c. side of the inverter or because of persistent inverter commutation failures. Again, a telecommunication channel may be needed between the inverter and the rectifier to allow the line fault protection to be inhibited under these conditions.

When two d.c. lines are operated in parallel and an automatic line switching sequence is used, telecommunication channels are normally required in both directions between the rectifier and inverter, in order to permit d.c. line isolation sequencing following a fault on one line. If d.c. circuit-breakers with full recovery voltage capability are used to switch the d.c. lines, telecommunication channels would no longer be necessary provided suitable relaying is available to identify the faulted line.

Similarly, telecommunication channels are normally required in both directions between the rectifier and inverter on a per pole basis, where automatic paralleling and deparalleling of poles is to be used after a permanent fault on one of the d.c. lines.

9.7 Open circuit on the d.c. side

Overvoltage may result if a rectifier is started into an open-circuited d.c. pole or a blocked inverter unless appropriate control action is included in the design.

When a restart attempt is made into an open-circuited earth electrode line or neutral conductor the current will be forced through a neutral arrester. Inadvertent opening of the neutral bus switching device also can have the same result. High speed arrester shorting switches can be used to protect this arrester. Provision should be made in the protection system for the detection of these conditions.

9.8 Power line cross protection

When d.c. and a.c. transmission lines cross over one another, there is a risk that the two may come in contact due to collapse of a transmission tower or broken suspension insulators, for example. This undesirable condition is detected by several protections in the HVDC system, normally applied for other purposes. The fastest is d.c. line fault detection, others are d.c. undervoltage detection, and fundamental frequency detection. These block the HVDC but can leave the d.c. conductor energized from the a.c. line. AC line protections may not operate for this condition because of the relatively low current in the fault. Therefore, usually it will be desirable to trip the a.c. line from the appropriate HVDC protection relays.

10 Earth electrode line faults

10.1 General

The earth electrode line is an important part of a d.c. transmission system. It is common to both poles and a fault on the electrode line could seriously influence the HVDC bipole availability. If monopolar operation with earth return is required, the earth electrode line is an essential item of the HVDC transmission system.

The electrode line can be constructed using the d.c. line structures either to support its conductor(s) or by using the conductor to serve as a shield wire. In the latter case, it should be insulated. A technically superior alternative is to build an entirely separate electrode line, as uncoupled as possible from the main d.c. transmission line.

10.2 Specific requirements – Earth electrode line

The electrode line design should minimize the occurrence of permanent faults. In support of this design objective, the following practices are desirable:

– to avoid permanent faults on the electrode line its insulation should be designed so that transient faults resulting from direct or induced lightning surges will tend to be self-extinguishing;

– there should be no flashover across the electrode line insulation under the voltages induced on the earth electrode line during faults on the main d.c. line;

– if it is impossible or impractical to avoid these flashovers, flashover arcs should self-extinguish;

– if the electrode line is constructed separate from the main d.c. line, the risk of insulation flashover is minimized; in any case, arcing horns can be effective in achieving arc self-extinguishment;

– the mechanical design should avoid the possibility of an open circuit in the earth electrode line; one way to achieve this objective would be to use two parallel conductors each supported by an independent insulator string; this will diminish the possibility of an open circuit and offers opportunity to monitor the line by means of a transversal differential protective scheme for comparing the currents in the two conductors for detection of electrode line faults or an open conductor (one of the two conductors);

– the earthing resistance of the electrode line structures should be low for best lightning performance and easier fault detection. However to achieve arc self-extinguishment the tower footing resistance should not be too low, bearing in mind that this may impinge on safety.

10.3 Electrode line supervision

For safety reasons provision may have to be made to recognize a permanently faulted or open earth electrode line. Such a system could give an alarm or order a blocking sequence for the bipole involved. For transient or temporary faults usually no action from the alarm and monitoring will be required.

Implementation of such a supervision system can be based on an impedance monitoring principle either by using the d.c. current, or by additional means. It should be borne in mind that using the direct current is feasible only if the HVDC system operates with unbalanced d.c. pole current. Other methods have been proposed to overcome this problem.

11 Metallic return conductor faults

11.1 Conductor for the return circuit

If metallic return is used during monopolar operation of a bipolar HVDC transmission either a low voltage dedicated conductor (Figure 12), which can be the HVDC line shield wire appropriately insulated, or a high voltage conductor of the other pole, which is temporarily out of service, can be used for the return circuit (Figure 13).

The insulation level for the dedicated conductor can be low as it is normally stressed only by the line voltage drop. Switching devices should be provided to transfer the circuit from earth return to metallic return and vice versa when the pole conductor is used for the metallic return. Requirements for the switching devices would depend mainly on whether the transfers are to be executed on-load or off-load.

11.2 Metallic return faults

Conductor faults on the return circuit will have similar causes to those described in Clause 9. When using a low voltage insulated conductor the number of earth fault occasions can be expected to be large because even an induced lightning surge can break down the lower level insulation. On the other hand the number of flashovers should be much smaller when using the pole conductor for metallic return because of its inherently greater insulation.

Fault current will be distributed in the different return paths in inverse proportion to their resistances as determined by the following factors:

– earth fault location on the line;
– arc resistance;
– soil resistivity;
– tower footing resistance;
– resistance to remote earth at the earthing end (station ground mat or the earth electrode).

If the station ground mat is used for the main d.c. circuit earthing during metallic return operations, a portion of the direct current from earth faults can flow into the a.c. system through power transformer earthed neutrals (see Figure 14).

Protective relays in the a.c. system then may malfunction due to saturation effects in the power transformers and in the current transformers when the direct current flowing into the a.c. system is large enough and sustained. Therefore it is particularly important that any metallic return earth faults be cleared rapidly to mitigate this problem.

On low voltage return circuit conductors, arcing horns capable of clearing earth faults by self-extinguishing or other equally effective means should be provided so that arc damage to the conductor and insulators will be minimal.

An open circuit return conductor fault can cause severe overvoltage at the floating end. A protective relay which will detect this fault as for the electrode line shall be provided for the return circuit together with overvoltage protection.

11.3 Fault detection – Metallic return

During balanced bipolar operation, faults on metallic return conductors are difficult to detect because of the resulting small changes in voltage and current in the main circuits.

However in monopolar or unbalanced bipolar operation a metallic return conductor fault can be detected through changes in current, which can be used for fault sensing. For example, the direct current will flow into the earthing point of the main circuit and the current in the metallic return conductor can be expected to decrease.

Metallic return fault detection examples are illustrated in the following schemes:

– to detect a larger current in the main circuit than in the return circuit (see Figure 15a);
– to detect direct current at the grounding point of the main circuit (see Figure 15b);
– to detect change in alternating current signal superimposed on the return circuit by the a.c. auxiliary power source (see Figure 16).

NOTE It is important to avoid instability on the d.c. circuit, the frequency of superimposed signal should be detuned from harmonics of fundamental frequency.

To shorten the expedited inspection and maintenance time after the faults, a fault locator on the return circuit would be highly desirable. For example, 125 Hz for 50 Hz system and 150 Hz for 60 Hz system can be used.

Detection of an open circuit return conductor should also be considered in the protection scheme.

11.4 Metallic return fault protection systems

Usually, during balanced bipolar operations it is not necessary to initiate protective sequences for metallic return conductor faults as all of them except permanent and open-circuit faults can be cleared by self-extinguishing actions.

However in monopolar and unbalanced bipolar operations, fault clearing by the main d.c. line protection can be required. Under these modes of operation metallic return fault currents can persist for some time (up to 0,5 s), depending on the location of the fault, its current and gap length and wind conditions. Faults near the earthing point can be expected to extinguish rapidly while remote faults will take longer. The self-extinguishing capability of arcing horns becomes more difficult for those faults more distant from the earthed end.

An alternative protection against undesirable long lasting arcs and repeated block-restarts due to frequent faults on the metallic return conductor as can often occur on a low voltage insulated conductor might be considered should the need arise:

– Extinguishing of the arc at a fault without blocking of the converters can be accomplished by closing the d.c. circuit-breaker (MRTB or NBGS) installed at the floating end for a short time so that the main circuit is earthed at both ends (see Figure 17). After the arc quenching, the d.c. circuit-breaker is opened in order to restore d.c. current flowing from earth to metallic conductor.

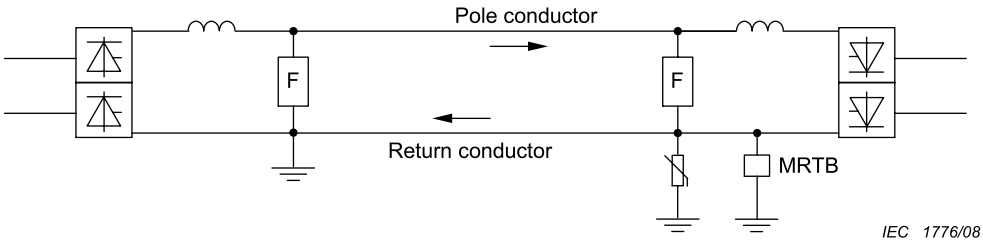


Figure 12 – Monopolar metallic return system showing metallic return transfer breaker (MRTB)

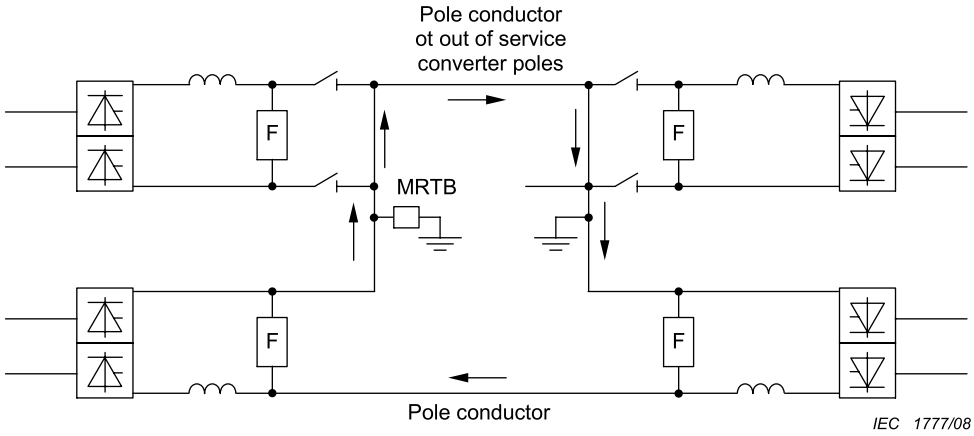


Figure 13 – Monopolar operation of a bipolar system during converter pole outages

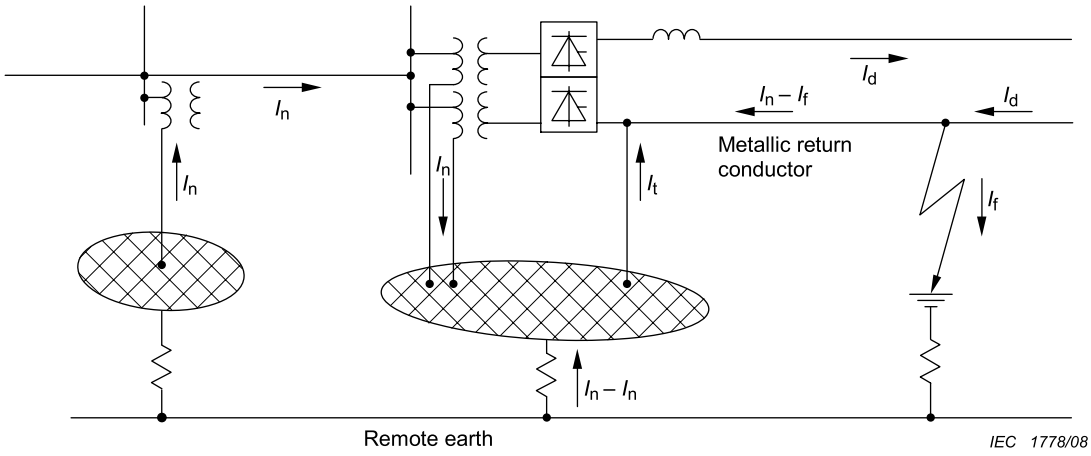


Figure 14 – DC current flowing into an a.c. system during a fault on a metallic return conductor when the HVDC substation mat is used for grounding of the d.c. circuit

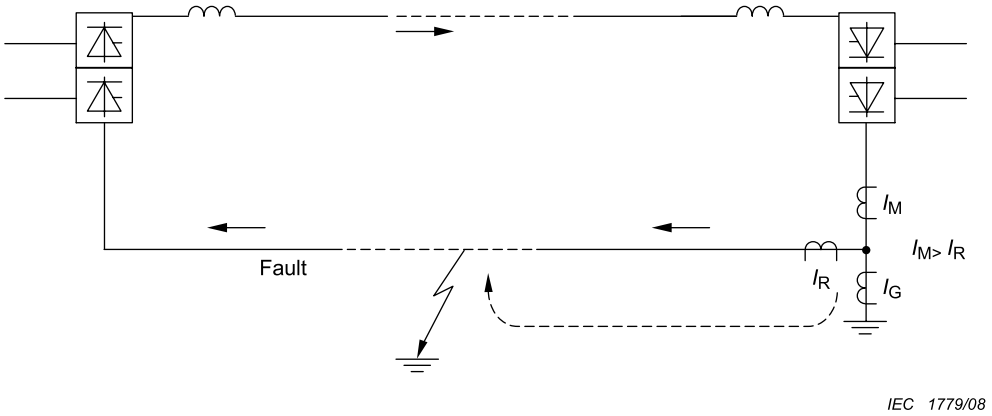
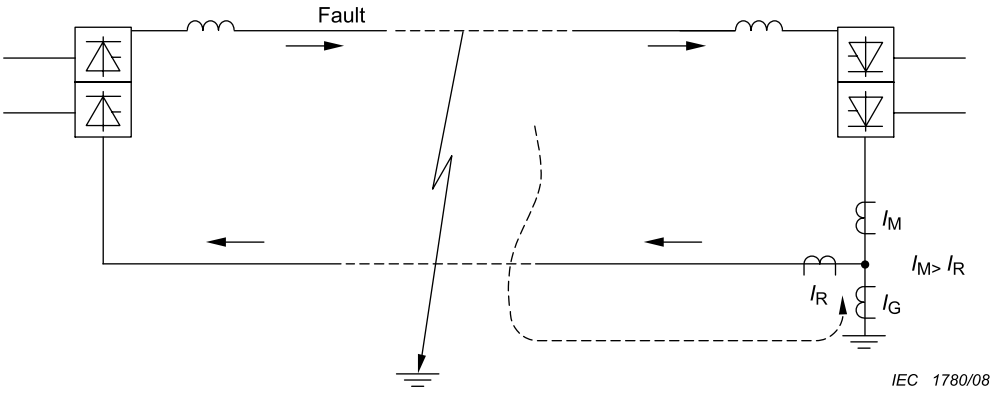


Figure 15a – Metallic return conductor fault to earth



I_M current in ~~main~~ pole conductor

I_R current in return conductor

Figure 15b – ~~Main~~ Pole conductor fault to earth

Figure 15 – Earth current flowing during line faults

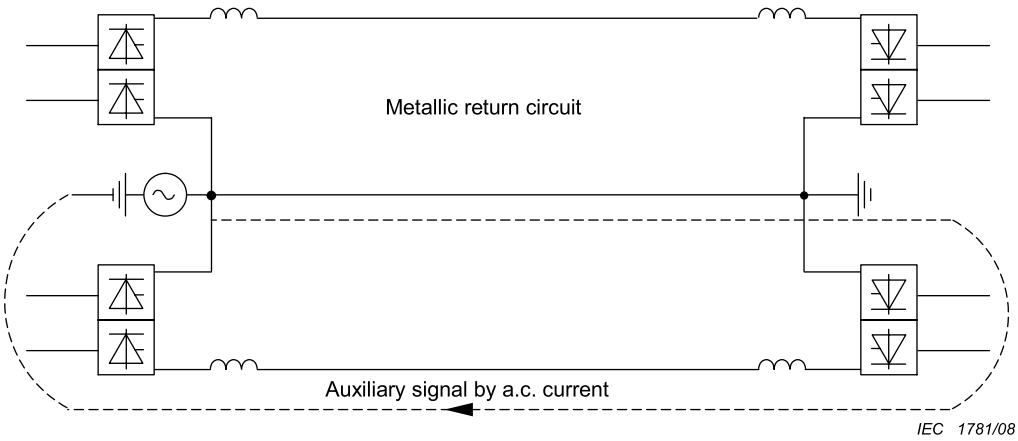


Figure 16 – Example of metallic return fault detection system by means of auxiliary a.c. signal

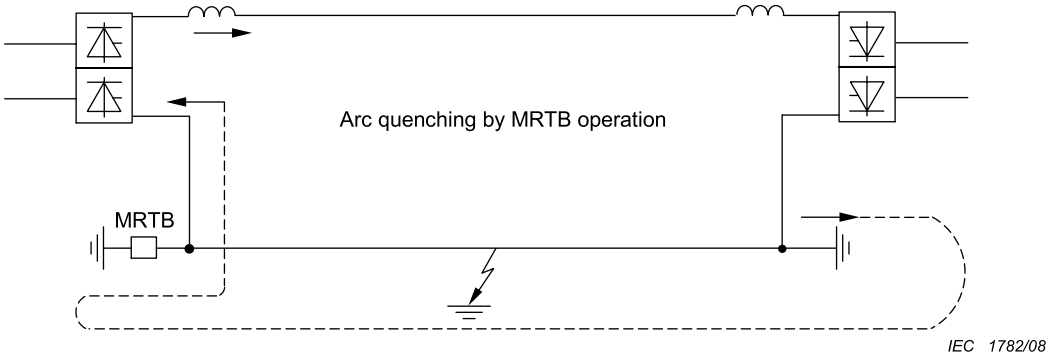


Figure 17 – Example of use of MRTB to quench fault to earth on metallic return conductor

12 Insulation co-ordination – HVDC systems

12.1 General

HVDC substation equipment should be designed to withstand without damage overvoltages that may result from events in the a.c. system or the d.c. line or from malfunctions of the converter equipment.

Insulation co-ordination of an HVDC substation differs from that of a normal a.c. substation, primarily in the need to consider the requirements of series connected equipment involving arresters connected between terminals away from earth potential, and in the use of different insulation levels for different parts of the substation.

The characteristics of the converter valves, including the control of their firing instants, and the installation of very large filters on both the a.c. and d.c. sides are important factors in the generation of overvoltages.

Overvoltages in an HVDC substation may originate from either the a.c. system or from the d.c. line or cable, or from in-station faults. The nature of the a.c. and d.c. systems shall be taken into account as well as the transient and dynamic performance of the valves and the controls and worst case combinations shall be evaluated when studying overvoltages.

12.2 Protection schemes using surge arresters

Only gapless metal-oxide surge arresters are considered in this report for overvoltage protection of HVDC substations. Figure 18 shows an arrester protection scheme for an HVDC substation connected to an overhead d.c. line. Figure 19 shows a similar scheme for protection of a back-to-back substation. Figure 20 shows an arrester scheme for protection of a series capacitor compensated HVDC substation. Figure 21 illustrates arrester protection on the a.c. side including a.c. filter arresters. Figure 22 shows an arrester protection scheme for an HVDC substation with series-connected converters.

The arrester scheme for a series capacitor compensated HVDC substation, including capacitor commutated converter (CCC) and controlled series capacitor converter (CSCC), ~~are~~ is similar with that used for traditional HVDC substation except for the series capacitors which are protected directly by arresters connected in paralleling with them.

For ultra high voltage direct current (UHVDC) substation with series-connected converters, arresters (A_2) ~~will~~ may be installed to protect the valve side winding of the converter transformers located at the upper side (Figure 22). The smoothing reactor is separated into

two parts and installed at pole bus and neutral bus respectively per pole at each station. This configuration decreases the overvoltage at transient condition and also decreases the cost for smoothing reactor.

The arresters connected across the valves and on the d.c. side are subjected to different combinations of direct and alternating voltages, to harmonic voltages and to commutation overshoots. They shall be designed to withstand the resulting stresses.

Arrester requirements shall often be determined through an iterative procedure. Energy absorption requirements imposed on the arrester determine its size and characteristics. These in turn affect the overvoltage level and arrester discharge currents. Arrester stresses are discussed further in 12.7.

For detailed specification of arresters in the HVDC system, intensive simulation study could be carried out.

12.3 Switching overvoltages and temporary overvoltages on the a.c. side

Switching overvoltages and temporary overvoltages (see definition in IEC 60071-1) occurring on the a.c. side are important to the study of arrester applications. They determine the overvoltage protection and insulation levels of the a.c. side of the HVDC substation. They also influence valve insulation co-ordination.

For the special case of disconnectors located between the converter transformers and the converter bridge, protection of the converter transformer valve windings shall be provided when these disconnectors are in an open position.

Overvoltages discussed in this subclause are generated by the a.c. side switching operations and fault events described in Clauses 4 and 5 of this report.

12.4 Switching overvoltages and temporary overvoltages on the d.c. side

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

Events that shall be considered are d.c. line-to-earth faults, d.c. side switching operations, events resulting in an open earth electrode line, generation of superimposed a.c. voltages due to faults in the converter control, misfiring, commutation failures, and earth faults and short-circuits within the converter unit.

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

12.5 Lightning and steep fronted surges

The different sections of HVDC substations shall be examined in different ways for lightning surges. The sections are:

– a.c. switchyard section from the a.c. line entrance up to the line side terminals of the converter transformers;

– d.c. switchyard section from the line entrance up to the line side terminal of the smoothing reactor;

– converter bridge section between the valve side terminals 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 inductance of the smoothing reactor and at the other end, the leakage

reactance of the converter transformers. Travelling waves such as those caused by lightning strokes on the a.c. side of the transformer or on the d.c. line outside of the smoothing reactor are attenuated by the combination of series reactance and earth capacitance to a shape similar to switching surges. Consequently they should be considered as part of the switching surge co-ordination.

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

Steep-fronted surges, other than those caused by lightning, shall also be considered in the equipment design and testing as well as for insulation co-ordination. Such surges, caused by earth faults in the HVDC substation, are important for insulation co-ordination of the valves. These surges 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~~ can be determined by digital simulation studies.

In the a.c. switchyard section, steep fronted surges with front times of 5 ns to 150 ns may also be initiated by operation of disconnectors in gas-insulated switchgear. Also in the operation of SF_6 power circuit breakers, steep front overvoltages with front times of some tens of nanoseconds can appear.

12.6 Protective margins

Conventional procedures for insulation co-ordination are generally applied for insulation in HVDC substations. Alternatively, a statistical procedure can be used for self-restoring insulation.

In the conventional procedure, the maximum overvoltage to be expected at a specific location is established, based on the characteristics of the overvoltages and the protective devices (the surge arresters).

The maximum current through a surge arrester should be established through a digital computer or an HVDC simulator study. The maximum current or a higher value is defined as the co-ordinating current. The voltage across the arrester that corresponds to this current is the protection level. In the case of switching overvoltage it is referred to as the switching impulse protective level (SIPL). The corresponding quantity for lightning overvoltages is called the lightning impulse protective level (LIPL).

The maximum overvoltage on the equipment is given by the protective level of the arrester or the arrester combination across the equipment, including the influence of the connections between the equipment, the arresters, and the earth.

When the maximum overvoltages have been determined, the corresponding insulation levels, i.e., the switching impulse withstand voltage (SIWV) and the lightning impulse withstand voltage (LIWV) as defined in IEC 60071-1 can be established for the equipment to be protected by the surge arresters, taking into account protective margins.

Different from a.c. substation, it is not necessary to upward rounded off the insulation levels (SIWV, LIWV) to the standard values for HVDC equipment.

The protective margin can be expressed as:

$$\text{Margin} = (\text{safety factor} - 1) \times 100\ \%$$

where the safety factor is defined in IEC 60071-1 as:

$$\text{Safety factor} = \frac{\text{Switching or lightning impulse withstand voltage}}{\text{Maximum overvoltage}}$$

Practice on a.c. systems provides one basis for selecting margins, and the extensive successful experience on existing HVDC systems provides additional data for establishment of criteria for selecting margins. Also the use of metal oxide surge arresters results in more consistent protective levels than was possible with prior arrester technology.

For switching impulse surges, a 15 % margin for the valves has been widely used. However for certain specific applications a 10 % margin has been used.

For lightning impulse surges a 15 % to 20 % margin has been widely used for the valves. Protection of other equipment should apply a 15 % to 20 % margin for switching impulse surges and a 20 % to 25 % margin for lightning impulse surges. Use of these margins in past practice has resulted in successful experience.

For steep front surges with front time less than or equal to 0,5 μs a 20 % to 25 % margin over the maximum overvoltage level is appropriate for valves as well as other equipment. Penetration into the valves of extremely steep front surges should be avoided.

The major reasons for selection of a lower margin or safety factor for the valves than for other equipment are that the valves are usually protected by surge arresters directly connected across them and the ageing process for thyristor valves is different from that of conventional power equipment such as power transformers, because failed thyristors are replaced at the times of regular service inspections. The valves shall be designed such that other insulation than thyristors has higher withstand strength and therefore automatically provides higher margins.

Required levels of protective margins described above should be specified.

12.7 Arrester duties

Figures 18 to 22 should be referred for all arrester designations in this clause.

12.7.1 AC bus arresters (A_1, A_2 and A_3)

The a.c. side of an HVDC substation will usually be protected by arresters at the converter transformers (A_1) and depending on the station configuration at other locations (A_3). For UHVDC substation with series-connected converters, arresters (A_2) ~~will~~ may be installed to protect the valve side of the converter transformers located at the upper side (Figure 22). These arresters are designed according to the criteria for conventional a.c. applications considering network earthing and lightning, switching, and temporary overvoltages. Because of possible saturation of the converter transformers and low frequency resonances between the filters and the a.c. system, in particular at clearing of faults, high overvoltages of long duration may appear. The arresters may then need to be designed for high current and high energy dissipation.

12.7.2 Arrester across filter reactors (FA)

The events to be considered with respect to filter arrester duties are switching and temporary overvoltages on the a.c. bus and discharge of the filter capacitor through the arrester during earth faults on the filter bus. The former determines the required SIPL and the latter the LIPL and the energy discharge requirement. In certain cases, high energy discharge duties may also result from conditions of low order harmonic resonance, or due to low order non-characteristic harmonics generated by unbalanced operation during a.c. system faults (see 5.3.7).

12.7.3 Valve arresters (V)

The events to be considered with respect to valve arrester duties are:

– limitation of switching surge voltages and temporary overvoltages transmitted from the a.c. side;
– discharge of the d.c. line, d.c. filter, and valve hall capacitances during an earth fault between the converter bridge and the high potential converter transformer;
– current extinction in only one commutating group;
– discharge of lightning surges resulting from shielding failures.

The first three types of events determine the arrester stresses of switching surge type. These often lead to high energy absorption capability requirements for the arresters.

The level of forward protective firing of the valves shall be co-ordinated with the protective characteristics of the arresters. When the level of the forward protective firing of the valves shall be greater than the protective characteristics of the arresters, this should be specified.

In the case of parallel connected converter units in rectifier operation, an earth fault between the converter bridge and the high potential converter transformer will impose additional energy absorption requirements on the affected arresters because of the fault currents fed from the parallel connected converter unit.

Valves should be designed to withstand the expected maximum current commutated from the directly parallel connected arresters when the valves turn on during the arrester discharging.

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

Application of a mid-point d.c. bus arrester is sometimes used to reduce the insulation level requirements on the valve side of the converter transformers.

Its duties are determined by current extinction in the lower six-pulse bridge and by lightning surges resulting from shielding failures. Data for this arrester are of the same order of magnitude as those for the valve arresters.

12.7.5 Converter unit d.c. bus arresters (CB) and converter unit arresters

The high voltage converter unit bus can be directly protected by a converter unit d.c. bus arrester connected between the bus and earth, see Figure 18, arrester CB. For series connected converter units as shown in Figure 22, usually a combination of a converter unit arrester, arrester C, connected between the d.c. terminals of the high voltage converter unit and a converter unit d.c. bus arrester CB2 for the low voltage converter unit is used.

Since the protection levels of both the converter unit d.c. bus arrester and the converter unit arrester are of the order of twice the nominal d.c. voltage, these arresters will normally not be exposed to high discharge currents from switching surges. Their characteristics are determined from the steady-state d.c. voltage levels. In the case of series connected converter units an additional requirement on arresters E_1 and E_2 is the discharge of the d.c. line when one converter unit is short-circuited.

12.7.6 DC bus and d.c. line arresters (DB and DL)

The characteristics of the d.c. bus and d.c. line arresters are determined from consideration of the maximum operating voltage as well as lightning and switching surges. The d.c. bus arrester DB determines the insulation level of the d.c. pole equipment. On HVDC systems incorporating cables, the protective levels of the d.c. line arrester DL may have to be selected based on consideration of the cable withstand characteristics.

When the HVDC line comprises overhead line sections as well as cable sections, consideration should be given to the application of surge arresters at the cable-overhead line junctions to prevent excessive overvoltages on the cable due to reflection of travelling waves.

12.7.7 Neutral bus arresters (E_1 and E_2)

The operating voltage for the neutral bus arresters is normally low. At balanced bipolar operation it will be practically zero. During monopolar operation it will consist mainly of a small d.c. voltage corresponding to the voltage drop in the electrode line or the metallic return conductor.

These arresters are provided to protect equipment from lightning surges entering the neutral bus and to discharge large energies during the following events:

– earth fault on the d.c. pole;
– earth fault between the valves and converter transformer;
– loss of return path during monopolar operation.

Their energy requirements will depend largely on the sequences to clear these faults.

12.7.8 DC reactor arrester (R)

An arrester can be connected in parallel with the d.c. reactor to protect it from subtractive lightning impulses that could otherwise impose excessive overvoltages across the reactor. Its use permits a reduction in the insulation requirements across the reactor winding.

12.7.9 DC filter arresters (FD)

The normal operating voltage of the d.c. filter reactor arrester is low and usually consists of one or more harmonic voltages. Arrester duties are determined mainly by transients resulting from earth faults on the d.c. pole.

12.8 Prevention of protective relay action due to arrester currents

Arrester currents may need to be taken into account when designing the relay protection for HVDC substations. In some cases arresters which carry large discharge currents, as for example the high energy neutral bus arresters, can be located within a differential protection zone. If so, such arrester currents may need to be measured and fed to the protection to avoid unwanted relay operations during events outside the protective relay zone which initiate arrester discharge currents.

12.9 Insulation clearances

Air clearances for outdoor insulation are in general based on the SIWV specified using normal correction factors due to electrode shapes.

Inside the valve buildings great care should be taken to achieve electrode shapes that minimize required clearance distances. Distances used are normally based on tests with the appropriate electrode shape. Inside the valve halls, distances are normally determined so as to achieve a 0,1 % flashover probability.

12.10 Creepage distances for the insulation

12.10.1 Outdoor insulation

The external insulation of outdoor insulators and bushings is determined mainly by its performance under polluted conditions at normal operating voltage. Insulators subjected to d.c. voltage perform differently than those subjected to a.c. voltage. DC insulators tend to

become more polluted than a.c. insulators located in the same substation because the d.c. insulators attract charged particles.

Depending on the pollution level, insulator d.c. withstand voltage under polluted conditions is generally lower than the r.m.s. a.c. withstand voltage. The d.c. withstand voltage also seems to be more dependent on insulator shape.

Specific creepage distances in the range of 2,5 cm/kV to 4,6 cm/kV have been used for areas with light to medium pollution. For regions of heavy pollution, creepage values of 4,8 cm/kV and higher have been specified.

Operators of many HVDC installations have found it necessary to use insulator washing, greasing, or application of other coatings to the insulators to improve flashover performance. Also, application of polymer type insulator could be one of the choices besides to above counter measure to the pollution.

Knowledge of station insulator performance under d.c. voltage stress and polluted conditions is limited. Further investigations are needed to establish reliable guidelines for determination of creepage distances.

12.10.2 Indoor insulation

Inside the valve halls except the thyristor valves a minimum specific creepage distance of 1,4 cm/kV to 1,6 cm/kV of nominal d.c. voltage has been widely used. The environment is clean and the humidity is controlled. Creepage distance is therefore not a major consideration.

It should be emphasized that keeping the valve hall environment is very important and the humidity and pollution levels should be controlled within limits.

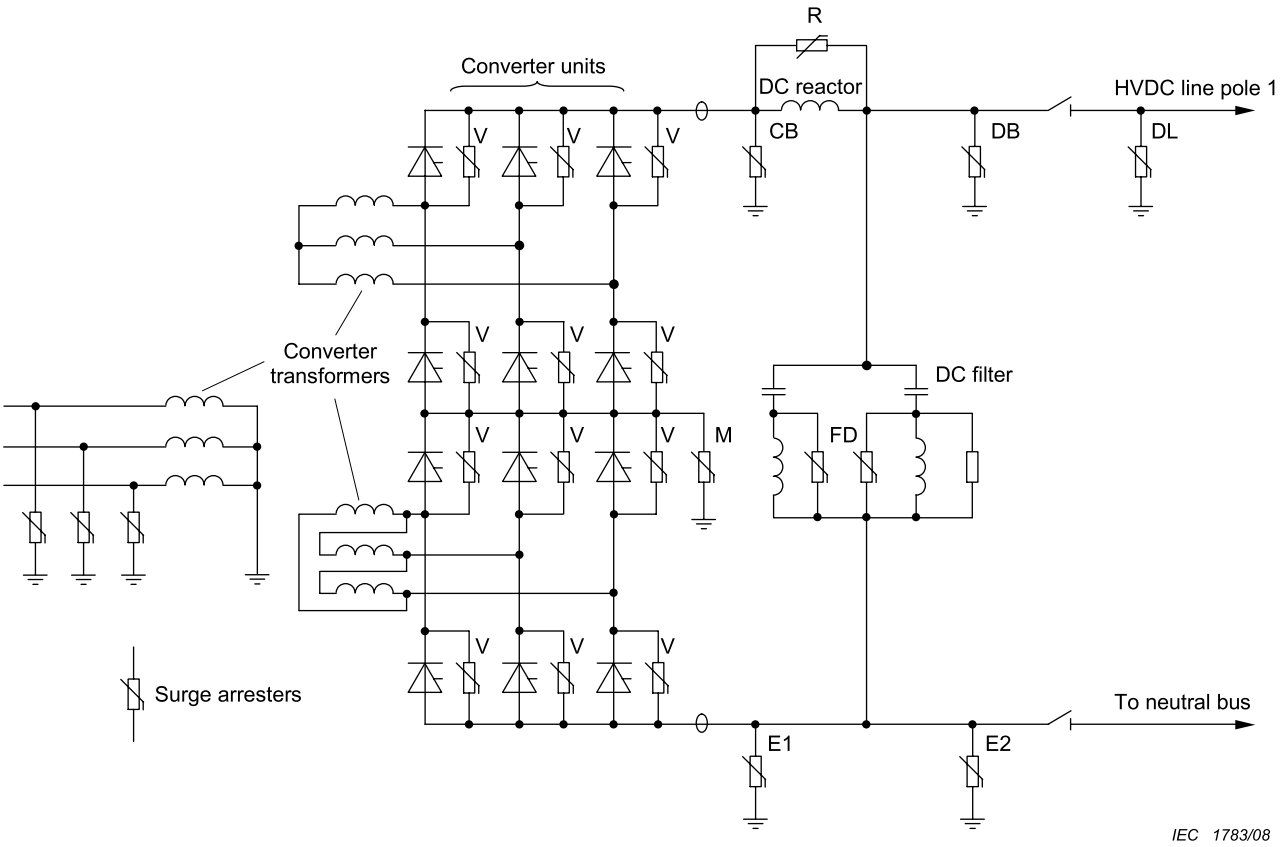


Figure 18 – Example of an arrester protection schene for an HVDC substation

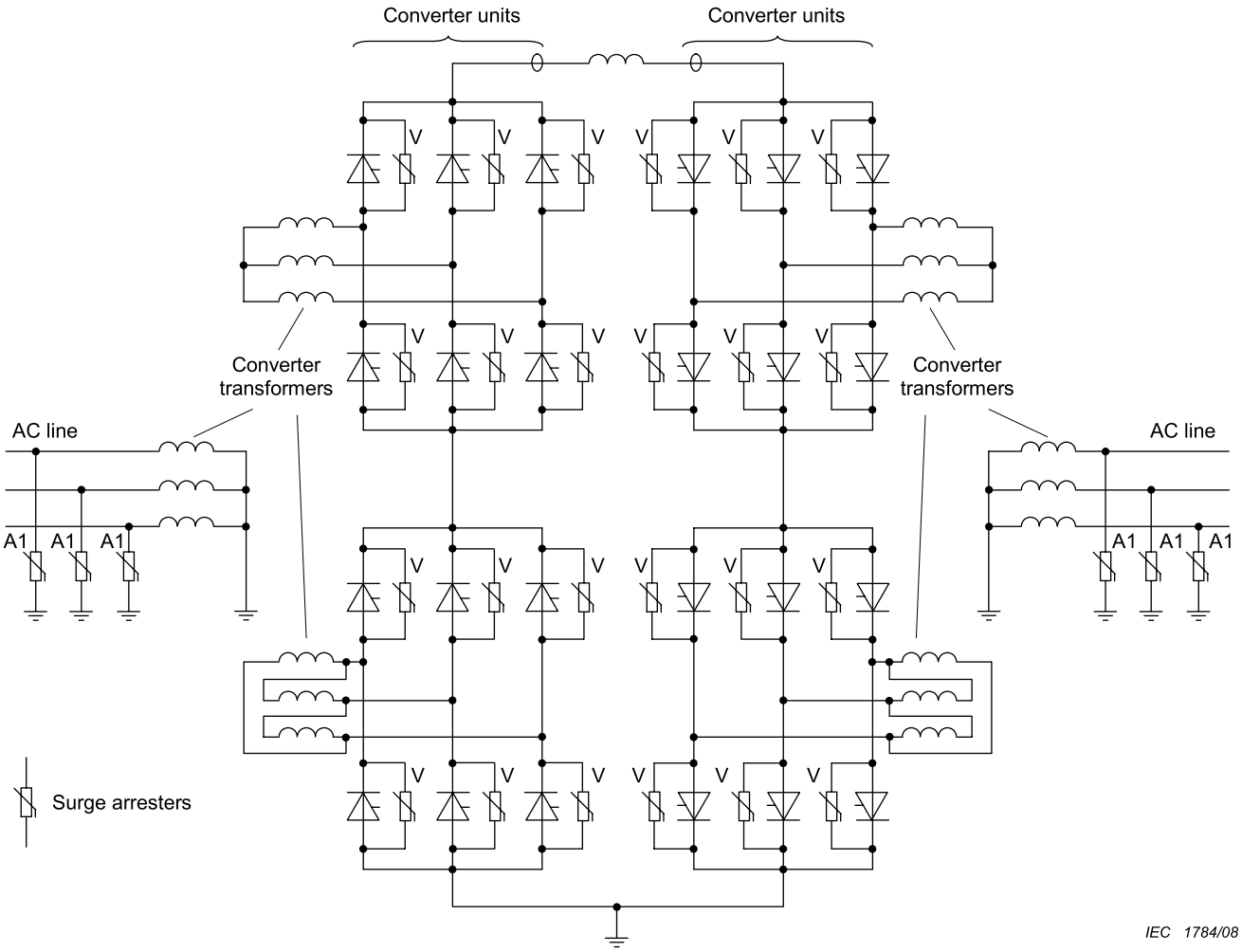


Figure 19 – Example of a d.c. arrester protection scheme for a back to back HVDC substation

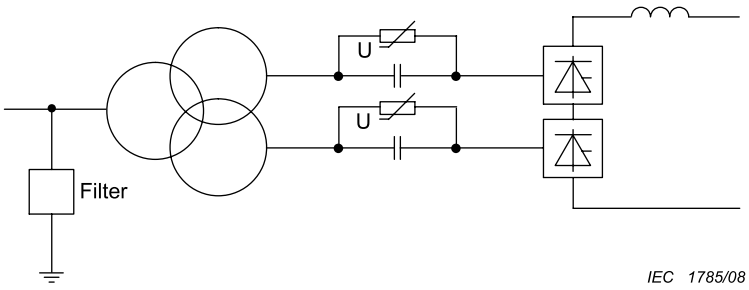


Figure 20a – Capacitor coupled converter (CCC)

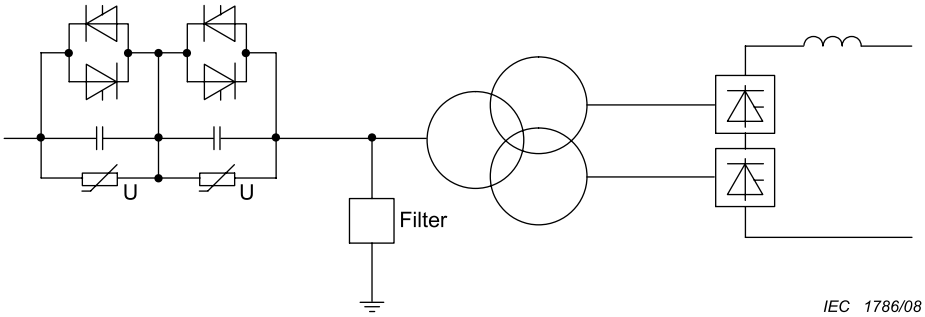


Figure 20b – Controlled series capacitor converter (CSCC)

Figure 20 –Example of an arrester protection arrangement for a capacitor commutated converter HVDC substation

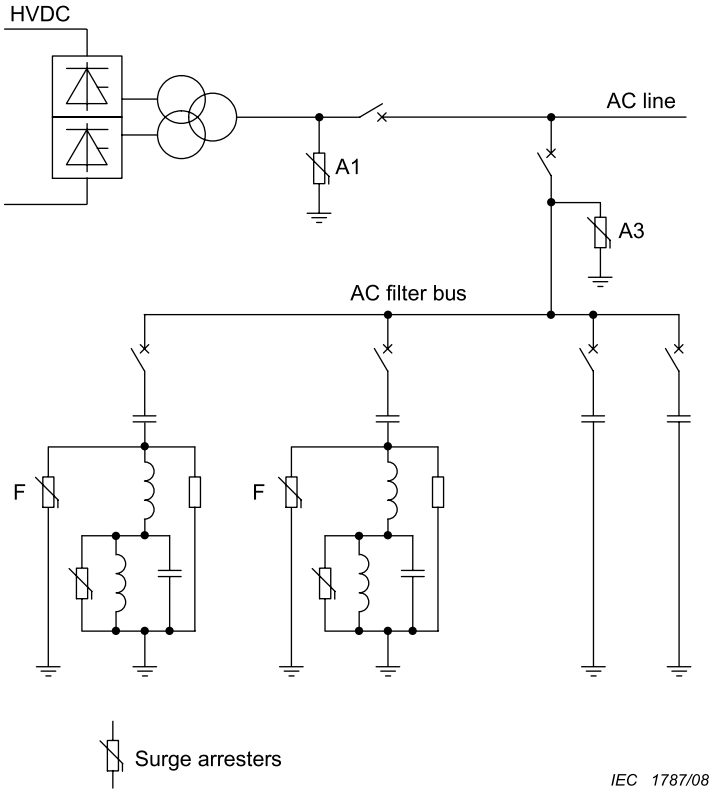


Figure 21 – Example of an a.c. arrester protection arrangement for an HVDC substation

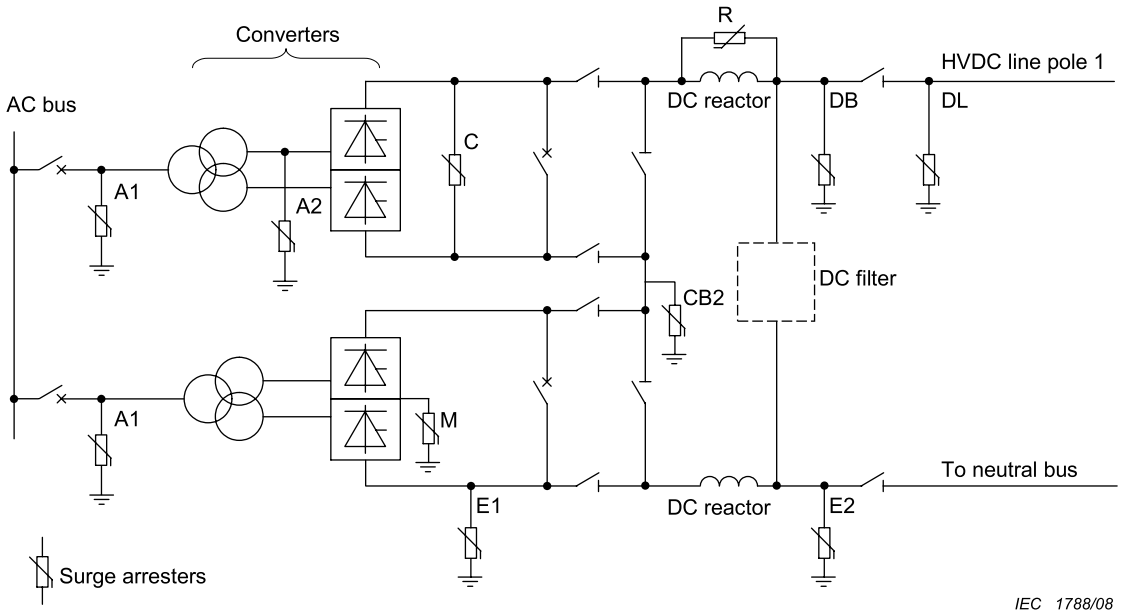


Figure 22 – Example of an arrester protection scheme in a HVDC substation with series-connected converters

13 Telecommunication requirements

13.1 General

As indicated in IEC 60919-1, different types of telecommunication can be used for the operation of an HVDC transmission link.

A main function of telecommunication in the operation of an HVDC link is to transmit control messages such as current or power orders, load and frequency control, etc. In addition it may also be used for supervision, operation and protection. Separate channels could be used for each function; however, often one channel can serve more than one function. In the allocation of channels protection requirements should be given priority.

Fault protection of station equipment and ability to restart after faults within the specified system recovery time should not be dependent on the telecommunication system. However the sending and receiving a.c. systems can be benefited by availability of tele-communication by for example, using it to diminish the impact of sudden changes in active and reactive power at the HVDC substation bus.

Protection of the HVDC substation equipments can be achieved reasonably without telecommunication and without impairing safe operation of the HVDC system. However compliance with requirements for minimum fault durations and short recovery times after faults may not be possible without telecommunication. Time settings that would be required for the protection for selectivity and safe switching sequences probably would not be compatible with the above objectives.

The telecommunication system should use a transmission path which should be secure from the effects of power system faults.

13.2 Specific requirements - Telecommunication systems

As discussed in Clause 9, the basic d.c. line protection criteria, dv/dt, d.c. voltage and d.c current, need interterminal communication to cope with certain specific fault conditions:

– high resistance line faults;
– to give discrimination between d.c. line faults and inverter side faults including inverter commutation failures;
– for protection without use of d.c. circuit-breakers of d.c. lines operating in parallel to permit automatic switching sequences;
– for automatic paralleling and deparalleling of poles as needed for clearing of permanent pole faults line without using d.c. circuit-breakers.

Protection against inverter commutation failures is usually achieved by increasing the inverter extinction angle. However, some protection strategies order the rectifier to decrease the line current via a telecommunication channel as an alternative to voltage dependent control (Clause 5).

A telecommunication channel in both directions can benefit operation of HVDC systems which use more than one converter unit per pole by maintaining an equal number of converter units in operation at each HVDC substation, following an automatic or manually-initiated unit blocking at each substation.

When a d.c. transmission is tied directly to a power station, the performance of the transmission may require control signals from the rectifier or the inverter to the power station. For example the signals could activate control sequences in the excitation or governing systems of the generators or it could optimize the number and loading of generator units and filter banks.

A telecommunication signal for each pole may be required to limit the current to a preset value following certain types of faults.

Similarly, a control signal for power reversal or change of power level can be used to enhance a.c. system stability for critical a.c. line outages (see Clause 5).

Telecommunication channels for control and protection should be redundant and on a pole basis.

Telecommunication may also be used for line fault location and discrimination between cable fault and overhead fault.

13.3 Consequence of telecommunication system outages

For many of the requirements in 13.2, a lack of telecommunication may not cause trouble other than to increase recovery time after a fault.

However a communication outage could seriously degrade the d.c. system performance, for example by failing to distinguish between an a.c. side inverter fault and an inverter end d.c. line fault. If all telecommunications are involved in the outage, the whole d.c. transmission could be shut down by the d.c. line protection for inverter faults. A partial solution for such an occurrence could come from introduction of a time delay in the d.c. line protection immediately after loss of the telecommunication.

Overall a.c. system voltage control on the rectifier and the inverter end can impose a requirement for telecommunication. Consequences of loss of these communications on a.c. system operation should be carefully considered.

13.4 Special considerations for power line carrier (PLC) systems

Power line carrier (PLC) performance may suffer from transient faults in the pole and shield wire conductors sufficiently to degrade performance of the control and protection systems, thus affecting the HVDC system performance. To minimize such effects the following requirements should be specified for the PLC system:

– for a carrier system using a pole conductor and a shield wire as a communication path, the insulation of the shield wire should be designed to avoid scintillation during normal operation and overvoltage conditions considered in the HVDC system design;
– for a fault on the d.c. line or during a flashover of a shield wire insulator, the degradation of the power line carrier signal should be minimized sufficiently to avoid impairment of the specified HVDC system transmission performance level;
– carrier frequencies chosen for the protection and control channels should be as high as possible to avoid carrier interference produced by the converter stations. A power line carrier filter may be required if the frequency selections do not avoid such effects.

In addition the following sources of transient disturbances on PLC over HVDC transmission lines should be carefully examined:

– interference from noise coupled from the electrode line;
– interference from a.c. lines paralleling or crossing the d.c. transmission line;
– interference due to pole-to-pole coupling on the HVDC line.

14 Auxiliary systems

14.1 General

The auxiliary systems of an HVDC substation are the support sources required to enable the HVDC system to produce its full range of power outputs, to enable the station to be maintained in good running condition and to allow the system to be safely shutdown.

These auxiliary systems can be broadly classified in two major groups, the electrical and the mechanical auxiliary systems.

14.2 Electrical auxiliary systems

14.2.1 General requirements

Steady-state considerations of electrical auxiliary systems were discussed in IEC 60919-1. This Part 2 discussion includes those aspects of electrical auxiliary system performance and requirements related to or which support the performance of HVDC systems during fault and switching-initiated transients.

The electrical auxiliary systems of HVDC substations are nearly always supplied from the a.c. networks to which the rectifier and inverter stations are connected. Consequently, faults in the a.c. networks or on the a.c. feeders which supply auxiliary power to HVDC substations could influence the performance of the auxiliary equipment and as a result the performance of the HVDC transmission. General practice then requires at least two main independent sources.

Although the load on the auxiliary system is usually only 0,2 % to 1 % of the HVDC substation rating, the security of the HVDC system depends vitally upon the correct operation of the auxiliary system during faults and switching transients, and the specification of the electrical auxiliary system should therefore emphasize this greater importance. In consequence it is generally appropriate that the electrical auxiliary system of a large HVDC substation should be much more complex and extensive than for a small HVDC substation.

Station auxiliary power loads can be classified in three categories: essential, emergency and normal loads. Essential loads are those necessary to assure the nominal power transmission capability of the HVDC substation. Emergency loads are those which should be in operation or should be ready to operate with minimum delay in the event of a power failure on the main a.c. bus. The normal or other loads in the station are those which are not closely related to the station's power conversion capability.

In the essential category are those loads such as the control and protection systems which cannot be interrupted or be exposed to transients. They are often described as the first grade auxiliary power loads. They are most often supplied from low voltage a.c. auxiliary power busbars through converters from batteries or uninterruptable power supplies with redundant battery chargers.

To achieve 100 % redundancy and the necessary high degree of reliability, the essential load buses are nearly always supplied from two main independent power sources. They are arranged with automatic changeover to allow one of the primary sources to feed all loads in this category in the event of failure in the other source. Consideration should be given to the simultaneous interruption of both main power sources with respect to the design of the HVDC substation equipment and the auxiliary system.

Design of the automatic transfer might be arranged for normal parallel operation, minimum time delay transfer, or intentional time delay transfer depending on the HVDC substation's requirements as to the allowable interruption time in such power supplies or load synchronization constraints, etc.

Loads which do not require 100 % redundancy are often fed from one of two feeders which can be selected by changeover switches located near the equipment being served.

A special problem for regions subject to freezing temperatures is provision of an alternative power source to avoid freezing of some systems such as, oil lines, diesel fuel supplies, primary water systems, etc., in the event of complete power blackouts.

The auxiliary electrical systems should be designed to operate satisfactorily under full and overload HVDC transmission capacity following disturbances on the a.c. systems. The undervoltage operating limits for the auxiliary systems after a.c. fault clearing should be consistent with the HVDC link low voltage operating criteria.

Design of the auxiliary systems should take into account expected long duration fluctuations in the a.c. supply sources and operate satisfactorily under anticipated operating conditions in the supplying a.c. system.

14.2.2 Specific requirements

Each pole should have its own independent and completely duplicated auxiliary supply for its essential loads. Consideration should also be given to switching and transfer arrangements, during loss of service to one pole, for supplying auxiliary service from the auxiliary service of the other pole.

The auxiliary electrical system should be designed to ensure that after a short temporary interruption, caused by a disturbance in the a.c. system interfacing the HVDC substations, it will not prevent re-establishment of HVDC power transmission within the recovery time specified, after supply to the auxiliary service is re-energized.

The auxiliary electrical system should operate without interruption or shut down of any auxiliary system over the specified range of over and under frequencies for the HVDC link.

Uninterruptible power supplies should maintain output frequency and voltages within the limits required by the auxiliary systems it feeds, so that the operation of valve groups will not be impaired, and to assure continuous protection co-ordination during short time interruptions of up to 2 s of the a.c. power supply to the auxiliary systems.

Control and protection design of auxiliary electrical systems should follow similar practices used for a.c. low voltage industrial or commercial applications, with special regard for the fault clearing speed and protective device selectivity. Particular attention is suggested to:

– avoid paralleling two or more main auxiliary supplies to limit the short-circuit duties of the auxiliary service components;
– provide means for assuring synchronism when two buses are to be paralleled during automatic changeover from one source to another;
– changeover being accomplished within the time requirements of the particular load being supplied with due allowance for the voltage conditions on the buses involved.

14.3 Mechanical auxiliary systems

The mechanical auxiliary systems for an HVDC substation include the following important systems: valve cooling; synchronous compensator cooling; compressed air; fire detection, protection and extinguishing; insulating oil; diesel oil; water supply; drainage and sewage; air conditioning; ventilation; and mechanical load handling facilities.

The above systems are required so that full electric power transmission can be maintained aon the HVDC system. The valve cooling system is probably the most important and critical.

The design of the converters will determine the type of valve cooling system. Generally, it will be either air or liquid cooled. Cooling for a valve group should be dimensioned to handle the power losses from each valve group. Moreover provision should be made for stand-by or spare components so that the failure or shut-down of a fan, cooling pump, heat exchanger, etc. will not cause a reduction of d.c. transmission capacity under any reasonably expected combination of load and ambient conditions (if it is not allowed to utilise the redundant cooling equipment for overload operation).

A supervisory and alarm system may well be included to monitor the auxiliary power functions essential to thyristor valve operation and cooling. Such functions might include:

– air-cooled valves: maximum incoming and outgoing air temperature for the thyristor assemblies; maximum air temperature to and from the heat exchangers; differential pressure across the valves; maximum and minimum temperature in the valve hall; pressure and air flow at critical locations in the air handling facilities; etc.
– water-cooled valves: deionized water temperatures from and to the valves; water level in expansion vessels; water conductivity; pressure drop across the valve cooling pipes; low water flow through a valve; water oxygen content if necessary; if a cooling tower is used, water temperatures and heat exchanger temperatures; and temperature and humidity of the valve hall air and air handling system.

The supervisory system should be arranged to give alarm warnings for low and high limits of the items described above, as well as for loss of pumps or fans, for low reserves of water and the need for refilling of storage vessels, and for water leakage in the thyristor valve structures, etc.

It should also give an alarm signal for such excursions from normal as: high temperature of the deionized water or of the air to and from the valves; low water flow through a valve; or loss of too many pumps or fans, for which a trip signal might be initiated by the supervisory system.

Another mechanical system important for full power transmission is the cooling system for the HVDC transmission's reactive power supplies such as synchronous compensators and static compensators. An independent cooling system should be provided for each such reactive power supply system with sufficient redundancy of major or critical elements in its cooling system to minimize any reduction of transmitted HVDC power resulting from loss of one reactive power source.

Compressed air systems can be important for safe shutdown of the HVDC substation particularly if compressed air is required for operation of switching equipment.

Mechanical equipment in the HVDC substation shall be designed to operate satisfactorily during transients including those which result in over- or underspeed.

Other mechanical auxiliary systems are often provided for maintenance needs or for safety reasons. These are not directly related to the transient performance of an HVDC transmission system.

Moreover provision should be made for standby or spare components so that the failure or shut-down of a fan, cooling pump, heat exchanger, etc. will not cause a reduction of d.c. transmission capacity under any reasonably expected combination of load and ambient conditions, including overload operation (if it is not allowed to utilise the redundant cooling equipment for overload operation).

Bibliography

In addition to the standards referred to in IEC 60919-2, the following publications are considered particularly useful reference materials, but the list may not be complete.

IEC 60044-1: 2003, *Instrument transformers – Part 1: Current transformers*

IEC 60044-5 :2004, *Instrument transformers – Part 5: Capacitor voltage transformers*

IEC 60050-371:1984, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Chapter 371: Telecontrol*
Am.1:1997

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

IEC 60050-436:1990, *International Electrotechnical Vocabulary – Chapter 436: Power capacitors*

IEC 60050-441:1984, *International Electrotechnical Vocabulary – Chapter 441: Switchgear, controlgear and fuses*
Am.1:2000.

IEC 60050-448:1995, *International Electrotechnical Vocabulary – Chapter 448: Power system protection*

IEC 60050-471:2007, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 471 : Insulators*

IEC 60050-521:2002, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 521: Semiconductor devices and integrated circuits*

IEC 60050-551:1998, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 551: Power electronics*

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

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

IEC/TR 60071-4:2004, *Insulation co-ordination. – Part 4: Computational guide to insulation co-ordination and modelling of electrical networks*

IEC/TS 60071-5:2002, *Insulation co-ordination – Part 5: Procedures for high-voltage direct current (HVDC) converter station*

IEC 60076 (all parts), *Power transformers*

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

IEC 60505: 2004, *Evaluation and qualification of electrical insulation systems*

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 60831-1:2002, *Shunt power capacitors of the self-healing type for a.c. systems having a rated voltage up to and including 1 000 V – Part 1: General – Performance, testing and rating – Safety requirements – Guide for installation and operation*

_____

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS 68
1 Domaine d'application 70
2 Références normatives 71
3 Généralités sur les spécifications du fonctionnement transitoire des systèmes CCHT 71
3.1 Spécifications du fonctionnement transitoire 71
3.2 Commentaire général 72
4 Transitoires de manœuvres sans défaut 72
4.1 Généralités 72
4.2 Mise sous tension et hors tension des équipements côté c.a. 72
4.3 Réjection de charge 75
4.4 Démarrage et arrêt des unités de conversion 76
4.5 Fonctionnement des disjoncteurs et des interrupteurs c.c. 76
5 Défauts du réseau alternatif 78
5.1 Généralités 78
5.2 Catégories de défauts 79
5.3 Objet des spécifications affectant le fonctionnement transitoire 79
5.3.1 Impédance effective du réseau c.a. 79
5.3.2 Transfert de puissance pendant les défauts 80
5.3.3 Recouvrement après élimination du défaut 81
5.3.4 Consommation de puissance réactive pendant les défauts et la période de recouvrement 81
5.3.5 Réjection de charge à la suite de défauts côté alternatif 82
5.3.6 Manœuvre des équipements de puissance réactive 82
5.3.7 Effets des courants et tensions harmoniques pendant les défauts 83
5.3.8 Changement de modes de régulation en fonctionnement sur défauts 83
5.3.9 Modulation de puissance CCHT 83
5.3.10 Réduction d'urgence de la puissance 84
5.4 Impact de la spécification sur la stratégie de contrôle 84
6 Défauts des filtres à c.a., des équipements de compensation de puissance réactive et du jeu de barres du poste c.a. 86
6.1 Généralités 86
6.2 Surtensions transitoires dans les bancs de filtres 86
6.3 Surintensités transitoires dans le filtre et les bancs de condensateurs 87
6.4 Protection contre le déséquilibre dans le banc de condensateurs 87
6.5 Exemples de protection des filtres et bancs de condensateurs 88
6.6 Protection de l'inductance shunt 89
6.7 Protection de la barre omnibus alternative 89
7 Défauts de l'unité de conversion 92
7.1 Généralités 92
7.2 Courts-circuits 92
7.3 Défaillance d'une unité de conversion dans l'exécution des fonctions assignées 93
7.3.1 Généralités 93
7.3.2 Fonctionnement en redresseur 94
7.3.3 Fonctionnement en onduleur 94

7.4 Protection de l'unité de conversion 94
7.4.1 Protection différentielle du convertisseur 94
7.4.2 Protection contre les surintensités 95
7.4.3 Protection contre les surtensions alternatives 95
7.4.4 Protection contre le fonctionnement à angle d'amorçage élevé 95
7.4.5 Protection contre les ratés de commutation 95
7.4.6 Protection des valves à thyristors 95
7.4.7 Protection du transformateur 95
7.4.8 Protection contre les discordances du changeur de prises du transformateur 96
7.4.9 Protection contre les défauts à la terre sur la connexion c.a. 96
7.5 Aspects de protection supplémentaires pour les unités de conversion connectées en série 96
7.6 Aspects de protection supplémentaires pour les unités de conversion connectées en parallèle 97
8 Défauts d'inductances, filtre et autres équipements à courant continu 99
8.1 Généralités 99
8.2 Types de défauts 100
8.3 Zones de protection 100
8.4 Protection de neutre 100
8.4.1 Généralités 100
8.4.2 Détection de défaut de neutre 100
8.4.3 Isolement des défauts de barre de neutre 101
8.4.4 Défauts de barre de neutre bipolaire 101
8.5 Protection de l'inductance de lissage 101
8.6 Protection des filtres d'harmoniques à courant continu 102
8.6.1 Généralités 102
8.6.2 Protection contre les défauts des bancs de filtre 102
8.6.3 Protection des condensateurs de filtres c.c. 102
8.7 Protection contre les harmoniques c.c. 103
8.8 Protection contre les surtensions sur la ligne CCHT 103
8.9 Protection de l'appareillage côté continu 103
9 Défauts de la ligne à courant continu 106
9.1 Défauts de ligne aérienne 106
9.2 Défauts de câble 106
9.3 Caractéristiques des défauts du réseau continu 107
9.4 Spécifications fonctionnelles de détection des défauts c.c. 107
9.5 Séquences de protection 107
9.5.1 Défauts de ligne aérienne 107
9.5.2 Défauts dans les réseaux à câbles 108
9.5.3 Défauts sur réseaux mixtes: ligne aérienne/câble 108
9.5.4 Défauts de l'un des câbles d'une liaison par câbles connectés en parallèle 108
9.5.5 Défauts dans un réseau à lignes aériennes parallèles 108
9.6 Schémas de protection contre les défauts 108
9.7 Circuit ouvert sur le côté c.c. 109
9.8 Protection de croisement de lignes de puissance 109
10 Défauts de la ligne d'électrode de terre 110
10.1 Généralités 110

10.2 Besoins particuliers – Ligne de terre 110
10.3 Contrôle de la ligne d'électrode 110
11 Défauts du conducteur de retour métallique 111
11.1 Conducteur pour le circuit de retour 111
11.2 Défauts du circuit de retour métallique 111
11.3 Détection des défauts – Retour métallique 112
11.4 Système de protection contre les défauts de retour métallique 112
12 Coordination de l'isolement – Systèmes CCHT 115
12.1 Généralités 115
12.2 Schéma de protection utilisant des parafoudres 116
12.3 Surtensions de manoeuvre et surtensions temporaires sur la partie alternative 116
12.4 Surtensions de manoeuvre et surtensions temporaires sur la partie continue 116
12.5 Surtensions de foudre à front raide 117
12.6 Marges de protection 117
12.7 Fonctions des parafoudres 119
12.7.1 Parafoudres de barres alternatifs (A_1, A_2 et A_3) 119
12.7.2 Parafoudres aux bornes des inductances de filtres (FA) 119
12.7.3 Parafoudres de valve (V) 119
12.7.4 Parafoudres de point milieu (M) 120
12.7.5 Parafoudres de barre à courant continu de la conversion (CB) et parafoudres d'unité de conversion 120
12.7.6 Parafoudres de barre à courant continu et parafoudres de la ligne à courant continu (DB et DL) 120
12.7.7 Parafoudres de neutre à courant continu (E1 et E2) 120
12.7.8 Parafoudres d'inductance à courant continu (R) 121
12.7.9 Parafoudres de filtre à courant continu (FD) 121
12.8 Prévention contre l'action des relais de protection provoquée par les courants de parafoudres 121
12.9 Distances d'isolement 121
12.10 Lignes de fuite pour l'isolation 121
12.10.1 Isolation extérieure 121
12.10.2 Isolation intérieure 122
13 Besoins en télécommunications 126
13.1 Généralités 126
13.2 Besoins particuliers – Réseaux de télécommunication 126
13.3 Conséquences de l'indisponibilité du réseau de télécommunication 127
13.4 Considérations particulières relatives aux systèmes à courant porteur de ligne (CPL) 127
14 Systèmes d'alimentation auxiliaire de puissance 128
14.1 Généralités 128
14.2 Systèmes auxiliaires électriques 128
14.2.1 Généralités 128
14.2.2 Exigences particulières 129
14.3 Systèmes auxiliaires mécaniques 130
Bibliographie 132

Figure 1 – Interrupteurs côtés c.c. pour sous-station CCHT avec unités de conversion connectées en série 78
Figure 2 – Exemple de caractéristisques de commande dépendant de la tension 85
Figure 3 – Exemple de disposition de bancs de filtres et de condensateurs et d'inductances c.a. pour un grand système CCHT bipolaire 90
Figure 4 – Exemple de disposition des transformateurs de courant pour protection différentielle des barres et filtres alternatifs 90
Figure 5 – Exemple de protection du filtre contre les défauts à la terre restreints 91
Figure 6 – Exemple d'emplacement des transformateurs de courant pour la protection contre le déséquilibre des bancs de condensateur et la protection d'un bras de filtre double réglé contre la surcharge 91
Figure 7 – Exemples de court-circuits de phase alternative, court-circuits côté pôle et défauts d'une unité de conversion à 12 impulsions 98
Figure 8 – Zones de protection pour unités de conversion connectées en série 99
Figure 9 – Zones de protection pour unités de conversion connectées en parallèle 99
Figure 10 – Exemple de zones de protection c.c. pour des unités de conversion connectées en série 104
Figure 11 – Exemple de zones de protection c.c. pour des pôles de conversion connectés en parallèle 105
Figure 12 – Système monopolaire avec retour métallique montrant un disjoncteur de transfert de retour métallique (TCRM) 113
Figure 13 – Fonctionnement monopolaire d'un système bipolaire pendant une défaillance du pôle de conversion 113
Figure 14 – Circulation du courant continu dans le réseau alternatif pendant un défaut du conducteur de retour métallique alors que la terre de la sous-station CCHT est utilisée pour la mise à la terre du circuit continu 114
Figure 15 – Flux du courant à la terre pendant des défauts sur la ligne 114
Figure 16 – Exemple de détection des défauts du retour métallique au moyen d'un signal alternatif auxiliaire 115
Figure 17 – Exemple d'utilisation du TCRM pour éteindre les défauts à la terre du conducteur de retour métallique 115
Figure 18 – Exemple d'un schéma de protection par parafoudre pour une sous-station CCHT 123
Figure 19 – Exemple de schéma de protection c.c. par parafoudres pour une sous-station CCHT connectée en dos à dos 124
Figure 20 – Exemple de disposition de protection par parafoudre pour une sous-station CCHT de convertisseurs commutés par condensateurs 124
Figure 21 – Exemple de disposition de protection par parafoudre côté c.a. pour une sous-station CCHT 125
Figure 22 – Exemple d'un schéma de protection par parafoudre dans une sous-station CCHT avec des convertisseurs connectés en série 125

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

_____

FONCTIONNEMENT DES SYSTÈMES À COURANT CONTINU HAUTE TENSION (CCHT) MUNIS DE CONVERTISSEURS COMMUTÉS PAR LE RÉSEAU –

Partie 2: Défauts et manœuvres

AVANT-PROPOS

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

DÉGAGEMENT DE RESPONSABILITÉ
Cette version consolidée n'est pas une Norme IEC officielle, elle a été préparée par commodité pour l'utilisateur. Seules les versions courantes de cette norme et de son(ses) amendement(s) doivent être considérées comme les documents officiels.

Cette version consolidée de l'IEC TR 60919-2 porte le numéro d'édition 2.1. Elle comprend la deuxième édition (2008-11) [documents 22F/160/DTR et 22F/165/RVC] et son amendement 1 (2015-06) [documents 22F/344/DTR et 22F/345A/RVC]. Le contenu technique est identique à celui de l'édition de base et à son amendement.

Dans cette version Redline, une ligne verticale dans la marge indique où le contenu technique est modifié par l'amendement 1. Les ajouts et les suppressions apparaissent en rouge, les suppressions étant barrées. Une version Finale avec toutes les modifications acceptées est disponible dans cette publication.

La tâche principale des comités d'études de l'IEC est l'élaboration des Normes internationales. Toutefois, un comité d'études peut proposer la publication d'un rapport technique lorsqu'il a réuni des données de nature différente de celles qui sont normalement publiées comme Normes internationales, cela pouvant comprendre, par exemple, des informations sur l'état de la technique.

L'IEC 60919-2, qui est un rapport technique, a été établie par le sous-comité 22F: Electronique de puissance pour les réseaux électriques de transport et de distribution, du comité d'études 22 de l'IEC: Systèmes et équipements électroniques de puissance.

La présente édition contient les changements fondamentaux suivants par rapport à l'édition précédente:

a) ce rapport ne concerne que les convertisseurs commutés par le réseau;
b) des changements significatifs ont été effectués pour la technologie du système de contrôle;
c) certaines limites environnementales ont été introduites, par exemple les niveaux de bruit audible maximaux;
d) les convertisseurs connectés au travers de condensateurs (CCC) et les convertisseurs à condensateurs en série contrôles (CCSC) ont été ajoutés.

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

Une liste de toutes les parties de l'IEC 60919, sous le titre général: *Fonctionnement des systèmes à courant continu haute tension (CCHT) munis de convertisseurs commutés par le réseau*, est disponible sur le site web de l'IEC.

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

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

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

FONCTIONNEMENT DES SYSTÈMES À COURANT CONTINU HAUTE TENSION (CCHT) MUNIS DE CONVERTISSEURS COMMUTÉS PAR LE RÉSEAU –

Partie 2: Défauts et manœuvres

1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 60919, qui est un rapport technique, fournit des indications générales sur les performances de fonctionnement transitoire et sur les exigences de protection contre les défauts pour les systèmes à courant continu haute tension (CCHT). Il se rapporte au fonctionnement transitoire lié aux défauts et manoeuvres dans le cas des systèmes CCHT à deux extrémités, utilisant des convertisseurs à 12 impulsions comprenant des ponts de Graetz hexaphasés mais ne couvre pas les systèmes de transmission CCHT multiterminaux. Cependant, certains aspects liés à la mise en parallèle de convertisseurs et de lignes, s'ils relèvent d'un système à deux extrémités, seront également abordés. Les convertisseurs sont supposés utiliser des valves à thyristors dans les bras de pont, avec des parafoudres à oxyde métallique sans éclateur pour la coordination de l'isolement, et permettre le transport d'énergie dans les deux sens. Les valves à diode ne sont pas prises en considération dans le présent rapport.

Seuls les convertisseurs commutés par le réseau sont traités dans le présent rapport, qui comprend les configurations du circuit du convertisseur commuté par condensateur. Les spécifications générales pour les convertisseurs commutés par le réseau à semiconducteur sont données dans l'IEC 60146-1-1, l'IEC 60146-1-2 et l'IEC 60146-1-3. Les convertisseurs alimentés en tension ne sont pas pris en compte.

Le rapport entier se compose de trois parties dont la présente norme constitue la deuxième, l'IEC 60919-1 traitant du régime établi, l'IEC 60919-3 concernant le fonctionnement dynamique. Un effort a été fait pour éviter les répétitions entre les trois parties. En conséquence, les utilisateurs sont invités à considérer les trois parties du rapport avant de préparer une spécification pour l'achat d'un système CCHT à deux extrémités.

Les lecteurs sont avertis de bien faire la différence entre les spécifications de fonctionnement du système et les spécifications de réalisation des équipements pour les composants individuels de ce système. Alors que les spécifications des équipements et des essais ne sont pas définies dans ce rapport, l'accent est mis sur celles qui pourraient avoir une influence directe sur le fonctionnement du système. Les performances détaillées de fonctionnement en régime sismique sont exclues de ce rapport. Par ailleurs, en raison des multiples variantes qui peuvent exister entre les différents systèmes CCHT, celles-ci ne seront pas étudiées en détail. Par conséquent, il convient de ne pas utiliser ce rapport en tant que spécification pour un projet particulier, mais plutôt en tant que base d'une spécification appropriée, étudiée pour répondre aux besoins réels d'un système pour un schéma particulier de transmission d'énergie électrique. Ce rapport n'a pas pour objet de distinguer la responsabilité de l'utilisateur de celle du constructeur en ce qui concerne le projet spécifié.

Les termes et définitions pour le transport du courant continu haute tension (CCHT) utilisés dans le présent rapport sont donnés dans l'IEC 60633.

Puisque les matériels sont habituellement spécifiés et achetés séparemment, la ligne de transport CCHT, la ligne de terre et l'électrode de terre sont uniquement incluses à cause de leur influence sur la performance du système CCHT.

Pour les besoins du présent rapport, un poste CCHT est considéré pour représenter une ou plusieurs unités de conversions installées dans un emplacement unique avec des bâtiments, des inductances, des filtres, une alimentation réactive et un équipement de commande, de surveillance, de protection, de mesure et auxiliaire. Bien qu'il n'y ait aucun propos sur les postes de sectionnement courant alternatif dans le présent rapport, les filtres à courant alternatif et les sources de puissance réactive sont traités, bien qu'ils puissent être connectés à un bus à courant alternatif séparé du poste CCHT.

2 Références normatives

Les documents de référence suivants sont indispensables pour l'application du présent document. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

IEC 60146-1-1, *Convertisseurs à semiconducteurs – Spécifications communes et convertisseurs commutés par le réseau – Partie 1-1: Spécifications des clauses techniques de base*
Amendement 1 (1996)

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

IEC 60146-1-3, *Convertisseurs à semi-conducteurs – Spécifications communes et convertisseurs commutés par le réseau – Partie 1-3: Transformateurs et bobines d'inductance*

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

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

IEC 60700-1, *Essais des Valves à thyristors pour le transport d'énergie en courant continu à haute tension (CCHT)*

IEC TR 60919-1:~~2005~~ 2010,~~ *Fonctionnement des systèmes à courant continu haute tension (CCHT) à convertisseurs commutés par le réseau – Partie 1: Spécification des conditions de fonctionnement en régime établi*~~ *Performance of high-voltage direct current (HVDC) systems with line-commutated converters – Part 1: Steady-state conditions*
Amendement 1:2013 (disponible en anglais seulement)

IEC TR 60919-3:2009, *Fonctionnement des systèmes à courant continu haute tension (CCHT) avec des convertisseurs commutés par le réseau – Partie 3: Conditions dynamiques*

3 Généralités sur les spécifications du fonctionnement transitoire des systèmes CCHT

3.1 Spécifications du fonctionnement transitoire

Il convient qu'une spécification complète des performances de fonctionnement transitoire d'un système CCHT pendant les défauts et les manoeuvres comprenne aussi les besoins de protection contre les défauts.

Ces concepts seront introduits aux endroits appropriés dans les différents articles consacrés aux fonctionnements transitoires suivants:

– Article 4 – Transitoires de manoeuvres sans défauts
– Article 5 – Défauts du réseau alternatif

– Article 6 – Défauts des filtres à c.a., des équipements de compensation de puissance réactive et du jeu de barres du poste c.a.
– Article 7 – Défauts de l'unité de conversion
– Article 8 – Défauts des inductances, des filtres et autres équipements à courant continu
– Article 9 – Défauts de la ligne à courant continu
– Article 10 – Défauts de la ligne d'électrode de terre
– Article 11 – Défauts du conducteur de retour métallique
– Article 12 – Coordination de l'isolement – Systèmes CCHT
– Article 13 – Besoins en télécommunications
– Article 14 – Systèmes d'alimentation auxiliaires

Le développement des articles suivants consacrés à la ligne c.c., à la ligne d'électrode de terre et à l'électrode de terre elle-même, se limite à la description des relations entre ces éléments et le fonctionnement transitoire ou la protection des stations de conversion CCHT.

3.2 Commentaire général

En général, des stratégies de contrôle peuvent être utilisées pour minimiser les effets des perturbations; néanmoins, il convient d'identifier les cas où la sécurité du matériel repose sur leur bon fonctionnement.

4 Transitoires de manœuvres sans défaut

4.1 Généralités

Cet article traite du comportement transitoire du système CCHT pendant et après les manoeuvres effectuées sur les parties c.a. ou c.c. des sous-stations de conversion, et ne s'applique pas aux défauts d'équipement ou de ligne qui seront traités dans les articles suivants du présent rapport.

Les manoeuvres sans défauts peuvent être classées de la façon suivante:

a) mise sous tension et hors tension des équipements du côté c.a. tels que: transformateurs de conversion, filtres c.a., réactances shunt, bancs de condensateurs, lignes c.a., compensateurs statiques (SVC ou CER de puissance réactive) et compensateurs synchrones ;
b) réjection de charge;
c) mise en service et hors service des unités de conversion;
d) fonctionnement des disjoncteurs et sectionneurs c.c. pour la mise en parallèle des pôles et des lignes, raccordement et séparation des pôles et des lignes c.c., des lignes d'électrode de terre, des circuits de retour métallique, des filtres c.c., etc.

4.2 Mise sous tension et hors tension des équipements côté c.a.

Durant la vie d'un système de transport à CCHT, les mises sous tension et hors tension des transformateurs de conversion, des filtres c.a., des inductances shunt, des bancs de condensateurs, des compensateurs statiques de puissance réactive et autres peuvent être fréquentes. En fonction des caractéristiques du réseau c.a. et des équipements à manoeuvrer, les contraintes de courant et de tension qui en résultent sont appliquées sur les équipements manoeuvrés et affectent aussi certaines parties du réseau c.a.

Les surtensions et surintensités qui sont critiques pour la conception de l'installation sont généralement dues à des défauts (Articles 5 à 9) et non aux manoeuvres normales. Néanmoins, elles sont présentées ici pour fournir des informations plus complètes. Elles sont significatives par rapport aux perturbations sur les tensions des réseaux c.a.

Les manoeuvres de filtres entraînent aussi des distorsions transitoires sur la tension du jeu de barres. Ceci peut perturber le processus de commutation et entraîner, dans le cas d'un réseau faible, des défauts de commutation.

Il convient d'étudier les manoeuvres des équipements pour:

– déterminer les conditions critiques du réseau c.a. et des équipements qui peuvent contribuer à de telles contraintes anormales ainsi que les actions qui peuvent être prises pour les atténuer;
– dimensionner les appareils;
– vérifier la charge des parafoudres.

Des transitoires apparaissent d'habitude lorsque les filtres et les bancs de condensateurs sont manoeuvrés pour contrôler les interférences harmoniques ainsi que la tension aux bornes en régime établi lorsque cela est nécessaire.

Etant donné l'apparition fréquente de surtensions de manoeuvre, il est généralement souhaitable que les dispositifs de protection contre les surtensions n'absorbent pas une quantité d'énergie appréciable lors de ces manoeuvres. Par exemple, les amplitudes des surtensions qui résultent des manoeuvres habituelles d'appareils de coupure peuvent être minimisées en utilisant des résistances adéquates incorporées aux disjoncteurs de filtres et de bancs de condensateurs, ou bien en synchronisant la fermeture des disjoncteurs. Cela peut également diminuer les risques de défaut de commutation de l'onduleur. Le système de commande CCHT peut aussi être utilisé utilement pour amortir certaines surtensions.

Il convient que des appareils de coupure sans réamorçage soient utilisés pour la manoeuvre des condensateurs afin d'éviter des surtensions importantes dues aux réamorçages qui peuvent apparaître à la suite d'un déclenchement des filtres ou des bancs de condensateurs.

Les courants d'appel à la mise sous tension des transformateurs peuvent causer des interactions indésirables dans les réseaux alternatifs et continus. Lorsqu'un transformateur de convertisseur est déconnecté du réseau de courant alternatif, il convient de déconnecter le transformateur en maintenant les filtres côté courant alternatif connectés en parallèle, si possible, au lieu de déconnecter le transformateur seul ou en utilisant les dispositifs de synchronisation. De cette manière, la saturation restante se réduira et les courants d'appel seront réduits. Après quelques centaines de millisecondes, les filtres pourraient être déconnectés du transformateur.

Les mesures prises le plus couramment pour réduire les courants d'appel incluent: l'utilisation de résistances de préinsertion pour les disjoncteurs, la synchronisation des pôles de disjoncteurs ou le positionnement des régleurs en charge des transformateurs sur la position la plus haute. La position la plus haute des régleurs fait référence à la position des régleurs avec le plus grand nombre de spires enroulées. La synchronisation exige la commutation à un instant optimal dans chaque phase, c'est-à-dire un disjoncteur fermant à 90 degrés après le passage à la tension zéro. Cela implique que les trois pôles du disjoncteur ne peuvent pas commuter simultanément. Pour les disjoncteurs avec des mécanismes d'entraînement unipolaire (et ainsi une unité de synchronisation séparée), ce n'est pas un problème. L'unité de synchronisation est simplement programmée pour donner des ordres de commutation clairement séparés dans le temps aux pôles. ~~Quelques disjoncteurs avec un mécanisme d'entraînement tripolaire peuvent également être utilisés pour une commutation synchronisée, si le mécanisme d'entraînement peut être conçu pour donner un retard mécanique.~~ Néanmoins, il est à noter que la saturation d'un transformateur de conversion déjà sous tension peut survenir à la suite de la mise sous tension d'un autre transformateur dans le poste de conversion, ou encore à la suite de la manoeuvre d'un compensateur statique de puissance réactive.

Aussi l'application de filtres harmoniques d'ordre bas peut être utile en réduisant les problèmes avec les courants d'appel. L'efficacité de telles mesures dépend largement du système et des caractéristiques pertinentes de l'équipement. De plus, la réponse du système

c.a. peut être sensible au nombre de transformateurs de convertisseur déjà alimentés, spécialement s'ils ne sont pas encore chargés comme les connexions en série des unités de conversion multiples.

La mise sous tension de bancs de condensateurs et de filtres change la caractéristique de l'impédance du système. Dans le cas de système à capacité de court-circuit relativement faible, l'ajout d'une composante capacitive déplace la crête d'impédance élevée de la courbe fréquence-impédance vers les fréquences plus faibles. Si la crête d'impédance élevée se produit près du second harmonique, des surtensions importantes pourraient être présupposées pendant les défauts. Pour atténuer une telle situation, une résistance d'amortissement pourrait être ajoutée aux condensateurs.

La mise sous tension de bancs de condensateurs et de filtres produit des oscillations entre ces éléments et le reste du réseau. Là encore, selon la taille des bancs et les caractéristiques du réseau, des surtensions de manoeuvre peuvent apparaître en même temps que des surintensités dans les composants du réseau c.a. déjà mis sous tension.

Il convient de prêter attention aux possibilités de détérioration des condensateurs durant leur remise sous tension, à cause des charges résiduelles qui subsistent après une manoeuvre d'ouverture. Des mesures peuvent être nécessaires pour les décharger avant leur remise sous tension, lorsque leurs résistances internes de décharge ne sont pas suffisamment efficaces dans les limites de temps souhaitées pour la manoeuvre. Sinon, il faudra prévoir une durée plus longue avant d'effectuer une nouvelle manoeuvre.

La mise sous tension des filtres excite les fréquences auxquelles, en combinaison avec le réseau c.a., ils sont accordés. De même, le déclenchement des filtres et des bancs de condensateurs peut aussi provoquer des oscillations de tension sur le réseau alternatif.

Des compensateurs statiques de puissance réactive peuvent être prévus pour stabiliser la tension et contrôler les surtensions temporaires. Il convient que la mise sous tension des compensateurs statiques soit telle qu'elle ne produise qu'un faible transitoire sur la tension du réseau ou même aucun. La plupart d'entre eux ont une commande dont l'action peut être utilisée pour atteindre cet objectif.

Le raccordement et le déclenchement des réactances et des condensateurs shunt produisent des variations sur la tension alternative. Il convient que la taille et le fonctionnement de ces équipements soient spécifiés de façon à limiter à un niveau acceptable les variations de tension provoquées par les manoeuvres.

La mise sous tension et hors tension des lignes de transmission c.a. connectées aux sous-stations CCHT produit également des transitoires de tension qu'il convient de prendre en compte. Ces manoeuvres modifient aussi les impédances harmoniques du réseau alternatif, ce qui modifie les phénomènes transitoires harmoniques.

Les compensateurs synchrones peuvent produire des transitoires de tension au démarrage et lors de leur fonctionnement en moteur à induction, absorbant ainsi de la puissance réactive et réduisant la tension du réseau. Il convient d'examiner avec soin cet aspect de fonctionnement.

Il convient qu'un tableau des niveaux acceptables de surtension et de surintensité temporaires ou transitoires durant les manoeuvres des différents composants du réseau, ou de préférence un diagramme des niveaux attendus de surtension et surintensité transitoires en fonction du temps, soit développé pour les spécifications.

En rapport avec ce qui précède, il convient que des informations aussi complètes que possible concernant les caractéristiques électriques du réseau alternatif et de son évolution future, soient également fournies dans les spécifications. Il convient aussi d'indiquer des critères pertinents de fonctionnement, ainsi que les niveaux actuels et attendus de surtension c.a.

Il convient que les performances désirées pour les sous-stations CCHT, dans les conditions transitoires décrites dans les paragraphes précédents soient stipulées à la fois pour la mise en service et pour la mise hors service des différents composants.

Il convient de coordonner le fonctionnement en cas de surtension de la liaison CCHT avec les caractéristiques réelles de fonctionnement du réseau alternatif existant auquel elle doit être intégrée.

4.3 Réjection de charge

Des réductions soudaines de la puissance transmise sur la liaison CCHT peuvent se produire sans l'apparition de défauts:

– à la suite du déclenchement non intentionnel des disjoncteurs alternatifs dans l'une ou l'autre des stations terminales;
– à la suite du blocage et du shuntage des unités de conversion qui peuvent résulter d'une action du système de commande;
– à la suite d'une baisse de production d'énergie ou encore d'une multitude d'autres raisons.

Les niveaux de tension sur le réseau alternatif augmenteraient alors, essentiellement du fait de l'excès de compensation de puissance réactive qui en résulte dans la sous-station CCHT. Les conditions de ferrorésonance peuvent être atteintes à cause de la saturation des transformateurs de puissance et des résonances entre transformateurs, filtres et réseau alternatif. Ces surtensions peuvent être accentuées par les écarts de fréquence dans le réseau alternatif.

Des précautions particulières doivent être prises au cas où l'onduleur se retrouve isolé du réseau alternatif avec seulement les filtres et les bancs de condensateurs shunt raccordés.

Dans ce cas, l'onduleur doit être bloqué et shunté pour éviter tout dommage causé par les surtensions aux composants du filtre ou sur les parafoudres côté alternatif. L'ouverture du ou des disjoncteurs éloignés sur un réseau ayant une seule ou quelques lignes qui connectent l'onduleur au réseau c.a. doit être prise en compte lors de la conception du schéma de protection.

Les transitoires à la réjection de charge faisant suite à des défauts sur le réseau seront abordés en 5.3.5.

Il convient que les niveaux acceptables de surtensions causées par la réjection de charge soient spécifiés en termes d'amplitude et de durée, particulièrement si les contraintes qui en résultent sont plus importantes que celles dont il est question en 4.2.

Il convient de développer des stratégies appropriées pour retrouver les conditions normales de fonctionnement. Parmi les procédures possibles pour y arriver, il y a: la commande des unités de conversion encore en service pour régler la tension du réseau, le branchement d'inductances, ou encore le déclenchement des bancs de condensateurs ou de filtres. Si les bancs de condensateurs ou de filtres doivent être manoeuvrés dans des conditions de surtension, cela doit être pris en compte lors de la détermination des caractéristiques de dimensionnement et du pouvoir de coupure des disjoncteurs associés. Dans les cas où un disjoncteur existant dont le pouvoir de coupure n'est pas suffisant peut être appelé à fonctionner, il convient que sa manoeuvre soit verrouillée et que d'autres moyens soient utilisés pour réduire les surtensions.

Lorsque les convertisseurs doivent être utilisés pour régler la tension, il faut alors prendre en considération la conception et la fabrication des valves pour un fonctionnement à grands angles de retard à l'amorçage.

L'utilisation jusqu'à un certain point d'une stratégie de réduction des surtensions du réseau c.a. par les convertisseurs dépend des besoins de continuité en fourniture d'énergie qui satisfont au fonctionnement dynamique du réseau c.a.

D'autres moyens, tels que condensateurs ou réactances commutés, compensateurs synchrones, compensateurs statiques de puissance réactive, etc., peuvent être mis en oeuvre pour limiter les surtensions à des niveaux tolérables et pour atteindre le bon fonctionnement du convertisseur.

Comme pour toutes décisions sur la conception d'un système, les coûts auront une grande importance. Néanmoins, des compromis sont nécessaires entre le coût et les performances du système.

4.4 Démarrage et arrêt des unités de conversion

Il convient d'établir les procédures de démarrage et d'arrêt normal d'un pôle CCHT par l'opérateur.

La mise en marche et l'arrêt des unités de conversion connectées en série s'effectuent par le système de commande et quelquefois conjointement avec la manoeuvre d'appareils de coupure en parallèle avec les unités de conversion. A cette fin, on suit normalement une séquence automatique, au cours de laquelle une mise en shuntage du pont par les valves est activée avant la fermeture de l'interrupteur de shuntage.

Il convient de spécifier tous les besoins ou contraintes particulières liés à cette procédure, tels que la variation maximale permise sur le jeu de barres à tension c.a., les besoins spéciaux d'interverrouillage, ou la variation maximale de la puissance transmise, etc.

Il convient de préciser si le système doit fonctionner avec un nombre réduit de convertisseurs par rapport à la configuration finale, et particulièrement pendant les étapes de développement du projet.

4.5 Fonctionnement des disjoncteurs et des interrupteurs c.c.

Les appareils de connexion sont utilisés sur le côté continu des réseaux de transmission CCHT pour effectuer les fonctions suivantes:

– shunter et déconnecter les ponts de convertisseur;
– connecter ou déconnecter le pôle de sous-station à la ligne d'électrode de terre pour les liaisons bipolaires;
– connecter les pôles ou bipôles en parallèle, y compris l'inversion de polarité si nécessaire;
– commuter la barre de neutre;
– connecter ou déconnecter la ligne c.c.;
– connecter ou déconnecter les filtres c.c.;
– connecter les filtres c.c. en parallèle pendant un fonctionnement monopolaire.

Les appareils de connexion peuvent être classés selon différents aspects. La Figure 1 donne un exemple de disposition des appareils de connexion sur le côté continu d'une sous-station de conversion, avec la légende suivante:

– interrupteurs commutant un courant (I);
– sectionneurs (S);
– sectionneurs de terre (T).

Il convient de distinguer:

– les appareils utilisés pour s'ouvrir sous un courant nul, même s'ils ont un pouvoir d'établissement et de coupure du courant limité;
– les appareils capables de transférer le courant d'un circuit à un autre en parallèle; ces appareils doivent avoir une capacité d'absorption d'énergie suffisante lors du transfert du courant;
– et les disjoncteurs c.c. capables de couper tout courant c.c. dans les limites de leur dimensionnement et de supporter la tension de rétablissement qui suit.

A l'avenir, des disjoncteurs c.c. pourront être utilisés pour permettre sans restriction la mise en parallèle ou la déconnexion de pôles de sous-stations ou de pôles de ligne c.c. Une utilisation particuliere du disjoncteur c.c. est l'interrupteur de transfert du circuit de retour métallique (TCRM ou MRTB).

Les interrupteurs à vide et les disjoncteurs c.c. ayant un pouvoir de coupure du courant n'excédant pas le courant de la charge doivent être coordonnés avec les actions du système de contrôle dans les conditions de défauts et pendant les séquences de manoeuvres. Par exemple, la mise en parallèle et la déconnexion de pôles de sous-stations ou de pôles de ligne nécessitent l'ouverture et la fermeture de plusieurs appareils.

Ces manoeuvres créent une grande variété de tension et courant transitoires, et les différentes fonctions sont effectuées selon des séquences spécifiées et contrôlées par le système de commande c.c.

Ainsi, les transitoires dépendent du système de commande, du temps de fonctionnement des appareils et des caractéristiques électriques des réseaux c.a. et c.c.

Pour un réseau à deux terminaux où les exigences de fiabilité sont élevées, utiliser un disjoncteur de réseau c.c. offre la possibilité d'augmenter la fiabilité et la disponibilité de la transmission par l'utilisation de lignes en parallèle sectionnées le long de leur trajet. Cela permet d'isoler l'une des lignes parallèles ou des sections de ligne, au cas où il y aurait un défaut permanent ou pour les besoins de l'exploitation, sans qu'il y ait de coupure, même momentanée, de la transmission c.c.

La capacité de transmission maximale, dans le cadre des limites thermiques du reste du réseau sain, pourrait donc être maintenue. Bien entendu, des protections sélectives devraient être utilisées comme dans le cas des liaisons parallèles à c.a.

Il convient que les caractéristiques de fonctionnement, incluant les spécifications de rapidité soient déterminées et spécifiées pour tout interrupteur et disjoncteur nécessaires à la transmission CCHT considérée.

Lors des spécifications des appareils de connexions c.c., les fonctions suivantes doivent être définies:

– rôle dans la sous-station CCHT;
– modes de fonctionnement;
– spécifications de temps de fonctionnement;
– courant permanent;
– courant à l'ouverture;
– courant à la fermeture;
– tension à l'ouverture;
– tension entre contacts ouverts;
– tension à la terre en position fermée et ouverte.
– absorption d’énergie maximale pour une commutation (ou pour deux commutations ou plus suivant les critères caractéristiques)

– niveau, à la terre, de résistance à une impulsion générée par la foudre
– niveau, entre disjoncteurs ouverts, de résistance à une impulsion générée par la foudre
– niveau, à la terre, de résistance à une impulsion de commutation
– niveau, entre disjoncteurs ouverts, de résistance à une impulsion de commutation

Dans le cas de court-circuit franc à la terre sur le côté c.c. d'un pôle, un interrupteur neutre au moins doit être capable de transférer le courant injecté dans la terre à partir du pôle en fonctionnement.

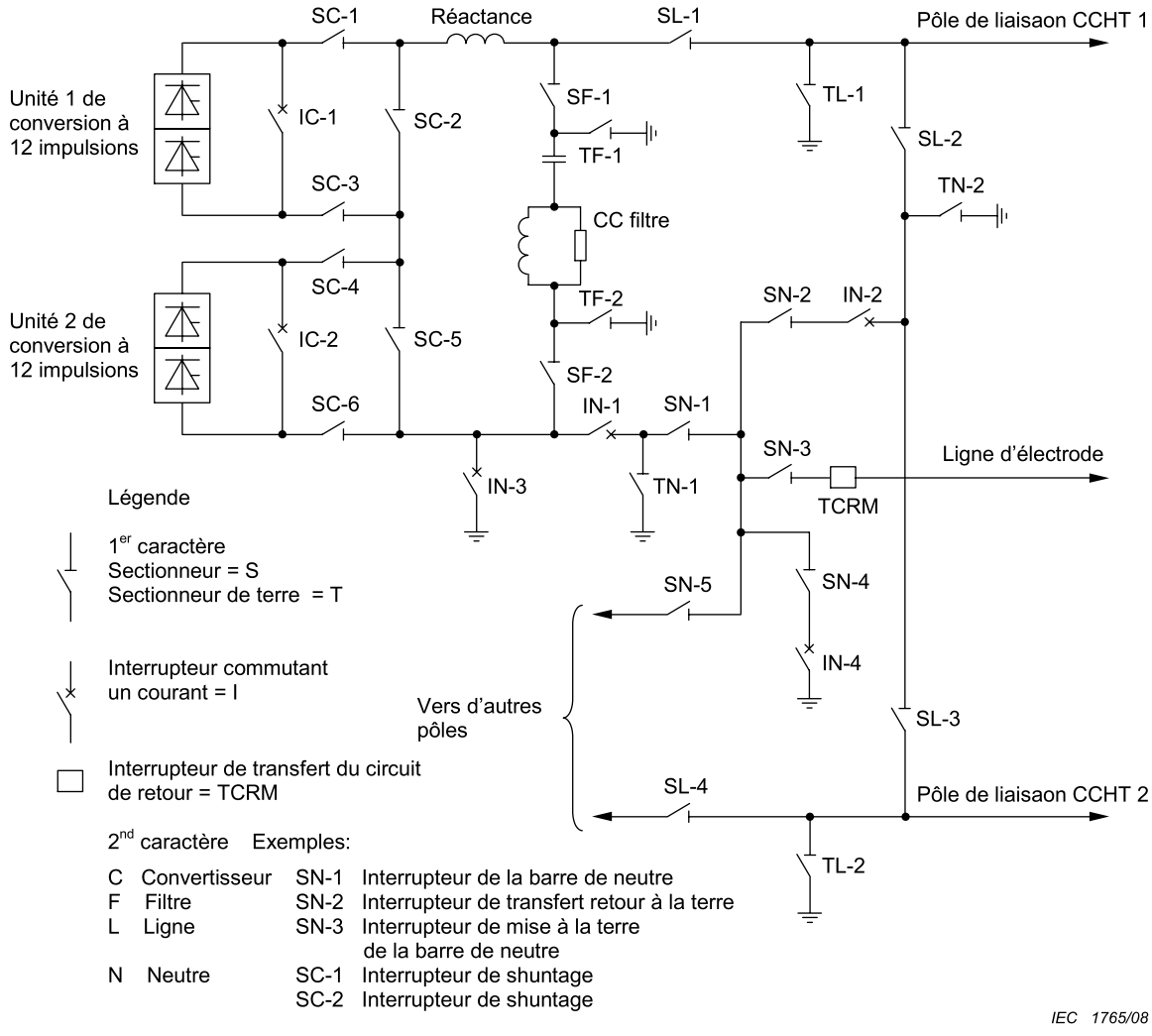


Figure 1 – Interrupteurs côtés c.c. pour sous-station CCHT avec unités de conversion connectées en série

5 Défauts du réseau alternatif

5.1 Généralités

Le fonctionnement transitoire du système CCHT lors de défauts du réseau à courant alternatif et pendant la période qui suit immédiatement l'élimination du défaut sont autant de considérations importantes pour établir les spécifications et la conception de ce système. Les performances de rétablissement du transit, étant influencées par la mise en oeuvre de stratégies de contrôle spécifiques, influent directement sur le dimensionnement des

équipements CCHT, sur les installations des sous-stations c.a. connectées et sur la réponse du réseau c.a. connecté.

5.2 Catégories de défauts

Il convient que les défauts du réseau c.a. définis ci-dessous soient considérés lors de la préparation des spécifications d'un système CCHT:

– les défauts à l'extrémité génératrice (redresseur) et à l'extrémité réceptrice (onduleur) pour chaque direction du flux d'énergie;

– les défauts triphasés à la terre et monophasés à la terre aux sous-stations CCHT.

– les défauts du réseau à courant alternatif, éloignés des sous-stations CCHT; il convient de considérer les procédures de réenclenchement;

– les divers défauts des lignes alternatives et continues, décrits ci-dessus, pour le cas où une ligne parallèle alternative serait étroitement couplée à la ligne c.c. Un cas extrême de ce type est le contournement d'un conducteur c.a. vers un conducteur c.c., au point de croisement entre les deux lignes.

Il convient que les spécifications CCHT concernant le fonctionnement transitoire pendant et après les défauts des réseaux alternatifs englobent tous les domaines concernés par le fonctionnement des réseaux c.a. et c.c. ainsi que le dimensionnement des équipements. Pour aboutir à un équilibre optimal entre le coût du système et ses performances, il convient de considérer quelques aménagements dans le cahier des charges du CCHT.

Les caractéristiques qui influent sur le fonctionnement transitoire pendant et après les défauts du réseau c.a. sont abordées dans les paragraphes suivants.

5.3 Objet des spécifications affectant le fonctionnement transitoire

5.3.1 Impédance effective du réseau c.a.

Sous la forme la plus simple, l'impédance effective du réseau c.a. est en général exprimée comme le rapport de court-circuit (RCC ou SCR), c'est-à-dire le quotient de la puissance de court-circuit du système c.a. (MVA) à la puissance assignée du convertisseur c.c. (MW).

Néanmoins, le rapport de court-circuit s'exprime plus précisément par l'admittance du réseau c.a. sur la base de la puissance assignée c.c. et de la tension assignée du réseau c.a. Cela est défini à la fréquence du réseau et doit en principe inclure l'angle. Beaucoup d'études ont montré que l'admittance globale du convertisseur est à considérer ainsi que celle des filtres et d'autres éléments de puissance réactive connectés au jeu de barres c.a. de la sous-station CCHT. C'est ce qu'on appelle le rapport de court-circuit effectif (RCCE ou ESCR). Les impédances aux fréquences harmoniques de bas rang sont les plus significatives.

Le rapport de court-circuit défini ici diffère du rapport SCR défini dans l'IEC 60146-1-1 où la base est la puissance apparente assignée du convertisseur (MVA).

Les facteurs de performance sur défauts transitoires affectés par le rapport de court-circuit sont:

a) le transfert de puissance pendant les défauts pour maintenir un fonctionnement stable sans ratés de commutation;

b) le temps de recouvrement, spécialement pour les défauts côté onduleur;

c) le contrôle des tensions de recouvrement après défaut à l'intérieur de limites tolérables;

d) les conditions possibles de résonance à basses fréquences, c'est-à-dire inférieures au cinquième harmonique;

e) les surtensions temporaires.

Tous ces facteurs deviennent plus prononcés lorsque l'impédance et l'angle de phase du réseau c.a. augmentent.

5.3.2 Transfert de puissance pendant les défauts

Les systèmes CCHT peuvent être sensibles à des défauts du réseau c.a. relativement éloignés pour lesquels les changements de tension aux noeuds c.a. du système CCHT ne sont pas très importants.

L'effondrement et la distorsion de tension associés à des défauts du réseau à courant alternatif affectent les angles de retard à l'amorçage des convertisseurs et entraînent une réduction de la puissance c.c. transportée. Pour les défauts triphasés éloignés, la perte de puissance est essentiellement proportionnelle à la baisse de tension alternative jusqu'à un niveau de la tension continue pour lequel une loi de commande dépendant de la tension doit s'imposer. Cela est développé dans les paragraphes suivants. Une réduction de puissance supplémentaire peut se produire à la suite d'un changement de mode de régulation, comme cela est décrit en 5.3.8.

Une loi de commande dépendant de la tension permet de modifier les limites ou bien les consignes de courant des convertisseurs de chaque extrémité, de façon coordonnée et sans perte de marge de courant. La tension c.c. à chaque extrémité est un signal commun aux deux extrémités redresseur et onduleur pour la coordination sans qu'il y ait besoin d'autres communications. Il existe diverses lois de ce type; la Figure 2 en montre un exemple typique.

Au cas où les convertisseurs seraient utilisés pour le réglage de la commande de puissance réactive, il convient que la tension d'entrée pour la commande dépendant de la tension soit la tension du noeud c.a.

Il convient d'effectuer des études du système c.a. pour déterminer les ajustements optimaux des seuils de tension c.c., des limites de courant, des constantes de temps ou des taux de variation des rampes, s'il y en a, pour chaque système.

Pour les défauts c.a. monophasés à la terre dans le poste du redresseur ou tout près, la réduction de transfert de puissance pour les convertisseurs modernes est aussi approximativement proportionnelle à la valeur moyenne du creux de tension c.a., puisqu'un déséquilibre de l'angle d'allumage peut être créé facilement pour compenser les fortes dissymétries de la tension c.a.

Par ailleurs, pour la plupart des stratégies de contrôle de l'onduleur utilisant des systèmes d'allumage équidistants, le premier allumage qui est réglé pour minimiser les ratés de commutation fixe l'allumage de toutes les autres valves. Cette opération de contrôle du fonctionnement, en conjonction avec la commande dépendant de la tension, produit normalement un transfert de puissance minimal pendant les défauts monophasés c.a. de l'extrémité onduleur. Les stratégies qui consistent en un transfert de la commande équidistante vers un contrôle individuel d'angle d'allumage pendant les défauts à la terre côté alternatif de l'onduleur offrent un moyen d'augmenter le niveau minimal de puissance mentionné ci-dessus, sans pour autant entraîner un nombre excessif de ratés de commutation.

Pour à la fois obtenir un transfert de puissance stable autant que possible et éviter une erreur de commutation pendant les défauts, une commande optimisée de l'angle de marge peut être appliquée. Par exemple, une détection de l'angle de marge direct ou indirect de la valve du thyristor peut être mise en application et appliquée à la commande de l'angle de marge en boucle fermée.

Les transferts de puissance que l'on peut obtenir dans des conditions de défaut du courant alternatif, dépendent largement des caractéristiques du système CCHT dont il est question et

ne pourront donc être déterminés avec exactitude que par des études sur calculateur ou/et sur simulateur analogique.

5.3.3 Recouvrement après élimination du défaut

Le temps de recouvrement peut être défini comme étant la durée nécessaire au système CCHT, après élimination du défaut, pour retrouver un certain niveau de puissance, en général 90 %, le dépassement et la durée d'établissement étant spécifiés.

Le temps de recouvrement du système CCHT peut être rapide, par exemple 50 ms à 100 ms avec les systèmes de contrôle modernes pour tous les défauts non permanents du redresseur ou de l'onduleur de systèmes c.a. à faible impédance. Cependant, en pratique, beaucoup de systèmes CCHT au stade de projet ou déjà installés sont connectés à des réseaux c.a. à forte impédance à l'une ou l'autre des sous-stations CCHT. Dans ce cas, les temps de recouvrement peuvent être plusieurs fois supérieurs à ceux des systèmes CCHT reliés à des réseaux c.a. à faible impédance. On peut aussi s'attendre à une durée plus longue de recouvrement pour les systèmes CCHT utilisant de longs câbles c.c. et de très longues lignes aériennes.

L'ajustement de la durée de recouvrement doit tenir compte des caractéristiques de stabilité du réseau c.a. pour les durées d'élimination des défauts par les protections primaires, et éventuellement de secours.

Néanmoins, certains facteurs tels que la nécessité de minimiser les ratés de commutation ou bien la tension de recouvrement après défaut influencent souvent le temps de recouvrement réellement prévu dans la stratégie de contrôle du système c.c.

Le recouvrement peut souvent être amélioré en maintenant, si possible, le passage de courant continu, même de moindre amplitude en allumant les valves pendant des défauts sévères monophasés à la terre et triphasés. L'allumage des valves pendant la durée du défaut ou la reprise de la séquence d'allumage immédiatement après l'élimination du défaut peut également réduire l'importance des tensions de recouvrement et améliorer la stabilité.

Il convient que les spécifications mentionnent la durée prévue des défauts monophasés et triphasés, y compris les durées d'élimination par les protections de secours les plus probables, pour lesquelles il convient de prévoir la capacité de recouvrement rapide du système CCHT. Cela est important, car certaines valves doivent être conçues avec un stockage d'énergie suffisant pour que les circuits d'amorçage fonctionnent après les périodes de défauts prévisibles.

5.3.4 Consommation de puissance réactive pendant les défauts et la période de recouvrement

La consommation de la puissance réactive des sous-stations CCHT pendant et après les défauts c.a. dépend de la stratégie de contrôle adoptée. Des limites de consigne de courant en fonction de la tension avec des caractéristiques bien étudiées sont souvent utilisées pour modifier la consommation de puissance réactive en fonction de la tension pour améliorer la capacité de l'onduleur à récupérer sans défaut de commutation.

Des stratégies peuvent être adoptées pour la sous-station CCHT restée saine à l'autre extrémité et, lorsque c'est encore possible, dans la sous-station en défaut elle-même, pour préserver la consommation de puissance réactive ou le soutien de la tension à un niveau suffisant pour maintenir les tensions des barres c.a. dans des limites prescrites.

Pendant les ratés de commutation, des variations importantes de puissance réactive se produisent. Des ratés de commutation persistants dans les convertisseurs suivis d'un fonctionnement de protection, se traduisent par un flot de puissance réactive réjectée dans le réseau alternatif, ce qui peut conduire à des surtensions importantes dans un réseau à forte impédance.

Les études du système CCHT ont une grande importance pour déterminer les moyens de contrôler la tension du jeu de barres alternatives et pour maintenir la commutation ainsi que la stabilité des réseaux c.a. interconnectés.

5.3.5 Réjection de charge à la suite de défauts côté alternatif

Les conditions de défauts qui peuvent provoquer le blocage de l'onduleur, le déclenchement des charges, l'impossibilité de débloquer lors de l'élimination de défauts triphasés et des ratés de commutation sévères, conduisent toutes à une sorte de réjection de charge qui peut initier de fortes surtensions temporaires, des ferrorésonances et des instabilités du réseau c.a., ce qui peut causer l'effondrement du réseau.

De plus, pour certains systèmes c.a., il faut prêter une grande attention aux possibilités de réjection de charges importantes conduisant à une auto-excitation des générateurs ou des compensateurs synchrones situés à l'intérieur des sous-stations CCHT ou électriquement proches de celles-ci.

Les surtensions de réjection de charge ont un impact direct sur les caractéristiques de l'équipement CCHT.

Il convient d'effectuer des études pour:

– estimer à quel point les équipements actuels du réseau c.a. peuvent supporter ces surtensions et concevoir les mesures correctives nécessaires;
– déterminer les spécifications des équipements de sous-stations CCHT y compris toutes les protections c.a. nécessaires pour supporter de façon satisfaisante une telle surtension due à la réjection de charge.

Les convertisseurs peuvent être utilisés pour limiter les surtensions, à la condition d'avoir leurs impulsions de commande débloquées. Néanmoins, il faut considérer le cas où le convertisseur est bloqué pendant des défauts du réseau alternatif et où les tentatives successives de récupérer restent infructueuses. De telles éventualités peuvent indiquer un besoin d'autres moyens, tels que des appareils de connexion rapides pour les sources de puissance réactive, des compensateurs statiques de puissance réactive (SVC ou CER), des filtres d'harmoniques amortis de bas rang ou encore des dispositifs de protection à dissipation d'énergie pour contrôler les surtensions causées par la réjection de charge.

Il convient que les spécifications déterminent l'importance et la durée tolérable des surtensions pour les cas cités ci-dessus.

5.3.6 Manœuvre des équipements de puissance réactive

La manoeuvre des équipements de compensation de puissance réactive tels que les filtres alternatifs, les condensateurs shunt et les bancs d'inductances shunt est une stratégie couramment appliquée, côté c.a. des sous-stations CCHT, pour contrôler les interférences harmoniques et la tension du jeu de barres en régime établi, ce dernier en fonction de la charge du réseau c.a. ou de la tension alternative primaire.

Lors de l'élaboration des spécifications des appareils de coupure permettant de manoeuvrer les filtres, les inductances shunt ou les bancs de condensateurs shunt, l'attention doit être portée non seulement sur la capacité et la vitesse de coupure en régime établi, mais aussi sur les exigences de surtension qui peuvent résulter de l'élimination des défauts alternatifs et des fortes réjections de charge.

Des complications supplémentaires peuvent survenir si un appareil de manoeuvre de puissance réactive ne permet pas une coupure de courant sûre pendant des surtensions dues à une réjection de charge temporaire. Dans ce cas, des dispositions doivent être prises pour mettre en place un disjoncteur de secours ayant une capacité adéquate permettant de déconnecter les sources de puissance réactive excédentaire.

~~Il faut aussi tenir compte du fait que la gestion des appareils de coupure peut être la cause de temps de redémarrage assez longs du système CCHT si les équipements de compensation de puissance réactive doivent être réinsérés avant d'augmenter la charge dans le système CCHT jusqu'au niveau précédant le défaut.~~

5.3.7 Effets des courants et tensions harmoniques pendant les défauts

Des ratés de commutation ou des allumages erronés de façon répétée se produisant pendant un défaut alternatif ou pendant la phase de rétablissement peuvent engendrer des courants et des tensions à des harmoniques de bas rang non caractéristiques et exciter d'autres fréquences côtés c.a. et c.c. Celles-ci peuvent exciter temporairement des résonances dans les systèmes alternatifs et continus, mais les tensions et courants qui en résultent ne sont en général pas excessifs, en partie grâce à l'amortissement procuré par des systèmes de commande modernes. Néanmoins, il convient que de tels phénomènes soient étudiés pour mesurer leur impact sur la surcharge temporaire des filtres et sur un éventuel mauvais fonctionnement de relais de protection du réseau c.a. par exemple.

Si le côté continu résonne à la fréquence fondamentale, la saturation des transformateurs de conversion peut survenir. Cela peut s'ajouter à d'autres sources d'harmoniques de second ordre sur le primaire et causer une éventuelle instabilité du système. De plus, un défaut monophasé à la terre, proche de la station de conversion, engendre de fortes tensions d'harmonique de second ordre sur le côté continu qui persistent tant que les valves sont allumées. Compte tenu de ces considérations, il est conseillé d'étudier soigneusement l'éventualité de toute résonance de la liaison continue à cet harmonique.

Des harmoniques créés pendant les défauts doivent donc être pris en considération pour le dimensionnement des filtres alternatifs et pour l'évaluation de la capacité de l'onduleur à commuter pendant les périodes de recouvrement après défaut.

Un autre problème qu'il convient d'examiner avec soin est l'éventuel mauvais fonctionnement des protections côté alternatif causé par des harmoniques de bas rang pendant les défauts alternatifs. Dans le cas où des relais de type numérique ont été utilisés, un mauvais fonctionnement pourrait être évité pour un certain degré de composante harmonique. Toutefois, il convient de prendre en compte le fait que les relais existants de type ancien ne possèdent pas d'immunité aux harmoniques.

5.3.8 Changement de modes de régulation en fonctionnement sur défauts

Des changements dans les modes de fonctionnement, c'est-à-dire dans les modes de régulation du courant ou de la puissance par exemple, peuvent être nécessaires dans des conditions de défauts alternatifs. Les passages du réglage du courant par le redresseur au réglage du courant par l'onduleur conduit à une réduction de la puissance qui nécessite un ajustement de la consigne de courant pour compenser la perte de puissance. Il convient d'examiner la coordination des marges de courant avec et sans communication entre les extrémités ainsi que les variations de la demande de puissance réactive lors de ces corrections de marges de courant.

Dans des réseaux c.a. à haute impédance, un fonctionnement instable peut survenir dans le mode de contrôle de la puissance pendant le régime transitoire causé par un défaut, à moins qu'une commutation de mode ne soit effectuée pour contrôler le courant, ou que le mode de contrôle de la puissance ne soit conçu pour maintenir une caractéristique à courant constant pendant les défauts.

5.3.9 Modulation de puissance CCHT

La stabilité transitoire du système alternatif et les performances de recouvrement du système CCHT peuvent quelquefois être améliorées en utilisant la modulation de puissance, de courant continu ou de tension continue. Cette option sera abordée dans l'IEC 60919-3.

5.3.10 Réduction d'urgence de la puissance

Dans des conditions de défaut dues à des défaillances critiques de lignes à c.a., la possibilité de réduire d'urgence le niveau de puissance ou même d'inverser la puissance peut être une parade nécessaire pour atténuer l'instabilité du réseau alternatif. Il convient que les spécifications prennent en considération l'impact de telles actions de contrôle sur:

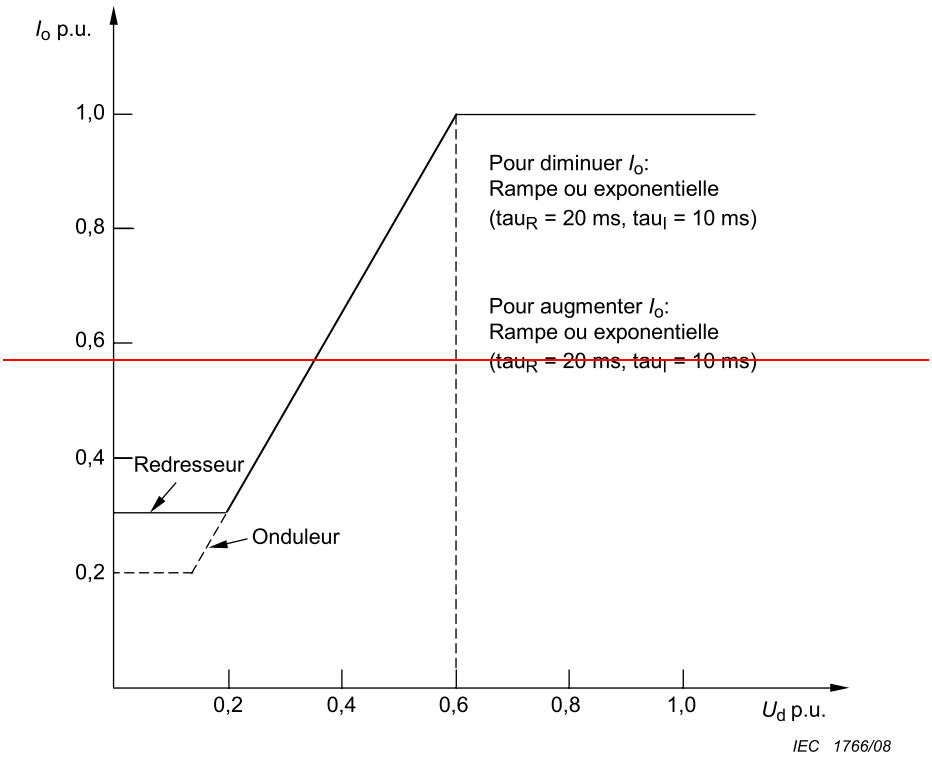
– les éventuelles surtensions ou déstabilisations du réseau alternatif connecté à la sous-station de l'extrémité opposée, qui résultent de la réjection partielle de charge;
– les exigences de temps de transmission des informations pour coordonner les réductions d'urgence et les augmentations de puissance après défaut, ainsi que l'impact d'une perte éventuelle de communication.

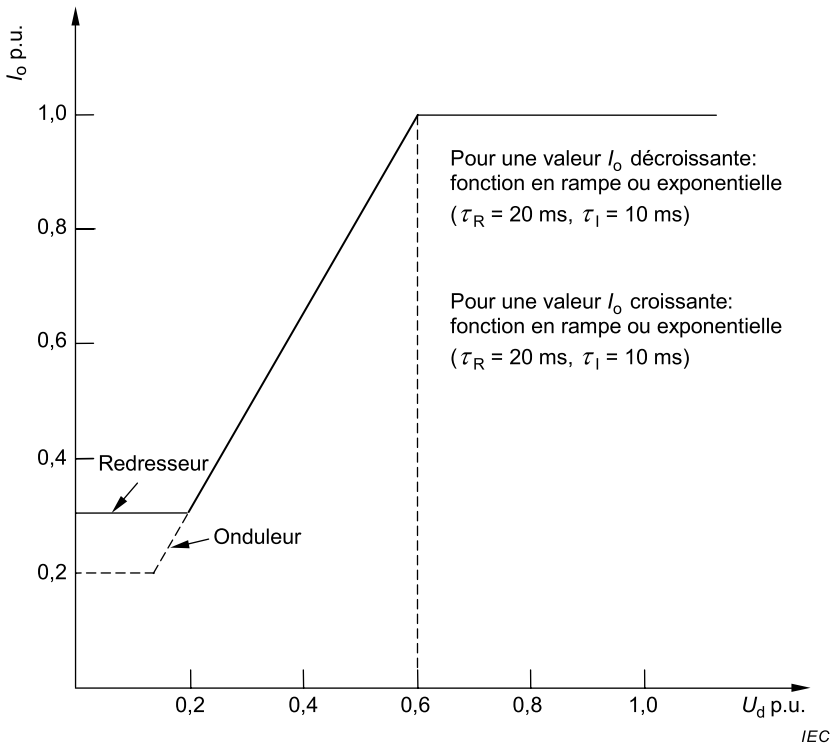
Dans certains cas, le recouvrement après défaut alternatif peut permettre le fonctionnement du système CCHT à un niveau de puissance réduit jusqu'à ce que d'autres actions de rétablissement soient effectuées, selon les résultats d'études de systèmes appropriées.

5.4 Impact de la spécification sur la stratégie de contrôle

En raison de la grande variété des conditions qui doivent être considérées pour déterminer les performances transitoires optimales pendant les défauts du réseau alternatif et pendant la période de récupération après élimination du défaut, il n'existe pas de stratégie de contrôle unique, appropriée dans tous les cas. Chaque système doit être optimisé pour des conditions de référence spécifiées au cours d'études à l'aide d'ordinateur et/ou d'études sur simulateur analogique pour un projet particulier.

Il convient que les spécifications de performance permettent de sélectionner des stratégies de commande en courant continu qui soient un compromis optimal entre le maintien du transfert d'énergie et la prévention de ratés de commutation, d'instabilités ou de tensions de recouvrement excessives, à condition que le résultat général soit une solution satisfaisante pour le réseau alternatif interconnecté.





Légende

U_d tension continue

I_o consigne de courant

~~tau_R et tau_I~~ τ_R et τ_I respectivement, constantes de temps du redresseur et de l'onduleur

Figure 2 – Exemple de caractéristisques de commande dépendant de la tension

6 Défauts des filtres à c.a., des équipements de compensation de puissance réactive et du jeu de barres du poste c.a.

6.1 Généralités

Cet article examine les défauts des filtres d'harmoniques à c.a., des équipements de compensation de puissance réactive et du jeu de barres du poste c.a. Les niveaux relativement élevés de courants harmoniques qui peuvent apparaître dans ces équipements justifient que l'on aborde les aspects de protection. Cette discussion est incluse. Les aspects spécifiques aux protections des CER (SVC) ne sont pas abordés dans ce rapport technique.

La Figure 3 donne un exemple de disposition des filtres à c.a. et des condensateurs shunt pour un système CCHT bipolaire. Les branches individuelles de condensateurs, d'inductances et de filtres des batteries de compensation peuvent être mis sous tension et hors tension par l'intermédiaire de disjoncteurs de sous-batteries, les défauts à la terre dans la branche individuelle doivent aussi être éliminés par les disjoncteurs de sous-batteries. Le disjoncteur de batterie interviendra ~~uniquement~~ lorsque le disjoncteur de sous-batterie n'aura pas réussi à ouvrir le circuit. Un autre dispositif, parfois utilisé, consiste à connecter les batteries de filtres, de condensateurs et d'inductances sur des enroulements tertiaires des transformateurs de conversion.

Les impédances aux fréquences fondamentales et harmoniques des filtres et des batteries de compensation de puissance réactive ont une influence très grande sur l'amplitude et la forme d'onde des surtensions survenant au jeu de barres du poste c.a. Par conséquent, une représentation détaillée des filtres d'harmoniques de courant alternatif et des batteries de compensation de puissance réactive est essentielle pour l'étude des tensions au jeu de barres c.a. en régime transitoire.

6.2 Surtensions transitoires dans les bancs de filtres

Dans les conditions normales de fonctionnement, la plus grande partie de la tension phase-terre apparaîtra aux bornes du condensateur principal des filtres, alors que la tension aux bornes des autres éléments du filtre n'est normalement qu'une fraction de la tension phase-terre. Néanmoins, dans les régimes transitoires, la tension prévisible aux bornes des inductances et résistances du filtre peut être malgré tout plus élevée que la tension phase-terre normale. Ainsi, il convient que la protection par parafoudre soit appliquée de façon interne au filtre ainsi qu'il en sera question dans l'Article 12.

En plus des surtensions qui surviennent couramment à la suite d'une manoeuvre normale (voir Article 4), les composants du filtre seront probablement sujets à des surtensions de coup de foudre, de chocs de manoeuvre et à des surtensions de défauts proches sur le jeu de barres ou à l'extérieur du poste.

Puisque les condensateurs de filtres présentent de basses impédances aux ondes à front raide comme celles des décharges de foudre, les inductances et les résistances des filtres seront presque directement exposées à n'importe quelles surtensions de foudre apparaissant sur le jeu de barres du poste c.a.

Les surtensions de choc de manoeuvre qui apparaissent sur le jeu de barres du poste c.a. peuvent être amplifiées de façon significative à l'intérieur des filtres et les surtensions résultantes aux bornes des composants peuvent même dépasser la tension phase-terre du jeu de barres alternatif. Par conséquent, il convient que les surtensions aux bornes des composants individuels soient examinées au cours d'études de surtensions. Lorsque les composants ne sont pas directement protégés par des parafoudres, comme c'est souvent le cas pour l'unité principale de condensateurs de filtre, il est nécessaire de les dimensionner pour des niveaux de tenue aux chocs de manoeuvre entre leurs bornes plus élevés que ceux supportés par d'autres équipements connectés à la terre depuis le jeu de barres et directement protégés.

Pendant les défauts asymétriques du réseau alternatif, les convertisseurs, s'ils ne sont pas bloqués, produisent des harmoniques de bas rang d'amplitude substantielle. Si des filtres d'harmoniques de bas rang sont utilisés, les parafoudres de filtre peuvent être contraints d'absorber une énergie considérable dans de telles conditions. Une autre contrainte d'énergie à considérer, particulièrement en ce qui concerne les parafoudres des inductances de filtre de second et troisième harmoniques (lorsque de tels filtres sont prévus), est celle de la mise sous tension de gros transformateurs, électriquement proches du jeu de barres de filtrage, comme lors du recouvrement après un défaut proche dans le réseau alternatif.

De fortes surtensions à front raide peuvent apparaître aux bornes des résistances et des inductances à l'intérieur des filtres, si un contournement à la terre du jeu de barres c.a. devait se produire dans la sous-station CCHT. L'amplitude prévisible des tensions aux bornes des éléments du filtre est égale à la tension avant contournement aux bornes de la capacité principale du filtre, et le niveau d'énergie à dissiper peut être élevé.

6.3 Surintensités transitoires dans le filtre et les bancs de condensateurs

En régime transitoire, les courants de crête des composants du filtre peuvent être plusieurs fois supérieurs aux valeurs normales du régime établi.

Au cas où se produit un contournement du jeu de barres du poste à la terre, les bancs de condensateurs se déchargent dans le défaut. Le courant de décharge est limité par l'inductance parasite de la pile de condensateurs et des connexions au jeu de barres c.a., ainsi que par une inductance de limitation de courant s'il en est prévu. De même, là où des parafoudres sont prévus aux bornes des résistances et des inductances d'accord des filtres d'harmoniques de courant alternatif, le courant de décharge du condensateur peut être élevé puisqu'il n'est limité que par la force contre-électromotrice du parafoudre de protection et par l'inductance parasite.

Il convient d'attacher beaucoup de soin à la définition de ces surintensités dans les spécifications des composants ainsi que des circuits de protection et du circuit de mise à la terre. Ainsi, les fusibles des boîtiers de condensateurs doivent être capables de supporter les courants de décharge, et il convient que le fonctionnement des transformateurs de courant et des relais de protection ne soit pas affecté de façon défavorable. En particulier, il convient que les protections ne se déclenchent pas intempestivement tant que l'on reste dans la limite des capacités des composants du filtre. Il est recommandé que ceux-ci soient conçus pour supporter sans dommage de telles décharges.

Il convient de considérer, dans l’analyse, la configuration du système, y compris les filtres et les condensateurs shunt, conduisant aux contraintes les plus critiques.

6.4 Protection contre le déséquilibre dans le banc de condensateurs

Pour atteindre les performances de filtrage et de compensation de la puissance réactive désirées à toute charge en courant continu, les batteries de condensateurs et de filtrage sont généralement divisées en un certain nombre de batteries commutables. Cela signifie que les bras individuels (bancs) peuvent avoir une puissance réactive (MVar) normale relativement basse, c'est-à-dire composée d'un petit nombre d'éléments en parallèle dans les bancs de condensateurs.

Pendant la durée de vie d'un banc de condensateurs, des condensateurs élémentaires peuvent tomber en panne et être déconnectés lorsque les fusibles fondent. Lorsque des fusibles internes sont utilisés, seul l'élément défaillant est déconnecté, alors que l'ensemble du boîtier de condensateur sera déconnecté si on utilise des fusibles externes.

Les bancs de condensateurs sont souvent conçus avec une redondance intégrée, ce qui signifie qu'un nombre limité de défaillances de condensateurs élémentaires et les déclenchements des coupe-circuits qui les accompagnent n'exerceront pas une contrainte excessive sur les condensateurs sains restant dans le banc. Néanmoins, il convient que les

fusibles fondus soient détectés, de sorte que la redondance puisse être restaurée dans le banc, le plus rapidement possible, au moment opportun.

Une méthode permettant cette détection consiste à utiliser un relais de protection sensible au déséquilibre du courant. A cette fin, chaque phase du banc de condensateurs est connectée à un circuit en pont, c'est-à-dire une connection « H ». Si un coupe-circuit fond dans un condensateur, la capacité de la branche en pont qui contient ce condensateur se réduira, causant un courant déséquilibré dans la branche en pont mesurée par le transformateur de courant.

Une autre méthode permettant cette détection consiste à subdiviser chaque phase de condensateurs en deux groupes parallèles de condensateurs aux tolérances proches. Des relais sensibles aux déséquilibres du courant qui répondent à la différence du courant dans les bras, sont utilisés pour détecter de légers changements dus à une défaillance des condensateurs élémentaires et aux fusions des fusibles.

Un autre procédé utilise un appareillage sensible à la tension, qui mesure la tension sur des prises intermédiaires de chaque phase du banc de condensateurs, pour détecter les changements causés par des condensateurs élémentaires défaillants et la fusion des fusibles. Un relais de surtension est utilisé pour contrôler la phase ou la somme des tensions des prises intermédiaires.

Pour certaines applications, deux niveaux de tension de détection du déséquilibre sont utilisés. Le premier permet la déconnexion manuelle du banc de condensateurs et le remplacement des unités de condensateur défaillantes comme il convient pour restaurer la redondance. Le deuxième niveau donne un signal de déclenchement automatique pour préserver le reste du banc de condensateurs à la suite de la perte d'un nombre important de condensateurs unitaires ou élémentaires. Les systèmes de protection contre le déséquilibre présentent une probabilité très faible, du même ordre de grandeur que la défaillance simultanée de deux branches d'un banc de condensateurs du filtre.

6.5 Exemples de protection des filtres et bancs de condensateurs

Des exemples de dispositifs de protection pour les filtres et les bancs de condensateurs d'un système CCHT sont illustrés dans les Figures 4, 5 et 6. Le choix est généralement basé sur l'expérience et la pratique des compagnies d'exploitation.

Si la redondance est suffisante pour permettre à un pôle de continuer à fonctionner même avec un filtre hors d'usage, il est souhaitable de protéger les bras de filtre individuellement, de sorte que le filtre défaillant puisse être déconnecté rapidement avec un minimum de perte de la capacité de transport.

Si la perte d'un filtre signifie que le pôle ne peut continuer à fonctionner, alors on peut considérer comme une solution économique de fournir une protection pour l'ensemble du banc seulement ou d'inclure les filtres dans la zone de protection du jeu de barres du poste. Comme autre variante à la protection individuelle des filtres, quelques restrictions d'exploitation, telles que la réduction du niveau de puissance transportée, peuvent être considérées.

Pour s'assurer de l'application de la stratégie de protection appropriée, il convient que les exigences de fonctionnement imprévu, dans l'éventualité de la perte partielle de l’alimentation en puissance réactive, soient étudiées et spécifiées.

La présence d'un défaut à la terre ou entre phase et terre dans une zone de protection donnée peut être détectée par un système de protection de courant différentiel conventionnel, comme illustré par la Figure 4.

Lorsqu'on a assigné pour chaque filtre une zone de protection individuelle, des transformateurs de courant doivent être installés sur chaque phase côté jeu de barres du

poste c.a. et côté neutre du filtre. Lorsque le banc de filtrage est considérée comme une seule zone de protection, il est nécessaire de ne fournir qu'un seul ensemble de transformateurs de courant à haute tension, situé sur les connexions du jeu de barres du poste c.a.

S'il convient que le déclenchement du pôle complet soit effectué lorsque le banc de filtrage est déclenché, le banc de filtrage peut aussi être incorporé au système général de protection différentielle du pôle. Néanmoins, cela a pour inconvénient de réduire les informations permettant d'identifier automatiquement le banc défaillant.

La Figure 5 montre un autre système de protection de zone qui consiste en une protection restreinte contre les défauts à la terre. On utilise ici des transformateurs de courant dans chacun des trois conducteurs de phase à haute tension et dans la connexion de neutre, pour détecter un défaut à la terre dans la zone de protection.

Il convient de noter que si les parafoudres dans les bancs de filtrage sont directement connectés au réseau de terre de la sous-station, le courant de surcharge du parafoudre peut être détecté par le système de protection comme un courant de déséquilibre. La probabilité de fonctionnement indésirable du relais qui en résulte peut être minimisée grâce à une coordination appropriée ou en incorporant les parafoudres à la zone de protection.

Le courant, dans le filtre et les bancs de condensateurs, dépend non seulement de l'amplitude et du résidu harmonique de la tension du jeu de barres du poste c.a., mais aussi de l'intégrité des composants du filtre et des bancs eux-mêmes. Les circuits de protection différentielle décrits ci-dessus peuvent ne pas être suffisamment sensibles pour détecter tous les claquages internes des filtres. Certaines de ces défaillances naissantes peuvent nécessiter de se développer suffisamment avant de pouvoir être détectées et éliminées.

Les surtensions causées par des tensions anormales sur le jeu de barres du poste c.a. peuvent souvent être tolérées un certain temps sans que cela ne provoque de dommages excessifs altérant la durée de vie de l'équipement. Néanmoins, il convient que l'équipement soit surveillé de sorte que l'on puisse prendre des mesures correctives avant que de telles surcharges n'excèdent les limites définies par les marges connues propres à l'équipement. A cette fin, une protection peut être obtenue en mesurant le courant de chaque phase et en utilisant des relais de surtension et de surcharge. Afin d'assurer une protection adéquate contre ces problèmes dans les filtres d'harmoniques de courant alternatif il est souvent nécessaire d'associer à chaque élément de filtre des transformateurs de courant, comme le montre la Figure 6.

6.6 Protection de l'inductance shunt

Le dispositif de protection d'une inductance shunt utilisé dans une sous-station CCHT pour le contrôle de puissance réactive est semblable à celui employé pour les inductances ou transformateurs du réseau de transport à courant alternatif.

6.7 Protection de la barre omnibus alternative

Le jeu de barres c.a. d'un ensemble de conversion est normalement protégé par un système de protection différentiel. Puisqu'il peut y avoir des résonances entre les filtres c.a. et le réseau c.a., des quantités importantes de courants harmoniques peuvent transiter dans le jeu de barres pendant les périodes de recouvrement de défauts. Le système de protection du jeu de barres doit donc fonctionner correctement en présence de ces courants harmoniques.

Un autre aspect de cette protection qu'il faut examiner est son fonctionnement dans des conditions de surtensions temporaires. Dans certaines conditions, les tensions de crête dans une polarité peuvent être sensiblement plus élevées que dans l'autre polarité. Cela peut produire des courants unidirectionnels dans les parafoudres. Il faut s'assurer que les transformateurs de courant ne saturent pas dans ces conditions puisqu'un mauvais fonctionnement de la protection pourrait en résulter.

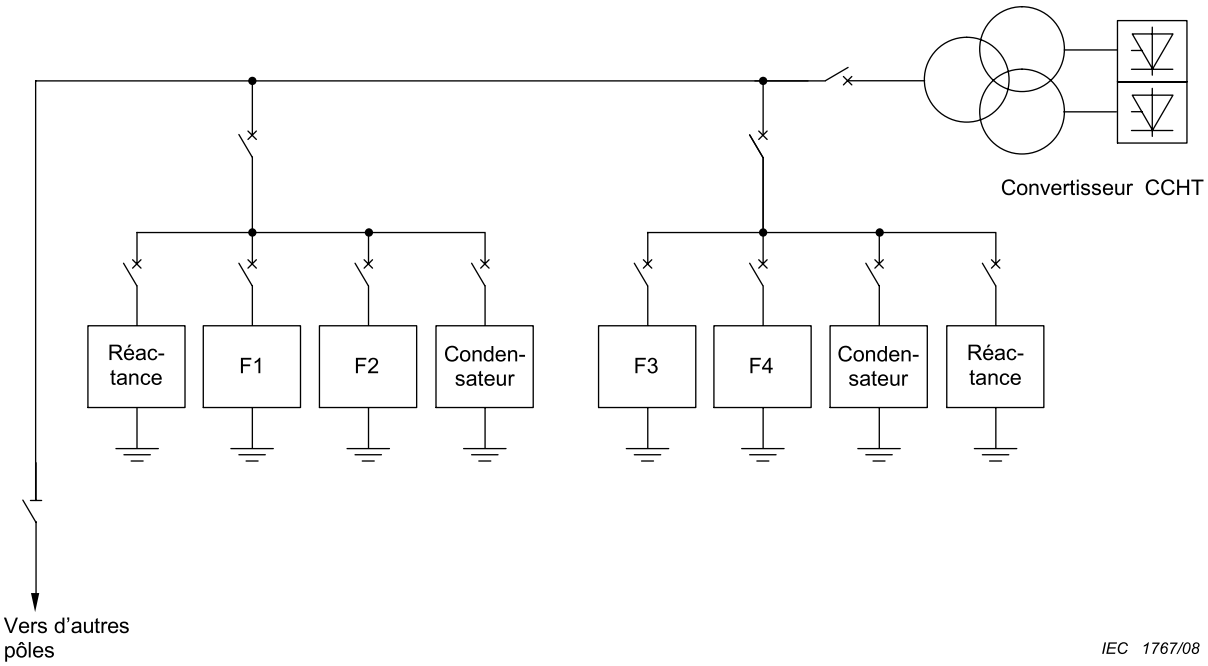


Figure 3 – Exemple de disposition de bancs de filtres et de condensateurs et d'inductances c.a. pour un grand système CCHT bipolaire

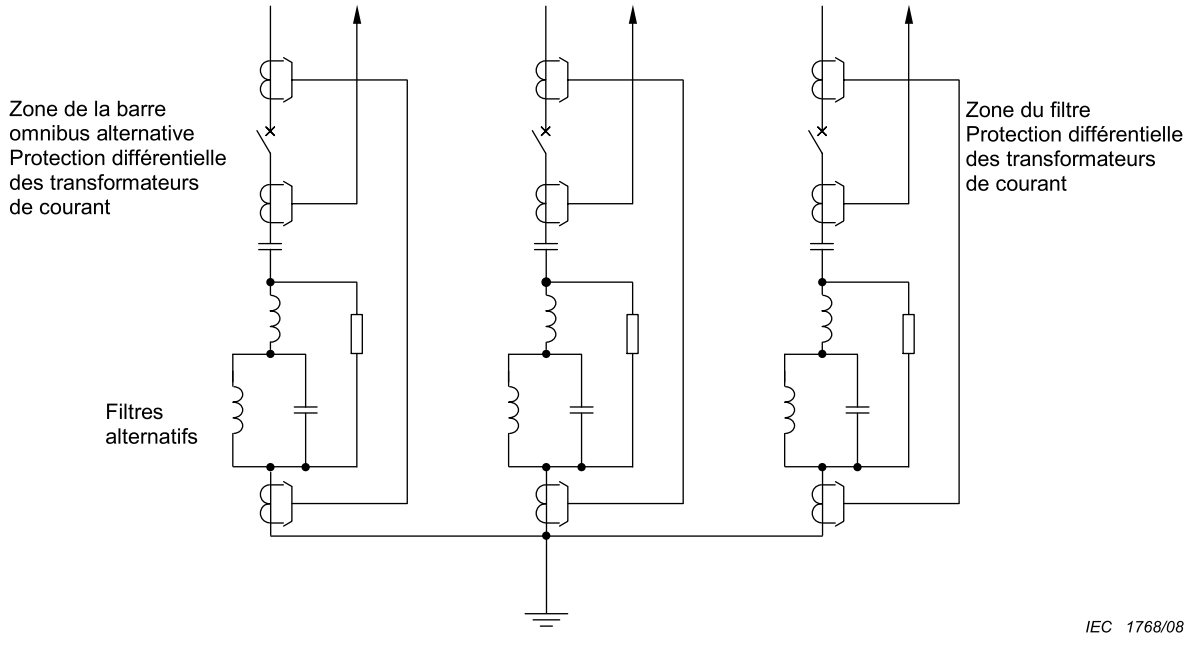


Figure 4 – Exemple de disposition des transformateurs de courant pour protection différentielle des barres et filtres alternatifs

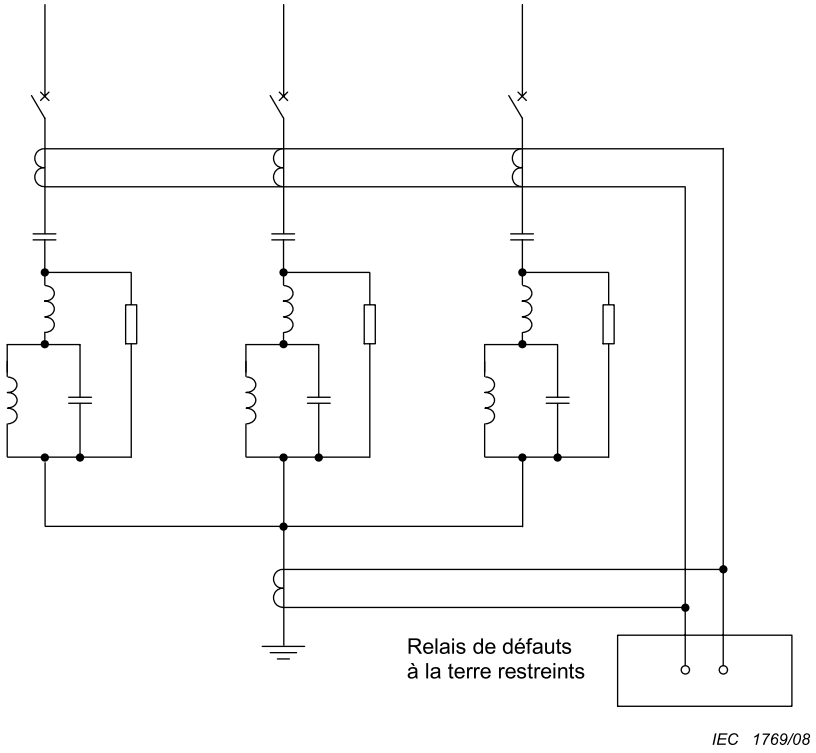


Figure 5 – Exemple de protection du filtre contre les défauts à la terre restreints

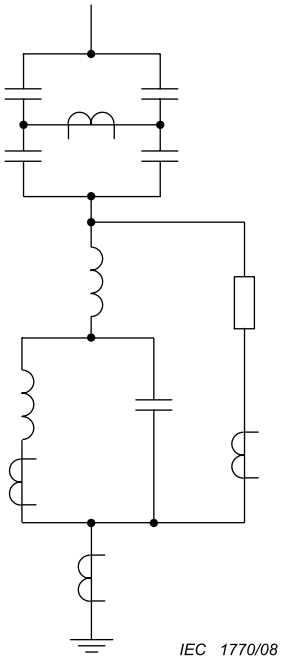


Figure 6 – Exemple d'emplacement des transformateurs de courant pour la protection contre le déséquilibre des bancs de condensateur et la protection d'un bras de filtre double réglé contre la surcharge

7 Défauts de l'unité de conversion

7.1 Généralités

Cet article concerne les défauts de l'unité de conversion, c'est-à-dire ceux qui se produisent entre le côté ligne des transformateurs de conversion et le côté valve de l'inductance de lissage.

On mentionnera si nécessaire les équipements électroniques extérieurs à l'unité de conversion mais qui sont fonctionnellement liés à celle-ci (voir l'IEC 60633). Le matériel de refroidissement sera décrit dans l'Article 14.

Dans certaines applications, les unités de conversion peuvent être connectées en série ou en parallèle du côté continu d'un même pôle de la sous-station CCHT. Les différents aspects des défauts qui se produisent avec ces configurations sont aussi abordés.

Les défauts des unités de conversion peuvent être classés comme suit:

a) contournements ou courts-circuits (voir 7.2);
b) défaillance des unités de conversion dans l'exécution des fonctions qui leur sont assignées (voir 7.3).

Différents dispositifs de protection sont généralement placés autour de l'unité de conversion pour détecter les défauts et les conditions de fonctionnement qui peuvent nuire à la sécurité de l'équipement, en particulier les valves à thyristors. Le Paragraphe 7.4 suivant fait l'inventaire des dispositifs typiques, certains d'entre eux n'étant requis que pour certaines conceptions de valves seulement.

7.2 Courts-circuits

Les courts-circuits peuvent être causés par un claquage de l'isolement externe ou interne, par la fermeture inappropriée des sectionneurs ou pour d'autres raisons. Il est nécessaire alors d'arrêter l'unité de conversion affectée, car il est fort probable que le matériel soit endommagé et nécessite une réparation ou un remplacement.

Dans les systèmes bipolaires ou dans ceux possédant deux ou plusieurs unités de conversion indépendantes par pôle, les unités de conversion non touchées et donc l'ensemble du système de transmission CCHT resté sain peuvent continuer à fonctionner après un court-circuit dans l'une des unités de conversion.

La Figure 7 par exemple, montre les différents endroits où il peut se produire un court-circuit à l'intérieur d'une unité de conversion typique. Les défauts du transformateur de conversion ne sont pas illustrés puisqu'ils ne sont pas propres à l'emploi du CCHT. La Figure 7 s'applique à chaque unité de conversion individuelle et aux unités de conversion connectées en série ou en parallèle.

Le défaut le plus grave, en général, est le court-circuit d'une valve de convertisseur alors qu'elle effectue un redressement à un angle de retard minimal et à une tension alternative maximale, à la suite, par exemple, d'un contournement. Cela produit un court-circuit franc et biphasé de l'enroulement sur le côté valve du transformateur de conversion et soumet la valve en conduction du même groupe de commutation à un courant de court-circuit à pleine asymétrie. L'éventualité d'un contournement entre le neutre du transformateur et la terre doit alors être considérée.

D'autres courts-circuits sur le côté continu comprennent les courts-circuits d'un pont à six impulsions, d'un groupe à 12 impulsions ou du pôle à la terre. Néanmoins, à cause des forces électromotrices et des impédances impliquées dans ces cas, ils imposent aux valves de conversion des contraintes de courant de court-circuit quelque peu réduites.

Lorsqu'un court-circuit est détecté, par la protection différentielle par exemple, à l'intérieur d'un convertisseur CCHT avec valves à thyristors, la tactique habituelle consiste à bloquer immédiatement les impulsions de gâchette pour éviter toute nouvelle commutation. Le courant de court-circuit s'éteint alors à son premier passage à zéro, généralement pendant le cycle qui suit immédiatement le début du défaut. Par la suite, les valves sont soumises à la tension de recouvrement, y compris toutes les surtensions temporaires résultant d'une réjection de charge c.c. Le disjoncteur de l'unité de conversion du réseau alternatif est déclenché simultanément comme secours. Il convient de prêter une attention particulière au fonctionnement du disjoncteur dans de telles circonstances en raison de l'éventualité d'un retard du passage par zéro du courant.

Les contraintes sont les plus sévères sur la valve qui est traversée par le courant de court-circuit, car ses thyristors ont une température de jonction plus élevée que la normale lorsque la tension de recouvrement est appliquée. La capacité d'une valve à thyristors à supporter de telles contraintes sans dommage et à bloquer la tension de recouvrement est désignée par le terme: «capacité de suppression des défauts» (voir l'IEC 60700-1).

Pour un système donné, le courant maximal de défaut d'une valve, et donc la température de jonction des thyristors la plus élevée, s'obtiennent avec le niveau de courant de défaut maximal du réseau alternatif, y compris l'éventuelle contribution des filtres à courant alternatif.Par ailleurs, la tension maximale de recouvrement, compte tenu des surtensions causées par une réjection de charge, s'obtient en général avec un niveau de courant de défaut minimal du réseau alternatif.

Il convient de concevoir des valves avec une capacité de suppression des défauts pour des niveaux cohérents de courant de court-circuit et de tension de recouvrement. Il convient qu'une défaillance du disjoncteur soit aussi considérée. Si les disjoncteurs tripolaires sont utilisés et qu'un disjoncteur échoue, le disjoncteur en amont peut être ouvert après environ 400 ms, et il convient de considérer ce temps pour la conception de la valve. Si l'ouverture du disjoncteur de l'unité de conversion est censée renforcer la capacité de suppression des défauts, il convient que les valves soient spécifiées avec une capacité de tenue jusqu'à ce que le défaut ait été éliminé par le disjoncteur.

Pour les défauts à la terre, y compris les défauts B1, B2, B3 ~~et B5~~ de la Figure 7, les valves sur lesquelles le courant de défaut n'exerce aucune contrainte peuvent subir de rapides sauts de potentiel. En fonction des paramètres du réseau, cela peut soumettre les valves des convertisseurs à des contraintes équivalentes aux chocs de tension à front raide. Dans les spécifications, il convient de stipuler que les équipements des unités de conversion doivent être conçus et fabriqués de sorte qu'ils supportent sans dommage les contraintes qui résultent de conditions de défauts réalistes, dont il est question ci-dessus.

Dans le cas du CCC, un court-circuit du condensateur de commutation ne donnera pas de courant de court-circuit décisif pour dimensionner le circuit principal. Pour dimensionner la varistance au moyen des condensateurs de commutation, il convient de considérer les défaillances du court-circuit de la valve et de commutation / les défauts de réseaux monophasés c.a. comme des cas de défauts décisifs. Il convient de considérer le nombre de défaillances de commutation consécutives / de défauts de réseaux monophasés c.a. comme un élément de dimensionnement pour les varistances. Les défauts biphasés ou triphasés entre le CC et les valves pourraient donner une grande énergie et il n'est pas possible en pratique de dimensionner la varistance pour de tels cas de défauts. Si l'implantation de la station est telle que ces défauts biphasés et triphasés ne puissent pas être négligés, il convient de les considérer pour le dimensionnement du courant uniquement et pas pour le dimensionnement en énergie de la varistance.

7.3 Défaillance d'une unité de conversion dans l'exécution des fonctions assignées

7.3.1 Généralités

La principale fonction de l'unité de conversion consiste à commuter cycliquement le courant continu entre les phases du réseau alternatif. Pour remplir cette tâche, deux conditions

doivent être remplies: il doit y avoir une tension de commutation suffisante, et des impulsions de gâchette cycliques synchronisées doivent être produites par la commande de l'unité de conversion et transmises aux dispositifs d'allumage des valves.

7.3.2 Fonctionnement en redresseur

La réduction ou la distorsion de la tension de commutation n'a en général que peu d'importance parce qu'il y a une surface tension-temps suffisante pour effectuer la commutation, même dans le cas des défauts monophasés à la terre proches. Si la tension triphasée devient trop basse pour réussir la commutation, le courant continu peut être réduit ou le convertisseur bloqué. Lorsque la tension réapparaît, il convient que le convertisseur soit capable de reprendre son fonctionnement dans les délais les plus brefs. Cela impose une exigence pour la conception des valves, lorsque l'énergie auxiliaire pour l'allumage ou la protection du thyristor est tirée du réseau principal, selon laquelle il convient que les circuits électroniques soient conçus pour un rechargement rapide ou pour avoir une capacité de stockage de l'énergie adéquate.

Une défaillance persistante de la valve à commuter, peut-être due à l'absence d'impulsion de gâchette, provoque l'injection de la tension alternative fondamentale dans le réseau continu. En fonction des paramètres du réseau cela peut conduire à saturer le transformateur, à exciter d'éventuelles résonances sur la liaison à courant continu, etc., en imposant éventuellement de fortes contraintes aux équipements concernés. Il convient que les spécifications prescrivent que de tels défauts soient détectés et que des mesures appropriées soient prises (voir 8.7).

7.3.3 Fonctionnement en onduleur

Lors du fonctionnement en onduleur, l'absence d'un domaine tension-temps suffisant pour la commutation ou encore l'absence d'impulsion de gâchette sur la valve, conduit à un raté de commutation. Cela soumet les valves à une surintensité et introduit une composante de tension alternative fondamentale dans le circuit continu. Des stratégies spéciales de contrôle, telles que: avancer l'angle de retard à l'amorçage, former une paire de shuntage pour éliminer la tension alternative fondamentale sur le côté continu, réduire le courant continu, etc., sont adoptées pour minimiser les ratés de commutation et leurs conséquences.

Si le raté de commutation est dû à une tension alternative insuffisante causée par un événement tel qu'un défaut sur le réseau alternatif (voir Article 5), on peut alors s'attendre à ce que le fonctionnement normal reprenne dès que le défaut est éliminé. Pour éviter l'arrêt du convertisseur, il convient que les valves soient conçues et fabriquées pour tenir les contraintes résultant de tels événements pendant un certain temps, avec l'assistance de la commande de l'unité de conversion. Si le temps de tenue spécifié est dépassé ou si le raté de commutation est dû à une absence d'impulsion de gâchette, il y aura alors lieu que le convertisseur soit bloqué.

Pour la conception des valves où l'énergie auxiliaire requise pour amorcer les thyristors est soutirée du circuit principal, il convient que les circuits électroniques adéquats soient conçus pour permettre une recharge rapide ou qu'ils aient une capacité de stockage d'énergie suffisante de sorte que le convertisseur puisse rétablir rapidement un fonctionnement normal dès que la tension de commutation réapparaît.

7.4 Protection de l'unité de conversion

7.4.1 Protection différentielle du convertisseur

En comparant le courant du transformateur de conversion côté valve au courant continu, on peut détecter des courts-circuits dans le pont de conversion. L'action de protection qui en résulte consiste à bloquer de façon permanente l'unité de conversion et à déclencher le disjoncteur alternatif associé.

7.4.2 Protection contre les surintensités

Une évaluation de l'amplitude du courant du transformateur côté valve permet la protection contre les surintensités. Cela fournit également une action de secours pour la protection différentielle de convertisseur. L'action de protection est identique à celle décrite en 7.4.1.

7.4.3 Protection contre les surtensions alternatives

Une protection contre les surtensions alternatives peut être fournie en mesurant la tension alternative, par exemple du côté valve du transformateur de conversion par l'intermédiaire d'un diviseur de tension capacitif comme dans les traversées du transformateur, ou par d'autres moyens. Lorsqu'une surtension indésirable est détectée, les actions de protection peuvent consister à déclencher les bancs de condensateurs, à augmenter la consommation de puissance réactive du convertisseur, à bloquer les valves de façon permanente et déclencher en même temps le disjoncteur alternatif de l'unité de conversion, ou à combiner de façon appropriée ces différentes actions.

7.4.4 Protection contre le fonctionnement à angle d'amorçage élevé

La protection contre les fonctionnements à angle d'amorçage élevé peut être réalisée, si nécessaire pour une conception de valve particulière, en mesurant les angles de retard à l'amorçage de la valve et en limitant la durée d'un tel fonctionnement par la commande de l'unité de conversion. La limitation en durée peut être rendue dépendante du niveau de la tension alternative et des températures du système de refroidissement des valves.

7.4.5 Protection contre les ratés de commutation

La détection des ratés de commutation s'effectue en général par une mesure différentielle des courants alternatif et continu. Si le rétablissement ne s'effectue pas naturellement, une action est menée avec un certain délai en augmentant temporairement l'angle d'avance de l'onduleur. Si le rétablissement ne s'est toujours pas effectué après un laps de temps donné, un blocage permanent est commandé.

7.4.6 Protection des valves à thyristors

La redondance de thyristors peut être contrôlée grâce à une surveillance continue en fonctionnement de l'état de chaque thyristor, si nécessaire. Les actions de protection peuvent consister en l'envoi d'un signal d'alarme, en l'arrêt et l'isolement de l'unité de conversion, ou en une combinaison de ces dernières.

La protection des thyristors contre les surtensions de sens direct peut être réalisée en surveillant les tensions de chaque thyristor individuellement et en envoyant un signal d'amorçage si le seuil de sécurité est dépassé (voir aussi 12.7.3), ou par d'autres moyens.

Une protection contre le recouvrement dans le sens direct peut être utilisée pour protéger les thyristors contre une différentielle de tension par rapport au temps dv/dt positive et élevée durant la période de recouvrement, en envoyant un signal d'amorçage si le seuil de sécurité est dépassé, ou par d'autres moyens.

7.4.7 Protection du transformateur

La protection du transformateur de conversion est la même que celle employée habituellement pour les transformateurs des réseaux de transport d'énergie en courant alternatif. Elle se compose d'une protection différentielle, d'une protection contre les surintensités, d'une détection de points chauds et de dégagement gazeux, etc. L'action de protection consiste à déclencher le disjoncteur alternatif de l'unité de conversion. Des mesures doivent être prises pour empêcher la circulation du courant continu dans le transformateur, par la formation d'une paire de shuntage par exemple, et pour ainsi assister l'ouverture du disjoncteur. Cela peut être particulièrement important pour les unités de conversion connectées en série.

Le fonctionnement d'une protection différentielle globale est rendu compliqué, par rapport aux défauts à la terre côté valves, par l'absence de connexion directe à la terre. Il convient que les effets des harmoniques sur le fonctionnement de la protection soient étudiés, particulièrement dans le cas d'une protection différentielle à pourcentage avec blocage des harmoniques.

Il conviendra de prêter une attention particulière à la conception et au dimensionnement des transformateurs de courant utilisés, en raison d'éventuels problèmes liés à la saturation. Parmi les problèmes à considérer, il y a, par exemple, l'injection d'un courant continu associé à des ratés de commutation, à des défauts sur la barre de neutre, et à un fonctionnement différé de l'interrupteur de la barre de neutre (voir Article 11).

7.4.8 Protection contre les discordances du changeur de prises du transformateur

Un système de protection contre les discordances du changeur de prise pourra être nécessaire pour éviter un fonctionnement déséquilibré de l'unité de conversion, qui conduit à une production excessive d'harmoniques non caractéristiques. Ceux-ci peuvent surcharger les filtres. L'action de protection consiste à émettre une alarme et à lancer une procédure de rééquilibrage manuel ou automatique du changeur de prise.

7.4.9 Protection contre les défauts à la terre sur la connexion c.a.

Une protection entre les défauts à la terre sur la connexion c.a. pourra être utilisée pour détecter les défauts à la terre sur les connexions entre le transformateur de conversion et les valves (défauts B1 et B2, Figure 7), lorsque le transformateur de conversion est mis sous tension mais que les valves sont bloquées. Les tensions côté valve des transformateurs de conversion peuvent être mesurées par l'intermédiaire de diviseurs capacitifs placés dans les traversées du transformateur ou dans les traversées du bâtiment des valves, ou par d'autres moyens. L'action de protection peut consister à déclencher le disjoncteur alternatif de l'unité de conversion.

7.5 Aspects de protection supplémentaires pour les unités de conversion connectées en série

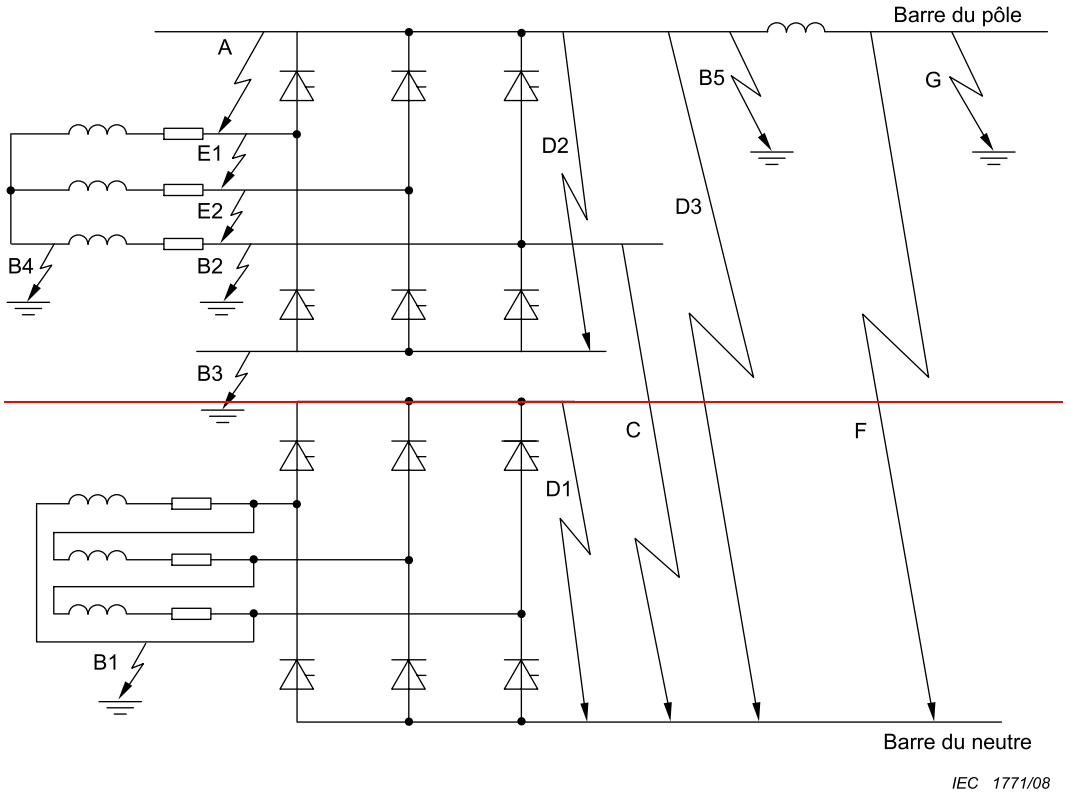
Lorsque deux ou plusieurs unités de conversion sont connectées en série du côté continu pour un même pôle de sous-station CCHT, le principe de protection s'applique de la même façon que sur une unité de conversion simple pour les mêmes types de défauts (voir 7.3 et 7.4). Une protection différentielle supplémentaire peut être incorporée pour détecter les défauts aux bornes des unités de conversion (type B5 de la Figure 7), en comparant le courant côté haute tension et côté basse tension de chaque unité de conversion.

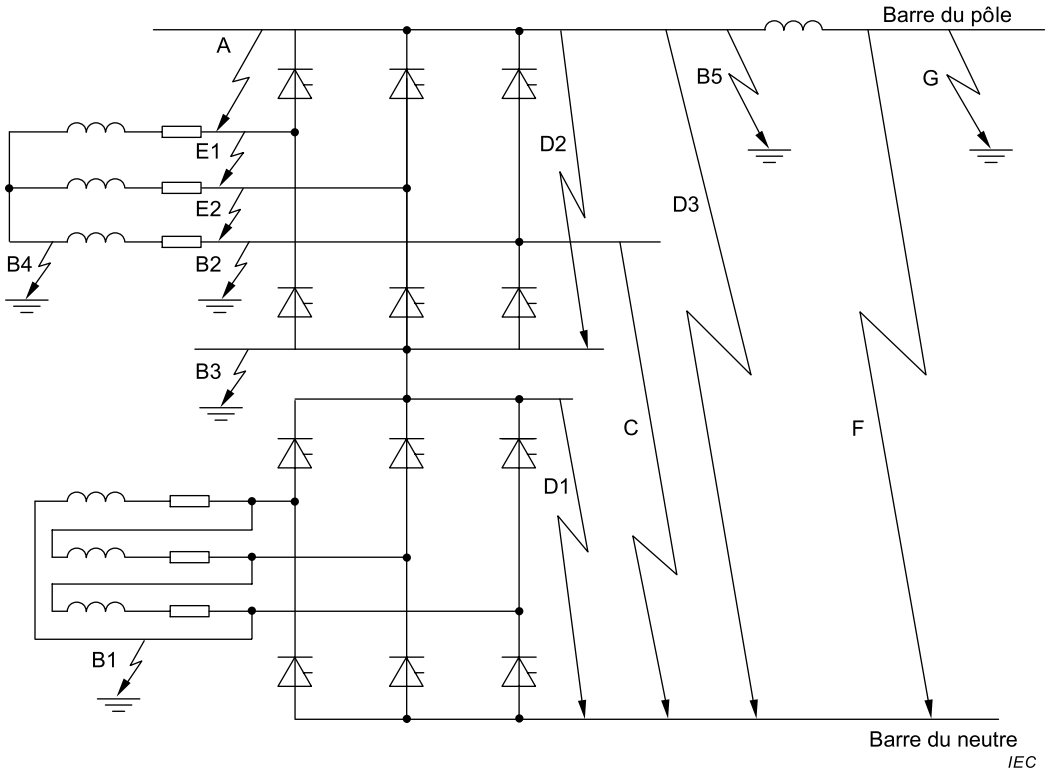
Puisque les deux unités de conversion peuvent fonctionner indépendamment l'une de l'autre, il convient que le découpage du convertisseur de la sous-station CCHT en zones de protection en tienne compte (voir Figure 8). L'action de protection contre les courts-circuits consiste généralement à bloquer le pôle pour interrompre le courant continu. Si le défaut a lieu dans la zone du convertisseur 1 ou 2, il convient que l'unité de conversion concernée soit isolée et shuntée de sorte que l'unité de conversion restée saine reprenne son fonctionnement. Il sera utile de considérer également la mise hors service de l'une des unités de conversion à l'autre extrémité du transport d'énergie pour éviter un fonctionnement prolongé à un angle élevé de retard ou d'avance à l'amorçage.

Pour certains défauts ayant lieu dans une seule des unités de conversion connectées en série, tels que défauts sur le transformateur ou ratés de commutation, il est possible d'utiliser des séquences de protection en même temps que l'effacement du défaut, afin de détourner le courant continu de l'unité affectée par un shuntage des valves du convertisseur ou par la fermeture d'un interrupteur de shuntage.

7.6 Aspects de protection supplémentaires pour les unités de conversion connectées en parallèle

En règle générale, chacune des unités de conversion connectées en parallèle peut être traitée individuellement en ce qui concerne le fonctionnement transitoire et la protection sur défauts. Néanmoins, il convient d'accorder une attention particulière au dimensionnement en courant transitoire des onduleurs connectés en parallèle, lors de ratés de commutation, spécialement si ces onduleurs ont des dimensionnements différents en courant de régime permanent. Des disjoncteurs à courant continu peuvent être souhaitables du côté pôle (voir Figure 9) pour isoler les unités de conversion défaillantes, particulièrement pour les onduleurs, et éviter ainsi le blocage temporaire des pôles de transmission dans leur ensemble.





Liste des défauts

A. Court-circuit de la valve

B. Défaut d'isolement sur:

1 la valve côté phase c.a., pont D

2 la valve côté phase c.a., pont Y

3 la barre entre les ponts à 6 impulsions

4 le point neutre, transformateur Y

5 la connexion côté pôle

C. Court-circuit entre le neutre et la valve côté phase c.a., pont Y

D. Court-circuit du convertisseur

1 court-circuit du pont à 6 impulsions de tension basse

2 court-circuit du pont à 6 impulsions de tension haute

3 court-circuit du pont à 12 impulsions

E. Court-circuit des phases c.a.

1 court-circuit biphasé

2 court-circuit triphasé

F. Court-circuit de la barre du pôle au neutre à l'extérieur de l'inductance c.c.

G. Défaut de la barre du pôle à la terre à l'extérieur de l'inductance c.c.

Figure 7 – Exemples de court-circuits de phase alternative, court-circuits côté pôle et défauts d'une unité de conversion à 12 impulsions

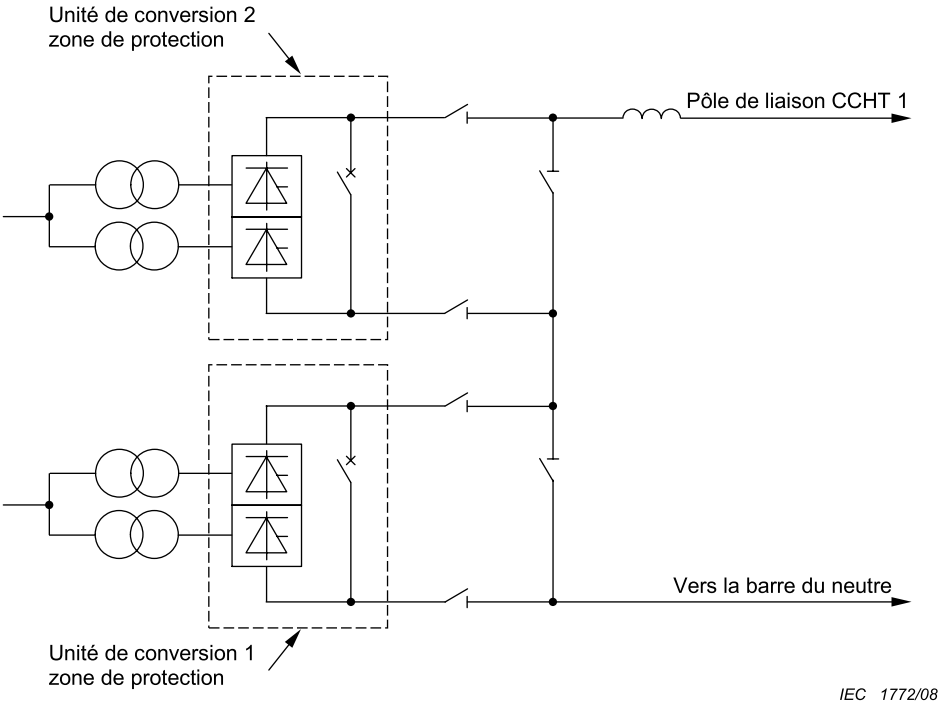


Figure 8 – Zones de protection pour unités de conversion connectées en série

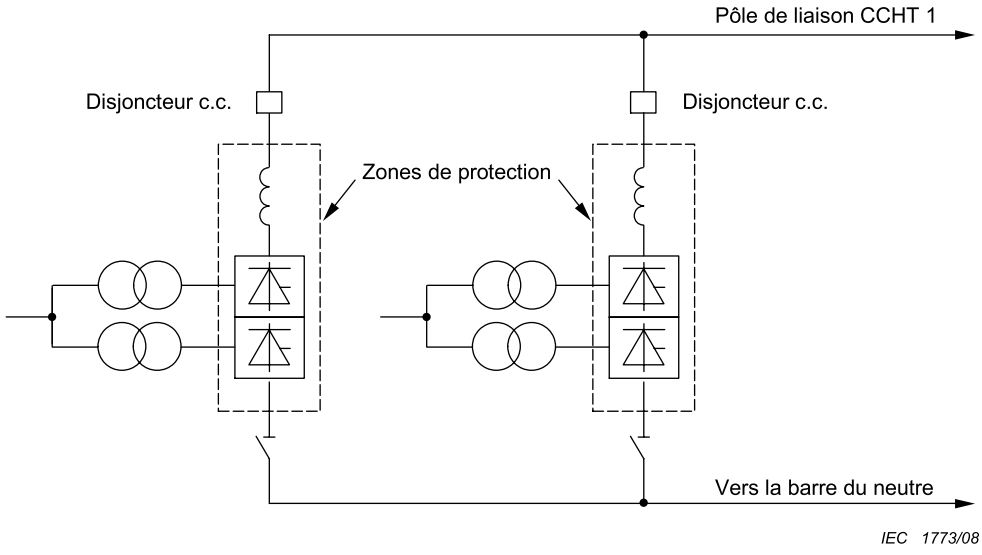


Figure 9 – Zones de protection pour unités de conversion connectées en parallèle

8 Défauts d'inductances, filtre et autres équipements à courant continu

8.1 Généralités

Cet article concerne les défauts de la sous-station CCHT pour un système de transmission CCHT délimité par:

a) le côté valve de la réactance de lissage jusqu'à la ligne de transport d'énergie en c.c. de chaque pôle;

b) le côté neutre de l'unité de conversion pour chaque pôle jusqu'à la ligne d'électrode de terre.

8.2 Types de défauts

Les types de défauts qu'il convient de considérer pour la protection des équipements côté continu et des sections de jeu de barres incluent:

a) les défauts de barre à la terre et de barre à barre;

b) les défauts d'équipements;

c) les défaillances des appareils de coupures c.c. à effectuer les tâches qui leur sont assignées.

8.3 Zones de protection

Il convient que les spécifications pour les sous-stations CCHT incluent des dispositions non seulement pour protéger l'ensemble des équipements côté continu, mais aussi pour la coordination des protections.

Dans les systèmes CCHT, le principe des zones de protection et les techniques d'implantation pour réaliser ces zones de protection sont en général très semblables à celles utilisées pour la protection des systèmes alternatifs. Néanmoins dans le cas des systèmes CCHT, la capacité de suppression des défauts par les valves du convertisseur (voir Article 7), conjointement avec l'impédance relativement élevée des réactances de lissage c.c. et des transformateurs, aide à obtenir la sélectivité des protections côté continu.

Il convient de disposer ces zones de protection d'une sous-station CCHT de telle sorte que tout l'équipement soit complètement protégé par au moins une fonction protectrice à l'intérieur de la sous-station CCHT.

Un système de communication entre les sous-stations de la liaison CCHT peut être utilisé pour obtenir un recouvrement optimal après défaut et pour améliorer la sélectivité de protection contre les défauts dans la plupart des cas de défauts qui peuvent se produire dans un système de transmission CCHT. Cependant, il ne devrait pas être nécessaire pour les protections des équipements dont il est question dans cet article. Les Figures 10 et 11 donnent des exemples de zones de protection et d'appareillages de mesure pour deux configurations de sous-stations CCHT.

8.4 Protection de neutre

8.4.1 Généralités

Dans les systèmes CCHT, la protection côté neutre est généralement divisée en zones, qui permettent une détection indépendante des défauts, plus un isolement sélectif par pôle et une zone de protection commune aux deux pôles. Cette dernière nécessite un arrêt du bipôle pour permettre la maintenance corrective.

8.4.2 Détection de défaut de neutre

Dans une configuration bipolaire fonctionnant dans des conditions d'équilibre, la zone de protection de neutre du pôle, la zone de protection de neutre du bipôle, et la zone de protection de la ligne d'électrode terre (voir Article 10) sont toutes essentiellement au potentiel de la terre. Un défaut à la terre dans n'importe laquelle de ces zones ne gênera donc pas le fonctionnement de la station dans les conditions d'équilibre bipolaire. Ainsi, tout courant de défaut c.c. devrait être quasiment nul.

Les défauts à la terre dans ces zones de neutre seront détectés, dès que les pôles du bipôle seront temporairement déséquilibrés pour une raison quelconque, par exemple lors du démarrage, de l'arrêt ou d'une perturbation sur l'un des pôles. Il convient que les spécifications CCHT ne considèrent l'emploi d'alarmes de zones de neutre que si le fonctionnement des deux pôles est censé être raisonnablement équilibré. Cela devrait permettre à l'opérateur de décider de l'action de correction à prendre en se basant sur des

considérations de sécurité et sur les besoins de transport d'énergie au moment où le défaut est détecté.

Il convient que les zones de neutre de pôle et de bipôle soient délimitées par des transformateurs de mesure à courant continu (TMCC). Un défaut dans les zones correspondantes peut être détecté par une comparaison différentielle des courants mesurés par ces transformateurs (TMCC) à la limite des zones, dans les conditions de fonctionnement en régime déséquilibré entre les deux pôles.

8.4.3 Isolement des défauts de barre de neutre

Les défauts à la terre à l'intérieur de la zone de neutre ou de la zone du convertisseur nécessitent un arrêt permanent du pôle pour corriger les conditions de défaut.

L'appareil de coupure de la barre de neutre est utilisé pendant la séquence de protection pour isoler le pôle en défaut et pour transférer n'importe quel courant de pôle restant en fonctionnement vers le circuit de retour par la terre.

Il convient que les spécifications de transfert de courant pour l'appareil de coupure de la barre de neutre considèrent les situations les plus contraignantes et tiennent compte du courant maximal du pôle sain ainsi que des localisations de défaut les plus défavorables. L'appareil de coupure doit être capable de développer une tension plus forte que la chute de tension résistive du retour de terre afin de pouvoir forcer le transfert du courant. Pour les systèmes dans lesquels soit le circuit de retour par la terre soit le transfert en service vers un circuit de retour métallique n'est pas permis, une capacité de coupure en charge peut ne pas être nécessaire pour l'appareil de coupure. Dans ce cas, un sectionneur serait adapté.

De plus, la non-ouverture de l'appareil de coupure associé à la barre de neutre de l'un des pôles provoquera le blocage du bipôle.

8.4.4 Défauts de barre de neutre bipolaire

Les défauts de barre à l'intérieur d'une zone de protection de neutre bipolaire peuvent être détectés grâce à des systèmes de comparaison différentielle, comme il en est question en 8.4.2. Un défaut de barre de neutre dans cette zone nécessite un arrêt du bipôle pour permettre les interventions de maintenance corrective, arrêt qui peut être un arrêt programmé.

8.5 Protection de l'inductance de lissage

Les inductances de lissage de chaque pôle peuvent être soit isolées à l'huile soit de type sec. La protection des inductances isolées à l'huile reprend un grand nombre de techniques des transformateurs à courant alternatif sans oublier que les grandeurs continues sont impliquées dans le fonctionnement des appareils de protection.

La protection peut être réalisée par:

– des soupapes de sécurité;
– un contrôle de la température de l'huile;
– un contrôle du niveau d'huile;
– une détection de gaz;
– la mesure de la température d'enroulement;
– la détection des pertes du système de refroidissement;
– une protection différentielle.

La protection différentielle peut être spécifiée autour de l'inductance de lissage, ou bien on peut inclure ces éléments dans l'une des zones de protection des sous-stations CCHT, comme l'illustrent les Figures 10 et 11.

Les modèles de traversée des inductances de lissage isolées à l'huile se prêtent à une solution économique en ce qui concerne le problème du logement des transformateurs de mesure à courant continu (TMCC) nécessaires à la protection différentielle.

Lorsqu'on utilise des inductances de lissage de type sec, des TMCC montés séparément seront nécessaires pour détecter les défauts de l'inductance.

8.6 Protection des filtres d'harmoniques à courant continu

8.6.1 Généralités

Les filtres à courant continu associés aux sous-stations CCHT sont étudiés pour limiter les perturbations harmoniques engendrées par les courants harmoniques qui circulent dans la ligne CCHT (voir l'IEC 60919-1, Article 17).

Il convient que le système de protection des bras de filtre à courant continu tienne compte de la totalité des conditions de fonctionnement normales et anormales, lesquelles devront être spécifiées pour les sous-stations CCHT.

De même, le système de protection des composants du filtre à courant continu (condensateurs, inductance, résistance d'amortissement et disjoncteurs) doit envisager toutes les conditions possibles de fonctionnement qui résultent en des contraintes trop fortes imposées à ces composants et dues aux courants harmoniques créés par exemple lors du fonctionnement à grand angle de retard, à grand angle d'avance ou encore lors de situations de résonance, etc.

8.6.2 Protection contre les défauts des bancs de filtre

Les défauts à la terre des bancs de condensateurs des filtres peuvent déclencher la protection du pôle de liaison c.c. Néanmoins, il convient que les spécifications imposent que le fonctionnement de la protection de liaison c.c. n'empêche pas l'identification correcte d'un quelconque défaut du filtre c.c. et engage automatiquement l'élimination du défaut et l'isolement de la branche de filtre en défaut.

N'importe quel défaut à l'intérieur de la zone du filtre peut être détecté par une comparaison différentielle entre les transformateurs de courant à courant continu situés à la limite de la zone de la sous-station c.c., côté ligne, comme le montrent les Figures 10 et 11. D'autres composants tels que les circuits bouchons, les capacités de couplage, les diviseurs capacitifs, etc. peuvent également être inclus dans cette zone de protection.

L'isolement du filtre en défaut peut nécessiter un blocage temporaire du pôle correspondant pour permettre la manoeuvre des sectionneurs.

Si le fonctionnement doit se poursuivre après suppression de la branche de filtre, il convient que la spécification considère l'augmentation des perturbations qui en résulte côté c.c. les éventuelles surcharges des autres filtres et les conditions potentielles de résonance.

8.6.3 Protection des condensateurs de filtres c.c.

Puisque les bancs de condensateurs associés aux filtres c.c. sont généralement constitués d'éléments en série et en parallèle, de nombreuses stratégies de protection peuvent être appliquées, notamment:

– protection par fusibles (interne ou externe) si les fusibles assurent une véritable protection;

– protection contre le déséquilibre à l'intérieur d'un banc de condensateurs;
– contrôle de l'accord du filtre par des mesures en ou hors service pour localiser les défauts;
– indication visuelle ou à distance des unités en défaut ou des niveaux de tension par rapport à la terre;
– alarmes séparées qui indiquent les niveaux de défaillance, critiques ou non critiques, de condensateurs, y compris l'isolement automatique du bras de filtre dans le cas où la poursuite du fonctionnement pourrait entraîner une avalanche de défaillances de condensateurs.

8.7 Protection contre les harmoniques c.c.

Il convient que la protection contre les composantes fondamentales et harmoniques de la fréquence sur le côté continu soit prise en compte dans les spécifications de tout système CCHT. Les composantes à la fréquence fondamentale introduisent sur le côté c.c., une composante continue et un harmonique de rang 2 sur le côté c.a., ce qui peut provoquer la saturation du transformateur ou des phénomènes de résonance. La fréquence fondamentale peut être détectée à l'aide des mesures du diviseur de tension ou des TCCC. La protection contre les harmoniques correspondantes bloque le pôle dès que la composante harmonique dépasse un seuil donné pendant un temps déterminé.

8.8 Protection contre les surtensions sur la ligne CCHT

Il convient que les spécifications des sous-stations CCHT envisagent une protection contre la surtension côté c.c. pour assurer que tous les équipements et la ligne ou le câble sont protégés contre les surtensions de régime établi. La protection contre les surtensions transitoires peut être incluse dans la partie «coordination des parafoudres» (voir Article 12). En général, les fonctions de protection contre les surtensions permanentes côté continu sont mises en oeuvre dans les «commandes de convertisseur».

8.9 Protection de l'appareillage côté continu

Les appareils de coupure tels que disjoncteurs rapides de pôle et sectionneurs c.c., y compris les sectionneurs de filtre et de pôle c.c., doivent être traités par les spécifications. La spécification de ces éléments doit prendre en considération leur capacité de coupure et de commutation du courant. De plus, la durée d'arc admissible durant la manoeuvre telle qu'elle n'entraîne aucune détérioration inacceptable d'équipement doit être considérée.

Les sectionneurs fonctionnent habituellement hors charge et il convient d'effectuer la supervision de leur fonctionnement soit par l'équipement, soit par une protection associée. Il convient que les interrupteurs manoeuvrés en charge, tels que les disjoncteurs de shuntage, soient munis d'une protection spéciale.

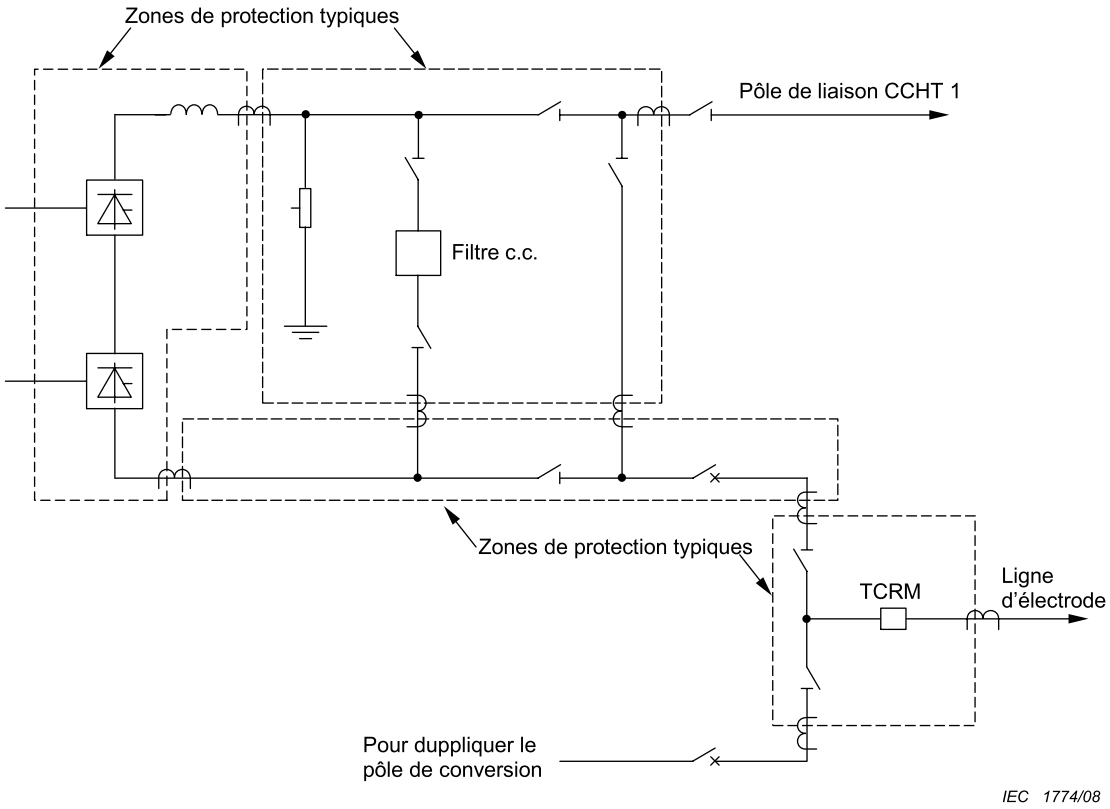


Figure 10 – Exemple de zones de protection c.c. pour des unités de conversion connectées en série

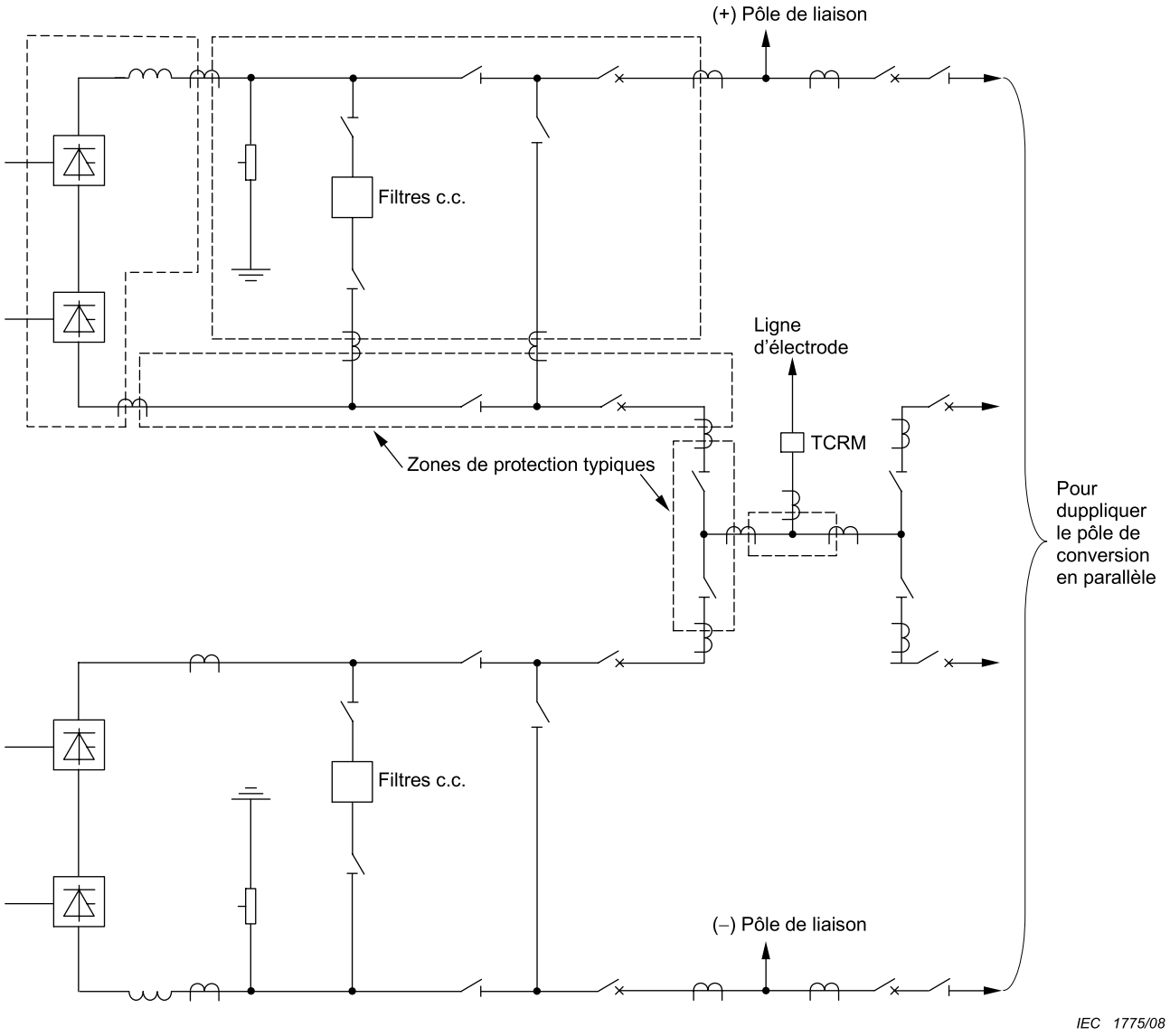


Figure 11 – Exemple de zones de protection c.c. pour des pôles de conversion connectés en parallèle

9 Défauts de la ligne à courant continu

9.1 Défauts de ligne aérienne

Une ligne aérienne, particulièrement si elle est très longue, peut être la source d'importantes perturbations dans le système de transmission CCHT. Le défaut le plus fréquent sur une ligne aérienne est la formation d'un arc entre le pôle de ligne et la terre. Si la ligne est bipolaire, les conducteurs des deux pôles de ligne sont le plus souvent disposés à une telle distance l'un de l'autre que la formation d'un arc entre les pôles est exclue en pratique.

Les défauts de ligne aérienne sont principalement causés par:

– les coups de foudre;
– la contamination par: le sel, les polluants industriels, le sable, la poussière, etc.;
– les surtensions dues à des défauts, à des mauvais fonctionnements du système de contrôle, etc.;
– la chute de pylônes;
– autres: neige, gel, vent, feux de brousse, contact avec des arbres, etc.

La plupart des défauts de ligne à courant continu sont temporaires, c'est-à-dire qu'à l'endroit où s'est produit le défaut, l'isolement est presque toujours rétabli au niveau précédant le défaut dès que celui-ci a disparu. Ainsi, étant donné que le courant de défaut est relativement faible, il ne cause habituellement pas de gros dommages au niveau des conducteurs et isolateurs de la ligne. Ces considérations signifient que, dans la plupart des cas, les lignes à courant continu défaillantes peuvent être remises en service rapidement.

Pour la conception d'une ligne aérienne de transmission à courant continu, le niveau d'isolement de la ligne contre les chocs de foudre, les chocs de manoeuvre et la contamination, est choisi de façon que la probabilité de défaut simple à la terre soit limitée à un niveau acceptable. De plus, il convient que la conception cherche à empêcher les défauts à la terre causés par des surtensions, comme celles qui se produisent sur le pôle sain pendant un défaut pôle-terre du pôle opposé ou encore celles qui résultent d'un raté de commutation.

Outre les considérations qui précèdent, l'amplitude des surtensions dues à un raté de commutation, à une perte complète des impulsions de commande des valves, ou à l'énergisation de la ligne à c.c lorsque l'extrémité éloignée de la ligne est ouverte, peut être limitée par une conception adéquate du système de contrôle.

Il est peu probable qu'une indisponibilité bipolaire soit causée par la foudre ou par un simple défaut pôle-terre.

Lors d'un défaut pôle-terre, le transit de puissance sur le pôle défaillant est momentanément interrompu, et une surtension transitoire apparaît sur le pôle sain, les filtres à courant continu, les inductances de lissage et la ligne de retour métallique ou la ligne d'électrode de terre.

Il convient que le système de protection du réseau continu soit conçu et exploité de façon à réduire le plus possible les durées d'indisponibilité de lignes en cas de défaut.

9.2 Défauts de câble

Les défauts des câbles submergés sont dus à des dégâts mécaniques par des ancres et des chaluts, à la dégradation de l'isolation du câble, ou à des surtensions imprévues. De façon caractéristique, les isolements des câbles ne s'autorégénèrent pas automatiquement, de sorte qu'une mise hors service assez longue s'ensuit pour réparer ou remplacer le câble.

Si une haute fiabilité est attendue du système CCHT, la pose de câbles de rechange est une des possibilités pour la résolution rapide du défaut du câble.

Une configuration de l'appareillage correcte sur les têtes de câbles permettra une réparation rapide par le câble de rechange. Il convient donc de prêter une considération particulière aux défauts, si le système adopte des câbles coaxiaux, dans lesquels les conducteurs principaux et de retour sont disposés de manière coaxiale dans le câble.

9.3 Caractéristiques des défauts du réseau continu

En plus du fait qu'il est essentiellement unidirectionnel au lieu d'être sinusoïdal comme dans les réseaux à courant alternatif, le courant de défaut sur une ligne à courant continu varie sous l'influence de la commande de façon tout à fait différente par rapport aux défauts alternatifs. Initialement, le courant du redresseur augmente, puis, après un court moment, il revient à la valeur initiale ou à un niveau inférieur tel que déterminé par l'action de la commande dépendant du régulateur de courant du redresseur ou bien par une autre action de commande. Le courant de défaut continuera à circuler jusqu'à ce qu'il soit éliminé par l'action de la commande.

Lorsqu'un défaut sur la ligne CCHT se produit, la tension continue du ou des pôles défaillants est brutalement réduite à un niveau très faible. Sur le côté ligne de l'inductance de lissage c.c., le taux de variation de la tension, dv/dt, est plus élevé que celui provoqué par un raté de commutation ou par un défaut de pont de conversion c.c. Ces deux phénomènes, c'est-à-dire forte diminution de la tension dans le pôle et dv/dt élevé, sont importants pour la protection de ligne CCHT.

9.4 Spécifications fonctionnelles de détection des défauts c.c.

Les défauts de ligne c.c. peuvent être détectés en utilisant les caractéristiques de courant et de tension côté continu. Il convient que les systèmes de détection garantissent que:

– la première détection est rapide;
– la détection est insensible aux conditions normales de fonctionnement transitoire telles que fonctionnement à tension réduite, démarrage et arrêt du système, inversion du transit de puissance, etc.;
– la détection est également insensible aux défauts du convertisseur et du réseau c.a. mais peut être activée par des défauts de barre à c.c.;
– pour un système avec ligne aérienne et câble combinés, des moyens sont mis en oeuvre pour identifier la section en défaut;
– pour un système à lignes de transmission parallèles, la détection de défaut est sélective afin que la ligne en défaut puisse être identifiée rapidement.

Des localisateurs de défaut peuvent être utilisés pour accélérer l'inspection et la réparation de la ligne défaillante.

9.5 Séquences de protection

9.5.1 Défauts de ligne aérienne

Les défauts de ligne aérienne suite à des coups de foudre ne présentent pas habituellement un caractère permanent. Lorsqu'un tel défaut sur une ligne à courant continu est détecté, le courant de défaut est réduit à zéro par une action de contrôle. L'alimentation du défaut en retour par l'onduleur doit être interdit par une conception appropriée du système de contrôle de l'onduleur. La Figure 15b représente le flux du courant à la terre pendant le défaut à la terre du conducteur de pôle.

Après la réduction à zéro du courant de défaut, il convient de prévoir un temps mort pour permettre la désionisation du trajet du défaut avant de rétablir la tension et de remettre en service le pôle de la ligne en défaut.

La durée de ce temps mort dépend du courant de défaut, de la tension du réseau, des conditions climatiques et du type de système c'est-à-dire monopolaire ou bipolaire. Pour les lignes de transmission aériennes c.c, la plage typique permise pour ce temps mort varie entre 100 ms et 500 ms.

En cas d'échec au premier essai de remise en service, d'autres tentatives peuvent être faites. Dans ce cas, des temps morts de plus en plus longs, ou bien une remise en service sous tension continue plus faible sont à envisager pour augmenter les chances de réussite d'un redémarrage. La seconde option est particulièrement souhaitable si l'isolement de la ligne est endommagé à l'endroit du défaut, ou si une partie de la ligne soumise à des conditions de pollution interdit le fonctionnement à la tension de service et qu'il soit cependant important d'assurer un transfert de puissance, même réduit.

9.5.2 Défauts dans les réseaux à câbles

L'isolement du câble à l'endroit où s'est produit le défaut ne se rétablit pas automatiquement après l'élimination de ce défaut. Il convient que le courant du pôle concerné soit annulé et les convertisseurs bloqués, lors de défauts sur des câbles.

9.5.3 Défauts sur réseaux mixtes: ligne aérienne/câble

La localisation du défaut soit sur la ligne aérienne, soit sur le câble n'est nécessaire que lorsque les tentatives de remise en service sont à éviter en cas de défaut sur la section du câble.

9.5.4 Défauts de l'un des câbles d'une liaison par câbles connectés en parallèle

Lorsqu'un défaut est détecté, il convient que le câble défaillant soit identifié et le courant du pôle correspondant annulé aussi vite que possible. Il convient alors que ce câble soit déconnecté et que le système soit mis en service avec le ou les câbles encore sains.

Si chacun des câbles dispose de disjoncteurs à courant continu, à pouvoir de coupure et tension de rétablissement adéquats, il suffira de déclencher ces disjoncteurs aux deux extrémités du câble en défaut sans qu'il soit nécessaire d'annuler le courant du pôle. Une telle utilisation des disjoncteurs permet de diminuer la durée de reprise de service du réseau.

9.5.5 Défauts dans un réseau à lignes aériennes parallèles

Il est approprié que la ligne aérienne soit identifiée et le courant annulé comme décrit précédemment. Il convient de réaliser ensuite la séquence de redémarrage à pleine tension. En cas d'échec, la procédure habituelle consiste à laisser le courant du pôle au niveau zéro et à déconnecter la ligne défaillante à la suite de quoi le réseau c.c. pourra être remis en service. Si on utilise sur chaque ligne des disjoncteurs c.c. équipés de systèmes de protection adaptés, la ligne défaillante peut être mise hors service sans qu'il soit nécessaire de réduire le courant à zéro.

9.6 Schémas de protection contre les défauts

Les systèmes de protection contre les défauts pour les lignes c.c. sont généralement basés sur la mesure du dv/dt et de la tension continue. L'exploitation de ces deux mesures permet de s'affranchir généralement d'un échange d'information entre les deux extrémités de la ligne pour détecter le défaut, l'éliminer, et redémarrer le système. Néanmoins, un système de télécommunication entre les deux sous-stations CCHT peut être nécessaire pour certaines applications spécifiques et dans des conditions de défaut particulières.

Lorsqu'un défaut de ligne se produit près de l'extrémité onduleur, il se peut que la protection de tension continue de l'extrémité redresseur, ne réussisse pas à éliminer le défaut de la ligne avec suffisamment de fiabilité ou de rapidité. Un système de télécommunication de l'onduleur vers l'extrémité du redresseur pourra se révéler nécessaire pour garantir une mise en action rapide de la fonction de retard du redresseur, afin de réduire le courant à zéro, et

permettre ainsi la désionisation du tronçon en défaut, pour aboutir à la remise en service de la ligne en défaut.

La détection des défauts de ligne c.c. fortement résistifs ou les durées spécifiées d'élimination des défauts ne sont pas toujours compatibles avec les performances des systèmes de protection décrits plus haut. Dans ce cas, une certaine disposition de capteur de courant différentiel peut être nécessaire. Cette disposition utiliserait des voies de télécommunication dans les deux directions afin de pouvoir comparer le courant continu aux extrémités redresseur et onduleur de la liaison à courant continu. Une autre approche consiste à attendre que le défaut devienne faiblement impédant, ce qui sera alors détecté par l'une des deux premières méthodes décrites plus haut.

Le système de protection de la ligne de transmission c.c. ne peut pas toujours distinguer entre le blocage et le shuntage de l'onduleur, et les défauts de ligne c.c. Pour remédier à cela et permettre une parfaite distinction, une voie de télécommunication de l'onduleur vers le redresseur peut être utilisée pour verrouiller la protection de ligne lorsque l'onduleur est bloqué.

La protection de la ligne de transmission c.c., basée sur le niveau de tension, peut fonctionner intempestivement lors de défauts côté alternatif de l'onduleur, ou en cas de défauts de commutation répétés côté onduleur. Là encore, une voie de télécommunication entre onduleur et redresseur peut être indispensable pour bloquer la protection de ligne dans de telles conditions.

Lorsque deux liaisons à courant continu fonctionnent en parallèle et qu'une séquence de commutation automatique de ligne est employée, des voies de télécommunication sont normalement indispensables dans les deux directions entre le redresseur et l'onduleur pour rendre possible la séquence d'isolement de la ligne c.c. à la suite d'un défaut sur une ligne. Si on emploie des disjoncteurs de courant continu avec une capacité de recouvrement de la pleine tension pour commuter les lignes c.c., des réseaux de télécommunication ne sont plus nécessaires, pourvu qu'un système de protection adéquat permette d'identifier la ligne défaillante.

De même, des voies de télécommunication sont normalement requises dans les deux directions entre redresseur et onduleur et par pôle, lorsque la mise en parallèle et le découplage automatique des pôles doivent être effectués après un défaut permanent sur l'une des lignes c.c.

9.7 Circuit ouvert sur le côté c.c.

Une surtension peut apparaître si un redresseur est mis en circuit ouvert sur un pôle c.c., ou un onduleur bloqué, à moins qu'une action de contrôle appropriée ne soit prévue lors de la conception.

Lorsqu'une tentative de remise en service est faite dans une ligne d'électrode de terre ou un conducteur de neutre en circuit ouvert, le courant sera forcé à travers un parafoudre de neutre. L'ouverture inopinée d'un sectionneur de la barre de neutre peut aussi avoir le même effet. Des interrupteurs rapides peuvent être employés pour protéger ce parafoudre. Il convient que le système de protection permette la détection de ces conditions.

9.8 Protection de croisement de lignes de puissance

Lorsqu'une ligne c.c. et une ligne c.a. se croisent, il y a un risque qu'elles se trouvent en contact à la suite d'une rupture de pylône ou de chaîne d'isolateurs par exemple. Cette situation indésirable est détectée par plusieurs protections du système CCHT, qui sont normalement utilisées à d'autres fins. La plus rapide est la détection de défaut de ligne c.c., les autres concernent les détections de sous-tension du réseau c.c. et de fréquence fondamentale. Celles-ci bloquent le CCHT mais peuvent laisser le conducteur c.c. alimenté par la ligne à courant alternatif. Les protections de ligne à courant alternatif peuvent ne pas

fonctionner dans cette situation en raison de la valeur relativement faible du courant de défaut. Donc de façon générale, il est bon de faire déclencher la ligne à courant alternatif à partir des relais de protection CCHT appropriés.

10 Défauts de la ligne d'électrode de terre

10.1 Généralités

La ligne d'électrode de terre est une partie importante du système de transport c.c. Elle est commune aux deux pôles, et un défaut sur la ligne d'électrode de terre pourrait sérieusement influencer la disponibilité du bipôle CCHT. Si un fonctionnement monopolaire avec un retour de terre est nécessaire, la ligne de terre est absolument nécessaire pour le système de transport CCHT.

La ligne d'électrode de terre peut être réalisée en utilisant les structures de la ligne c.c. soit pour soutenir son ou ses conducteurs soit pour utiliser ce conducteur en tant que fil de garde. Dans ce cas, il convient de l'isoler. Une variante de loin supérieure du point de vue technique consiste à construire une ligne d'électrode complètement indépendante, aussi découplée que possible de la ligne principale de transport à courant continu.

10.2 Besoins particuliers – Ligne de terre

Il convient que la conception de la ligne d'électrode de terre minimise les possibilités de défauts permanents. Pour aider à atteindre cet objectif de conception, il est souhaitable d'appliquer les pratiques suivantes:

– pour éviter des défauts permanents sur la ligne d'électrode, il convient de concevoir son isolement de sorte que les défauts transitoires résultant de coups de foudre directs ou induits tendent à s'éteindre d'eux-mêmes;

– il convient qu'il n'y ait pas d'amorçage d'arc à travers l'isolement de la ligne d'électrode, sous des tensions induites sur la ligne d'électrode de terre, pendant des défauts sur la ligne à c.c. principale;

– s'il est impossible ou peu pratique d'éviter ces amorçages, il convient que les arcs s'éteignent d'eux-mêmes;

– si la ligne d'électrode de terre est construite séparément de la ligne c.c. principale, le risque d'amorçage de l'isolement est minime; dans tous les cas, des éclateurs peuvent être efficaces pour accomplir l'autoextinction des arcs;

– il convient que la conception mécanique empêche la possibilité d'un circuit ouvert dans la ligne d'électrode de terre; une façon d'atteindre cet objectif consisterait à utiliser deux conducteurs parallèles, chacun soutenu par une chaîne d'isolateurs séparée; cela diminue les risques de circuit ouvert et offre l'opportunité de surveiller la ligne au moyen d'un système de protection différentiel transversal pour comparer les courants dans les deux conducteurs et détecter les défauts de la ligne d'électrode de terre ou d'un conducteur ouvert (l'un des deux conducteurs);

– il convient que la résistance de mise à la terre des structures de la ligne d'électrode soit faible pour un meilleur fonctionnement en cas de foudre et une détection des défauts plus aisée. Néanmoins, pour obtenir l'autoextinction des arcs, il convient que la résistance de prise de terre du pylône ne soit pas trop faible, en se souvenant que cela peut affecter la sécurité.

10.3 Contrôle de la ligne d'électrode

Pour des raisons de sécurité, il serait bon de prévoir la détection d'une ligne d'électrode de terre ouverte ou défaillante en permanence. Un tel système pourrait déclencher une alarme ou ordonner une séquence de blocage pour le bipôle impliqué. Normalement, en cas de défauts transitoires, aucune action du système d'alarme et de surveillance ne sera demandée.

La mise en application d'un tel système de surveillance peut être basée sur un principe de surveillance de l'impédance soit par l'intermédiaire du courant continu, soit en utilisant des moyens supplémentaires. Il convient de ne pas oublier que le courant continu ne peut être utilisé que si le système CCHT fonctionne avec un courant de pôle déséquilibré. D'autres méthodes ont été proposées pour résoudre ce problème.

11 Défauts du conducteur de retour métallique

11.1 Conducteur pour le circuit de retour

Si on utilise le retour métallique pendant l'exploitation monopolaire du système de transport CCHT bipolaire, on peut utiliser pour le circuit de retour soit un conducteur de retour à basse tension (voir Figure 12), qui peut être le câble de garde de la ligne, isolé de façon appropriée, soit un conducteur à haute tension de l'autre pôle, temporairement hors service (voir Figure 13).

Le niveau d'isolement du conducteur peut être bas, puisque normalement la contrainte causée est due à la chute de tension de la ligne seulement. Il convient de prévoir des appareils de coupure pour transférer le circuit du retour de terre au retour métallique et vice versa, lorsque le conducteur du pôle est utilisé pour le retour métallique. Les spécifications des appareils de coupure dépendent des conditions d'exécution du transfert, en charge ou hors charge.

11.2 Défauts du circuit de retour métallique

Les causes de défauts du circuit de retour seront similaires à celles qui sont décrites dans l'Article 9. En utilisant un conducteur isolé à basse tension, il faut s'attendre à un nombre important de défauts à la terre, car même une surtension provoquée par coup de foudre peut faire amorcer l'isolement à niveau plus bas. Par ailleurs, il convient que les amorçages soient beaucoup moins nombreux lorsqu'on utilise un conducteur de pôle pour le retour métallique, en raison de l'isolement plus élevé qui lui est propre.

Le courant de défaut sera distribué dans les différents circuits de retour de façon inversement proportionnelle à leurs résistances, ainsi que cela est déterminé par les paramètres suivants:

– localisation du défaut à la terre sur la ligne;
– résistance de l'arc;
– résistivité du sol;
– résistance de prise de terre du pylône;
– résistance vers la terre éloignée à l'extrémité de mise à la terre (circuit de terre de la station ou électrode de terre).

Si le circuit de terre de la station est utilisé pour la mise à la terre du circuit principal à courant continu pendant le fonctionnement avec retour métallique, une partie du courant continu provenant des défauts à la terre peut s'écouler dans le réseau alternatif par l'intermédiaire des neutres du transformateur de puissance qui sont mis à la terre (voir Figure 14).

Les relais de protection du réseau alternatif pourraient alors mal fonctionner en raison des effets de saturation dans les transformateurs de puissance et dans les transformateurs de courant lorsque le courant continu dans le réseau alternatif est assez élevé et maintenu. C’est pourquoi il est particulièrement important que tous les défauts de retour métallique à la terre soient rapidement éliminés pour atténuer ce problème.

Il convient de prévoir, sur les conducteurs du circuit de retour à basse tension, des éclateurs capables d'éliminer les défauts à la terre par autoextinction ou par d'autres moyens aussi efficaces, de sorte que les dégâts causés par l'arc au conducteur et aux isolateurs soient minimaux.

Un circuit ouvert sur le conducteur de retour peut provoquer de graves surtensions à l'extrémité flottante. Un relais de protection qui détectera ce défaut, comme pour la ligne d'électrode, ainsi qu'une protection contre les surtensions doivent être prévus pour le circuit de retour.

11.3 Détection des défauts – Retour métallique

Pendant un fonctionnement bipolaire équilibré, les défauts sur les conducteurs de retour métallique sont difficiles à détecter, car les variations de tension et de courant des circuits principaux sont faibles.

Néanmoins, pendant un fonctionnement monopolaire ou bipolaire déséquilibré, un défaut sur le conducteur de retour métallique peut être détecté grâce aux variations de courant, qui peuvent être utilisées pour la détection des défauts. Par exemple, le courant continu s'écoulera dans le point de mise à la terre du circuit principal et on peut s'attendre à ce que le courant dans le conducteur de retour métallique diminue.

Des exemples de détection des défauts du retour métallique sont illustrés par les figures suivantes:

– détecter un courant plus fort dans le circuit principal que dans le circuit de retour (voir Figure 15a);
– détecter le courant continu au point de mise à la terre du circuit principal (voir Figure 15b);
– détecter une variation dans le signal de courant alternatif superposé dans le circuit de retour par une source d'énergie auxiliaire c.a. (voir Figure 16).

NOTE Il est important d'éviter l'instabilité sur le circuit c.c., il convient de désaccorder la fréquence du signal superposé des harmoniques de fréquence fondamentale.

Afin d'accélérer l'inspection et réduire le temps de maintenance après défauts, un localisateur de défaut sur le circuit de retour serait grandement souhaitable. Par exemple, il est possible d'utiliser 125 Hz pour le système fonctionnant à 50 Hz et 150 Hz pour le système fonctionnant à 60 Hz.

Il convient que la détection d'un circuit ouvert dans le conducteur de retour soit également considérée dans le plan de protection.

11.4 Système de protection contre les défauts de retour métallique

Pendant un fonctionnement bipolaire équilibré, il n'est normalement pas nécessaire de déclencher des séquences de protection contre les défauts des conducteurs à retour métallique puisque tous, mis à part les défauts permanents et les défauts en circuit ouvert, peuvent être éliminés par des actions d'autoextinction.

Néanmoins, pendant les fonctionnements en monopolaire ou bipolaire déséquilibré, l'élimination du défaut par la protection de la ligne principale à courant continu peut être nécessaire. Dans de tels modes de fonctionnement, les courants de défaut dans le circuit de retour métallique peuvent persister un certain temps (jusqu'à 0,5 s), en fonction de la localisation du défaut, de son courant, de la longueur réelle d'éclateur et du vent. Les défauts ayant lieu près du point de mise à la terre sont supposés s'éteindre rapidement alors que les défauts éloignés mettront plus longtemps. La capacité d'auto-extinction des éclateurs devient plus difficile à obtenir pour ces défauts éloignés de l'extrémité mise à la terre.

Si le besoin s'en fait sentir, une autre protection pourrait être envisagée pour parer aux arcs indésirables de longue durée et pour éviter des blocages-redémarrages répétés dus à des défauts répétitifs sur le conducteur de retour métallique, comme cela peut se produire fréquemment sur un conducteur isolé à basse tension:

– il est possible d'effectuer l'extinction de l'arc lors d'un défaut sans bloquer les convertisseurs en fermant pour une durée réduite un disjoncteur de circuit continu (TCRM ou NBGS) installé à l'extrémité flottante de sorte que le circuit principal soit mis à la terre aux deux extrémités (voir Figure 17). Après l'extinction de l'arc, le disjoncteur à courant continu est ouvert, afin de restaurer le passage du courant continu de la terre au conducteur métallique.

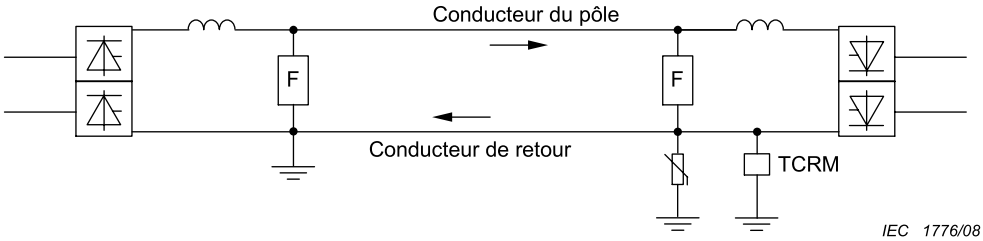


Figure 12 – Système monopolaire avec retour métallique montrant un disjoncteur de transfert de retour métallique (TCRM)

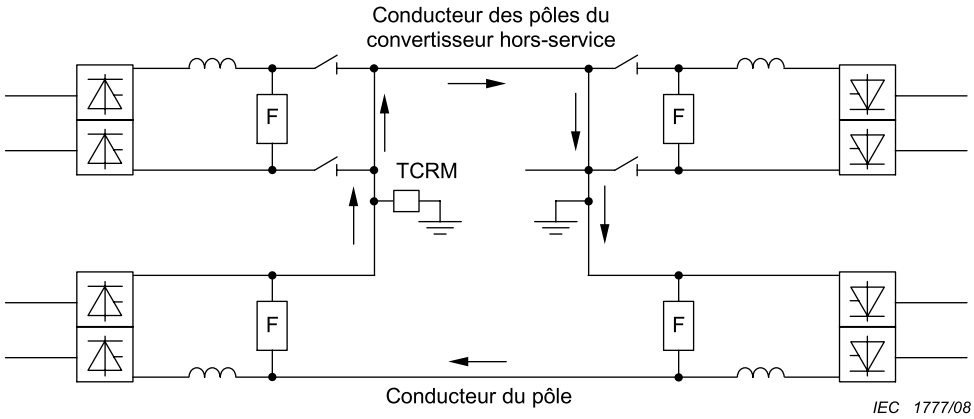


Figure 13 – Fonctionnement monopolaire d'un système bipolaire pendant une défaillance du pôle de conversion

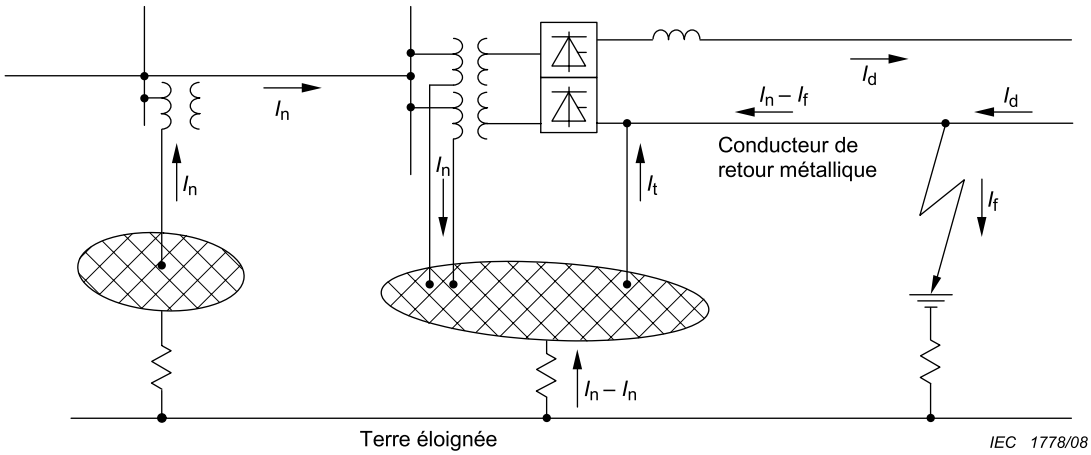


Figure 14 – Circulation du courant continu dans le réseau alternatif pendant un défaut du conducteur de retour métallique alors que la terre de la sous-station CCHT est utilisée pour la mise à la terre du circuit continu

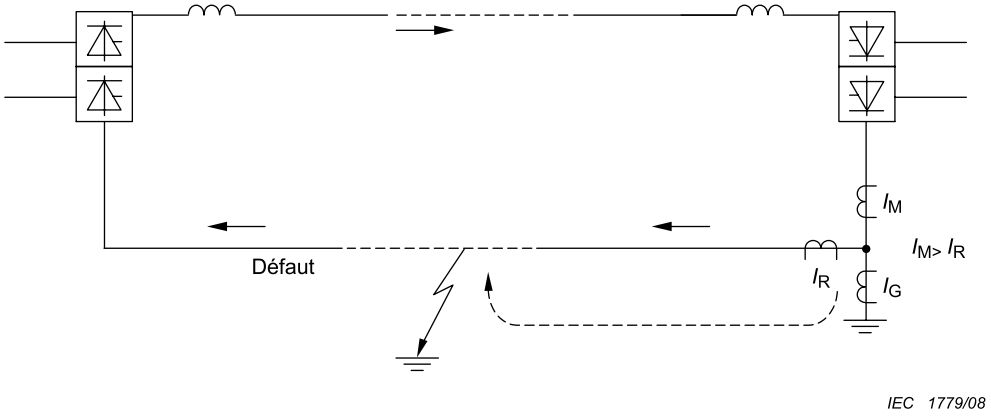
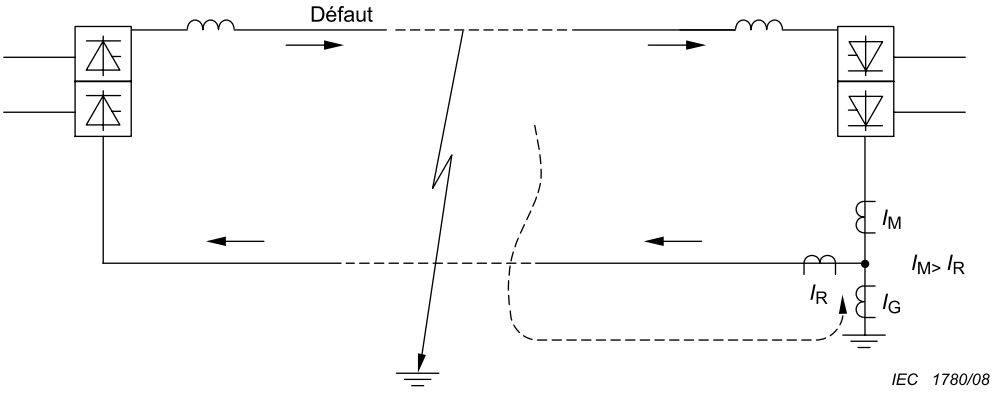


Figure 15a – Défaut à la terre du conducteur de retour métallique



I_M courant du conducteur de ~~phase~~ pôle

I_R courant du conducteur de retour

Figure 15b – Défaut à la terre du conducteur de ~~phase~~ pôle

Figure 15 – Flux du courant à la terre pendant des défauts sur la ligne

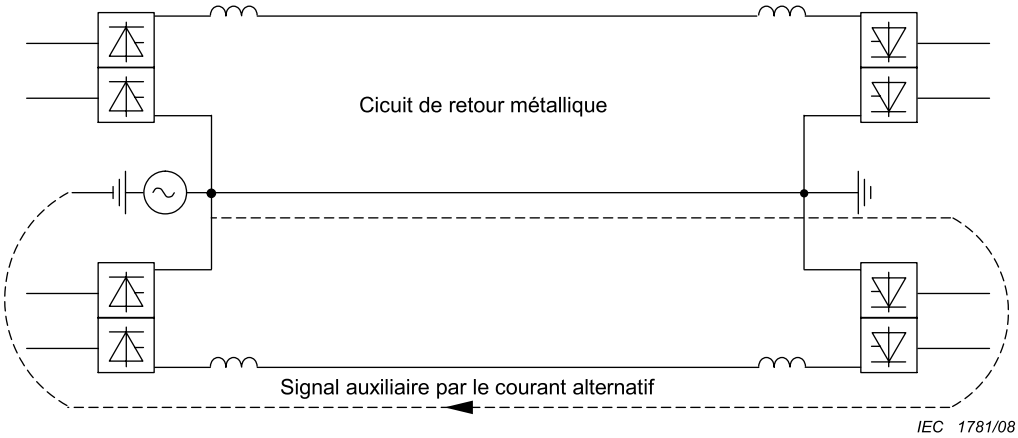


Figure 16 – Exemple de détection des défauts du retour métallique au moyen d'un signal alternatif auxiliaire

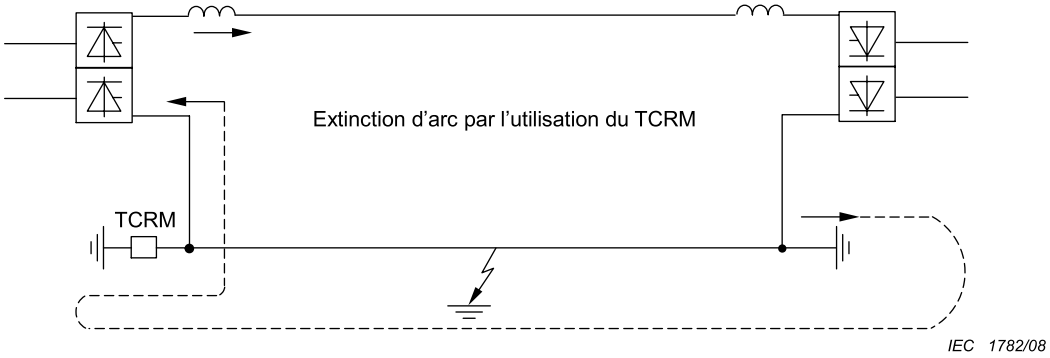


Figure 17 – Exemple d'utilisation du TCRM pour éteindre les défauts à la terre du conducteur de retour métallique

12 Coordination de l'isolement – Systèmes CCHT

12.1 Généralités

Il convient que les équipements de sous-station CCHT soient conçus de façon à supporter sans dommage les surtensions qui résultent d'événements ayant lieu dans le réseau alternatif ou sur la liaison à courant continu, ou du fonctionnement défectueux des équipements du convertisseur.

La coordination de l'isolement d'une sous-station CCHT diffère de celle utilisée dans une sous-station à courant alternatif classique, d'abord par la nécessité de prendre en compte des équipements connectés en série, comprenant des parafoudres entre des bornes qui sont en parallèle, et dont les bornes sont à un potentiel éloigné de celui de la terre; ensuite, par l'emploi de différents niveaux d'isolement pour différentes parties de la sous-station.

Les caractéristiques de fonctionnement des valves de conversion, y compris la commande des instants d'amorçage, ainsi que l'installation de filtres importants sur les parties alternative et continue, sont des facteurs importants dans la génération des surtensions.

Les surtensions dans une sous-station CCHT peuvent provenir soit du réseau alternatif, soit de la ligne ou du câble à courant continu, ou encore de défauts internes. Il faut prendre en compte la nature des réseaux alternatif et continu, ainsi que les performances transitoire et dynamique des valves et du contrôle-commande, et envisager les cas de fonctionnement les plus défavorables lors de l'étude des surtensions.

12.2 Schéma de protection utilisant des parafoudres

Seuls les parafoudres à oxyde de zinc sans éclateur sont considérés dans ce présent rapport pour la protection contre les surtensions des sous-stations CCHT. La Figure 18 montre un système de protection par parafoudre d'une sous-station CCHT connectée à une ligne aérienne à courant continu. La Figure 19 présente un système de protection similaire pour une sous-station dos à dos. La Figure 20 montre un schéma du parafoudre pour la protection de la sous-station CCHT compensée de condensateurs en série. La Figure 21 illustre la protection par parafoudre sur le côté alternatif, comprenant les parafoudres de filtres alternatifs. La Figure 22 montre un schéma de protection par parafoudre pour une sous-station CCHT pourvue de convertisseurs connectés en série.

Les schémas du parafoudre pour une sous-station CCHT compensée de condensateurs en série, comprenant les convertisseurs commutés par condensateur (CCC) et des convertisseurs de condensateurs en série contrôlés (CSCC), sont semblables à ceux utilisés pour les sous-stations CCHT traditionnelles à l'exception des condensateurs en série qui sont protégés directement par les parafoudres connectés en parallèle avec ces derniers.

Pour les sous-stations à courant direct à ultra-haute tension (UHVDC) avec des convertisseurs connectés en série, les parafoudres (A2) ~~seront~~ peuvent être installés pour protéger l'enroulement des transformateurs de convertisseur côté valve situés sur le côté supérieur (Figure 22). L'inductance de lissage est séparée en deux parties et installée au pôle et au neutre respectivement par le pôle à chaque station. Cela affaiblirait les surtensions en condition transitoire et diminuerait le coût de l'inductance de lissage.

Les parafoudres connectés aux bornes des valves et sur la partie continue sont exposés à différentes combinaisons de tensions alternatives et continues, à des tensions harmoniques et à des surtensions de commutation. Ils doivent être conçus pour supporter les contraintes qui en résultent.

Les caractéristiques du parafoudre doivent souvent être déterminées par une méthode itérative. Les capacités de dissipation d'énergie imposées au parafoudre déterminent sa taille et ses caractéristiques. Ces dernières ont une influence sur le niveau de surtension et les courants de décharge du parafoudre. Les contraintes sur les parafoudres sont abordées en 12.7.

Pour une spécification détaillée des parafoudres dans le système CCHT, une étude de simulation intensive pourrait être réalisée.

12.3 Surtensions de manoeuvre et surtensions temporaires sur la partie alternative

Les surtensions de manoeuvre et les surtensions temporaires (voir définition dans l'IEC 60071-1) qui se produisent sur la partie alternative sont importantes pour étudier la mise en oeuvre des parafoudres. Ceux-ci déterminent les niveaux de protection et d'isolement de la partie alternative de la sous-station CCHT. Ils influencent également la coordination de l'isolement des valves.

En ce qui concerne le cas particulier de sectionneurs situés entre les transformateurs de conversion et le pont de conversion, il faut prévoir la protection des enroulements de valve du transformateur de conversion lorsque ces sectionneurs sont en position ouverte.

Les surtensions dont il est question dans ce paragraphe sont provoquées par des manoeuvres d'appareil de coupure sur le réseau alternatif et par les défauts décrits dans les Articles 4 et 5 de ce rapport.

12.4 Surtensions de manoeuvre et surtensions temporaires sur la partie continue

~~A l'exception des~~ Outre les surtensions provenant de la partie alternative et transmises par l'intermédiaire des transformateurs de conversion, la coordination de l'isolement de la partie continue contre les surtensions de manoeuvre et les surtensions temporaires est

essentiellement fonction des surtensions produites par les défauts et les manoeuvres sur cette partie continue.

Les événements à considérer sont les défauts à la terre sur la partie continue, les manoeuvres sur la partie continue, les événements ayant pour résultat l'ouverture de la ligne d'électrode de terre, la génération de tensions alternatives superposées produites par des défauts dans la commande du convertisseur, les ratés d'allumage, les défauts de commutation, les défauts à la terre et les courts-circuits dans l'unité de conversion.

Dans les systèmes comprenant une combinaison de câbles à courant continu et de lignes aériennes, il peut être nécessaire d'utiliser des parafoudres aux bornes des câbles pour les protéger contre les surtensions.

12.5 Surtensions de foudre à front raide

Par rapport aux surtensions de foudre, les différentes sections d'une sous-station CCHT doivent être examinées de manière différente. Les sections sont les suivantes:

– poste alternatif situé entre l'entrée de ligne et les bornes côté ligne (primaire) des transformateurs de conversion;
– poste continu situé entre l'entrée de ligne et la borne côté ligne de l'inductance de lissage;
– équipements de conversion situés entre les bornes côté valves des transformateurs de conversion et la borne côté valves de l'inductance de lissage.

La section des équipements de conversion est séparée des deux autres sections au moyen de réactances en série, à savoir, l'inductance de lissage à une extrémité, et la réactance de fuite des transformateurs de conversion à l'autre extrémité. Les ondes mobiles, telles que celles produites par les coups de foudre sur le côté alternatif du transformateur ou sur la ligne continue, avant l'inductance de lissage, sont réduites à une forme comparable à celle des surtensions de manoeuvre grâce à la combinaison des réactances série et des capacités à la terre. Par conséquent, il y lieu qu'elles soient considérées dans le cadre de la coordination aux surtensions de manoeuvre.

Les sections des postes alternatif et continu sont connectées aux lignes aériennes par l'intermédiaire de connexions à basse impédance. Elles diffèrent des installations conventionnelles de postes par la présence de filtres alternatifs et continus et éventuellement de bancs de condensateur shunt, qui peuvent contribuer à l'atténuation des surtensions.

Les surtensions à front raide, en dehors de celles produites par la foudre, doivent également être prises en considération lors de la conception et des essais du matériel de même que pour la coordination de l'isolement. Ces surtensions, produites par les défauts à la terre dans la sous-station CCHT, sont importantes pour la coordination de l'isolement des valves. Ces surtensions ont une durée de front typique de 0,5 μs à 1,0 μs et, peuvent durer ensuite jusqu'à 10 μs. ~~Il convient que~~ Les valeurs et les formes d'ondes à spécifier ~~soient~~ peuvent être déterminées par des études de simulation numérique.

Dans la section du poste alternatif, les surtensions à front raide ayant une durée de front de 5 ns à 150 ns peuvent aussi être produites par la manoeuvre des sectionneurs à isolation gazeuse. De même, pendant le fonctionnement des disjoncteurs de puissance à SF_6, peuvent apparaître des surtensions à front raide ayant des durées de front de quelques dizaines de nanosecondes.

12.6 Marges de protection

En général, on utilise la méthode conventionnelle de coordination de l'isolement pour l'isolement des sous-stations CCHT. En variante on peut utiliser une méthode statistique pour les isolations autorégénératrices.

La méthode conventionnelle établit la surtension maximale attendue à un endroit donné, sur la base des caractéristiques des surtensions et des dispositifs de protection (parafoudres).

Il convient que le courant maximal circulant dans le parafoudre soit déterminé par ordinateur ou par une étude sur simulateur CCHT. Ce courant maximal, ou bien une valeur plus élevée, est appelé courant de coordination. La tension du parafoudre correspondant à ce courant est le niveau de protection. Pour le cas des surtensions de manoeuvre, cette tension est le niveau de protection aux chocs de manoeuvre (SIPL). La grandeur correspondante pour les surtensions de foudre est le niveau de protection aux chocs de foudre (LIPL).

La surtension maximale supportée par l'équipement est définie par le niveau de protection du parafoudre ou de l'ensemble de parafoudres raccordé à ses bornes, prenant en compte l'influence des connexions entre l'équipement, les parafoudres et la terre.

Lorsque les surtensions maximales ont été déterminées, les niveaux d'isolement correspondants, à savoir la tension de tenue aux chocs de manoeuvre et la tension de tenue aux chocs de foudre, tels que définis par l'IEC 60071-1, peuvent alors être établis pour l'équipement protégé par parafoudre, en appliquant des marges de protection.

A la différence de la sous-station c.a., il n'est pas nécessaire d'arrondir par valeurs supérieures les niveaux d'isolation (SIWV, LIWV) aux valeurs normalisées pour les équipements CCHT.

On peut exprimer la marge de protection comme suit:

$$\text{marge} = (\text{facteur de sécurité} - 1) \times 100\ \%$$

où le facteur de sécurité est défini par l'IEC 60071-1 comme étant:

$$\text{Facteur de sécurité} = \frac{\text{Tension de tenue au choc de foudre ou de manoeuvre}}{\text{Surtension maximale}}$$

La pratique pour les réseaux à CCHT fournit une base pour le choix des marges, et l'expérience fructueuse acquise sur les réseaux à courant continu existants apportent des données complémentaires pour établir les critères de choix de marges. De plus, l'utilisation de parafoudres à oxyde métallique conduit à des niveaux de protection plus cohérents que ceux obtenus avec la technologie antérieure des parafoudres.

Pour les ondes de manoeuvre, on applique en général une marge de 15 % sur les valves. Néanmoins, une marge de 10 % a été appliquée pour certaines applications particulières.

Pour les ondes de foudre, on applique en général une marge de 15 % à 20 % sur les valves. Il convient d'appliquer une marge de 15 % à 20 % pour la protection des autres équipements en ce qui concerne les ondes de manoeuvre et une marge de 20 % à 25 % pour les ondes de foudre. L'expérience passée a montré les bons résultats obtenus grâce à l'utilisation de ces marges.

Pour les ondes à front raide ayant des durées de front inférieures ou égales à 0,5 μs, une marge de 20 % à 25 % au-dessous du niveau de surtension maximum est appropriée pour les valves et tous les autres équipements. Il convient d'éviter l'application aux valves d'ondes à front extrêmement raide.

Les raisons principales du choix pour les valves d'une marge ou d'un facteur de sécurité plus faible que pour les autres équipements résident dans le fait que les valves sont en général protégées par des parafoudres installés directement à leurs bornes, et que le processus de vieillissement des valves à thyristors est différent de celui des équipements de puissance conventionnels, les transformateurs par exemple, puisque les thyristors défaillants sont

remplacés lors de visites de contrôles régulières. Les valves doivent être conçues de telle façon que les isolements autres que les thyristors aient une tenue diélectrique plus élevée, ce qui fournit automatiquement des marges plus importantes.

Il y a lieu de spécifier les valeurs de marge fournies plus haut.

12.7 Fonctions des parafoudres

On se référera aux Figures 18 à 22 pour tous les parafoudres désignés dans cet article.

12.7.1 Parafoudres de barres alternatifs (A_1, A_2 et A_3)

La partie alternative d'une sous-station CCHT sera généralement protégée par des parafoudres situés au niveau des transformateurs de conversion (A_1), et à d'autres endroits selon la configuration de la station (A_3). Pour les sous-stations UHVDC avec des convertisseurs connectés en série, les parafoudres (A_2) ~~seront~~ peuvent être installés pour protéger le côté valve des transformateurs de convertisseur situés sur le côté supérieur (Figure 22). Ces parafoudres sont conçus selon les critères retenus pour les applications conventionnelles des réseaux alternatifs compte tenu de la mise à la terre du réseau, des surtensions de foudre, de manoeuvre et des surtensions temporaires. En raison de la saturation possible des transformateurs de conversion et des résonances à basse fréquence qui peuvent se produire entre les filtres et le réseau alternatif, en particulier pendant l'élimination des défauts, des surtensions élevées et de longue durée peuvent apparaître. Les parafoudres pourront donc être conçus pour une capacité élevée de dissipation d'énergie.

12.7.2 Parafoudres aux bornes des inductances de filtres (FA)

Les événements à considérer concernant les fonctions du parafoudre de filtre sont les surtensions de manoeuvre et les surtensions temporaires sur le jeu de barres alternatif et la décharge du condensateur de filtrage au travers du parafoudre pendant un défaut à la terre sur la barre des filtres. Le premier détermine le niveau de protection requis aux chocs de manoeuvre et le second le niveau de protection aux chocs de foudre ainsi que la capacité de décharge d'énergie nécessaire. Dans certains cas, la nécessité de décharger une quantité importante d'énergie peut survenir en raison des conditions de résonance harmonique de bas rang ou en présence d'harmoniques non caractéristiques de bas rang engendrés par un fonctionnement déséquilibré au cours de défauts alternatifs (voir 5.3.7).

12.7.3 Parafoudres de valve (V)

En ce qui concerne les fonctions des parafoudres de valve, il faut considérer les événements suivants:

– limitation des surtensions de manoeuvre et des surtensions temporaires provenant de la partie alternative;
– décharge de la ligne continue, du filtre côté courant continu, et des capacités parasites dans le bâtiment des valves suite à un défaut à la terre entre le pont de conversion et le transformateur de conversion situé au potentiel le plus élevé;
– extinction du courant dans un groupe commutant seul;
– décharge des ondes de foudre suite à une défaillance du réseau de garde.

Les trois premiers événements déterminent pour le parafoudre les contraintes apparentées aux chocs de manoeuvre. Cela conduit souvent à des caractéristiques de dissipation d'énergie plus élevées pour ces parafoudres.

Le niveau d'amorçage de protection des valves dans le sens direct doit être coordonné aux caractéristiques de protection des parafoudres. Lorsque le niveau d'amorçage de protection des valves dans le sens direct est plus élevé que les caractéristiques de protection des parafoudres, il convient que cela soit spécifié.

Dans le cas d'un fonctionnement en redresseur avec des unités de conversion connectées en parallèle, un défaut à la terre entre un pont de conversion et le transformateur de conversion situé au potentiel le plus élevé va nécessiter des caractéristiques de dissipation d'énergie plus importantes pour les parafoudres affectés en raison de la participation aux courants de défaut de l'unité de conversion connectée en parallèle.

Il convient que les valves soient conçues de façon à supporter le courant maximal attendu provenant des parafoudres connectés directement en parallèle, dans l'éventualité où les valves sont amorcées alors que le parafoudre est conducteur.

12.7.4 Parafoudres de point milieu (M)

On a parfois recours à l'utilisation d'un parafoudre de point milieu pour réduire les exigences du niveau d'isolement du côté valve des transformateurs de conversion.

Ses fonctions sont déterminées par l'extinction du courant dans le pont hexaphasé inférieur et par les surtensions de foudre faisant suite à une défaillance du réseau de garde. Les données concernant ce parafoudre sont du même ordre de grandeur que celles des parafoudres de valve.

12.7.5 Parafoudres de barre à courant continu de la conversion (CB) et parafoudres d'unité de conversion

La barre à courant continu haute tension du convertisseur peut être directement protégée par un parafoudre connecté entre la barre et la terre (voir Figure 18, parafoudre CB). Pour les unités de conversion connectées en série, comme représentées sur la Figure 21, on utilise normalement la mise en série du parafoudre d'unité de conversion, le parafoudre C connecté entre les bornes c.c. de l'unité de conversion située au potentiel le plus élevé, et du parafoudre de barre à courant continu CB2 pour l'unité de conversion située au potentiel le plus bas.

Puisque les niveaux de protection du parafoudre de barre à courant continu de la conversion et du parafoudre d'unité de conversion représentent environ le double de la valeur nominale de la tension continue, ces parafoudres ne sont normalement pas exposés à des décharges de courant importantes provenant des chocs de manoeuvre. Leurs caractéristiques sont déterminées par les niveaux de tension continue en régime établi. Dans le cas d'unités de conversion connectées en série, les parafoudres E_1 et E_2 doivent être spécifiés pour la contrainte supplémentaire résultant de la décharge de la ligne continue lorsque l'une des unités de conversion est court-circuitée.

12.7.6 Parafoudres de barre à courant continu et parafoudres de la ligne à courant continu (DB et DL)

Les caractéristiques des parafoudres de barre et de la ligne à courant continu sont déterminées à partir de la tension maximale de service et des chocs de foudre et de manoeuvre. Le parafoudre de barre à courant continu DB détermine le niveau d'isolement des équipements situés côté pôle à courant continu. Sur les systèmes CCHT comprenant des câbles, il convient que les niveaux de protection du parafoudre de ligne à courant continu DL soient sélectionnés en tenant compte des caractéristiques de tenue des câbles.

Lorsque la liaison CCHT comprend des sections de lignes aériennes et des sections de câbles, il convient de prêter attention à l'utilisation de parafoudre au point de jonction des lignes aériennes et des câbles afin d'éviter toute surtension excessive sur le câble provoquée par la réflexion des ondes mobiles.

12.7.7 Parafoudres de neutre à courant continu (E1 et E2)

La tension de service des parafoudres de neutre à courant continu est normalement basse. Dans les conditions de fonctionnement bipolaire équilibré, elle sera pratiquement nulle. Lors

du fonctionnement monopolaire, la tension est faible et correspond à la chute de tension dans la ligne d'électrode ou dans le conducteur de retour métallique.

Ces parafoudres ont pour fonction de protéger l'équipement contre les chocs de foudre qui aboutissent sur la barre de neutre et de décharger de fortes énergies pendant les événements suivants:

– défaut à la terre du pôle à courant continu;
– défaut à la terre entre les valves et le transformateur de conversion;
– rupture du circuit de retour pendant un fonctionnement monopolaire.

La capacité d'écoulement d'énergie spécifiée dépend largement des séquences d'élimination de ces défauts.

12.7.8 Parafoudres d'inductance à courant continu (R)

Un parafoudre peut être connecté en parallèle avec l'inductance de lissage pour la protection contre les surtensions de foudre qui imposent des contraintes importantes aux bornes de l'inductance. Cela permet de réduire les besoins d'isolement aux bornes de l'enroulement de l'inductance.

12.7.9 Parafoudres de filtre à courant continu (FD)

La tension normale de service du parafoudre de l'inductance de filtrage est basse et habituellement constituée d'une ou de plusieurs tensions harmoniques. Les contraintes sur le parafoudre sont essentiellement déterminées par les transitoires résultant de défauts à la terre du pôle à courant continu.

12.8 Prévention contre l'action des relais de protection provoquée par les courants de parafoudres

Lors de la conception de la protection à relais des sous-stations CCHT, il pourrait être nécessaire de tenir compte des courants de parafoudres. Dans certains cas, les parafoudres qui transitent des courants de décharge importants, comme les parafoudres de barres de neutre à forte énergie, peuvent être situés à l'intérieur d'une zone de protection différentielle. Dans ce cas, il pourrait être nécessaire de mesurer les courants du parafoudre et d'alimenter la protection pour éviter un fonctionnement non désiré du relais au cours d'événements se produisant en dehors de la zone de protection et donnant lieu à des courants de décharge dans le parafoudre.

12.9 Distances d’isolement

En ce qui concerne l'isolation extérieure, les distances dans l'air sont en général basées sur la tension de tenue aux chocs de manoeuvre spécifiée en utilisant les facteurs de correction standard en fonction de la forme des électrodes.

Dans les bâtiments de valves, il convient d'accorder un soin particulier à la forme des électrodes, de façon à réduire au minimum les distances d'isolement requises. Les distances sont en général définies à partir d'essais effectués sur des électrodes de forme appropriée. Dans les bâtiments de valves, les distances sont en général déterminées de façon à obtenir une probabilité de contournement de 0,1 %.

12.10 Lignes de fuite pour l'isolation

12.10.1 Isolation extérieure

L'isolation externe des isolateurs et traversées extérieurs est principalement déterminée par ses performances sous pollution à la tension normale de service. Les isolateurs soumis à une tension continue se comportent différemment des isolateurs soumis à une tension alternative.

Les isolateurs côté continu sont plus facilement sujets à la pollution que les isolateurs côté alternatif qui se trouvent dans une même sous-station, car ils attirent les particules chargées.

En fonction du niveau de pollution, la tenue en tension d'un isolateur côté continu en conditions de contamination est généralement inférieure à la tenue en tension (valeur efficace) côté alternatif. La tenue en tension côté continu semble également dépendre plus nettement de la forme de l'isolateur.

Dans les régions où la contamination est légère ou moyenne, des lignes de fuite d'une valeur de 2,5 cm/kV à 4,6 cm/kV ont été utilisées. Dans les régions à contamination élevée, des lignes de fuite d'une valeur de 4,8 cm/kV ou plus ont été utilisées.

Les exploitants de plusieurs installations CCHT ont jugé nécessaire de recourir au nettoyage, au graissage des isolateurs ou à l'application d'autres revêtements pour limiter les risques de contournement. Alors, l'application des isolateurs de type polymère pourra être l'une des possibilités outre la mesure contre la pollution ci-dessus.

Les connaissances sur les performances des isolateurs de postes sous une contrainte de tension continue et dans des conditions de contamination, sont limitées. Des recherches plus poussées sont nécessaires à l'établissement de directives fiables pour déterminer les lignes de fuite.

12.10.2 Isolation intérieure

Dans les bâtiments de valves, des lignes de fuite spécifiques d'une valeur minimale de 1,4 cm/kV à 1,6 cm/kV de la tension continue nominale ont été largement utilisées. L'environnement est propre et l'humidité contrôlée. La question des lignes de fuite n'est donc pas d'une très grande importance.

Il convient d'insister sur le fait que garder l'environnement de la galerie de la valve est très important et qu'il convient de surveiller au sein de limites les niveaux d'humidité et de pollution.

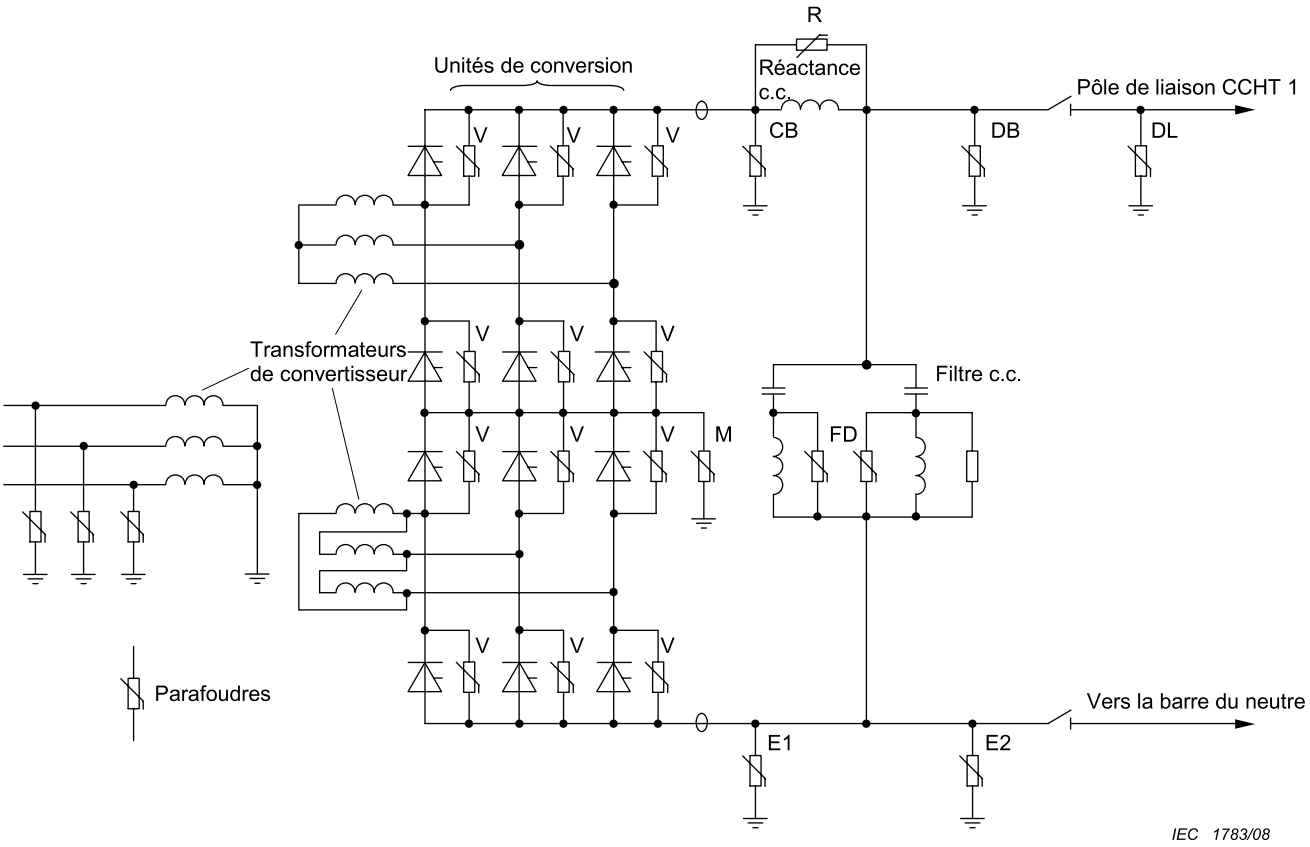


Figure 18 – Exemple d'un schéma de protection par parafoudre pour une sous-station CCHT

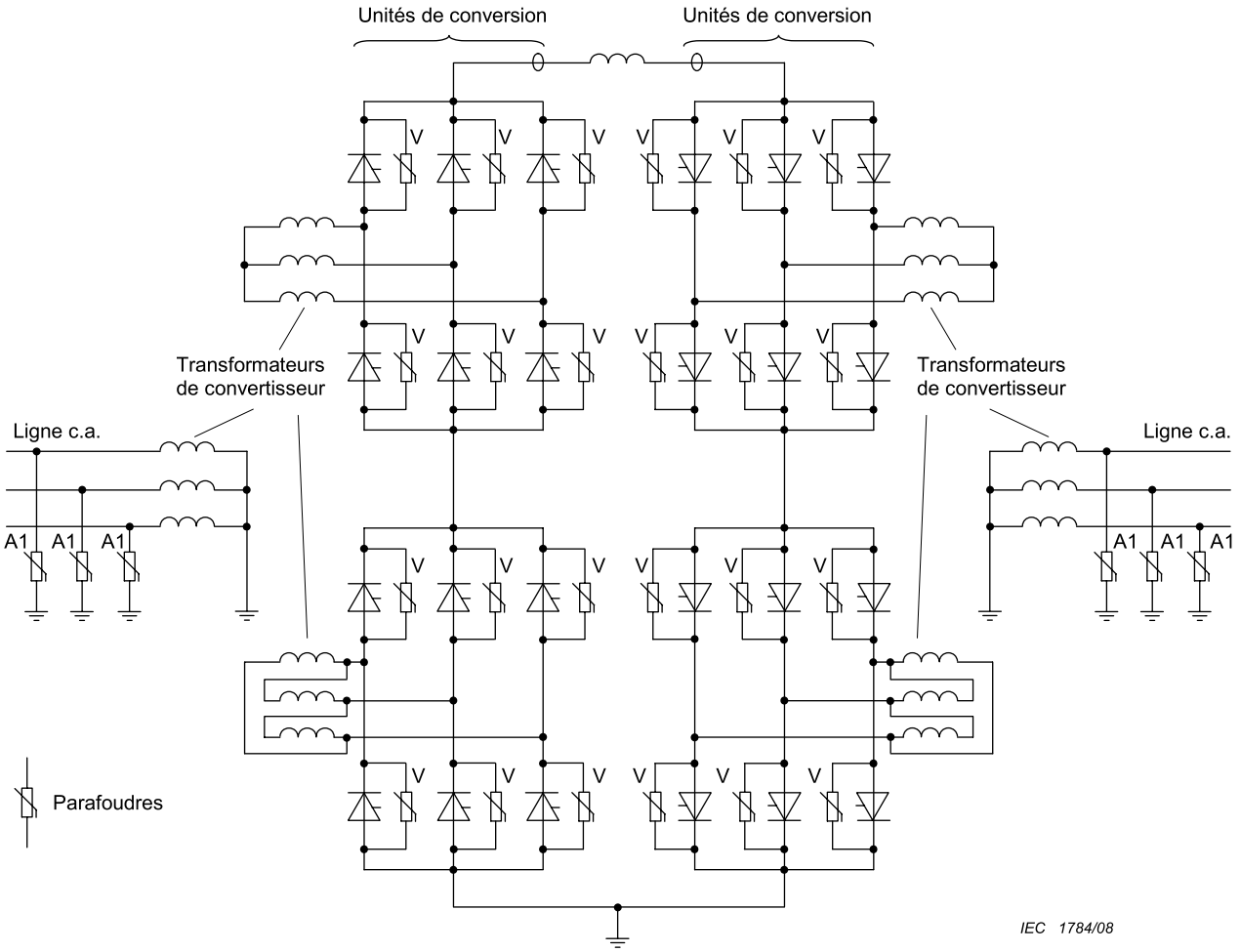


Figure 19 – Exemple de schéma de protection c.c. par parafoudres pour une sous-station CCHT connectée en dos à dos

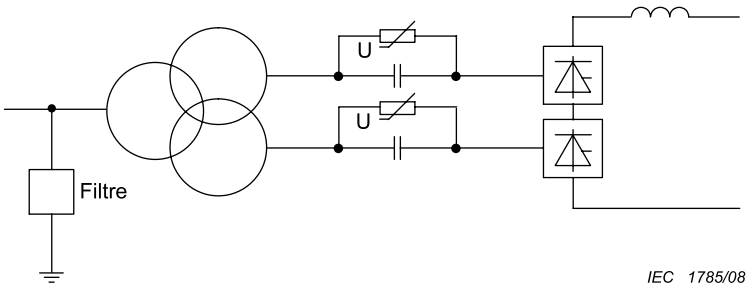


Figure 20a – Convertisseur à couplage capacitif (CCC)

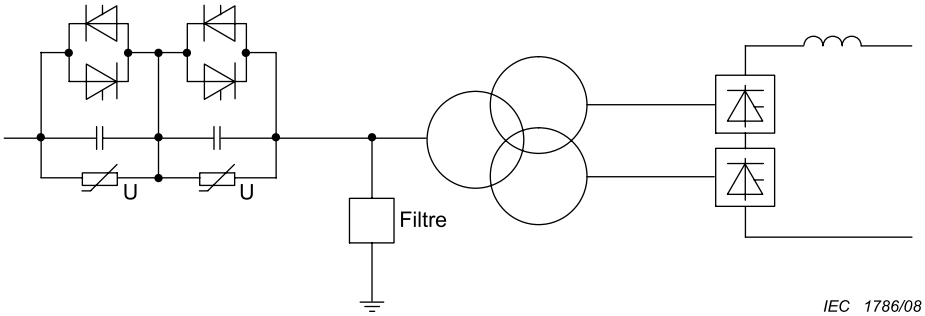


Figure 20b – Convertisseur avec les condensateurs réglables de série (CCSC)

Figure 20 – Exemple de disposition de protection par parafoudre pour une sous-station CCHT de convertisseurs commutés par condensateurs

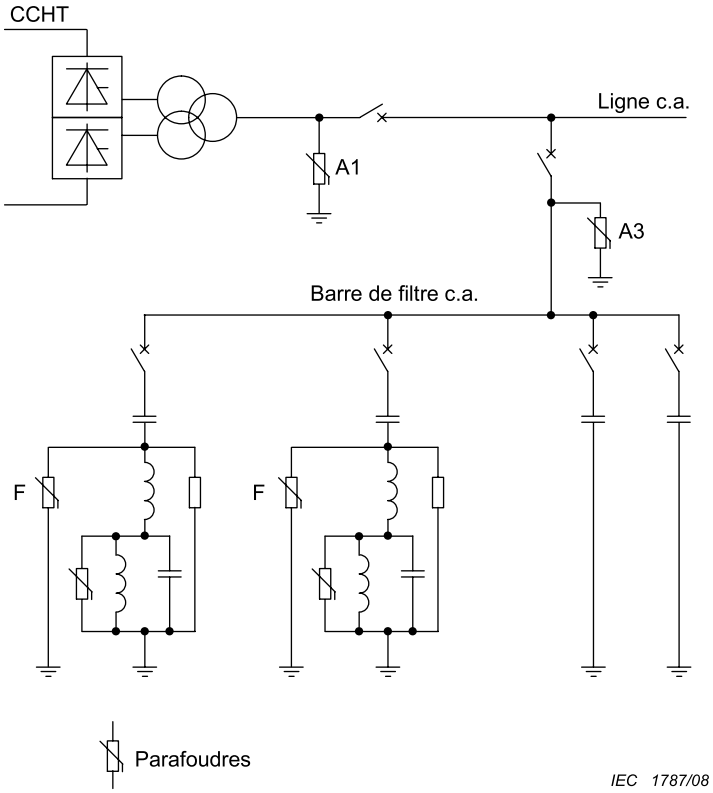


Figure 21 – Exemple de disposition de protection par parafoudre côté c.a. pour une sous-station CCHT

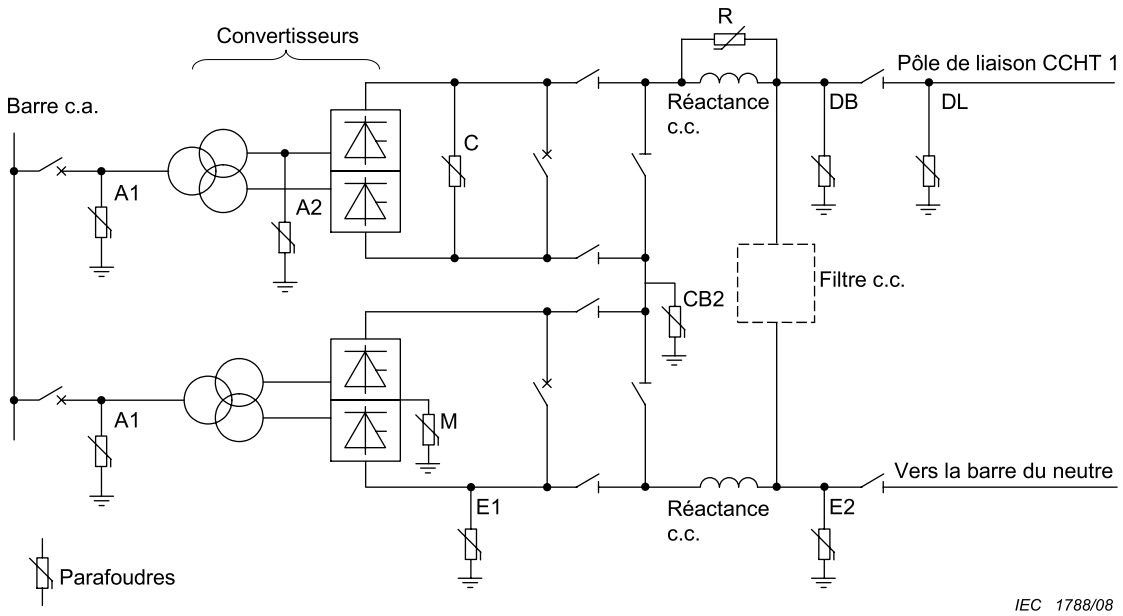


Figure 22 – Exemple d'un schéma de protection par parafoudre dans une sous-station CCHT avec des convertisseurs connectés en série

13 Besoins en télécommunications

13.1 Généralités

Comme il est indiqué dans l'IEC 60919-1, différents types de télécommunication peuvent être utilisés pour le fonctionnement de la ligne de transmission CCHT.

La principale fonction du réseau de télécommunication dans le fonctionnement de la ligne CCHT est de transmettre les messages de contrôle tels que les consignes de courant ou de puissance, le contrôle de la charge et de la fréquence, etc. Il peut également être utilisé pour superviser, mettre en service et protéger. Des réseaux indépendants pourraient être employés pour chaque fonction, bien qu'un seul réseau puisse souvent servir à plusieurs emplois. Lors de l'affectation des réseaux, il convient que la priorité soit accordée aux exigences de protection.

Il convient que la protection contre les défauts des équipements de la station et la capacité à redémarrer après l'élimination des défauts dans les temps de recouvrement spécifiés pour le système ne dépendent pas du système de télécommunication. Néanmoins, les réseaux alternatifs émetteurs et récepteurs peuvent bénéficier de la disponibilité des télécommunications en les utilisant, par exemple, pour diminuer l'impact des variations soudaines de la puissance active et réactive au niveau de la barre de sous-station CCHT.

On peut obtenir une protection raisonnable des équipements de la sous-station CCHT sans recourir à un réseau de télécommunication et sans compromettre la sécurité de fonctionnement du système CCHT. Néanmoins, il n'est pas possible d'obtenir des durées de défauts minimales et des temps de rétablissement après défauts courts sans réseaux de télécommunication. Les réglages de temporisation qui seraient demandés aux protections pour garantir la sélectivité et la sécurité des séquences de déclenchement ne seraient certainement pas compatibles avec les objectifs cités ci-dessus.

Il convient que le réseau de télécommunication utilise un canal de transmission de l'information non affecté par les défauts du système de transmission de l'énergie.

13.2 Besoins particuliers – Réseaux de télécommunication

Comme il en est question à l'Article 9, les principaux critères de protection de la ligne à courant continu: dv/dt, tension et courant continus, nécessitent une communication entre les deux extrémités pour parer à certaines conditions de défauts:

– défauts de ligne d'impédance élevée;
– pour faire la distinction entre défauts sur la ligne à courant continu et défauts côté onduleur, y compris les ratés de commutation de l'onduleur;
– pour la protection, sans recourir aux disjoncteurs continus, des lignes continues fonctionnant en parallèle et permettre des séquences de manoeuvres automatiques;
– pour une mise en parallèle et hors parallèle automatique des pôles, nécessaire à l'élimination des défauts de ligne sur pôles permanents, sans utiliser les disjoncteurs continus.

La protection contre les ratés de commutation de l'onduleur s'obtient en général en augmentant l'angle d'extinction de celui-ci. Néanmoins, en variante à la commande dépendant de la tension, certaines stratégies de protection consistent à ordonner au redresseur de réduire le courant de ligne, via un réseau de télécommunication (Article 5).

Un réseau de télécommunication allant dans les deux sens peut être bénéfique au fonctionnement des systèmes CCHT qui utilisent plus d'une unité de conversion par pôle, en maintenant en service un nombre égal d'unités de conversion à chaque sous-station CCHT, à la suite d'un blocage automatique ou manuel d'une unité à chaque sous-station.

Lorsqu'une transmission à courant continu est directement reliée à une centrale électrique, son fonctionnement peut nécessiter des signaux de contrôle entre le redresseur ou l'onduleur et la centrale électrique. Les signaux peuvent, par exemple, déclencher les séquences de contrôle des systèmes d'excitation ou de réglage des alternateurs ou optimiser le nombre et la charge des groupes d'alternateurs et des bancs de filtrage.

Un signal de télécommunication pour chaque pôle peut être nécessaire afin de réduire le courant à une valeur préréglée à la suite de certains types de défauts.

De même, un signal de contrôle pour inverser le transit ou modifier le niveau de puissance peut être utilisé afin de renforcer la stabilité du réseau alternatif en cas de déclenchement critique de la ligne à courant alternatif (voir Article 5).

Il convient que les canaux de télécommunication pour le contrôle et les protections soient redondants et associés à chaque pôle.

Les télécommunications peuvent également être utilisées pour localiser les défauts de ligne.

13.3 Conséquences de l'indisponibilité du réseau de télécommunication

Pour la plupart des conditions énoncées en 13.2, l'absence d'un réseau de télécommunication ne devrait avoir d'autre inconvénient que d'augmenter la durée de récupération après défaut.

Néanmoins, une défaillance dans le système de communication peut perturber sérieusement le fonctionnement du réseau continu, en manquant, par exemple, de faire la distinction entre un défaut du réseau à courant alternatif et un défaut de la ligne continue à l'extrémité onduleur. Si toutes les télécommunications sont affectées par la défaillance, la totalité de la puissance continue transmise peut être arrêtée par la protection de la ligne continue à cause de défauts de l'onduleur. Une solution partielle à ce problème peut consister à introduire un temps de retard dans la protection de la ligne continue, immédiatement après la perte de télécommunication.

Lorsque le contrôle de la tension de l'ensemble du réseau alternatif se fait sur les deux extrémités redresseur et onduleur, cela peut imposer des contraintes sur le système de télécommunication. Il convient que les conséquences de la perte de ces communications sur le fonctionnement du réseau c.a. soient alors analysées avec soin.

13.4 Considérations particulières relatives aux systèmes à courant porteur de ligne (CPL)

Le fonctionnement de la transmission par courant porteur de ligne (CPL) pourrait être suffisamment pénalisé par des défauts transitoires dans les conducteurs de pôle et de câbles de garde pour perturber le fonctionnement des systèmes de protection et de commande, et, ainsi, affecter le fonctionnement du réseau CCHT. Afin de minimiser de telles conséquences, il convient que les caractéristiques suivantes soient spécifiées pour le système CPL:

– pour les systèmes à courants porteurs utilisant un conducteur de pôle et un câble de garde comme chemin de communication, il convient que l'isolement du câble de garde soit conçu pour éviter les scintillations en fonctionnement normal et les conditions de surtension prises en compte durant la conception du système CCHT;
– pour un défaut se produisant sur la ligne à courant continu ou pendant un contournement d'isolateur du câble de garde, il convient que la dégradation du signal à courant porteur de ligne soit suffisamment minimisée pour éviter de compromettre le niveau de fonctionnement spécifié du système de transmission CCHT;
– il convient que les fréquences du courant porteur, choisies pour les canaux de protection et de contrôle, soient aussi élevées que possible pour éviter les interférences avec les stations de conversion. Un système de filtrage pour la transmission à courant porteur de ligne peut être nécessaire si les fréquences choisies ne peuvent éviter de tels effets.

De plus, il convient que les sources suivantes de perturbations transitoires du CPL sur les lignes de transmission CCHT soient examinées avec soin:

– interférence produite par le bruit de couplage avec la ligne d'électrode;
– interférence produite par des lignes à courant alternatif parallèles ou croisant les lignes de transport à courant continu;
– interférence due au couplage entre pôles sur une ligne CCHT.

14 Systèmes d'alimentation auxiliaire de puissance

14.1 Généralités

Les systèmes d'alimentation auxiliaire d'une sous-station CCHT sont des éléments de soutien nécessaires qui rendent le système CCHT capable de produire toute la puissance voulue, de maintenir la station en bon état de marche et qui permettent au système d'être arrêté sans danger.

Les systèmes d'alimentation auxiliaire peuvent être approximativement classés en deux groupes principaux: les systèmes auxiliaires électriques et les systèmes auxiliaires mécaniques.

14.2 Systèmes auxiliaires électriques

14.2.1 Généralités

Les considérations sur le fonctionnement en régime établi des systèmes auxiliaires électriques ont été discutées dans l'IEC 60919-1. Cette Partie 2 présente les aspects du fonctionnement et les spécifications du système d'alimentation électrique auxiliaire liés au fonctionnement des systèmes CCHT ou le facilitant pendant les transitoires de défaut ou de manoeuvre.

Les systèmes auxiliaires électriques des sous-stations CCHT sont presque toujours alimentés par les réseaux alternatifs auxquels les stations onduleur et redresseur sont connectées. Par conséquent, les défauts dans les réseaux c.a. ou sur les départs c.a. qui alimentent en énergie auxiliaire les sous-stations CCHT peuvent influencer le fonctionnement des équipements auxiliaires et, en conséquence le fonctionnement de la transmission CCHT. Habituellement, on utilise au moins deux sources indépendantes.

Bien que la charge du système auxiliaire ne soit en général que de 0,2 % à 1 % de la puissance nominale de la sous-station CCHT, la sûreté de fonctionnement du système CCHT dépend de façon vitale du fonctionnement correct du système d'alimentation auxiliaire pendant les transitoires de défauts ou de manoeuvre, c'est pourquoi il convient que les spécifications des systèmes auxiliaires électriques soulignent cette extrême importance. Par conséquent, il semble tout à fait approprié que les systèmes auxiliaires électriques d'une sous-station CCHT de puissance importante soient plus vastes et plus complexes que ceux d'une sous-station CCHT de petite puissance.

Les charges de puissance auxiliaire d'une station auxiliaire peuvent être classées en trois catégories: charges essentielles, d'urgence et normales. Les charges essentielles sont celles qui garantissent la capacité nominale de transmission de puissance d'une sous-station CCHT. Les charges d'urgence sont celles qui devraient être en fonctionnement, ou bien prêtes à fonctionner dans un délai minimal, dans l'éventualité d'un manque de puissance au niveau de la barre principale alternative. Les charges normales ou autres sont celles qui ne sont pas directement liées avec les possibilités de conversion de puissance de la station.

Les charges qui ne peuvent être interrompues ou exposées à des transitoires comme les systèmes de contrôle et de protection appartiennent à la catégorie des charges essentielles. Elles sont souvent qualifiées de charges de puissance auxiliaire de première classe. Elles sont le plus souvent alimentées par des jeux de barres de puissance alternative auxiliaire à

basse tension, par l'intermédiaire d'onduleurs de batteries ou d'alimentation sans interruption avec des chargeurs de batteries redondants.

Pour obtenir une redondance à 100 % et un haut degré de fiabilité les barres de charges essentielles sont presque toujours alimentées par deux sources de puissance indépendantes. Elles disposent de commutateurs automatiques, de façon à permettre à l'une des sources primaires d'alimenter toutes les charges de cette catégorie en cas de défaillance de l'autre source. En ce qui concerne la conception des équipements de sous-station CCHT et du système auxiliaire, il convient d'accorder une attention particulière à l'interruption simultanée des deux sources principales de puissance.

Le transfert automatique pourrait être conçu de façon à permettre un fonctionnement normal en parallèle, un délai de transfert minimal, ou un délai de transfert intentionnel selon les besoins de la sous-station CCHT concernant le temps d'interruption permis pour ces alimentations ou bien les contraintes de synchronisation de charge, etc.

Les charges qui ne nécessitent pas une redondance à 100 % sont souvent alimentées par l'un des deux câbles d'alimentation qui peut être sélectionné par des commutateurs situés près des équipements à alimenter.

Les régions sujettes au gel nécessitent une source de puissance de secours afin d'éviter que certains systèmes tels que les conduites d'huile, l'alimentation en fuel des diesels, les systèmes primaires d'eau, etc., ne gèlent dans l'éventualité d'une panne générale de puissance.

Il convient que les systèmes auxiliaires électriques soient conçus pour fonctionner de façon satisfaisante aux pleines capacités de charge et de surcharge du réseau CCHT suite aux perturbations des réseaux alternatifs. Il est recommandé que les limites de fonctionnement en sous-tension des systèmes auxiliaires après élimination d'un défaut c.a., soient compatibles avec les critères de fonctionnement à faible tension de la liaison CCHT.

Il est bon que la conception des systèmes auxiliaires tienne compte des variations de longue durée prévues pour les sources d'alimentation alternatives, et que les systèmes auxiliaires fonctionnent de façon satisfaisante dans toutes les conditions de fonctionnement prévisibles du réseau d'alimentation alternative.

14.2.2 Exigences particulières

Il convient que chaque pôle ait sa propre source d'alimentation auxiliaire indépendante et complètement dédoublée pour ses charges essentielles. Il est recommandé de porter également attention aux dispositions de commutation et de transfert lors de la perte d'un pôle pour alimenter les services auxiliaires à partir des services auxiliaires de l'autre pôle.

Il est recommandé que le système électrique d'alimentation auxiliaire soit conçu de telle sorte qu'après une interruption temporaire provoquée par une perturbation des réseaux alternatifs couplés aux sous-stations CCHT, il n'empêche pas le rétablissement de la transmission de puissance CCHT dans les limites de temps spécifiées, une fois le réseau auxiliaire remis sous tension.

Il convient que le système électrique auxiliaire fonctionne sans provoquer l'interruption ou l'arrêt d'aucun système auxiliaire à l'intérieur de la plage spécifiée de sous-fréquences et surfréquences des réseaux c.a. raccordés à la liaison CCHT.

Il est bon que des alimentations de puissance non interruptibles maintiennent la fréquence et les tensions produites dans les limites déterminées par les systèmes auxiliaires qu'elles alimentent, de sorte que le fonctionnement des groupes de valves ne soit pas gêné, et pour garantir une coordination permanente des protections pendant de brèves interruptions, allant jusqu'à 2 s, de l'alimentation en puissance alternative des systèmes auxiliaires.

Il convient que les systèmes de contrôle et de protection des systèmes électriques auxiliaires soient conçus suivant les mêmes méthodes que celles appliquées à l'utilisation industrielle et commerciale de la basse tension alternative, avec une attention particulière pour la vitesse d'élimination de défauts et la sélectivité des dispositifs de protection. Il faudra veiller à:

– éviter de mettre en parallèle deux ou plusieurs sources d'alimentation auxiliaires pour limiter les contraintes de court-circuit sur les composants du réseau auxiliaire;
– fournir les moyens de garantir la synchronisation lorsque deux barres doivent être mises en parallèle pendant la commutation automatique d'une source vers une autre;
– réaliser la commutation dans les limites de temps requises par la charge particulière à alimenter avec les tolérances requises sur les conditions de tension sur les barres impliquées.

14.3 Systèmes auxiliaires mécaniques

Les systèmes auxiliaires mécaniques d'une sous-station CCHT se composent des systèmes importants suivants: refroidissement des valves; refroidissement du compensateur synchrone; air comprimé; détection d'incendie, protection et extinction; huile isolante; huile diesel; fourniture d'eau; drainage et eaux; air conditionné; ventilation; engins d'aide à la manutention.

Les systèmes cités ci-dessus sont nécessaires au maintien de la pleine transmission d'énergie électrique sur le réseau CCHT. Le système de refroidissement des valves est probablement le plus important et le plus délicat.

La conception des convertisseurs déterminera le type de système de refroidissement des valves. En règle générale, ce sera soit un refroidissement liquide, soit un refroidissement à air. Il est approprié que le système de refroidissement pour un groupe de valves soit dimensionné de façon à compenser les pertes de puissance de chacun des groupes de valves. En outre, il est conseillé que, des dispositions soient prises au niveau des pièces détachées ou de rechange pour qu'une défaillance ou un arrêt d'un ventilateur, d'une pompe de refroidissement, d'un échangeur de chaleur, etc., n'entraîne pas une réduction de la capacité de transport du réseau à courant continu sous l'effet de toute combinaison attendue raisonnable des conditions de charge et des conditions ambiantes (s'il n’est pas permis d’utiliser l’équipement de refroissement redondant pendant le fonctionnement en surcharge).

Un système de surveillance et d'alarme peut se révéler opportun pour superviser les fonctions des auxiliaires de puissance essentielles au fonctionnement et au refroidissement des valves à thyristors. Ces fonctions peuvent comprendre:

– pour les valves refroidies à l'air: température maximale de l'air en entrée et en sortie des ensembles à thyristors; température maximale de l'air entrant et sortant des échangeurs de chaleur; pression différentielle aux bornes des valves; température maximale et minimale dans le hall des valves; pression et débit de l'air aux endroits critiques des installations de conditionnement d'air, etc.;
– pour les valves refroidies à l'eau: températures d'eau désionisée en entrée et en sortie des valves; niveau d'eau dans les caissons d'expansion; conductivité de l'eau; chute de pression aux bornes des conduits de refroidissement des valves; débit de l'eau aux endroits critiques; volume d'oxygène de l'eau si nécessaire. Si une tour de refroidissement est utilisée: température de l'eau et température des échangeurs de chaleur; température et humidité de l'air dans le hall des valves et du système de conditionnement d'air.

Il est pertinent que le système de surveillance soit aménagé pour donner l'alarme lorsque les limites inférieures ou supérieures des paramètres cités plus haut sont atteintes, de même que pour la perte de pompes ou de ventilateurs, pour un niveau faible du réservoir d'eau et pour les besoins de remplissage des caissons de stockage, ainsi que pour les fuites d'eau dans les structures de valves à thyristors, etc.

Il convient qu'il donne aussi l'alarme en cas de conditions anormales telles que: température élevée de l'eau désionisée ou de l'air en entrée et en sortie des valves; basse

pression de l'eau aux bornes des valves; perte d'un trop grand nombre de pompes ou de ventilateurs, conditions pour lesquelles un signal de déclenchement peut être lancé par le système de surveillance.

Un autre système mécanique important pour l'obtention de la pleine puissance de transit est le système de refroidissement des alimentations en énergie réactive du système CCHT tels que les compensateurs synchrones et les compensateurs statiques. Il est recommandé qu'un système de refroidissement indépendant soit prévu pour chaque système d'alimentation en énergie réactive avec une redondance suffisante sur les éléments principaux ou critiques de ce système de refroidissement afin de minimiser toute réduction de puissance CCHT transmise qui résulterait de la perte d'une des sources d'énergie réactive.

Les systèmes à air comprimé peuvent avoir une grande importance pour permettre l'arrêt sans danger de la sous-station CCHT, particulièrement si le fonctionnement des appareils de coupure est à air comprimé.

Les équipements mécaniques de la sous-station CCHT doivent être conçus pour fonctionner de façon satisfaisante pendant des transitoires, y compris ceux qui résultent de régimes de fonctionnement en survitesse ou en sous-vitesse.

D'autres systèmes mécaniques auxiliaires sont souvent prévus pour des besoins de maintenance ou pour des raisons de sécurité. Ceux-ci ne sont pas directement liés au fonctionnement transitoire d'un système de transport CCHT.

De plus, il convient de prendre une disposition pour les composants de réserve ou de rechange pour que les défaillances ou arrêts d’un ventilateur, d’une pompe à refroidissement, d’un échangeur thermique, etc. ne causent pas une réduction de la capacité de transport c.c. sous chacune des combinaisons de charge et de conditions ambiantes raisonnablement attendues, y compris le fonctionnement en surcharge (s'il n’est pas permis d’utiliser l’équipement de refroissement redondant pendant le fonctionnement en surcharge).

Bibliographie

Venant s'ajouter aux normes déjà mentionnées dans l'IEC 60919-2, les publications suivantes sont considérées comme des outils de référence particulièrement utiles, mais la liste n'en n'est pas exhaustive.

IEC 60044-1:2003, *Transformateurs de mesure – Partie 1: Transformateurs de courant*

IEC 60044-5:2004, *Transformateurs de mesure – Partie 5: Transformateurs condensateurs de tension*

IEC 60050-371:1984, *Vocabulaire Electrotechnique International (VEI) – Chapitre 371: Téléconduite*
Am.1:1997

IEC 60050-421:1990, *Vocabulaire Electrotechnique International – Chapitre 421: Transformateurs de puissance et bobines d'inductance*

IEC 60050-436:1990, *Vocabulaire Electrotechnique International – Chapitre 436: Condensateurs de puissance*

IEC 60050-441:1984, *Vocabulaire Electrotechnique International – Chapitre 441: Appareillage de coupure, de commande et fusibles*
Am.1:2000

IEC 60050-448:1995, *Vocabulaire Electrotechnique International – Chapitre 448: Protection des réseaux d'énergie*

IEC 60050-471:2007, *Vocabulaire Electrotechnique International – Partie 471: Isolateurs*

IEC 60050-521:2002, *Vocabulaire Electrotechnique International – Partie 521: Dispositifs à semiconducteurs et circuits intégrés*

IEC 60050-551:1998, *Vocabulaire Electrotechnique International – Partie 551: Electronique de puissance*

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

IEC 60071-1-2:1996, *Coordination de l'isolement – Partie 2: Guide d'application*

IEC/RT 60071-4:2004, *Coordination de l'isolement – Partie 4: Guide informatique pour la coordination de l'isolement et la modélisation du réseau électrique*

IEC/ST 60071-5:2002, *Coordination de l'isolement – Partie 5: Procédures pour les stations de conversion à courant direct à haute tension (CCHT)*

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

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

IEC 60505:2004, *Evaluation et qualification des systèmes d'isolation électrique*

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

IEC 60831-1:2002, *Condensateurs shunt de puissance autorégénérateurs pour réseaux à courant alternatif de tension assignée inférieure ou égale à 1 000 V – Partie 1: Généralités – Caractéristiques fonctionnelles, essais et valeurs assignées – Règles de sécurité – Guide d'installation et d'exploitation*

_____

IEC TR 60919-2

Edition 2.1 2015-06

FINAL VERSION

VERSION FINALE

Performance of high-voltage direct current (HVDC) systems with line-commutated converters –
Part 2: Faults and switching

Fonctionnement des systèmes à courant continu haute tension (CCHT) munis de convertisseurs commutés par le réseau –
Partie 2: Défauts et manoeuvres

CONTENTS

FOREWORD 6
1 Scope 8
2 Normative references 9
3 Outline of HVDC transient performance specifications 9
3.1 Transient performance specifications 9
3.2 General comment 10
4 Switching transients without faults 10
4.1 General 10
4.2 Energization and de-energization of a.c. side equipment 10
4.3 Load rejection 12
4.4 Start-up and shut-down of converter units 13
4.5 Operation of d.c. breakers and d.c. switches 13
5 AC system faults 15
5.1 General 15
5.2 Fault categories 16
5.3 Specification matters affecting transient performance 16
5.3.1 Effective a.c. system impedance 16
5.3.2 Power transfer during faults 16
5.3.3 Recovery following fault clearing 17
5.3.4 Reactive power consumption during fault and post-fault recovery periods 18
5.3.5 Load rejection due to a.c. faults 18
5.3.6 Switching of reactive power equipment 19
5.3.7 Effects of harmonic voltages and current during faults 19
5.3.8 Shift in control modes of operation 19
5.3.9 Power modulation on the HVDC system 20
5.3.10 Emergency power reductions 20
5.4 Specification impact on control strategy 20
6 AC filters, reactive power equipment and a.c. bus faults 21
6.1 General 21
6.2 Transient overvoltages in filter banks 21
6.3 Transient overcurrents in filter and capacitor banks 22
6.4 Capacitor unbalance protection 22
6.5 Examples of protection of filters and capacitor banks 23
6.6 Shunt reactor protection 24
6.7 AC bus protection 24
7 Converter unit faults 26
7.1 General 26
7.2 Short circuits 27
7.3 Failure of converter unit to perform its intended function 28
7.3.1 General 28
7.3.2 Rectifier operation 28
7.3.3 Inverter operation 29
7.4 Converter unit protection 29
7.4.1 Converter differential protection 29
7.4.2 Overcurrent protection 29

7.4.3 AC overvoltage protection 29
7.4.4 Protection against large delay angle operation 29
7.4.5 Commutation failure protection 29
7.4.6 Thyristor valve protections 30
7.4.7 Transformer protection 30
7.4.8 Transformer tap-changer unbalance protection 30
7.4.9 AC connection earth fault protection 30
7.5 Additional protection aspects of series connected converter units 30
7.6 Additional protection aspects of parallel connected converter units 31
8 DC reactor, d.c. filter and other d.c. equipment faults 33
8.1 General 33
8.2 Fault types 34
8.3 Protection zones 34
8.4 Neutral protection 34
8.4.1 General 34
8.4.2 Neutral fault detection 34
8.4.3 Neutral bus fault isolation 35
8.4.4 Bipolar neutral bus faults 35
8.5 DC reactor protection 35
8.6 DC harmonic filter protection 35
8.6.1 General 35
8.6.2 Filter bank fault protection 36
8.6.3 DC filter capacitor unit protection 36
8.7 DC harmonic protection 36
8.8 DC overvoltage protection 36
8.9 DC side switching protection 37
9 DC line faults 38
9.1 Overhead line faults 38
9.2 Cable faults 39
9.3 DC fault characteristics 39
9.4 Functional d.c. fault detection requirements 40
9.5 Protective sequence 40
9.5.1 Overhead line faults 40
9.5.2 Faults in cable systems 40
9.5.3 Faults in an overhead line/cable system 40
9.5.4 Faults in one of a system of parallel-connected cables 40
9.5.5 Fault in a system of parallel overhead lines 41
9.6 Fault protection schemes 41
9.7 Open circuit on the d.c. side 42
9.8 Power line cross protection 42
10 Earth electrode line faults 42
10.1 General 42
10.2 Specific requirements – Earth electrode line 42
10.3 Electrode line supervision 43
11 Metallic return conductor faults 43
11.1 Conductor for the return circuit 43
11.2 Metallic return faults 43
11.3 Fault detection – Metallic return 44

11.4 Metallic return fault protection systems 44
12 Insulation co-ordination – HVDC systems 47
12.1 General 47
12.2 Protection schemes using surge arresters 47
12.3 Switching overvoltages and temporary overvoltages on the a.c. side 48
12.4 Switching overvoltages and temporary overvoltages on the d.c. side 48
12.5 Lightning and steep fronted surges 48
12.6 Protective margins 49
12.7 Arrester duties 50
12.7.1 AC bus arresters (A_1, A_2 and A_3) 50
12.7.2 Arrester across filter reactors (FA) 50
12.7.3 Valve arresters (V) 51
12.7.4 Mid-point d.c. bus arrester (M) 51
12.7.5 Converter unit d.c. bus arresters (CB) and converter unit arresters 51
12.7.6 DC bus and d.c. line arresters (DB and DL) 51
12.7.7 Neutral bus arresters (E_1 and E_2) 52
12.7.8 DC reactor arrester (R) 52
12.7.9 DC filter arresters (FD) 52
12.8 Prevention of protective relay action due to arrester currents 52
12.9 Insulation clearances 52
12.10 Creepage distances for the insulation 52
12.10.1 Outdoor insulation 52
12.10.2 Indoor insulation 53
13 Telecommunication requirements 56
13.1 General 56
13.2 Specific requirements - Telecommunication systems 56
13.3 Consequence of telecommunication system outages 57
13.4 Special considerations for power line carrier (PLC) systems 57
14 Auxiliary systems 58
14.1 General 58
14.2 Electrical auxiliary systems 58
14.2.1 General requirements 58
14.2.2 Specific requirements 59
14.3 Mechanical auxiliary systems 59
Bibliography 61

Figure 1 – DC-side switches for an HVDC substation with series-connected converter unit 15
Figure 2 – Example of voltage dependent control characteristics 21
Figure 3 – Example of arrangement of a.c. filters and capacitor and reactor banks for large bipolar HVDC 25
Figure 4 – Example of current transformer arrangements for a.c. filters and a.c. bus differential protections 25
Figure 5 – Example of restricted ground fault protection of filter 26
Figure 6 – Example of current transformers arrangement for capacitor bank unbalance protection and overload protection of double tuned filter arm 26
Figure 7 – Examples of a.c. phase short circuits, pole short circuits and faults in a twelve-pulse converter unit 32

Figure 8 – Protection zones in series-connected converter units 33
Figure 9 – Protection zones in parallel-connected converter units 33
Figure 10 – Example of d.c. protection zones for series-connected converter units 37
Figure 11 – Example of d.c. protection zones for parallel-connected converter pole 38
Figure 12 – Monopolar metallic return system showing metallic return transfer breaker (MRTB) 45
Figure 13 – Monopolar operation of a bipolar system during converter pole outages 45
Figure 14 – DC current flowing into an a.c. system during a fault on a metallic return conductor when the HVDC substation mat is used for grounding of the d.c. circuit 45
Figure 15 – Earth current flowing during line faults 46
Figure 16 – Example of metallic return fault detection system by means of auxiliary a.c. signal 46
Figure 17 – Example of use of MRTB to quench fault to earth on metallic return conductor 47
Figure 20 –Example of an arrester protection arrangement for a capacitor commutated converter HVDC substation 54
Figure 21 – Example of an a.c. arrester protection arrangement for an HVDC substation 55
Figure 22 – Example of an arrester protection scheme in a HVDC substation with series-connected converters 55

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

PERFORMANCE OF HIGH-VOLTAGE DIRECT CURRENT (HVDC) SYSTEMS WITH LINE-COMMUTATED CONVERTERS –

Part 2: Faults and switching

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.

DISCLAIMER
This Consolidated version is not an official IEC Standard and has been prepared for user convenience. Only the current versions of the standard and its amendment(s) are to be considered the official documents.

This Consolidated version of IEC TR 60919-2 bears the edition number 2.1. It consists of the second edition (2008-11) [documents 22F/160/DTR and 22F/165/RVC] and its amendment 1 (2015-06) [documents 22F/344/DTR and 22F/345A/RVC]. The technical content is identical to the base edition and its amendment.

This Final version does not show where the technical content is modified by amendment 1. A separate Redline version with all changes highlighted is available in this publication.

The main task of IEC technical committees is to prepare International Standards. However, a technical committee may propose the publication of a technical report when it has collected data of a different kind from that which is normally published as an International Standard, for example "state of the art".

IEC 60919-2, which is a technical report, has been prepared by subcommittee 22F: Power electronics for electrical transmission and distribution systems, of IEC technical committee 22: Power electronic systems and equipment.

This edition includes the following main changes with respect to the previous edition:

a) this report concerns only line-commutated converters;
b) significant changes have been made to the control system technology;
c) some environmental constraints, for example audible noise limits, have been added;
d) the capacitor coupled converters (CCC) and controlled series capacitor converters (CSCC) have been included.

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

A list of all parts of the IEC 60919 series, under the general title: *Performance of high-voltage direct current (HVDC) systems with line-commutated converters*, can be found on the IEC website.

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

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

PERFORMANCE OF HIGH-VOLTAGE DIRECT CURRENT (HVDC) SYSTEMS WITH LINE-COMMUTATED CONVERTERS –

Part 2: Faults and switching

1 Scope

This part of IEC 60919 which is a technical report provides guidance on the transient performance and fault protection requirements of high voltage direct current (HVDC) systems. It concerns the transient performance related to faults and switching for two-terminal HVDC systems utilizing 12-pulse converter units comprised of three-phase bridge (double way) connections but it does not cover multi-terminal HVDC transmission systems. However, certain aspects of parallel converters and parallel lines, if part of a two-terminal system， are discussed. The converters are assumed to use thyristor valves as the bridge arms, with gapless metal oxide arresters for insulation co-ordination and to have power flow capability in both directions. Diode valves are not considered in this report.

Only line-commutated converters are covered in this report, which includes capacitor commutated converter circuit configurations. General requirements for semiconductor line-commutated converters are given in IEC 60146-1-1, IEC 60146-1-2 and IEC 60146-1-3. Voltage-sourced converters are not considered.

The report is comprised of three parts. IEC 60919-2, which covers transient performance, will be accompanied by companion documents, IEC 60919-1 for steady-state performance and IEC 60919-3 for dynamic performance. An effort has been made to avoid duplication in the three parts. Consequently users of this report are urged to consider all three parts when preparing a specification for purchase of a two-terminal HVDC system.

Readers are cautioned to be aware of the difference between system performance specifications and equipment design specifications for individual components of a system. While equipment specifications and testing requirements are not defined herein, attention is drawn to those which could affect performance specifications for a system. Note that detailed seismic performance requirements are excluded from this technical report. In addition, because of the many possible variations between different HVDC systems, these are not considered in detail. Consequently this report should not be used directly as a specification for a specific project, but rather to provide the basis for an appropriate specification tailored to fit actual system requirements for a particular electric power transmission scheme. This report does not intend to discriminate the responsibility of users and manufacturers for the work specified.

Terms and definitions for high-voltage direct current (HVDC) transmission used in this report are given in IEC 60633.

Since the equipment items are usually separately specified and purchased, the HVDC transmission line, earth electrode line and earth electrode are included only because of their influence on the HVDC system performance.

For the purpose of this report, an HVDC substation is assumed to consist of one or more converter units installed in a single location together with buildings, reactors, filters, reactive power supply, control, monitoring, protective, measuring and auxiliary equipment. While there is no discussion of a.c. switching substations in this report, a.c. filters and reactive power sources are included, although they may be connected to an a.c. bus separate from the HVDC substation.

2 Normative references

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

IEC 60146-1-1, *Semiconductor converters – General requirements and line commutated converters – Part 1-1: Specifications of basic requirements*
Amendment 1 (1996)

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

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

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

IEC 60071-1, *Insulation co-ordination – Part 1: Terms, definitions, principles and rules*

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

IEC TR 60919-1:2010, *Performance of high-voltage direct current (HVDC) systems with line-commutated converters – Part 1: Steady-state conditions*
Amendment 1:2013

IEC TR 60919-3:2009, *Performance of high-voltage direct current (HVDC) systems with line-commutated converters – Part 3: Dynamic conditions*

3 Outline of HVDC transient performance specifications

3.1 Transient performance specifications

A complete performance specification related to transient performance of an HVDC system during faults and switching should also include fault protection requirements.

These concepts are introduced at the appropriate locations in the following transient performance and related clauses:

– Clause 4 – Switching transients without faults
– Clause 5 – AC system faults
– Clause 6 – AC filter, reactive power equipment and a.c. bus faults
– Clause 7 – Converter unit faults
– Clause 8 – DC reactor, d.c. filter and other d.c. equipment faults
– Clause 9 – DC line faults
– Clause 10 – Earth electrode line faults
– Clause 11 – Metallic return conductor faults
– Clause 12 – Insulation co-ordination - HVDC systems
– Clause 13 – Telecommunication requirements
– Clause 14 – Auxiliary systems

Discussion in the following clauses on the d.c. line, earth electrode line and earth electrode is limited to the relationships between these and either the transient performance or protection of HVDC converter stations.

3.2 General comment

In general, control strategies can be used to minimize the effect of disturbances, but when the safety of equipment depends on their correct performance, this should be identified.

4 Switching transients without faults

4.1 General

This clause deals with the transient behaviour of the HVDC system during and after switching operations both on the a.c. and the d.c. sides of converter substations, and is not related to equipment or line faults which are treated in the following clauses of this report.

Switching operations without faults can be classified as follows:

a) energization and de-energization of a.c. side equipment such as converter transformers, a.c. filters, shunt reactors, capacitor banks, a.c. lines, static var compensators (SVC), and synchronous compensators;

b) load rejection;

c) starting and removal from service of converter units;

d) operation of d.c. breakers and d.c. switches for paralleling of poles and lines; connection or disconnection of d.c. lines (poles), earth electrode lines, metallic return paths, d.c. filters, etc.

4.2 Energization and de-energization of a.c. side equipment

During the operating life of an HVDC transmission system, energization and de-energization of converter transformers, a.c. filters, shunt reactors, capacitor banks, SVCs, and other equipment may occur many times. Depending on the characteristics of the a.c. system and the equipment being switched, resulting current and voltage stresses will be imposed on equipment being switched and generally impinge as well on part of the overall a.c. system.

The overvoltages and overcurrents which are critical for plant design are usually due to faults (Clauses 5 to 9), and not to normal switching operations. Nevertheless, they are discussed here for completeness. They are relevant in consideration of disturbances to a.c. system voltages.

Filter switching will also result in transient distortion of the bus voltage. This could disturb the commutation process and in a weak system could lead to commutation failure.

Thus equipment switching should be investigated to:

– determine critical a.c. network and equipment conditions which may contribute to such abnormal stresses and actions which may be taken to mitigate them;

– design the equipment;

– verify arrester duties.

Transients occur routinely when filters and capacitor banks are switched as necessary to control harmonic interference and steady-state terminal voltages.

Because of the frequency of occurrence of switching overvoltages it is generally desirable that the overvoltage protective devices do not absorb appreciable energy during such operations. For example the amplitudes of overvoltages arising from routine switching operations can be

minimized by the use of suitable resistors incorporated in the circuit-breakers associated with filters and capacitor banks or by synchronizing the closing of the circuit-breakers. This can also reduce the possibility of inverter commutation failures. The HVDC control system can also be used effectively to damp certain overvoltages.

Restrike-free switching devices should be used for capacitor switching to avoid onerous overvoltages from restriking which otherwise could occur when disconnecting filters or capacitor banks.

Transformer energization inrush currents can cause an undesirable interaction in the a.c. and d.c. systems. When disconnecting a converter transformer from the a.c. network, the transformer should be disconnected maintaining the a.c. filters connected in parallel if possible, instead of disconnecting the transformer alone or by using synchronizing devices. In that way, residual saturation will be decreased, and inrush currents would be reduced. After some hundreds of milliseconds the filters could be disconnected from the transformer.

To reduce inrush currents, typical control measures include circuit-breaker pre-insertion resistors, using the synchronized circuit-breaker, or setting of the transformer on-load tap changers at their highest tap changer positions. Highest tap changer position refers to the tap changer position with highest number of winding turns. Synchronization requires switching at an optimum instant in each phase, i.e. breaker closing 90 degrees after voltage zero crossing. This implies that the three poles of a circuit-breaker cannot switch simultaneously. For breakers with one-pole operating mechanisms (and thus a separate synchronizing unit), this is not a problem. The synchronizing unit is simply programmed to give switching orders suitably separated in time to the poles. However it should also be noted that saturation of already energized converter transformers can arise from energization of another transformer in the converter station or from switching of an SVC.

Also the application of low order harmonic filters can be helpful in reducing the problems with inrush currents. The effectiveness of such measures depends largely on the system and pertinent equipment characteristics. In addition, the response of the a.c. system can be sensitive to the number of converter transformers already energized, especially if they are not yet loaded as for series connections of multiple converter units.

Energization of capacitor and filter banks changes the system impedance characteristic. In case of system with relatively small short circuit capacity, adding capacitive component shifts high impedance peak of frequency-impedance curve to lower frequency side. If the high impedance peak becomes closer to second harmonic, severe overvoltages could be presumed during faults. To mitigate such situation, damping resister could be added to capacitors.

The energization of capacitor and filter banks produces oscillations between these elements and the rest of the network. Again, depending on the size of the banks and the network characteristics, switching overvoltages can appear along with overcurrents in the already energized a.c. system components.

Attention should be paid to the possibility of damage to the capacitors during re-energization of capacitors because of trapped charges in the capacitors from a preceding opening operation. Measures may be necessary for discharging them before reclosing if their internal discharge resistors are not sufficiently effective within the desired switching time. Alternatively, a longer switching time may be necessary.

Energization of filters excites the frequencies to which they, in combination with the a.c. network, are tuned. Also switching out of filter and capacitor banks can cause the a.c. system voltage to oscillate.

SVCs can be provided to stabilize the voltage and control temporary overvoltages. Energization of SVCs should be such as to produce a light or even no transient in the system voltage. Most of them have an active control which can be used to accomplish this objective.

Connection or disconnection of shunt reactors and capacitors produces change in a.c. voltage. Size and operation of this equipment should be specified so as to limit switching-caused voltage changes to acceptable levels.

Energization and de-energization of a.c. transmission lines connected to HVDC sub-stations generate voltage transients as well, which should be taken into account. These operations change the a.c. harmonic impedances which also influence the transient harmonic effects.

Synchronous compensators can produce voltage transients when started and operated as induction motors, drawing reactive power and reducing the system voltage. This aspect of their performance should be carefully examined.

A table of acceptable levels of temporary or transient overvoltages and overcurrents during switching operations of the various system components or preferably a diagram of the expected transient overvoltage and overcurrent levels versus time should be developed for the specifications.

Related to the foregoing, information about the electrical characteristics of the a.c. system and its future development as complete as possible should also be supplied in the specifications. Relevant operating criteria along with existing and expected a.c. overvoltage levels should also be shown.

The desired performance of the HVDC substations under the transient conditions described in the foregoing subclauses should be stated for both switching in and out of the various components.

Overvoltage performance for the HVDC link should be co-ordinated with the actual performance characteristics of the existing a.c. network with which it is to be integrated.

4.3 Load rejection

Sudden reductions of transmitted power over the HVDC link without occurrence of faults could take place:

– due to unintentional tripping of the a.c. circuit-breakers at either terminal;
– due to blocking and bypass of converter units as a consequence of control system action;
– due to loss of generation and for a multitude of other possible causes.

Voltage levels on the a.c. system would rise primarily because of the consequent excess of reactive power compensation at the HVDC substation. Resonant conditions can be reached due to saturation of the power transformers and resonances between transformers, filters and the a.c. network. These overvoltage effects can be accentuated by frequency deviations in the a.c. system.

Special care shall be taken for the case that the inverter becomes isolated from the a.c. system with only the filters and shunt capacitor banks connected to it.

For this contingency, the inverter shall be blocked and bypassed to prevent overvoltage-caused damage to the filter components or the a.c. side arresters or the valve arresters. Opening of the remote end circuit-breakers, for a system with a single or only a few lines connecting the inverter to the a.c. system shall be taken into account in the design of the protective scheme.

Load rejection transients following system faults are discussed in 5.3.5.

Acceptable load rejection-caused overvoltages, in terms of amplitudes and durations should be specified particularly if the resulting stresses are expected to be greater than those discussed in 4.2.

Suitable operating strategies to return to normal operating conditions should be developed. Among the procedures for achieving this are controlling the converter units still in service to regulate the system voltage or switching in reactors or by removal of capacitor or filter banks. If capacitor or filter banks are to be switched under overvoltage conditions this shall be taken into account when fixing the associated circuit-breaker ratings and capabilities. In cases when an existing circuit-breaker of inadequate capacity could be called on to perform this duty, its operation should be inhibited and other means used to reduce overvoltages.

When converters are to be used for voltage control, consideration should be given to the design and manufacture of the valves for operation at large delay angles.

The extent to which converter measures can be used for reducing a.c. system overvoltage will depend on the requirements for continuity of supplied power to satisfy the a.c. system dynamic performance.

Other means, such as switched capacitors or reactors, synchronous compensators, SVCs, special metal oxide (MO) temporary overvoltage absorbers (TOV), etc. may need to be used to limit overvoltages to acceptable levels and to achieve the desired converter performance.

As in most system design decisions, economics will play a major role. However, trade-offs may be necessary between cost and system performance.

4.4 Start-up and shut-down of converter units

Normal operator-initiated start-up and shut-down procedures for an HVDC pole should be established.

Start-up and shut-down of series-connected converter units is performed by the control system sometimes in conjunction with the operation of switching devices in parallel with the converter units. For this purpose normally an automatic sequence is followed in which a valve bypass path within the bridge is activated before the opening or closing of the bypass switch.

For this procedure any special requirements or constraints such as the maximum allowable a.c. bus voltage variation, special interlock requirements or maximum variation in transmitted power, etc., should be specified.

Whether the system is to be operated with a smaller number of converters than in the ultimate configuration, particularly during the development stages of the project, should be noted.

4.5 Operation of d.c. breakers and d.c. switches

Switching devices have been used on the d.c. side of HVDC transmission systems for several functions as follows:

– by-pass and disconnect converter units;
– connect or disconnect the substation pole to the earth electrode line in bipolar links;
– connect poles or bipoles in parallel, including polarity reversal;
– switch the neutral bus-bar;
– connect or disconnect the d.c. line;
– connect or disconnect d.c. filters;
– connect d.c. filters in parallel during monopolar operation.

They can be classified with respect to various aspects. Figure 1 gives an example of switching device arrangements on the d.c. side of a converter substation with the following meanings:

– current commutating switches (S);

– disconnectors (D);

– earthing switches (E).

Distinctions should be made between:

– devices which are used for opening at zero current, even though they may have limited making and breaking capability;

– devices which are able to transfer the current from one current path to a parallel one; such devices shall have an adequate energy absorption capability for the expected current interruption during the transfer;

– and d.c. breakers which are able to interrupt any d.c. current within their ratings and withstand the following recovery voltage.

In the future, d.c. breakers may be used in order to allow an unrestricted paralleling or de-paralleling of substation or d.c. line poles. A special application of the d.c. breaker is the metallic return transfer breaker (MRTB).

Zero current operated switches and d.c. circuit-breakers with a current interrupting capability not exceeding the load current shall be co-ordinated with the control system actions under both fault conditions and during operating sequences. For example, substation or line pole paralleling and de-paralleling operations require the opening and closing of various switches.

These operations initiate a wide variety of voltage and current transients and such functions are performed during established operating sequences as determined by the d.c. controls.

Thus, the transients depend on the control system, on the switch operating times and the a.c. and d.c. system electrical characteristics.

For a two-terminal system where reliability requirements are stringent, the use of d.c. circuit-breakers offers the possibility of enhancing transmission reliability and availability by the use of transmission lines in parallel and sectionalized along their routes. This would permit isolation of one of the parallel lines or line sections either in the case of a permanent fault or for operating needs without even a momentary shut-down of the d.c. transmission.

Thus maximum transmission capability within the thermal limits of the remaining healthy circuit could be maintained. Of course, selective protections as in the case of parallel a.c. lines would need to be used.

The operating characteristics including speed requirements should be determined and specified for all switches and circuit-breakers required for the contemplated HVDC transmission.

When specifying d.c. switching devices, the following duties shall be defined:

– the function within the HVDC substation;

– modes of operation;

– operation time requirements;

– continuous current;

– current on opening;

– current on closing;

– voltage on opening;

– voltage across open contacts;

– voltage to earth in the closed and in the open position;

– maximum energy absorption for one commutation (or for two or more commutations depending on rating criteria);
– lightning impulse withstand level to earth;
– lightning impulse withstand level across open breaker;
– switching impulse withstand level to earth;
– switching impulse withstand level across open breaker.

In the event of a low impedance fault to earth on the d.c. side of one pole, at least one neutral switch should be able to transfer the current injected into the earth from the operating pole.

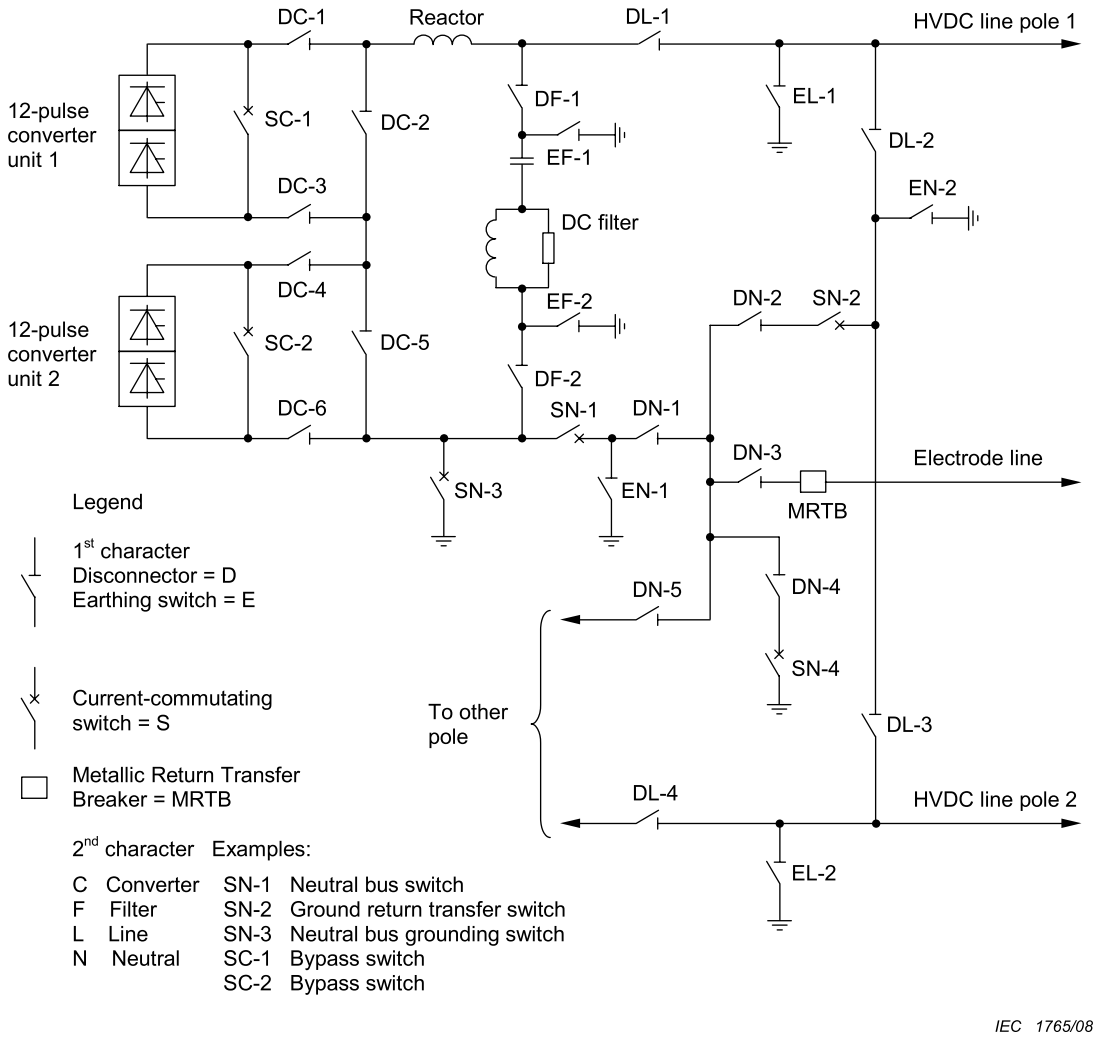


Figure 1 – DC-side switches for an HVDC substation with series-connected converter unit

5 AC system faults

5.1 General

Transient performance of an HVDC system during a.c. system faults and during the recovery period immediately following fault clearing are important considerations in the specification and design of such a system. Recovery performance as influenced by implementation of specific control strategies will directly affect the ratings of the HVDC equipments, the connected a.c. substation facilities and the connected a.c. network response.

5.2 Fault categories

The following a.c. faults should be considered when preparing an HVDC system specification:

– sending end (rectifier) and receiving end (inverter) faults for each power flow direction;
– three-phase to earth and single-phase-to-earth faults at the HVDC substations;
– a.c. faults remote from the HVDC substations; reclosing practices should be considered;
– various faults as above in a.c. or d.c. lines in cases where there is a parallel a.c. line closely coupled to the d.c. line. The extreme case of this type is a flashover from an a.c. to a d.c. conductor where a.c. and d.c. lines cross.

HVDC specifications concerning transient performance during and after a.c. system faults should consider all affected areas of the d.c. and a.c. system operation and equipment ratings. To achieve an optimum balance between total system costs and performance, trade-offs should be considered in the HVDC specifications.

Characteristics that influence transient performance during and after a.c. system faults are discussed in the following paragraphs.

5.3 Specification matters affecting transient performance

5.3.1 Effective a.c. system impedance

In its simplest form effective a.c. system impedance is usually expressed as the short-circuit-ratio (SCR), that is, the ratio of the a.c. system short-circuit MVA to converter d.c. power (MW) rating.

However, SCR is more precisely expressed as a.c. system admittance on a base of rated d.c. power and a.c. voltage. This is defined at system frequency and should include an angle. For many studies the total admittance seen by the converter is relevant, including that of filters and other reactive power elements connected to the HVDC substation a.c. bus; this is known as effective short-circuit ratio (ESCR). Most significant are the impedances at the low-order harmonic frequencies.

SCR as defined here differs from the ratio RSC defined in IEC Publication IEC 60146-1-1 where the base is the rated MVA of the converter.

Transient fault performance factors affected by the SCR are:

a) power transfer during faults to maintain stable operation without commutation failures;
b) recovery time, especially for inverter end faults;
c) control of post-fault recovery voltages within acceptable limits;
d) possible low frequency resonance conditions, i.e., < 5th harmonic;
e) temporary overvoltages.

All of these factors become more pronounced with increases in the a.c. system impedance and phase angle.

5.3.2 Power transfer during faults

The HVDC system may be sensitive to relatively remote a.c. system faults where a.c. voltage changes at the HVDC a.c. buses are not large.

Voltage depression and distortion associated with a.c. faults affect the delay angles of the converters and cause a reduction in the transmitted d.c. power. For remote three-phase faults the power loss is essentially proportional to the a.c. voltage drop, down to a level of d.c. voltage where some form of voltage dependent control possibly needs to be imposed, as

discussed in the following paragraphs. A further power reduction can take place as a result of a control mode shift as described in 5.3.8.

Voltage dependent control provides a means to modify the current limits or orders of the converters at each terminal in a co-ordinated manner without loss of current margin. The d.c. voltage at each end represents a common signal to both the rectifier and inverter terminals for co-ordination without the necessity for other communications. There are a variety of such controls; an example characteristic is shown in Figure 2.

In case the converters are used for reactive power control, the input voltage for the voltage dependent control should be the a.c. bus voltage.

System studies should be made to determine optimum settings for d.c. or a.c voltage thresholds, current limits, and time constants or ramp rates, if any, for each system.

For a.c. single phase-to-earth faults to or near the rectifier terminal, the reduction in power transfer for modern converters is also approximately proportional to the average a.c. voltage drop, since delay angle unbalance can be readily incorporated to compensate for large a.c. voltage dissymmetries.

On the other hand, for most inverter control strategies using equidistant firing schemes, the earliest firing time which is set to minimize commutation failures, fixes the firing time for all valves. This control action in conjunction with voltage dependent control normally results in minimum power transfer during a.c. single-phase inverter end faults. Strategies that transfer to individual-phase control operation during inverter end a.c. line-to-earth faults offer one means for increasing the power transfer from the aforementioned minimum without experiencing an excessive number of commutation failures.

To achieve both stable power transfer as much as possible and avoiding commutation failure during faults, optimized control of margin angle can be applied. For example, direct or indirect margin angle detection of the thyristor valve can be implemented and applied to closed loop margin angle control. If system requires, these function can be specified.

Power transfers achievable under a.c. fault conditions depend largely on the characteristics of the HVDC system under consideration and therefore can best be determined by digital and/or simulator studies.

5.3.3 Recovery following fault clearing

The recovery time can be defined as that time required after the fault clearing for the HVDC system to recover to a specified level of the prefault power, typically to 90 %, with the overshoot and settling time being specified.

HVDC system recovery times can be fast, e.g. 50 ms to 100 ms, with modern control systems for all non-permanent a.c. faults at the rectifier or inverter for low impedance a.c. systems. In practice however many HVDC systems being designed or installed are connected to high impedance a.c. systems at either HVDC substation. In such case, recovery times can be several times longer than for HVDC systems connected to low impedance a.c. systems. Long recovery times can also be expected for HVDC systems making use of long d.c. cables and very long d.c. overhead lines.

Recovery time settings shall take into consideration the a.c. system stability characteristics for both primary and possible backup fault clearing times.

However factors such as the necessity to minimize commutation failures or post fault recovery voltages often influence the actual recovery time implemented in a d.c. system control strategy.

Recovery can often be improved by maintaining, if possible, the d.c. current flowing even at a reduced magnitude by firing the valves during severe a.c. single-phase-to-earth and three-phase faults. Valve firing during the period of the fault or resumption of firing immediately upon fault clearing can also reduce the magnitude of recovery voltages and improve stability.

Specifications should indicate the expected duration of single-phase-to-earth and three-phase faults, including most likely backup clearing times, for which fast recovery capability of the HVDC system should be provided. This is important because some valves shall be designed with sufficient energy storage for the gating circuits to ride through expected fault periods.

5.3.4 Reactive power consumption during fault and post-fault recovery periods

Reactive power consumption of the HVDC substation during and after a.c. faults depends on its control strategy. Voltage dependent current limits with tailored characteristics are often utilized to modify the reactive power consumption as a function of voltage and to improve the inverter's ability to recover without commutation failures.

Strategies may be adopted for the remote unfaulted HVDC substation and where practical at the faulted substation to continue reactive power consumption or voltage support at a level to maintain a.c. bus voltages within prescribed limits.

During commutation failures, significant variations occur in reactive power flow. Persistent commutation failure in converters followed by protective action result in reactive power flow being rejected into the a.c. system which can lead to substantial overvoltages on high impedance systems.

HVDC system studies are important to determine the required means to control voltages at the a.c. bus and to maintain commutation as well as stability of the interconnected a.c. networks.

5.3.5 Load rejection due to a.c. faults

Fault conditions which can result in converter blocking, tripping of loads, failures to deblock upon clearing of three-phase faults and severe commutation failures, all result in forms of load rejection which can initiate large temporary overvoltages, ferroresonance, and a.c. system instabilities which can cause system collapse.

In addition on some a.c. systems careful attention shall be given to the possibility of large d.c. load rejections leading to self-excitation of generators or synchronous compensators at or electrically near the HVDC substation.

Load rejection overvoltages will have a direct impact on ratings of the HVDC equipment.

Studies should be carried out to assess:

– the extent to which existing equipment in the a.c. network can withstand these overvoltages and to design necessary corrective measures;
– design requirements for the HVDC substation equipment including any needed a.c. protection to satisfactorily withstand such load rejection overvoltages.

While not blocking, the converter can be used to help limit overvoltages. However consideration shall be given to the possibility of converter blocking during a.c. system faults with subsequent failures to recover. Such contingencies may indicate the need for other measures such as high speed switching devices for reactive power equipment, static var compensators (SVC), low order damped filters or protective energy dissipation devices to control load rejection overvoltages.

The specifications should state the acceptable overvoltage magnitudes and durations for the above contingencies.

5.3.6 Switching of reactive power equipment

Switching of reactive power equipment such as a.c. filters and shunt capacitor and shunt reactor banks is a common strategy at the a.c. terminals of HVDC substations for control of harmonic interference and steady-state terminal voltages, the latter as a function of a.c. system loading or of the primary a.c. system voltage.

When specifying the switching device to switch filters, shunt reactors or shunt capacitor banks, attention shall be given not only to the normal steady-state interrupting capability and speed, but also to the overvoltage requirements which may result from a.c. fault clearing and large load rejection.

Further complications may become apparent if an existing reactive power switching device is inadequate for safe interruption during temporary load rejection overvoltages, in which case provision shall be made for a backup breaker of adequate capacity to enable disconnection of excess reactive power sources.

5.3.7 Effects of harmonic voltages and current during faults

Multiple cycle commutation failures or misfires occurring during an a.c. fault or the recovery period may cause currents and voltages at low-order non-characteristic harmonics and excite other frequencies, on the a.c. and d.c. sides. These may temporarily excite resonances in the a.c. or d.c. systems, but the resulting currents and voltages normally are not excessive, partly because of the damping provided by modern control systems. However, such effects should be studied to check the effect on, for example, filter transient ratings, and possible misperformance of a.c. system protective relays.

If the d.c. side is resonant at the fundamental frequency, saturation of the converter transformers can occur. This would add to any second harmonic on the primary and cause possible system instability. Also an a.c. single-phase-to-earth fault near the rectifier terminal injects large second harmonic voltages on the d.c. side that will remain as long as firing continues. Because of these considerations it is advisable to study carefully the possibility of any resonance of the d.c. line to this harmonic.

Harmonics generated during faults should be taken into account in the design ratings for the a.c. filters and in determining the inverter's ability to commutate during fault recovery periods.

A further problem which should be carefully examined is possible misoperation of the a.c. protection due to low order harmonics during a.c. faults. In this case that digital type relays were used, misoperation could be prevented for some degree of harmonic component. However, it should be taken into account that existing relays of old type do not have immunity to harmonics.

5.3.8 Shift in control modes of operation

Changes in operating modes, that is, to power or current control mode for example, may be necessary during a.c. fault conditions. Shifts from rectifier current control to inverter current control lead to a power reduction that require a current order adjustment to correct for the power loss. Also co-ordination of current margins with and without end-to-end communications and changes in reactive power demands with current margin correction should be investigated.

In some high impedance a.c. systems, unstable operations during fault-initiated transients can appear in the power control mode unless a switchover is made to current control, or the power control mode is made to assume constant current control mode characteristics.

5.3.9 Power modulation on the HVDC system

AC system transient stability and HVDC fault recovery performance sometimes can be improved by the use of power, direct current or direct voltage modulation. This option will be discussed in IEC 60919-3.

5.3.10 Emergency power reductions

During fault conditions resulting in critical a.c. line outages, capability for emergency power reductions or even power reversals may be required as a contingency option to mitigate a.c. system instability. The specifications should consider the impact of such control actions on:

– possible overvoltages or destabilization of the a.c. system connected to the opposite end substation as a result of the partial load rejection;

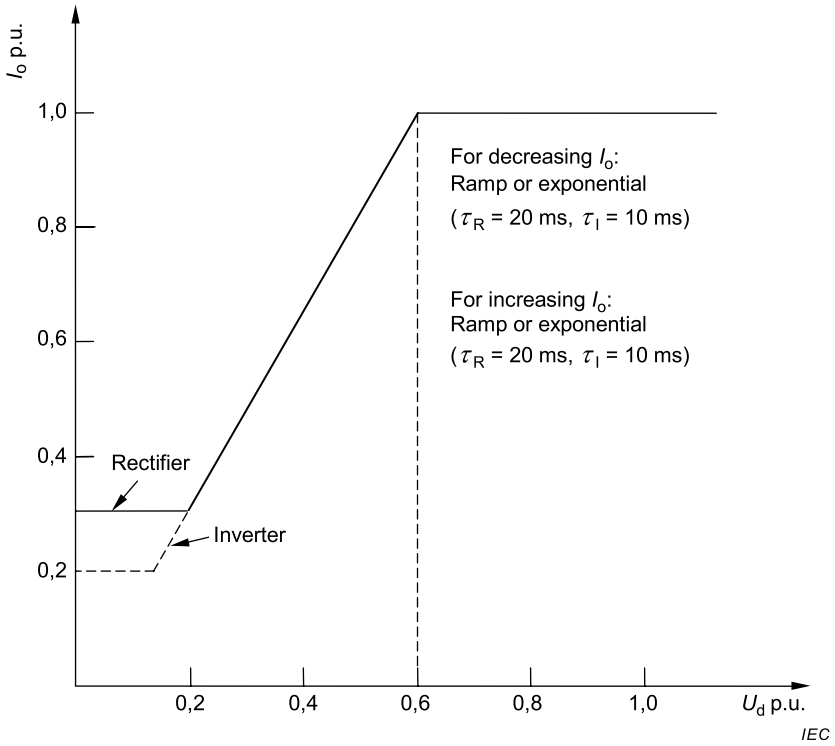
– communications time requirements to co-ordinate the emergency reductions plus post-fault power increases and the impact of possible communications loss.

In some cases fault recovery from a.c. faults may permit operation of the d.c. system at a reduced power level until other restorative actions have been accomplished as determined by appropriate system studies.

5.4 Specification impact on control strategy

Because of the wide range of a.c. system conditions that shall be considered in determining optimum transient performance during a.c. faults and during the recovery period following fault clearing, no single control strategy will be appropriate for all cases. Each system shall be optimized around specified reference conditions as determined by digital computer and/or analog simulator studies for that particular system.

Performance specifications should permit d.c. control strategies which achieve an optimum compromise between maintaining power transfer and the prevention of commutation failures, instabilities or excessive recovery voltages, provided that the overall result is a satisfactory solution for the interconnected a.c. system.



Key

U_d	d.c. voltage
I_o	current order
τ_R and τ_I	rectifier and inverter time constants, respectively

Figure 2 – Example of voltage dependent control characteristics

6 AC filters, reactive power equipment and a.c. bus faults

6.1 General

This clause discusses faults in a.c. harmonic filters, in reactive power equipment and faults on the a.c. busbar. Relatively high levels of harmonic currents which may appear in these items warrant a discussion of protection aspects. This is included. Specific fault protection aspects of SVCs are not covered in this technical report.

An example of the arrangement of a.c. filters and shunt capacitors for a bipolar HVDC scheme is shown in Figure 3. The individual capacitor, reactor, and filter arms of the banks may be energized and de-energized by means of sub-bank circuit-breakers, the earth faults within the individual arm shall also be cleared by the sub-bank circuit-breakers. The bank circuit-breakers will operate when sub-bank circuit-breakers fail to open the circuit successfully. An alternative arrangement, sometimes used is to connect the filter and the capacitor and reactor banks via tertiary windings on the converter transformers.

The fundamental and harmonic frequency impedances of the filters and the reactive power banks have a major influence on the amplitude and waveshape of overvoltages occurring at the a.c. busbar. Therefore detailed representation of a.c. harmonic filters and reactive power banks is essential for studies of the busbar voltages during transient conditions.

6.2 Transient overvoltages in filter banks

During normal operating conditions most of the line-to-earth voltage will appear across the main capacitor of the filters, while the voltage across other filter elements is normally a small fraction of the line-to-earth voltage. However under transient conditions the prospective

voltage across the filter reactors and resistors can be even higher than the normal line-to-earth voltage. Therefore surge arresters protection should be applied internally in the filters as discussed in Clause 12.

In addition to the overvoltages occurring routinely as a consequence of normal switching (see Clause 4), the filter components are likely to be subjected to lightning-caused over-voltages, switching surges and busbar or external close-in faults.

Since the filter capacitors exhibit low impedances to fast wavefronts such as from lightning discharges, the filter reactors and resistors will be almost directly exposed to any lightning overvoltages appearing on the a.c. busbar.

Switching surge overvoltages appearing on the a.c. busbars may be significantly magnified internally in the filters and the resulting component overvoltages may even exceed the a.c. busbar-to-earth voltage. Therefore the individual component overvoltages should be investigated during overvoltage studies. When the components are not directly protected by surge arresters, as is often the case for the main filter capacitors, they may need to be designed to withstand higher switching surge levels between their terminals than other directly protected equipment connected from the busbar-to-earth.

During unbalanced a.c. system faults, the converters, if not blocked, will generate low order harmonics of substantial amplitude. If filters for low order harmonics are used, the filter surge arresters may be required to absorb considerable energy under these conditions. Another energy stress condition to consider particularly for filter reactor surge arresters of the second or third harmonic filters (when such filters are provided), is during energization of large transformers electrically close to the filter bus such as at recovery from a close a.c. fault.

Severe overvoltages with fast front times can occur across the resistors and reactors within the filters if a flashover from the a.c. busbar-to-earth should take place in the HVDC substation. The prospective voltage amplitudes across these filter elements will be equal to the pre-flashover voltages across the main filter capacitor and the surge arrester energy absorption requirement can be high.

6.3 Transient overcurrents in filter and capacitor banks

Under transient conditions peak currents in the filter components may be several times greater than the normal steady-state values.

In the event of a flashover from busbar-to-earth the capacitor banks will discharge energy into the fault. The current in this discharge will be limited by the stray inductance of the capacitor stack and its busbar connections and by the current limiting inductor if used. Similarly, where surge arresters are provided across reactors and resistors in a.c. harmonic filters, the capacitor discharge current can be high since it is only limited by the back e.m.f. of the protective device and by stray inductance.

Due consideration to these overcurrents should be given in the specifications of the components as well as of the protective circuits and the design of the earthing system. Thus capacitor fuses shall be capable of withstanding the discharge currents, and the operation of current transformers and protective relays should not be adversely affected nor should the protection be incorrectly triggered by transient currents which are within the capabilities of the filter components. These should be designed to withstand such discharges.

The analysis should consider the system configuration, including the filters and shunt capacitors, leading to the most critical stresses.

6.4 Capacitor unbalance protection

To achieve the desired harmonic performance and reactive power balance at all d.c. loadings the capacitor and filter banks are usually divided into a number of switchable arms. This

means that the individual banks (arms) may be of relatively low MVar rating, i.e., the number of parallel elements in the capacitor banks would be small.

During the operating life of a capacitor bank, capacitor elements can fail and be disconnected by fuse operation. When internal fuses are used, their operation disconnects the individual internal faulty element, while external fuse operation will disconnect the complete capacitor cell.

Capacitor banks are often designed to have built-in redundancy which means that a limited number of capacitor element failures and the accompanying fuse operations will not overstress the remaining healthy capacitors in the bank. However fuse operations should be detected so redundancy can be restored in the bank at an early convenient opportunity.

One method of such detection is use of current unbalance relay protection. For this scheme each phase of the capacitor bank is connected in a bridge circuit, i.e. “H” connection. If an element fuse blows in one capacitor unit, the capacitance of the bridge arm, that contains this unit will decrease, causing an unbalance current in the bridge arm which is measured by the current transformer.

Another method of such detection is that each capacitor phase is subdivided into two closely equivalent parallel groups of capacitors. Sensitive current unbalance relays responding to the difference in current in the branches are utilized to detect small changes resulting from capacitor element failure and subsequent fuse operation.

An alternative procedure uses voltage sensing devices which measure the voltage at tapping points in each phase of the capacitor bank to detect changes caused by failed capacitor elements and fuse operations. An overvoltage relay is used to monitor the phase or sum of the intermediate tapping voltages.

For some applications two levels of unbalance detection are used. The first gives an alarm and permits manual de-energization of the capacitor bank and replacement of failed capacitor units as necessary to restore redundancy. The second level gives an automatic trip signal to ensure that the safety of the remainder of the capacitor bank is not compromised as a consequence of the loss of a large number of capacitor units or elements. Unbalance protection schemes assume an extremely low probability of the same degree of capacitor element failure simultaneously in two branches of a filter capacitor bank.

6.5 Examples of protection of filters and capacitor banks

Examples of protection arrangements for filters and capacitor banks for an HVDC system are illustrated in Figures 4, 5 and 6. The choice is usually based on individual utility experience and practices.

If redundancy is sufficient to allow a pole to continue to operate even with one filter out of service, it may be desirable to protect the filter arms individually, so that the faulty filter can be disconnected rapidly with minimum loss of transmission capability.

If loss of a filter means that the pole cannot continue operation, it may then be considered economical to provide protection only for the overall bank or to include the filters in the busbar protection zone. As another alternative to individual filter protection, some operational restrictions such as reduction in transmitted power could be considered.

To ensure that the appropriate protection characteristics are applied, contingency operation requirements for partial loss of reactive power sources should be studied and specified.

The presence of an earth or phase-to-earth fault within a given protection zone can be detected by a conventional differential current protection system as shown in Figure 4.

When filters are assigned their own individual protection zones, current transformers shall be provided in each phase on the a.c. busbar side and at the neutral side of the filter. When the filter bank is treated as a single protective zone, only one set of high voltage current transformers need be provided, situated in the a.c. busbar connections.

If tripping of the complete pole should be initiated when the filter bank is tripped, the filter bank could alternatively be incorporated in the overall pole differential protection scheme. However this will have the disadvantage of reduced automatic information for identification of the faulted bank.

Another zone protection scheme is the restricted earth fault protection shown in Figure 5. This uses current transformers in each of the three high voltage phase conductors and in the neutral connections to detect an earth fault in the protected zone.

It should be noted that if the surge arresters inside the filter banks are connected directly to the substation earth mat, the arrester surge current may be registered by the protection system as an unbalance current. The resulting probability of undesirable relay operations can be minimized by proper co-ordination or by including the arresters in the protection zone.

The current in the filter and capacitor banks will depend not only on the amplitude and harmonic content of the a.c. busbar voltage, but on the integrity of the filter and bank components themselves. The differential current schemes described above may not be sufficiently sensitive to detect all internal breakdowns in the filters. Some of these incipient types of failures may need to develop sufficiently so that they can be detected and cleared.

Overcurrents which result from abnormal a.c. busbar voltages often can be tolerated for limited times without excessive penalties in terms of lost equipment life. However the equipment should be monitored so that mitigative steps may be taken before such overloads exceed the limits imposed by the known margins inherent in the equipment. For this, protection can be obtained by measuring the current in each phase and using overcurrent and overload relays. To ensure adequate protection against these problems in an a.c. harmonic filter it is often necessary to provide current transformers for individual elements of the filter as shown in Figure 6.

6.6 Shunt reactor protection

The protection arrangement for a shunt reactor applied at an HVDC substation for reactive power control is similar to that applied to a reactor or transformer as used in an a.c. transmission system.

6.7 AC bus protection

The converter a.c. busbar is normally protected by a differential protection system. Since resonances can exist between the a.c. filters and the a.c. system a high content of harmonic currents may be present in the busbar currents during fault recovery periods. The busbar protection system then shall operate correctly in the presence of these harmonic currents.

Another aspect of this protection which should be examined is its performance during temporary overvoltage conditions. Under some conditions the peak voltages of one polarity may be substantially higher than the other. This can result in unidirectional surge arrester currents. It shall be ensured that the current transformers do not saturate under these conditions since misoperations of the protection can otherwise occur.

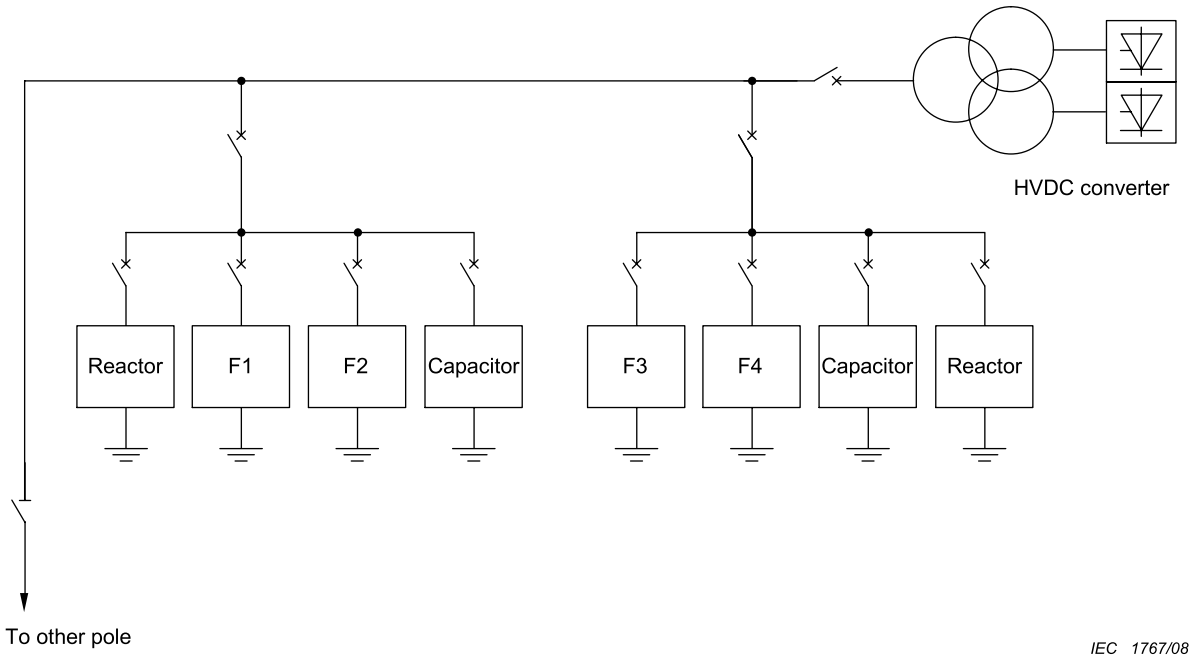


Figure 3 – Example of arrangement of a.c. filters and capacitor and reactor banks for large bipolar HVDC

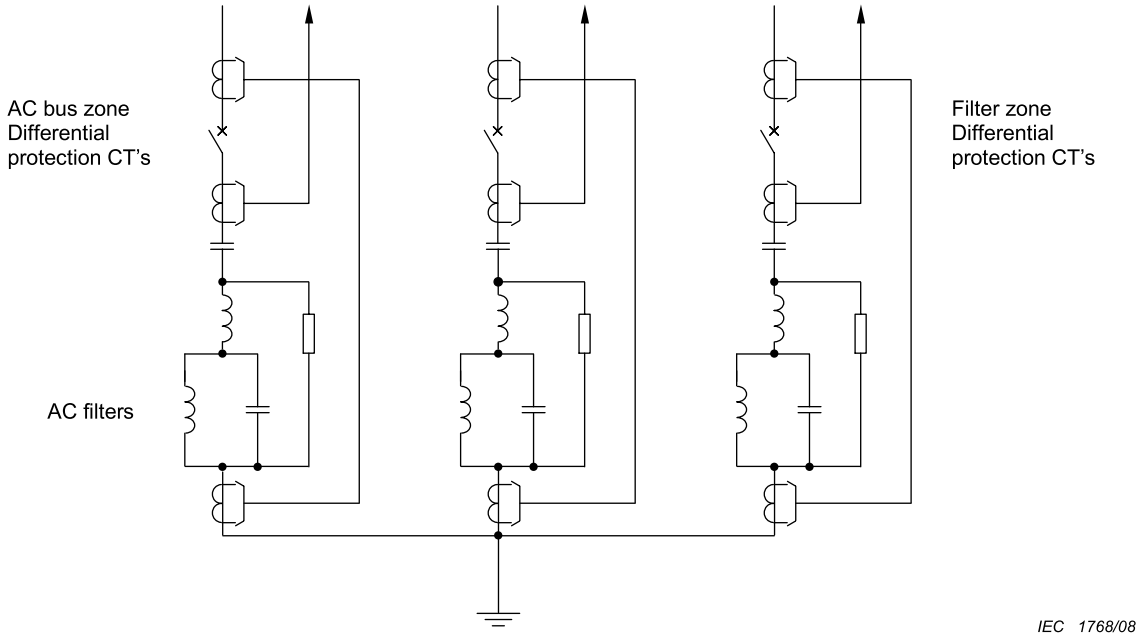


Figure 4 – Example of current transformer arrangements for a.c. filters and a.c. bus differential protections

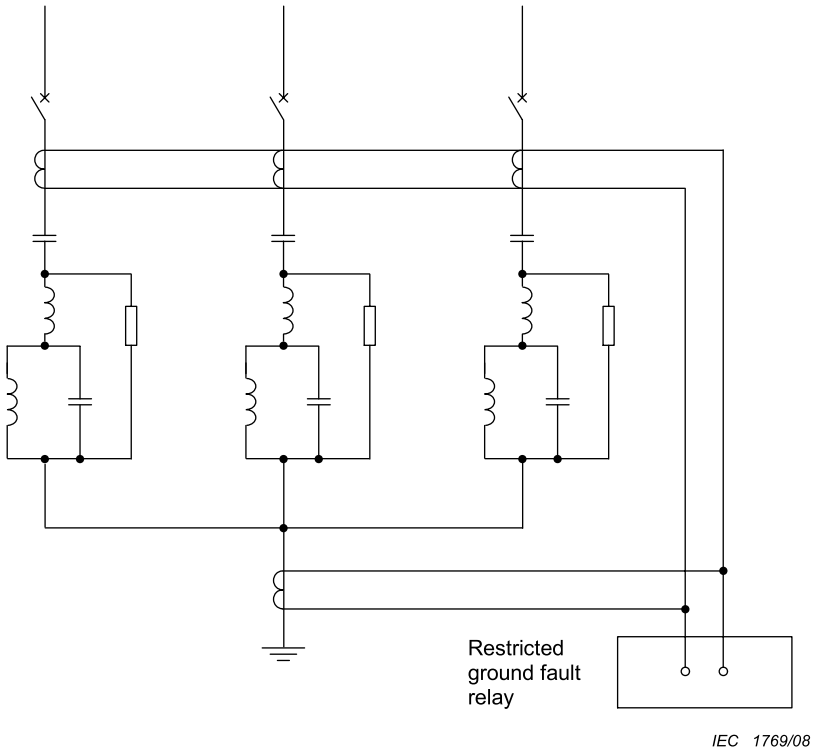


Figure 5 – Example of restricted ground fault protection of filter

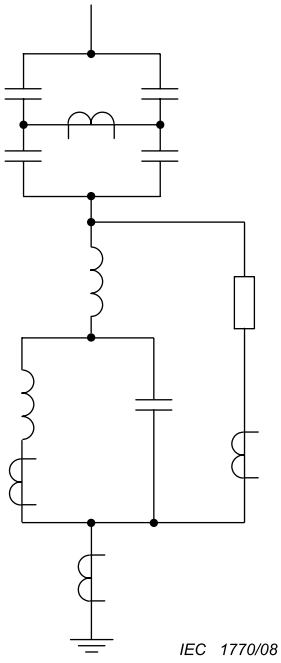


Figure 6 – Example of current transformers arrangement for capacitor bank unbalance protection and overload protection of double tuned filter arm

7 Converter unit faults

7.1 General

This clause discusses converter unit faults, i.e., those which take place between the valve side of the converter transformers and the valve side of the smoothing reactor.

Electronic equipment external to the converter arms but functionally part of them (see IEC 60633), is included in the discussion as appropriate. Cooling equipment is discussed in Clause 14.

In some applications, converter units can be connected in series or in parallel on the d.c. side within one pole of the HVDC substation. Fault aspects of such configurations are also addressed.

Converter unit faults can be classified as:

a) flashovers or short circuits (see 7.2);
b) failures of the converter unit to perform its intended function (see 7.3).

Various protective circuits are usually built around the converter unit to detect faults and operating conditions that can be detrimental to the safety of the equipment, particularly the thyristor valves. Subclause 7.4 lists typical circuits some of which can be required only for particular valve designs.

7.2 Short circuits

Short circuits can be caused by breakdown of external or internal insulation, by inadvertent operation of switches or from other causes. They call for a shut-down of the affected converter unit because of the high probability of equipment damage and the need for repair or replacement.

In bipolar systems or those comprised of two or more independent converter units per pole, the unaffected converter units and thus the remainder of the HVDC transmission system can remain operative after a short-circuit in a converter unit.

For example, Figure 7, shows a number of possible locations of short circuits within a typical converter unit. Faults within the converter transformer are not shown since they are not unique to the HVDC application. Figure 7 is valid for each individual converter unit in parallel or series-connected converter units.

Usually the most severe fault is a short-circuit of a converter valve while it is in rectifier operation at minimum delay angle and maximum a.c. voltage, e.g., due to a flashover. This would constitute a near-solid line-to-line short-circuit of the valve side winding of the converter transformer and subjects the conducting valve in the same commutating group to the fully offset short-circuit current. The possibility of a flashover of the transformer neutral to earth also shall be considered.

Other short-circuits on the d.c. side include short-circuits of a six-pulse bridge, of a twelve pulse group or from pole-to-earth. However due to the emf's and the impedances involved in these cases, they impose a somewhat reduced short-circuit current stress on the converter valves.

Upon detection of a short-circuit, perhaps by the differential protection within an HVDC thyristor valve converter, common practice requires immediate blocking of all gate pulses to prevent further commutation. The short-circuit current then extinguishes at its first zero crossing, generally within the first cycle following fault initiation. Subsequently the valves are subjected to the recovery voltage including any temporary overvoltages resulting from d.c. load rejection. The a.c. circuit-breaker of the converter unit is tripped simultaneously as a back-up. Due attention should be given to the breaker for operation under these circumstances because of the possibility of delayed current zero.

Stresses are most severe on the valve that has been carrying the short-circuit current because its thyristors have a higher than normal junction temperature when the recovery voltage is applied. The capability of a thyristor valve to withstand such stresses without

damage and to block against the recovery voltage is termed fault suppression capability (see IEC 60700-1).

For any given system, the maximum valve fault current and thus the highest thyristor junction temperature are obtained with the maximum a.c. system fault current level including any contribution from the a.c. filters. On the other hand, the maximum recovery voltage including load rejection overvoltage is in general experienced with the minimum a.c. system fault current level.

Valves should be specified to have fault suppression capability for consistent levels of short-circuit current and recovery voltage. Breaker failure should also be considered. If three pole breakers are used and the breaker fails, the backup breaker might be opened after about 400 ms, and that time should be considered for valve design. If single pole breakers are used, and one breaker phase fails, the fault current will be interrupted anyway since most of faults are fed from two phases, and no extra time has to be considered for the valve design. If opening of the converter unit circuit-breaker is intended to provide back-up for fault suppression capability, the valves should be specified to have survival capability for the time period until the breaker clears.

For faults to earth, including fault B1, B2, B3 in Figure 7, valves not stressed by the fault current can experience fast changes of potential. Depending on circuit parameters, this may subject the converter valves to stresses equivalent to steep-fronted voltage surges. Specifications then should require that the converter unit equipment be designed and manufactured to withstand resultant stresses under credible fault conditions, as discussed in the foregoing, without damage.

In the case of CCC, short circuit of the commutation capacitor will not give any decisive short circuit current for dimensioning of the main circuit equipment. For dimensioning of the varistor across the commutation capacitor, valve short circuit and commutation failures / a.c. system single-phase faults should be considered as the decisive fault cases. The number of consecutive commutation failures / a.c. system single-phase faults should be carefully considered as it may be dimensioning for the varistors. 2-phase or 3-phase faults between the CC and the valves would give enormous energy and it is not practically possible to dimension the varistor for such fault cases. If the station layout is such that those 2-phase or 3-phase faults cannot be disregarded, they should be considered for current dimensioning purposes only and not for varistor energy dimensioning.

7.3 Failure of converter unit to perform its intended function

7.3.1 General

The basic function of the converter unit is to cyclically commutate the direct current between the phases of the a.c. system. To perform this function, two conditions shall be fulfilled: sufficient commutation voltage shall be present; and synchronized cyclical gate pulses shall be generated by the converter unit control and transmitted to the valve firing circuits.

7.3.2 Rectifier operation

Usually reduction or distortion of the commutating voltage is of little concern because there is sufficient volt-time area to achieve commutation even for close-in single line-to-earth faults. If the three-phase voltage becomes too low for successful commutation the direct current may be reduced or the converter may be blocked. When the voltage reappears the converter should be able to resume operation with the shortest possible delay. This imposes a requirement on valve designs, where auxiliary energy for gating or thyristor protection is taken from the main circuit, in that the electronic circuits should be designed for fast recharging or have adequate energy storage capability.

Persistent failure of a valve to turn on, perhaps due to missing gate pulses, causes the fundamental a.c. voltage to be injected into the d.c. circuit. Depending on circuit parameters, this can lead to transformer saturation, excite possible resonances on the d.c.

line, etc. possibly imposing severe stresses on the affected equipment. The specification should require that such faults be detected and appropriate actions taken (see 8.7).

7.3.3 Inverter operation

During inverter operation the absence of a sufficient commutating voltage-time area or of valve gate pulses results in commutation failure. This subjects the valve to overcurrents and introduces a fundamental a.c. voltage component into the d.c. circuit. Special control strategies such as advancing the delay angle, by-pass pair operation to eliminate fundamental a.c. voltages on the d.c. side, reduction of direct current, etc. are adopted to minimize commutation failures and their effects.

If the commutation failure is caused by insufficient a.c. voltage from an event such as an a.c. system fault (see Clause 5), then normal performance can be expected to resume once the fault has been cleared. To avoid shutdown of the converter, the valves should be designed and manufactured to withstand the stresses resulting from such events for a specified time assisted by the converter unit control. If the specified time is exceeded or if the commutation failure is caused by missing gate pulses then the converter should be blocked.

For valve designs where the auxiliary energy required for gating the thyristors is taken from the main circuit, the pertinent electronic circuits should be designed for fast recharging or they should have sufficient energy storage capability so that the converter can quickly resume normal operation after reappearance of the commutating voltage.

7.4 Converter unit protection

7.4.1 Converter differential protection

By comparing the converter transformer valve side current to the direct current, short-circuits within the converter bridge can be detected. The resulting protective action is to permanently block the converter unit and trip the associated a.c. circuit-breaker.

7.4.2 Overcurrent protection

Evaluating the magnitude of the transformer valve side current makes it possible to protect against overload. This also provides backup for converter differential protection. Protective action is the same as that described in 7.4.1.

7.4.3 AC overvoltage protection

AC overvoltage protection can be included by measuring the a.c. voltage, for example at the valve side of the converter transformer using a capacitive voltage divider as in the transformer bushings or by other means. Protective actions after detecting an undesirable overvoltage might include tripping of capacitor banks, increasing the converter reactive power consumption, permanent blocking of the valves along with tripping of the converter unit a.c. circuit-breaker or an appropriate combination of these actions.

7.4.4 Protection against large delay angle operation

Protection against large delay angle operations can be achieved if required for a particular valve design by measuring the valve delay angles and limiting the duration of such operation in the converter unit control. The limitation should be made dependant on valve side voltage, direct current and the valve coolant temperatures.

7.4.5 Commutation failure protection

Commutation failure detection is usually achieved by a.c./d.c. current differential measurement. If recovery does not occur naturally, this acts after some delay to temporarily increase the inverter angle of advance. If no recovery occurs after a further delay, permanent blocking is applied.

7.4.6 Thyristor valve protections

Thyristor redundancy can be monitored by continuous on-line checking of each thyristor if required. Protective actions can include a warning signal, shut-down and isolation of the converter unit or a combination of these.

Thyristor forward overvoltage protection can be achieved by monitoring the individual thyristor voltages and applying a gating signal if the safe level is exceeded (see also 12.7.3) or by other means.

Forward recovery protection can be used to protect the thyristors against positive high voltage/time differential d*v*/d*t* in the recovery period by applying a gating signal if a safe level is exceeded, or by other means.

7.4.7 Transformer protection

Converter transformer protection is the same as conventionally used for transformers in a.c. transmission systems. It includes differential protection, overcurrent protection, gassing or hot spot detection, etc. Protective action is to trip the converter unit a.c. circuit-breaker. Precautions shall be taken to prevent direct current from flowing in the transformer, for example by bypass-pair operation and thus to assist the circuit-breaker clearing. This can be particularly important for series-connected converter units.

Operation of overall differential protection for valve side earth faults is complicated due to the absence of a direct earth connection. The effects of harmonics upon the operation of the protection should be considered and in particular in the case of biased differential protection with harmonic restraint.

Special attention should be paid to the design and rating of current transformers used because of possible saturation problems. Problems of concern include for example, injection of direct current in conjunction with commutation failures, neutral bus faults, and delayed neutral bus switch operation (see Clause 11).

7.4.8 Transformer tap-changer unbalance protection

Tap-changer unbalance protection may be required to avoid unbalanced operation of the converter unit, in turn leading to generation of excessive non-characteristic harmonics. These can overload filters. Protective response is to give an alarm and initiate a manual or automatic tap changer rebalancing procedure.

7.4.9 AC connection earth fault protection

AC connection earth fault protection may be used to detect earth faults on the connections between the converter transformer and the valves (fault B1 and B2 in Figure 7), when the converter transformer is energized but the valves are blocked. The valve side voltages of the converter transformers can be measured by using capacitive voltage dividers in the transformer bushings or the valve hall bushings or by other means. Protective action can be tripping of the converter unit a.c. circuit-breaker.

7.5 Additional protection aspects of series connected converter units

When two or more converter units are connected in series on the d.c. side within one pole of the HVDC substation, protection for the same types of faults apply as for single converter units (see 7.3 and 7.4). One additional differential protection, to cover converter unit faults (type B5 in Figure 7), can be included, comparing the current in the high voltage side and in the low voltage side of the converter unit.

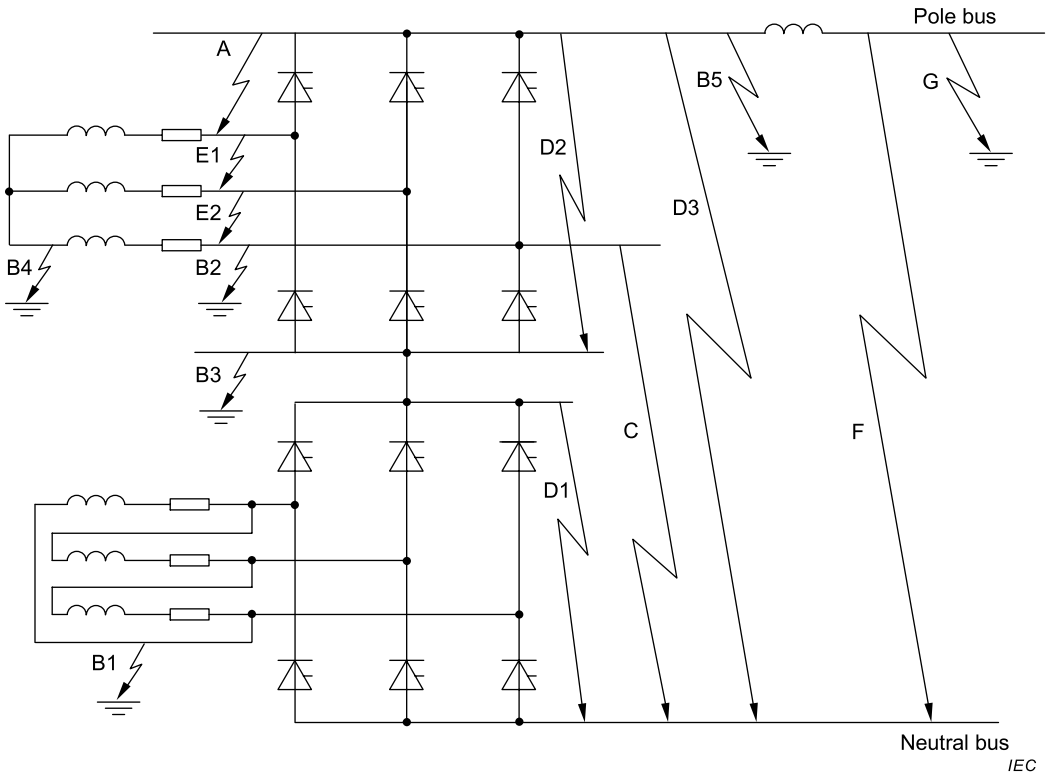
Since both converter units can be operated independently of each other, subdivision of the converter portion of the HVDC substation into protection zones should take this into account (see Figure 8). Protective action for short-circuits would generally include blocking

of the pole to remove the direct current. If the fault is within the converter unit 1 or 2 zone, the respective unit then should be isolated and bypassed so that operation can be resumed with the remaining healthy unit. Consideration should also be given to removing one of the converter units from service at the other end of the transmission system to avoid prolonged operation at large delay angle or angle of advance, respectively.

For certain faults occurring only in one of the series connected converter units, such as transformer faults or commutation failures, protective sequences can be used in addition to fault removal to divert the direct current from the affected unit by bypass operation of the converter valves or by closing the bypass switch.

7.6 Additional protection aspects of parallel connected converter units

In general, each of the parallel-connected converter units can be treated independently from the point of view of transient performance and fault protection. However, due consideration should be given to the transient current rating of parallel-connected inverters with respect to commutation failures, especially if the inverters have differing steady-state current ratings. DC breakers may be desirable at the pole bus (see Figure 9), for isolation of faulty converter units, especially inverters, to avoid the need to temporarily block the complete transmission pole.



Fault list

A. Valve short circuit

B. Ground faults on:

1 valve side a.c. phase, D-bridge

2 valve side a.c. phase, Y-bridge

3 bus between 6-pulse bridges

4 neutral point, Y-transformer

5 pole bus connection

C. Short circuit between neutral bus and valve side a.c. phase, Y-bridge

D. Converter short circuit

1 short circuit across lower voltage 6-pulse bridge

2 short circuit across higher voltage 6-pulse bridge

3 short circuit across 12-pulse bridge

E. AC phases short circuit

1 2-phase short circuit

2 3-phase short circuit

F. Pole to neutral bus short circuit outside the d.c. reactor

G. Pole bus to ground fault outside the d.c. reactor

Figure 7 – Examples of a.c. phase short circuits, pole short circuits and faults in a twelve-pulse converter unit

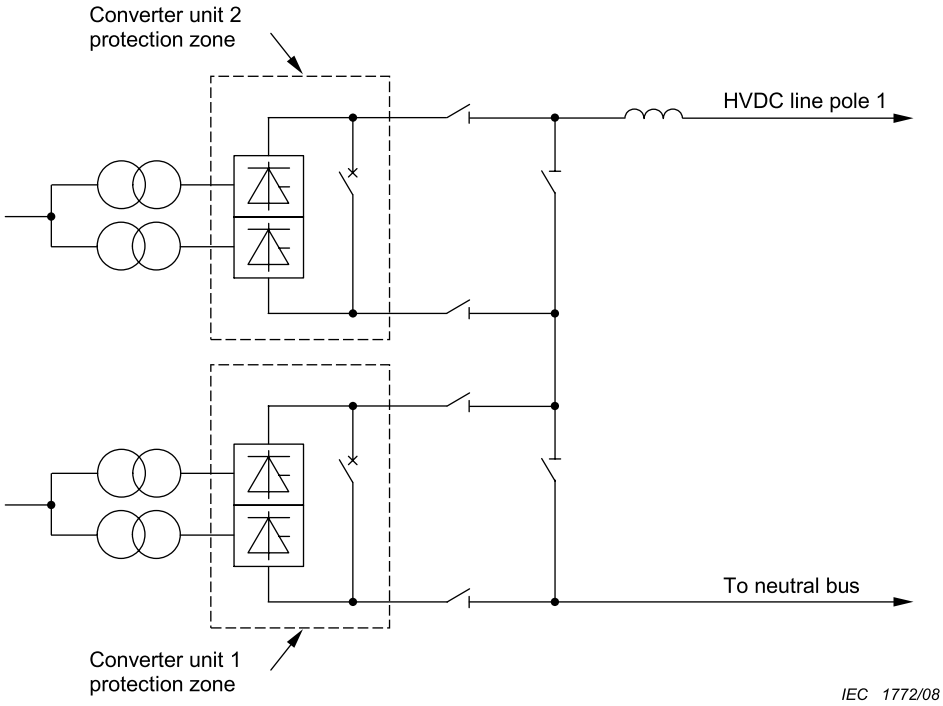


Figure 8 – Protection zones in series-connected converter units

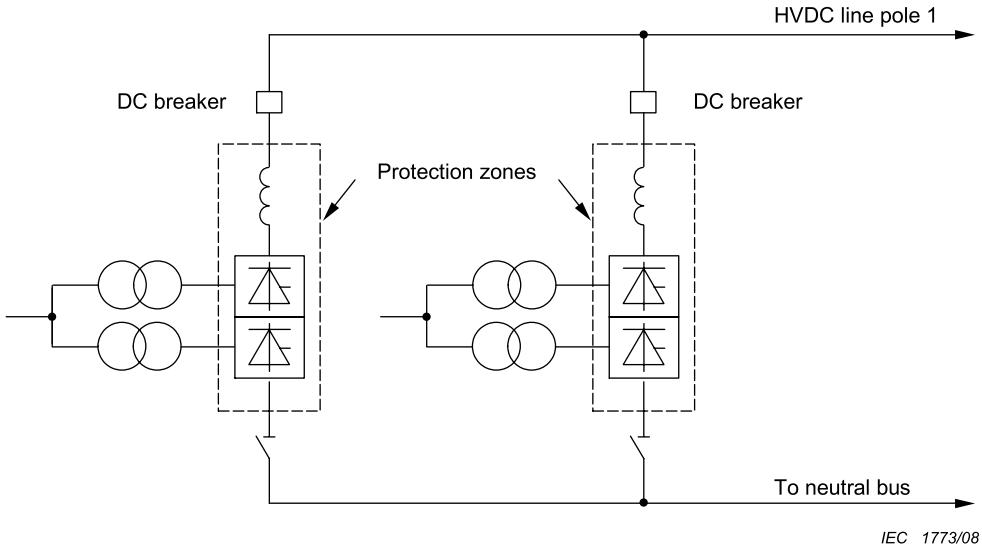


Figure 9 – Protection zones in parallel-connected converter units

8 DC reactor, d.c. filter and other d.c. equipment faults

8.1 General

This clause discusses faults in the HVDC substation for an HVDC transmission system bounded by:

a) the valve side of the d.c. reactor to the d.c. transmission line in each pole;

b) from the neutral side of the converter unit for each pole to the earth electrode line.

8.2 Fault types

Types of faults that should be considered for the protection of the d.c. side equipments and bus sections include:

a) bus-to-earth and bus-to-bus faults;

b) equipment faults;

c) failure of d.c. switching devices to perform their intended switching functions.

8.3 Protection zones

Specifications for HVDC substations should make provision not only for the protection of all d.c. side equipments, but also for the co-ordination of protections.

In HVDC systems the zone protection philosophy and techniques of implementation to achieve zones of protection are in general much the same as with a.c. protection practices. However, in HVDC systems the fault suppression capability of the converter valves (see Clause 7), in addition to the relatively high impedance of d.c. reactors and transformers aids in achieving protection selectively on the d.c. side.

Protection zones of an HVDC substation should be arranged such that all equipment is fully protected by at least one protective function within the HVDC substation.

A communication system between substations of the HVDC transmission can be used to optimize recovery from faults and to improve fault protection selectivity for many faults which can take place on an HVDC transmission system. However it should not be necessary for protection of the equipment under discussion in this clause. Figures 10 and 11, show examples of HVDC protection zones and measuring devices for two configurations of HVDC substations.

8.4 Neutral protection

8.4.1 General

In an HVDC system the neutral side protection is generally divided into zones that enable independent fault detection plus selective isolation by pole and a protective zone common to both poles. The latter requires a bipole shutdown to provide corrective maintenance.

8.4.2 Neutral fault detection

In a bipolar configuration operating under balanced conditions, the pole neutral protection zone, the bipole neutral protection zone and the earth electrode line protection zone (see Clause 10) are all essentially at earth potential. An earth fault in any of these zones would therefore not interfere with station operation under balanced bipolar conditions. Any d.c. fault current then would be practically zero.

Faults to earth in these neutral zones would be detectable whenever the poles of the bipole are temporarily unbalanced for any reason such as during startup, shutdown or disturbance on one pole. The HVDC specifications should consider use only of neutral zone alarms if the operation of both poles is expected to be reasonably balanced. This would allow operator decision on corrective actions to be taken based on safety considerations and the power transmission requirements at the time of fault detection.

The pole neutral and bipole neutral zones should be bounded by d.c. current transformers (d.c.-c.t.). A fault within the respective zones can be detected by a differential comparison of the currents as measured by the d.c.-c.t.'s at the zone boundaries during an unbalance operating condition between the two poles.

8.4.3 Neutral bus fault isolation

Faults to earth within the neutral zone or converter zone require a permanent stop of the pole for correction of the faulted condition.

The neutral bus switching device is utilized during the protection sequence to isolate the faulted pole and to transfer any residual pole current to earth return.

Current transfer requirements of the neutral bus switching device should consider the most onerous condition up to and including maximum healthy pole current and location of faults. The switch shall be capable of developing a voltage greater than the IR drop of the earth return to force the current transfer. For systems in which either earth return or on-line transfer to metallic return are not permitted, load break capability of the switching device may not be needed. In this case, a disconnector would be adequate.

In addition, the failure to open the neutral bus switching device of one of the poles will cause a bipole blocking.

8.4.4 Bipolar neutral bus faults

Bus faults within the bipolar neutral protection zone are detectable by differential comparison schemes such as discussed in 8.4.2. A neutral bus fault in this zone requires a bipole shutdown to provide corrective maintenance which could be a scheduled shutdown.

8.5 DC reactor protection

The d.c. reactors of each pole can be either oil-insulated or dry type. Protection of oil type reactors utilizes many of the same techniques as are applied to a.c. transformers with due consideration to the fact that direct current quantities are involved in the operation of the protective devices.

Protection can include:

– pressure relief devices;
– oil temperature monitoring;
– oil level monitoring;
– gas sensing;
– winding temperature sensing;
– loss of cooling detection;
– differential protection.

Differential protection can be specified around the d.c. reactors or these equipments can be included in one of the HVDC substation protection zones as shown in Figures 10 and 11.

Oil type d.c. reactor bushing designs lend themselves to an economic solution to the problem of housing the d.c.-c.t.'s required for differential protection.

When dry type d.c. reactors are employed, separately mounted d.c.-c.t.'s will be needed for reactor fault detection.

8.6 DC harmonic filter protection

8.6.1 General

The d.c. filters associated with HVDC substations are normally specified to limit harmonic interference caused by harmonic currents flowing into the d.c. line (see IEC 60919-1, Clause 17).

Protection design for the d.c. filter arms should take into account the full range of normal and abnormal operating conditions which should be specified for the HVDC substations.

Similarly the protection design for the d.c. filter elements, such as capacitors, reactors, damping resistors, and disconnectors shall consider all expected operational conditions that result in filter elements being overstressed due to harmonic currents which for example can result from operation at large delay angles, angles of advance or from resonant conditions, etc.

8.6.2 Filter bank fault protection

DC filter capacitor bank faults to earth can activate the d.c. line pole protection. However the specifications should require that d.c. line protection operation should not prevent correct identification of any d.c. filter faults and should automatically initiate clearing and isolation of the faulted filter branch.

Any fault within the d.c. filter zone may be detected by a differential comparison between the d.c.-c.t.'s at the boundary of the line side d.c. substation zone as shown in Figures 10 and 11. Other equipment such as line traps, coupling capacitors, d.c. voltage dividers, etc. can also be included in this zone of protection.

Isolation of a faulted filter may require temporary blocking of the affected pole to permit disconnector operation.

If operation is to continue after removal of the faulted d.c. filter branch, the specification should consider the increased d.c. side interference levels expected, possible overloading of other filters and potential resonant conditions.

8.6.3 DC filter capacitor unit protection

Since capacitor banks associated with the d.c. filters normally consist of a combination of series and parallel elements, a variety of protection philosophies may be applied, namely:

– fuse protection (internal or external) if the fuses do provide useful protection;
– unbalance protection within a capacitor bank;
– monitoring of the state of filter tuning by on-line or off-line measurements to locate failures;
– visual or remote indication of failed units or voltage level from earth;
– separate failure alarms to indicate non-critical and critical levels of capacitor failures, including automatic removal of the filter arm if continued operation could result in an avalanche of capacitor failures.

8.7 DC harmonic protection

Protection against fundamental and harmonic frequency components on the d.c. side should be considered in the specification of any HVDC system. Fundamental frequency components on the d.c. side lead to a d.c. and second harmonic frequency component on the a.c. side which can cause transformer saturation or resonant conditions. The fundamental frequency can be detected in the voltage divider or d.c.-c.t. signals. The related harmonic protection normally initiates pole blocking whenever the harmonic component exceeds a given threshold value for a specified time.

8.8 DC overvoltage protection

Specifications for HVDC substations should consider d.c. side overvoltage protection to assure that all equipments and the d.c. line or cable are protected against steady-state overvoltages. Transient overvoltage protection can be addressed as part of the arrester co-ordination (see Clause 12). Normally converter controls are utilized to implement d.c. system steady state overvoltage protection functions.

8.9 DC side switching protection

Switching devices such as high speed pole circuit-breakers and d.c. side disconnectors, including d.c. filter and pole disconnectors, shall be covered in the specifications. Specification of these switching devices shall consider current interrupting or commutation capability. In addition, permissible switch arcing time without unacceptable equipment damage shall be considered.

The disconnectors usually operate at no-load and their operating supervision should be provided either by the equipment or by other associated protection. The on-load switches, such as the by-pass breakers, should have a dedicated protection.

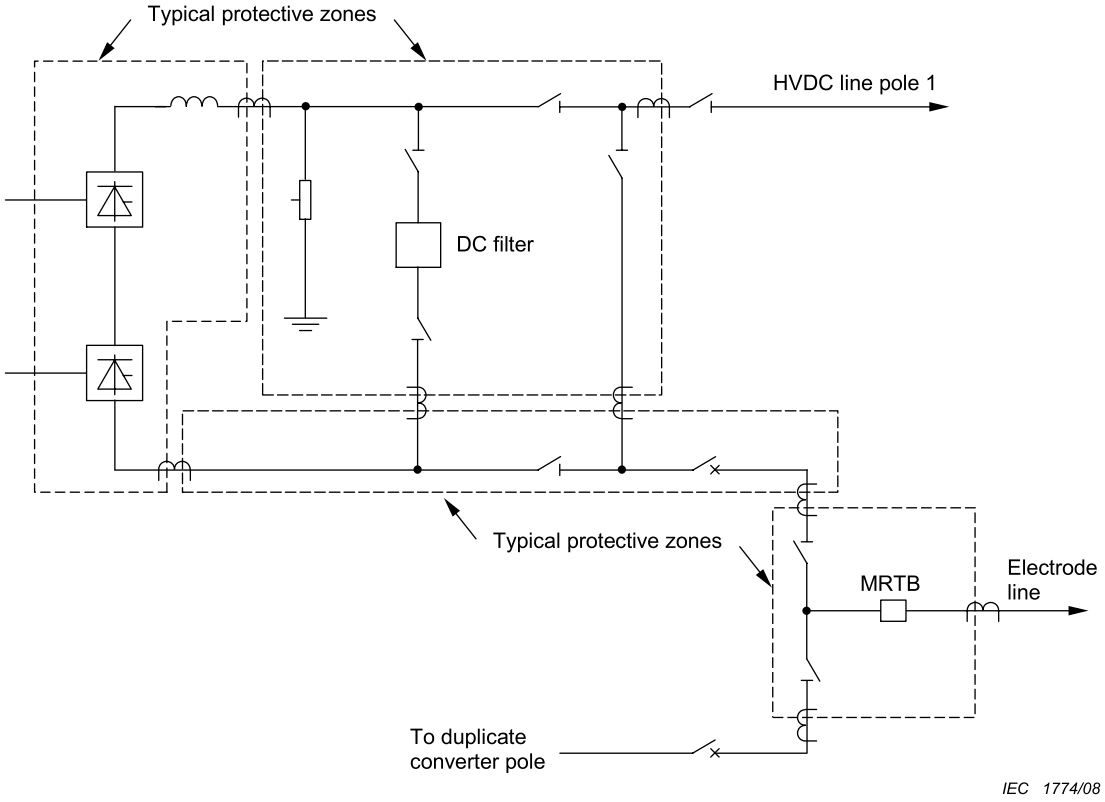


Figure 10 – Example of d.c. protection zones for series-connected converter units

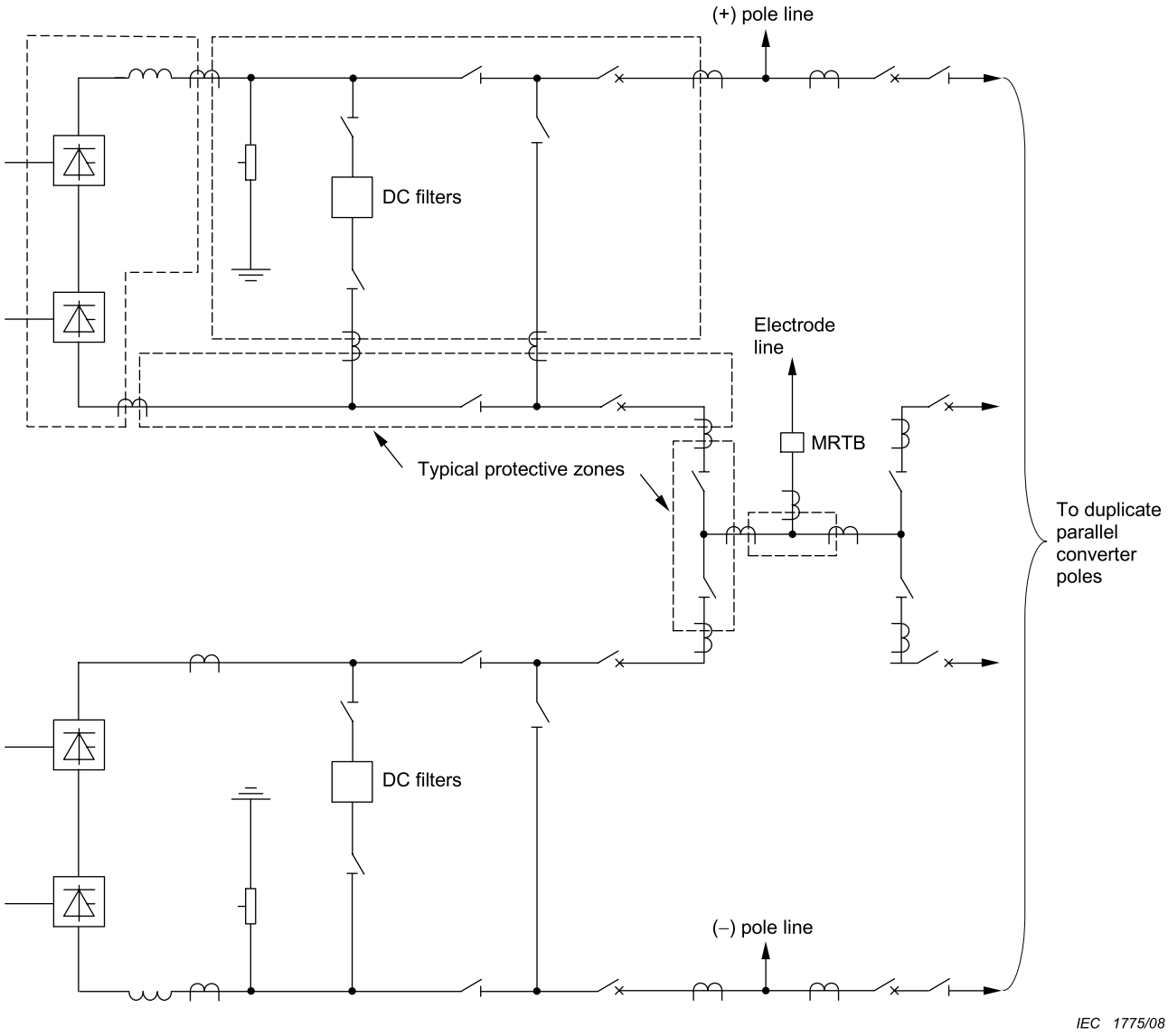


Figure 11 – Example of d.c. protection zones for parallel-connected converter pole

9 DC line faults

9.1 Overhead line faults

An overhead line, particularly if it is very long, may be a source of major disturbances in an HVDC transmission system. The most common fault on an overhead line is a flashover between a line pole and earth. If the line is bipolar the conductors of the two line poles are most often arranged at such a distance from each other that a flashover between poles is excluded for practical purposes.

Overhead line faults are mainly caused by:

– lightning strokes;
– contamination by: salt, industrial pollutants, sand and dust, etc.;
– overvoltages due to faults, control system malfunction, etc.;

– fallen towers;

– other: snow or ice damage, wind, bush fires, tree contacts, etc.

Most d.c. line faults are temporary, i.e. the insulation at the fault location is nearly always restored to its pre-fault level after the fault is cleared. Also since the d.c. fault current is relatively low, it does not usually cause appreciable damage to the conductors and insulators of the line. These considerations mean that in most cases faulted d.c. lines may be restored to service quickly.

For design of an overhead d.c. transmission line the insulation strength of the line against lightning, switching surges, and contamination is selected so that the probability of a single fault to earth is limited to an acceptably low level. Moreover the design should seek to prevent faults to earth due to overvoltages such as those which appear on the healthy pole during a pole-to-earth fault on the opposite pole or those resulting from commutation failure.

In addition to the above line design considerations, the magnitude of overvoltages due to commutation failure, complete loss of valve control pulses, or energization of a d.c. line with the remote terminal open can be limited by proper design of the control system.

The probability that a bipole outage will be caused by lightning or from a single pole-to-earth fault is low.

During d.c. line single pole-to-earth faults, power flow on the faulty pole is temporarily interrupted and a transient overvoltage appears on the healthy pole, d.c. filters, d.c. reactors and metallic return line or the earth electrode line.

The d.c. protection system should be designed and operated to reduce line outage times due to line faults to a minimum.

9.2 Cable faults

Underwater cable faults are the result of mechanical damage by anchoring and trawling, by degradation of cable insulation, or by unexpected overvoltages. Characteristically, cable faults are not self-healing so that a lengthy outage follows for cable repair or replacement.

If high reliability is expected to the HVDC system, laying spare cable is one of the choices for rapid recovery from cable fault.

Proper switchgear configuration around the cable heads will enable swift back up by the spare cable. Also, special consideration for faults should be paid if the system adopts coaxial cables, in which main and return conductors are coaxially arranged in one cable.

9.3 DC fault characteristics

In addition to being essentially unidirectional instead of sinusoidal as in a.c. systems, fault current in a d.c. line is caused to vary by control action in a quite different manner than for a.c. line faults. Initially the rectifier current increases and then after a short time is returned to the preset value or to a lower level as determined by the voltage dependent control action of the rectifier current controller or by other control action. The fault current will continue to flow until it is cleared by control action.

When a d.c. line fault occurs the d.c. voltage for the faulted pole or poles is reduced suddenly to a low level. On the line side of the d.c. reactor, the rate of change of the voltage, dv/dt, is larger than that produced by a commutation failure or by a d.c. bridge fault. These two phenomena, i.e. reduction in pole voltage to a low level and high dv/dt are important for d.c. line protection.

9.4 Functional d.c. fault detection requirements

DC line faults can be detected by utilizing the characteristics of the d.c. side currents and voltages. Detection systems should provide that:

– primary detection be fast;
– detection should be insensitive to normal transient operating conditions such as low voltage operations, system startup and shutdown, power reversal, etc.;
– detection should be insensitive to converter and a.c. system faults but can be actuated by d.c. bus faults;
– in a combined overhead line and cable system, means should be considered for identification of the faulted section;
– in a parallel transmission line system, fault detection should be selective so that the faulted line can be quickly identified.

Fault locators can be utilized to expedite inspection and maintenance of the faulted line.

9.5 Protective sequence

9.5.1 Overhead line faults

Those overhead line faults which are caused by lightning strokes are usually not permanent. When such a d.c. line fault is detected, the fault current is reduced to zero by control action. Inverter backfeed into the fault must be prevented by proper design of the inverter's control system. Figure 15b shows earth current flowing during pole conductor fault to earth.

Following the reduction to zero fault current, a dead time should be provided to allow for deionization of the fault path prior to re-application of voltage and restoration of the faulted line pole to service.

The required dead time is a function of fault current, system voltage, climatic conditions and type of system i.e. monopolar or bipolar. Typical dead time allowance on d.c. overhead transmission lines are in the range 100 ms to 500 ms.

If the first attempt at restart is unsuccessful, additional restart attempts can be made. If so, progressively longer dead times or restart at a lower d.c. voltage would be appropriate to enhance the possibility of a successful restart. The latter option would be particularly attractive if the line insulation is partially damaged at the fault location, or if polluted conditions of a section of the line will not permit operation of the line at full voltage and it is important to continue transmission of power even at reduced capacity.

9.5.2 Faults in cable systems

The cable insulation at the fault location is not self-healing or self-restoring after the fault has been cleared. The current in the faulted pole should be reduced to zero and the converters blocked for cable faults.

9.5.3 Faults in an overhead line/cable system

Identification of whether the fault is in the overhead or cable section of the line is needed only if restart attempts are not to be made for faults in the cable section.

9.5.4 Faults in one of a system of parallel-connected cables

When a fault is detected the faulted cable should be identified and the current in the faulted pole should be reduced to zero as quickly as possible. The faulty cable then should be disconnected and the system restarted using the remaining healthy cable(s).

If a d.c. circuit-breaker with enough current interruption and recovery voltage capability is used in each cable path, it is only necessary to open the d.c. circuit-breakers at both ends of the faulted cable without having to force the pole current to zero. Use of d.c. circuit-breakers in this manner can improve system restoration times.

9.5.5 Fault in a system of parallel overhead lines

The faulted overhead line should be identified and the current in the fault reduced to zero as described above. The restart sequence at full voltage should then be performed. If restart fails, the usual strategy is to leave the pole current at zero and disconnect the faulty line after which the d.c. system can after be restarted. If d.c. circuit-breakers with suitable relaying systems are utilized in each line, the faulted line can be disconnected without forcing the pole current to zero.

9.6 Fault protection schemes

Fault protection for d.c. lines is usually based on measurements of dv/dt and the d.c. voltage. The use of these two measurements means that usually there is no need for exchange of information between the two line terminals for fault detection and clearing and system restart. However telecommunication may be required between the two HVDC substations for some specific applications and fault conditions.

When a d.c. line fault takes place close to the inverter end, the d.c. voltage level protection at the rectifier end may not achieve line fault clearing as reliably or as quickly as required. Telecommunication from the inverter to the rectifier end may then be necessary to assure fast actuation of the retard function at the rectifier to reduce the current to zero and allow deionization of the fault path followed by re-energization of the faulted line.

Detection of high resistance d.c. line faults or the specified fault clearing times cannot always be achievable using the above protection schemes. In this event, some type of differential current detector arrangement may be needed. This would use telecommunication channels in both directions to allow comparison of the d.c. current at the rectifier and inverter ends of the d.c. line. An alternative approach might be to wait for the fault to develop into a low impedance fault which would then be detected by one of the first two methods described above.

The d.c. transmission line protection cannot always discriminate between blocking and bypassing of the inverter or d.c. line faults. To remedy this weakness and allow for proper discrimination a telecommunication channel from the inverter to the rectifier could be applied to inhibit the line fault protection when the inverter is blocked.

The d.c. transmission line protection, based on voltage level, can misoperate for faults on the a.c. side of the inverter or because of persistent inverter commutation failures. Again, a telecommunication channel may be needed between the inverter and the rectifier to allow the line fault protection to be inhibited under these conditions.

When two d.c. lines are operated in parallel and an automatic line switching sequence is used, telecommunication channels are normally required in both directions between the rectifier and inverter, in order to permit d.c. line isolation sequencing following a fault on one line. If d.c. circuit-breakers with full recovery voltage capability are used to switch the d.c. lines, telecommunication channels would no longer be necessary provided suitable relaying is available to identify the faulted line.

Similarly, telecommunication channels are normally required in both directions between the rectifier and inverter on a per pole basis, where automatic paralleling and deparalleling of poles is to be used after a permanent fault on one of the d.c. lines.

9.7 Open circuit on the d.c. side

Overvoltage may result if a rectifier is started into an open-circuited d.c. pole or a blocked inverter unless appropriate control action is included in the design.

When a restart attempt is made into an open-circuited earth electrode line or neutral conductor the current will be forced through a neutral arrester. Inadvertent opening of the neutral bus switching device also can have the same result. High speed arrester shorting switches can be used to protect this arrester. Provision should be made in the protection system for the detection of these conditions.

9.8 Power line cross protection

When d.c. and a.c. transmission lines cross over one another, there is a risk that the two may come in contact due to collapse of a transmission tower or broken suspension insulators, for example. This undesirable condition is detected by several protections in the HVDC system, normally applied for other purposes. The fastest is d.c. line fault detection, others are d.c. undervoltage detection, and fundamental frequency detection. These block the HVDC but can leave the d.c. conductor energized from the a.c. line. AC line protections may not operate for this condition because of the relatively low current in the fault. Therefore, usually it will be desirable to trip the a.c. line from the appropriate HVDC protection relays.

10 Earth electrode line faults

10.1 General

The earth electrode line is an important part of a d.c. transmission system. It is common to both poles and a fault on the electrode line could seriously influence the HVDC bipole availability. If monopolar operation with earth return is required, the earth electrode line is an essential item of the HVDC transmission system.

The electrode line can be constructed using the d.c. line structures either to support its conductor(s) or by using the conductor to serve as a shield wire. In the latter case, it should be insulated. A technically superior alternative is to build an entirely separate electrode line, as uncoupled as possible from the main d.c. transmission line.

10.2 Specific requirements – Earth electrode line

The electrode line design should minimize the occurrence of permanent faults. In support of this design objective, the following practices are desirable:

– to avoid permanent faults on the electrode line its insulation should be designed so that transient faults resulting from direct or induced lightning surges will tend to be self-extinguishing;

– there should be no flashover across the electrode line insulation under the voltages induced on the earth electrode line during faults on the main d.c. line;

– if it is impossible or impractical to avoid these flashovers, flashover arcs should self-extinguish;

– if the electrode line is constructed separate from the main d.c. line, the risk of insulation flashover is minimized; in any case, arcing horns can be effective in achieving arc self-extinguishment;

– the mechanical design should avoid the possibility of an open circuit in the earth electrode line; one way to achieve this objective would be to use two parallel conductors each supported by an independent insulator string; this will diminish the possibility of an open circuit and offers opportunity to monitor the line by means of a transversal differential protective scheme for comparing the currents in the two conductors for detection of electrode line faults or an open conductor (one of the two conductors);

– the earthing resistance of the electrode line structures should be low for best lightning performance and easier fault detection. However to achieve arc self-extinguishment the tower footing resistance should not be too low, bearing in mind that this may impinge on safety.

10.3 Electrode line supervision

For safety reasons provision may have to be made to recognize a permanently faulted or open earth electrode line. Such a system could give an alarm or order a blocking sequence for the bipole involved. For transient or temporary faults usually no action from the alarm and monitoring will be required.

Implementation of such a supervision system can be based on an impedance monitoring principle either by using the d.c. current, or by additional means. It should be borne in mind that using the direct current is feasible only if the HVDC system operates with unbalanced d.c. pole current. Other methods have been proposed to overcome this problem.

11 Metallic return conductor faults

11.1 Conductor for the return circuit

If metallic return is used during monopolar operation of a bipolar HVDC transmission either a low voltage dedicated conductor (Figure 12), which can be the HVDC line shield wire appropriately insulated, or a high voltage conductor of the other pole, which is temporarily out of service, can be used for the return circuit (Figure 13).

The insulation level for the dedicated conductor can be low as it is normally stressed only by the line voltage drop. Switching devices should be provided to transfer the circuit from earth return to metallic return and vice versa when the pole conductor is used for the metallic return. Requirements for the switching devices would depend mainly on whether the transfers are to be executed on-load or off-load.

11.2 Metallic return faults

Conductor faults on the return circuit will have similar causes to those described in Clause 9. When using a low voltage insulated conductor the number of earth fault occasions can be expected to be large because even an induced lightning surge can break down the lower level insulation. On the other hand the number of flashovers should be much smaller when using the pole conductor for metallic return because of its inherently greater insulation.

Fault current will be distributed in the different return paths in inverse proportion to their resistances as determined by the following factors:

– earth fault location on the line;
– arc resistance;
– soil resistivity;
– tower footing resistance;
– resistance to remote earth at the earthing end (station ground mat or the earth electrode).

If the station ground mat is used for the main d.c. circuit earthing during metallic return operations, a portion of the direct current from earth faults can flow into the a.c. system through power transformer earthed neutrals (see Figure 14).

Protective relays in the a.c. system then may malfunction due to saturation effects in the power transformers and in the current transformers when the direct current flowing into the a.c. system is large enough and sustained. Therefore it is particularly important that any metallic return earth faults be cleared rapidly to mitigate this problem.

On low voltage return circuit conductors, arcing horns capable of clearing earth faults by self-extinguishing or other equally effective means should be provided so that arc damage to the conductor and insulators will be minimal.

An open circuit return conductor fault can cause severe overvoltage at the floating end. A protective relay which will detect this fault as for the electrode line shall be provided for the return circuit together with overvoltage protection.

11.3 Fault detection – Metallic return

During balanced bipolar operation, faults on metallic return conductors are difficult to detect because of the resulting small changes in voltage and current in the main circuits.

However in monopolar or unbalanced bipolar operation a metallic return conductor fault can be detected through changes in current, which can be used for fault sensing. For example, the direct current will flow into the earthing point of the main circuit and the current in the metallic return conductor can be expected to decrease.

Metallic return fault detection examples are illustrated in the following schemes:

– to detect a larger current in the main circuit than in the return circuit (see Figure 15a);
– to detect direct current at the grounding point of the main circuit (see Figure 15b);
– to detect change in alternating current signal superimposed on the return circuit by the a.c. auxiliary power source (see Figure 16).

NOTE It is important to avoid instability on the d.c. circuit, the frequency of superimposed signal should be detuned from harmonics of fundamental frequency.

To shorten the expedited inspection and maintenance time after the faults, a fault locator on the return circuit would be highly desirable. For example, 125 Hz for 50 Hz system and 150 Hz for 60 Hz system can be used.

Detection of an open circuit return conductor should also be considered in the protection scheme.

11.4 Metallic return fault protection systems

Usually, during balanced bipolar operations it is not necessary to initiate protective sequences for metallic return conductor faults as all of them except permanent and open-circuit faults can be cleared by self-extinguishing actions.

However in monopolar and unbalanced bipolar operations, fault clearing by the main d.c. line protection can be required. Under these modes of operation metallic return fault currents can persist for some time (up to 0,5 s), depending on the location of the fault, its current and gap length and wind conditions. Faults near the earthing point can be expected to extinguish rapidly while remote faults will take longer. The self-extinguishing capability of arcing horns becomes more difficult for those faults more distant from the earthed end.

An alternative protection against undesirable long lasting arcs and repeated block-restarts due to frequent faults on the metallic return conductor as can often occur on a low voltage insulated conductor might be considered should the need arise:

– Extinguishing of the arc at a fault without blocking of the converters can be accomplished by closing the d.c. circuit-breaker (MRTB or NBGS) installed at the floating end for a short time so that the main circuit is earthed at both ends (see Figure 17). After the arc quenching, the d.c. circuit-breaker is opened in order to restore d.c. current flowing from earth to metallic conductor.

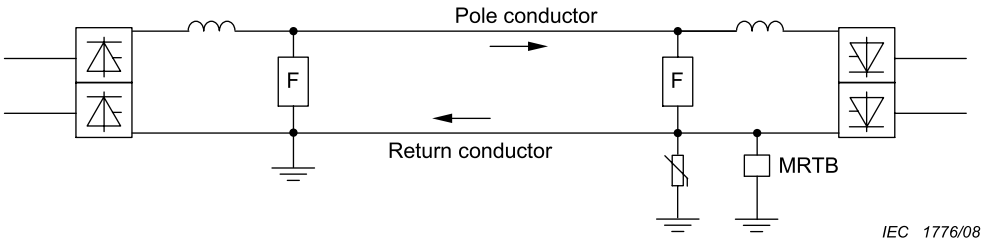


Figure 12 – Monopolar metallic return system showing metallic return transfer breaker (MRTB)

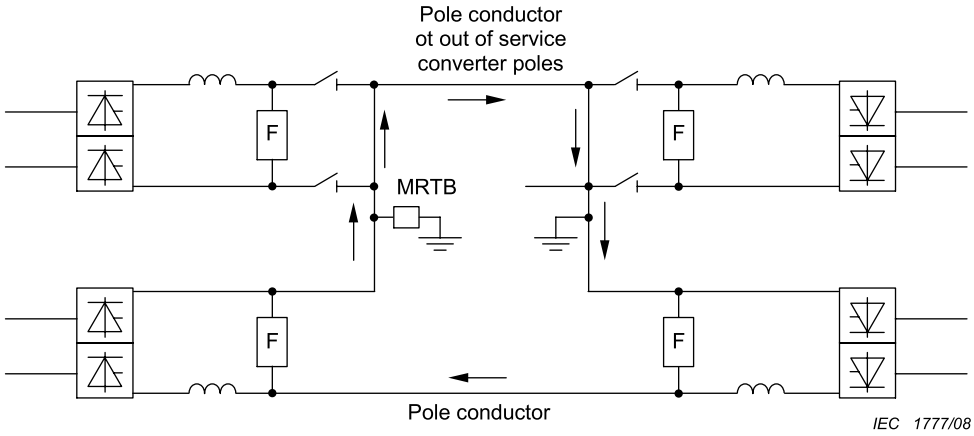


Figure 13 – Monopolar operation of a bipolar system during converter pole outages

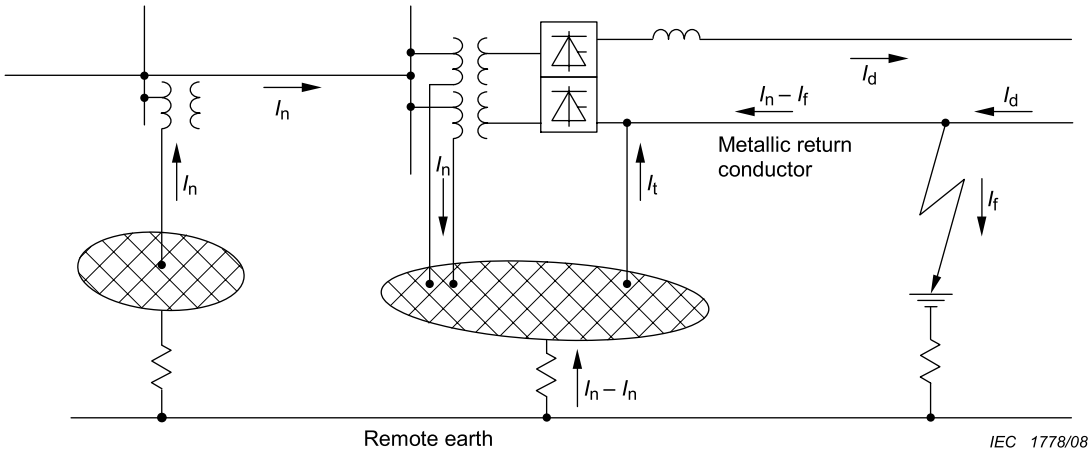


Figure 14 – DC current flowing into an a.c. system during a fault on a metallic return conductor when the HVDC substation mat is used for grounding of the d.c. circuit

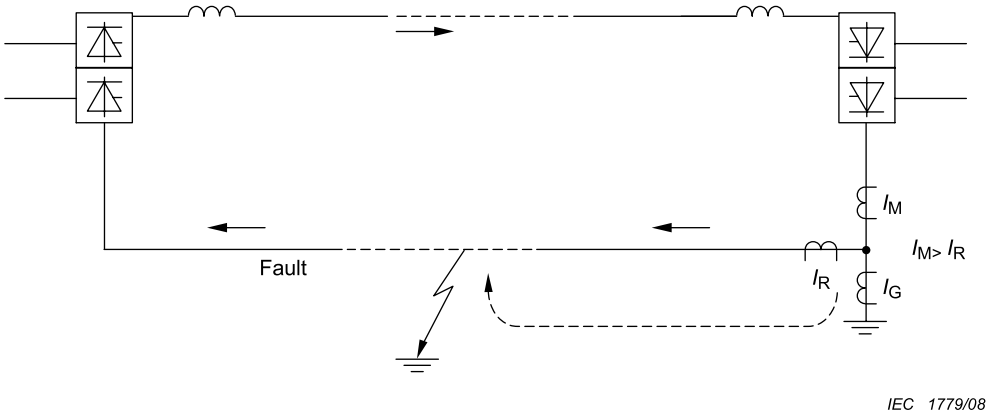
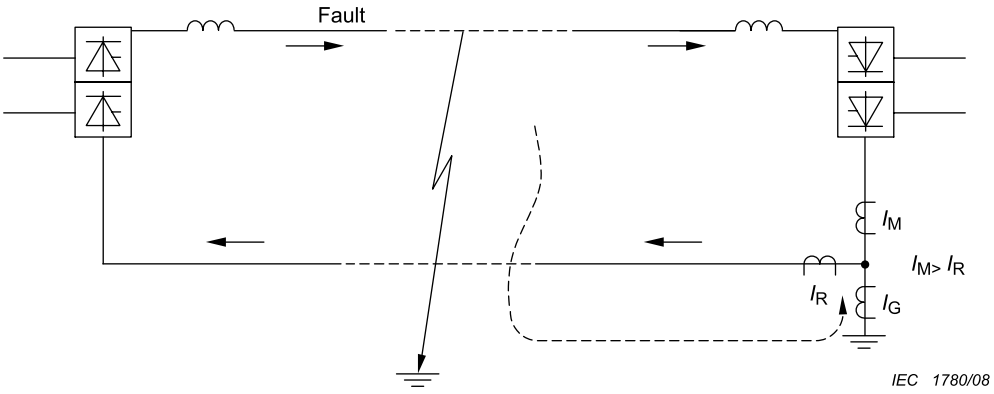


Figure 15a – Metallic return conductor fault to earth



I_M current in pole conductor

I_R current in return conductor

Figure 15b – Pole conductor fault to earth

Figure 15 – Earth current flowing during line faults

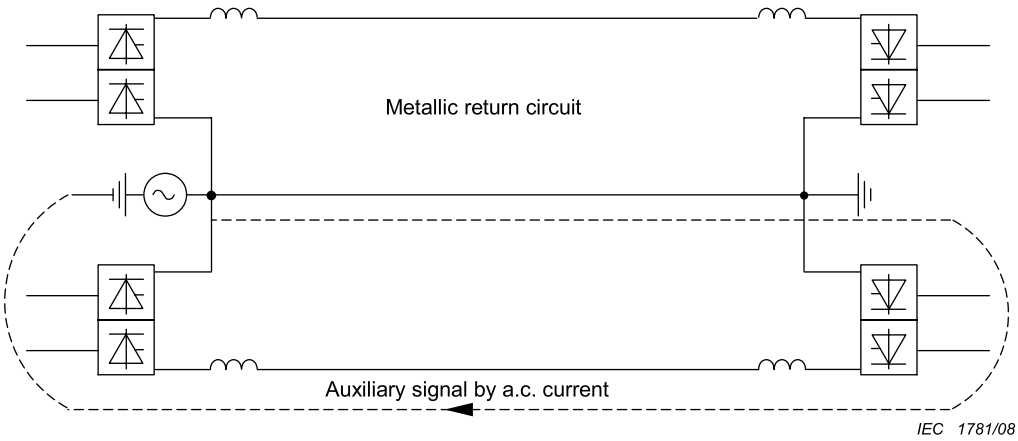


Figure 16 – Example of metallic return fault detection system by means of auxiliary a.c. signal

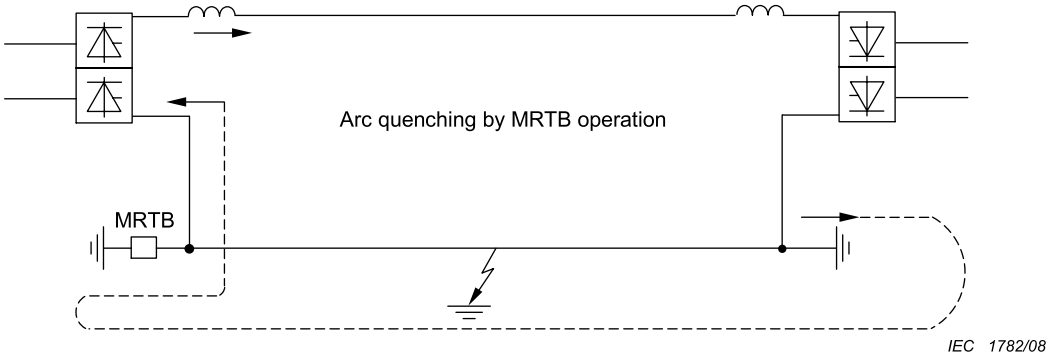


Figure 17 – Example of use of MRTB to quench fault to earth on metallic return conductor

12 Insulation co-ordination – HVDC systems

12.1 General

HVDC substation equipment should be designed to withstand without damage overvoltages that may result from events in the a.c. system or the d.c. line or from malfunctions of the converter equipment.

Insulation co-ordination of an HVDC substation differs from that of a normal a.c. substation, primarily in the need to consider the requirements of series connected equipment involving arresters connected between terminals away from earth potential, and in the use of different insulation levels for different parts of the substation.

The characteristics of the converter valves, including the control of their firing instants, and the installation of very large filters on both the a.c. and d.c. sides are important factors in the generation of overvoltages.

Overvoltages in an HVDC substation may originate from either the a.c. system or from the d.c. line or cable, or from in-station faults. The nature of the a.c. and d.c. systems shall be taken into account as well as the transient and dynamic performance of the valves and the controls and worst case combinations shall be evaluated when studying overvoltages.

12.2 Protection schemes using surge arresters

Only gapless metal-oxide surge arresters are considered in this report for overvoltage protection of HVDC substations. Figure 18 shows an arrester protection scheme for an HVDC substation connected to an overhead d.c. line. Figure 19 shows a similar scheme for protection of a back-to-back substation. Figure 20 shows an arrester scheme for protection of a series capacitor compensated HVDC substation. Figure 21 illustrates arrester protection on the a.c. side including a.c. filter arresters. Figure 22 shows an arrester protection scheme for an HVDC substation with series-connected converters.

The arrester scheme for a series capacitor compensated HVDC substation, including capacitor commutated converter (CCC) and controlled series capacitor converter (CSCC), is similar with that used for traditional HVDC substation except for the series capacitors which are protected directly by arresters connected in paralleling with them.

For ultra high voltage direct current (UHVDC) substation with series-connected converters, arresters (A_2) may be installed to protect the valve side winding of the converter transformers located at the upper side (Figure 22). The smoothing reactor is separated into two parts and

installed at pole bus and neutral bus respectively per pole at each station. This configuration decreases the overvoltage at transient condition and also decreases the cost for smoothing reactor.

The arresters connected across the valves and on the d.c. side are subjected to different combinations of direct and alternating voltages, to harmonic voltages and to commutation overshoots. They shall be designed to withstand the resulting stresses.

Arrester requirements shall often be determined through an iterative procedure. Energy absorption requirements imposed on the arrester determine its size and characteristics. These in turn affect the overvoltage level and arrester discharge currents. Arrester stresses are discussed further in 12.7.

For detailed specification of arresters in the HVDC system, intensive simulation study could be carried out.

12.3 Switching overvoltages and temporary overvoltages on the a.c. side

Switching overvoltages and temporary overvoltages (see definition in IEC 60071-1) occurring on the a.c. side are important to the study of arrester applications. They determine the overvoltage protection and insulation levels of the a.c. side of the HVDC substation. They also influence valve insulation co-ordination.

For the special case of disconnectors located between the converter transformers and the converter bridge, protection of the converter transformer valve windings shall be provided when these disconnectors are in an open position.

Overvoltages discussed in this subclause are generated by the a.c. side switching operations and fault events described in Clauses 4 and 5 of this report.

12.4 Switching overvoltages and temporary overvoltages on the d.c. side

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

Events that shall be considered are d.c. line-to-earth faults, d.c. side switching operations, events resulting in an open earth electrode line, generation of superimposed a.c. voltages due to faults in the converter control, misfiring, commutation failures, and earth faults and short-circuits within the converter unit.

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

12.5 Lightning and steep fronted surges

The different sections of HVDC substations shall be examined in different ways for lightning surges. The sections are:

– a.c. switchyard section from the a.c. line entrance up to the line side terminals of the converter transformers;

– d.c. switchyard section from the line entrance up to the line side terminal of the smoothing reactor;

– converter bridge section between the valve side terminals 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 inductance of the smoothing reactor and at the other end, the leakage

reactance of the converter transformers. Travelling waves such as those caused by lightning strokes on the a.c. side of the transformer or on the d.c. line outside of the smoothing reactor are attenuated by the combination of series reactance and earth capacitance to a shape similar to switching surges. Consequently they should be considered as part of the switching surge co-ordination.

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

Steep-fronted surges, other than those caused by lightning, shall also be considered in the equipment design and testing as well as for insulation co-ordination. Such surges, caused by earth faults in the HVDC substation, are important for insulation co-ordination of the valves. These surges 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 can be determined by digital simulation studies.

In the a.c. switchyard section, steep fronted surges with front times of 5 ns to 150 ns may also be initiated by operation of disconnectors in gas-insulated switchgear. Also in the operation of SF_6 power circuit breakers, steep front overvoltages with front times of some tens of nanoseconds can appear.

12.6 Protective margins

Conventional procedures for insulation co-ordination are generally applied for insulation in HVDC substations. Alternatively, a statistical procedure can be used for self-restoring insulation.

In the conventional procedure, the maximum overvoltage to be expected at a specific location is established, based on the characteristics of the overvoltages and the protective devices (the surge arresters).

The maximum current through a surge arrester should be established through a digital computer or an HVDC simulator study. The maximum current or a higher value is defined as the co-ordinating current. The voltage across the arrester that corresponds to this current is the protection level. In the case of switching overvoltage it is referred to as the switching impulse protective level (SIPL). The corresponding quantity for lightning overvoltages is called the lightning impulse protective level (LIPL).

The maximum overvoltage on the equipment is given by the protective level of the arrester or the arrester combination across the equipment, including the influence of the connections between the equipment, the arresters, and the earth.

When the maximum overvoltages have been determined, the corresponding insulation levels, i.e., the switching impulse withstand voltage (SIWV) and the lightning impulse withstand voltage (LIWV) as defined in IEC 60071-1 can be established for the equipment to be protected by the surge arresters, taking into account protective margins.

Different from a.c. substation, it is not necessary to upward rounded off the insulation levels (SIWV, LIWV) to the standard values for HVDC equipment.

The protective margin can be expressed as:

$$\text{Margin} = (\text{safety factor} - 1) \times 100\ \%$$

where the safety factor is defined in IEC 60071-1 as:

$$\text{Safety factor} = \frac{\text{Switching or lightning impulse withstand voltage}}{\text{Maximum overvoltage}}$$

Practice on a.c. systems provides one basis for selecting margins, and the extensive successful experience on existing HVDC systems provides additional data for establishment of criteria for selecting margins. Also the use of metal oxide surge arresters results in more consistent protective levels than was possible with prior arrester technology.

For switching impulse surges, a 15 % margin for the valves has been widely used. However for certain specific applications a 10 % margin has been used.

For lightning impulse surges a 15 % to 20 % margin has been widely used for the valves. Protection of other equipment should apply a 15 % to 20 % margin for switching impulse surges and a 20 % to 25 % margin for lightning impulse surges. Use of these margins in past practice has resulted in successful experience.

For steep front surges with front time less than or equal to 0,5 μs a 20 % to 25 % margin over the maximum overvoltage level is appropriate for valves as well as other equipment. Penetration into the valves of extremely steep front surges should be avoided.

The major reasons for selection of a lower margin or safety factor for the valves than for other equipment are that the valves are usually protected by surge arresters directly connected across them and the ageing process for thyristor valves is different from that of conventional power equipment such as power transformers, because failed thyristors are replaced at the times of regular service inspections. The valves shall be designed such that other insulation than thyristors has higher withstand strength and therefore automatically provides higher margins.

Required levels of protective margins described above should be specified.

12.7 Arrester duties

Figures 18 to 22 should be referred for all arrester designations in this clause.

12.7.1 AC bus arresters (A_1, A_2 and A_3)

The a.c. side of an HVDC substation will usually be protected by arresters at the converter transformers (A_1) and depending on the station configuration at other locations (A_3). For UHVDC substation with series-connected converters, arresters (A_2) may be installed to protect the valve side of the converter transformers located at the upper side (Figure 22). These arresters are designed according to the criteria for conventional a.c. applications considering network earthing and lightning, switching, and temporary overvoltages. Because of possible saturation of the converter transformers and low frequency resonances between the filters and the a.c. system, in particular at clearing of faults, high overvoltages of long duration may appear. The arresters may then need to be designed for high current and high energy dissipation.

12.7.2 Arrester across filter reactors (FA)

The events to be considered with respect to filter arrester duties are switching and temporary overvoltages on the a.c. bus and discharge of the filter capacitor through the arrester during earth faults on the filter bus. The former determines the required SIPL and the latter the LIPL and the energy discharge requirement. In certain cases, high energy discharge duties may also result from conditions of low order harmonic resonance, or due to low order non-characteristic harmonics generated by unbalanced operation during a.c. system faults (see 5.3.7).

12.7.3 Valve arresters (V)

The events to be considered with respect to valve arrester duties are:

– limitation of switching surge voltages and temporary overvoltages transmitted from the a.c. side;
– discharge of the d.c. line, d.c. filter, and valve hall capacitances during an earth fault between the converter bridge and the high potential converter transformer;
– current extinction in only one commutating group;
– discharge of lightning surges resulting from shielding failures.

The first three types of events determine the arrester stresses of switching surge type. These often lead to high energy absorption capability requirements for the arresters.

The level of forward protective firing of the valves shall be co-ordinated with the protective characteristics of the arresters. When the level of the forward protective firing of the valves shall be greater than the protective characteristics of the arresters, this should be specified.

In the case of parallel connected converter units in rectifier operation, an earth fault between the converter bridge and the high potential converter transformer will impose additional energy absorption requirements on the affected arresters because of the fault currents fed from the parallel connected converter unit.

Valves should be designed to withstand the expected maximum current commutated from the directly parallel connected arresters when the valves turn on during the arrester discharging.

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

Application of a mid-point d.c. bus arrester is sometimes used to reduce the insulation level requirements on the valve side of the converter transformers.

Its duties are determined by current extinction in the lower six-pulse bridge and by lightning surges resulting from shielding failures. Data for this arrester are of the same order of magnitude as those for the valve arresters.

12.7.5 Converter unit d.c. bus arresters (CB) and converter unit arresters

The high voltage converter unit bus can be directly protected by a converter unit d.c. bus arrester connected between the bus and earth, see Figure 18, arrester CB. For series connected converter units as shown in Figure 22, usually a combination of a converter unit arrester, arrester C, connected between the d.c. terminals of the high voltage converter unit and a converter unit d.c. bus arrester CB2 for the low voltage converter unit is used.

Since the protection levels of both the converter unit d.c. bus arrester and the converter unit arrester are of the order of twice the nominal d.c. voltage, these arresters will normally not be exposed to high discharge currents from switching surges. Their characteristics are determined from the steady-state d.c. voltage levels. In the case of series connected converter units an additional requirement on arresters E_1 and E_2 is the discharge of the d.c. line when one converter unit is short-circuited.

12.7.6 DC bus and d.c. line arresters (DB and DL)

The characteristics of the d.c. bus and d.c. line arresters are determined from consideration of the maximum operating voltage as well as lightning and switching surges. The d.c. bus arrester DB determines the insulation level of the d.c. pole equipment. On HVDC systems incorporating cables, the protective levels of the d.c. line arrester DL may have to be selected based on consideration of the cable withstand characteristics.

When the HVDC line comprises overhead line sections as well as cable sections, consideration should be given to the application of surge arresters at the cable-overhead line junctions to prevent excessive overvoltages on the cable due to reflection of travelling waves.

12.7.7 Neutral bus arresters (E_1 and E_2)

The operating voltage for the neutral bus arresters is normally low. At balanced bipolar operation it will be practically zero. During monopolar operation it will consist mainly of a small d.c. voltage corresponding to the voltage drop in the electrode line or the metallic return conductor.

These arresters are provided to protect equipment from lightning surges entering the neutral bus and to discharge large energies during the following events:

– earth fault on the d.c. pole;

– earth fault between the valves and converter transformer;

– loss of return path during monopolar operation.

Their energy requirements will depend largely on the sequences to clear these faults.

12.7.8 DC reactor arrester (R)

An arrester can be connected in parallel with the d.c. reactor to protect it from subtractive lightning impulses that could otherwise impose excessive overvoltages across the reactor. Its use permits a reduction in the insulation requirements across the reactor winding.

12.7.9 DC filter arresters (FD)

The normal operating voltage of the d.c. filter reactor arrester is low and usually consists of one or more harmonic voltages. Arrester duties are determined mainly by transients resulting from earth faults on the d.c. pole.

12.8 Prevention of protective relay action due to arrester currents

Arrester currents may need to be taken into account when designing the relay protection for HVDC substations. In some cases arresters which carry large discharge currents, as for example the high energy neutral bus arresters, can be located within a differential protection zone. If so, such arrester currents may need to be measured and fed to the protection to avoid unwanted relay operations during events outside the protective relay zone which initiate arrester discharge currents.

12.9 Insulation clearances

Air clearances for outdoor insulation are in general based on the SIWV specified using normal correction factors due to electrode shapes.

Inside the valve buildings great care should be taken to achieve electrode shapes that minimize required clearance distances. Distances used are normally based on tests with the appropriate electrode shape. Inside the valve halls, distances are normally determined so as to achieve a 0,1 % flashover probability.

12.10 Creepage distances for the insulation

12.10.1 Outdoor insulation

The external insulation of outdoor insulators and bushings is determined mainly by its performance under polluted conditions at normal operating voltage. Insulators subjected to d.c. voltage perform differently than those subjected to a.c. voltage. DC insulators tend to

become more polluted than a.c. insulators located in the same substation because the d.c. insulators attract charged particles.

Depending on the pollution level, insulator d.c. withstand voltage under polluted conditions is generally lower than the r.m.s. a.c. withstand voltage. The d.c. withstand voltage also seems to be more dependent on insulator shape.

Specific creepage distances in the range of 2,5 cm/kV to 4,6 cm/kV have been used for areas with light to medium pollution. For regions of heavy pollution, creepage values of 4,8 cm/kV and higher have been specified.

Operators of many HVDC installations have found it necessary to use insulator washing, greasing, or application of other coatings to the insulators to improve flashover performance. Also, application of polymer type insulator could be one of the choices besides to above counter measure to the pollution.

Knowledge of station insulator performance under d.c. voltage stress and polluted conditions is limited. Further investigations are needed to establish reliable guidelines for determination of creepage distances.

12.10.2 Indoor insulation

Inside the valve halls except the thyristor valves a minimum specific creepage distance of 1,4 cm/kV to 1,6 cm/kV of nominal d.c. voltage has been widely used. The environment is clean and the humidity is controlled. Creepage distance is therefore not a major consideration.

It should be emphasized that keeping the valve hall environment is very important and the humidity and pollution levels should be controlled within limits.

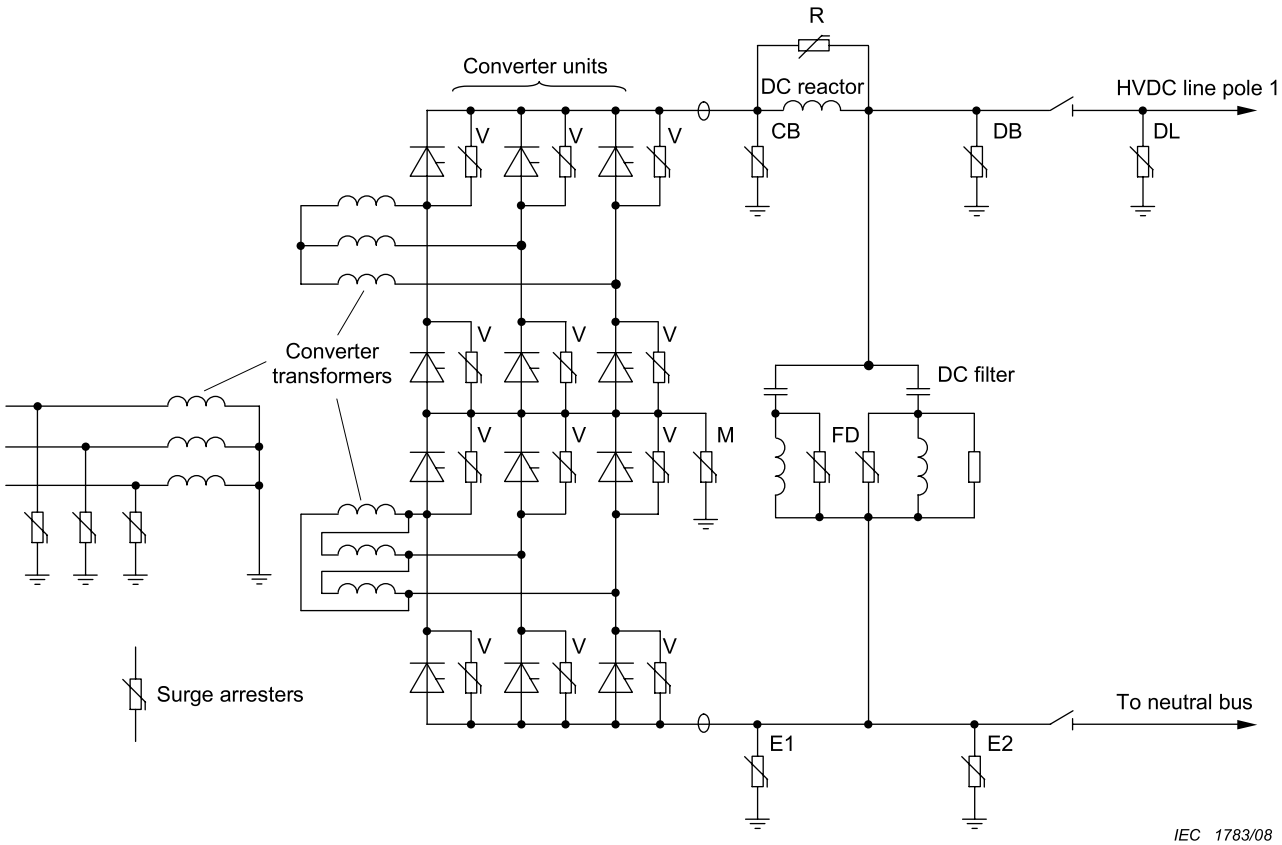


Figure 18 – Example of an arrester protection schene for an HVDC substation

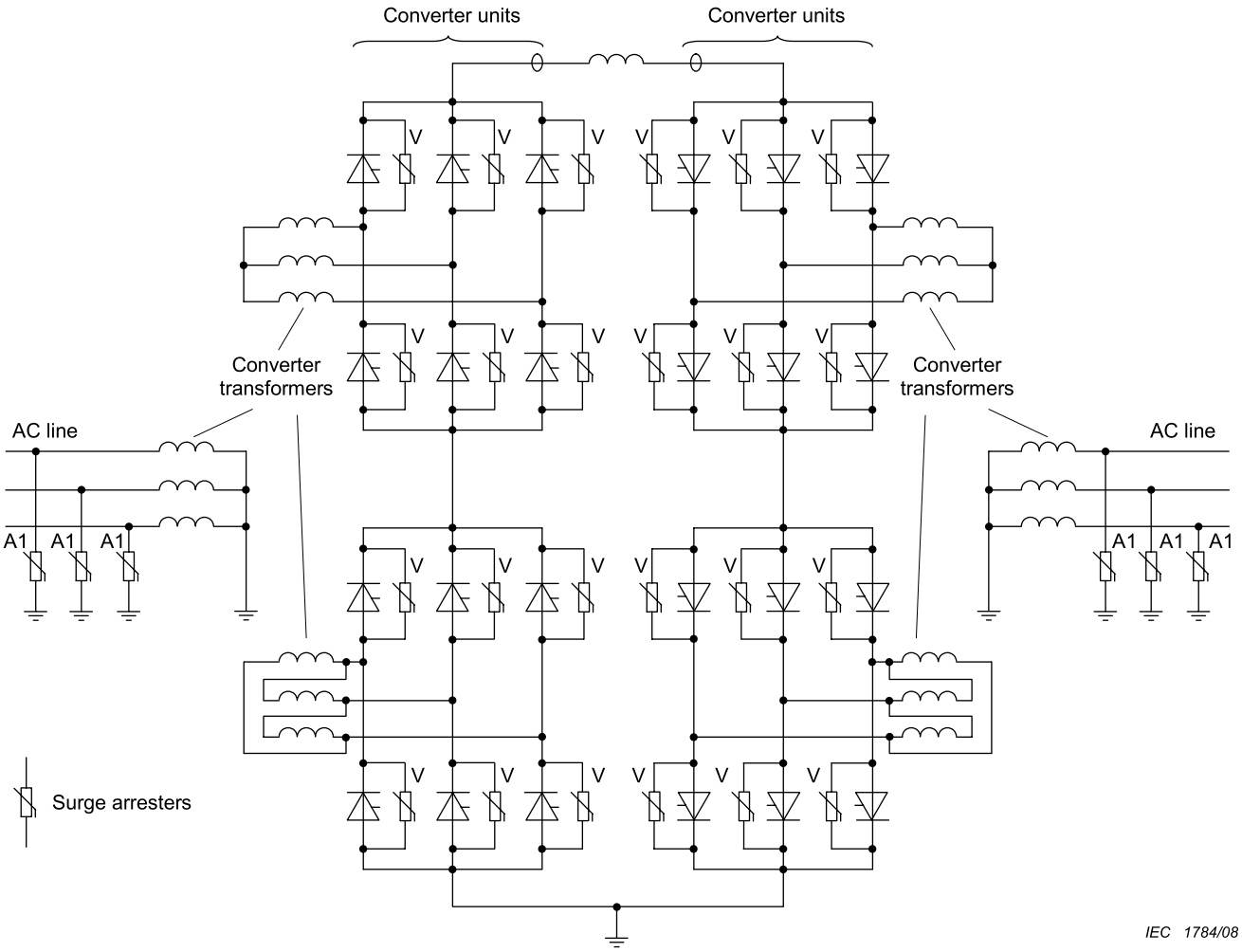


Figure 19 – Example of a d.c. arrester protection scheme for a back to back HVDC substation

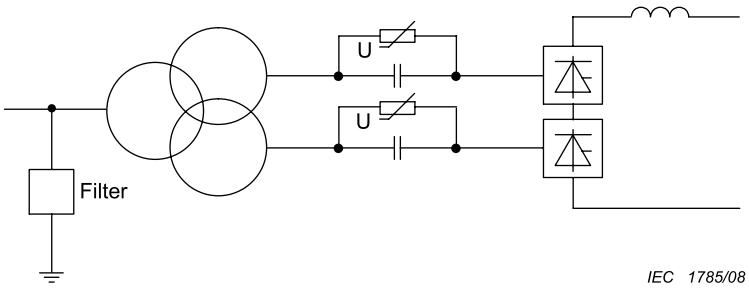


Figure 20a – Capacitor coupled converter (CCC)

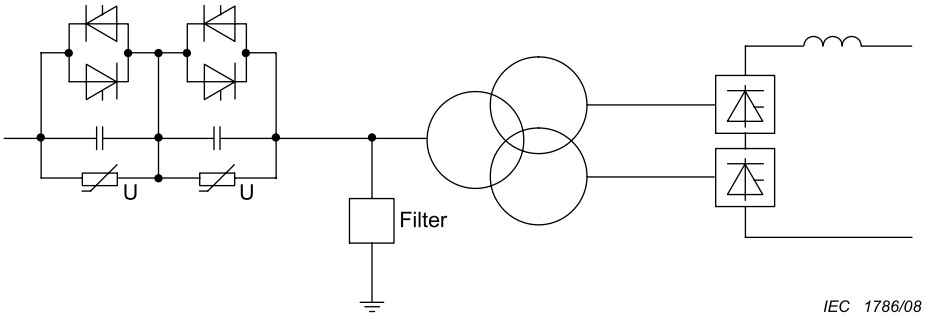


Figure 20b – Controlled series capacitor converter (CSCC)

Figure 20 –Example of an arrester protection arrangement for a capacitor commutated converter HVDC substation

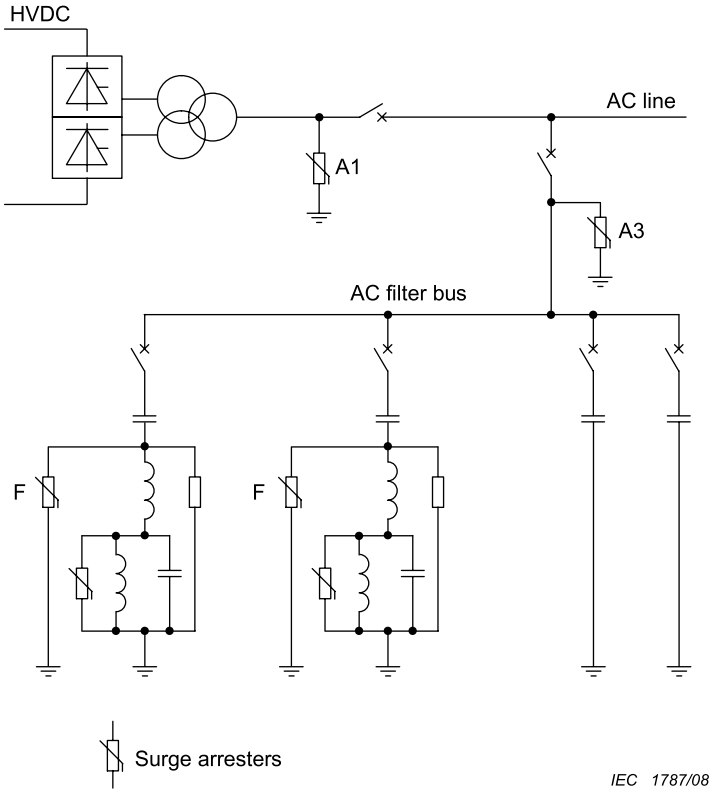


Figure 21 – Example of an a.c. arrester protection arrangement for an HVDC substation

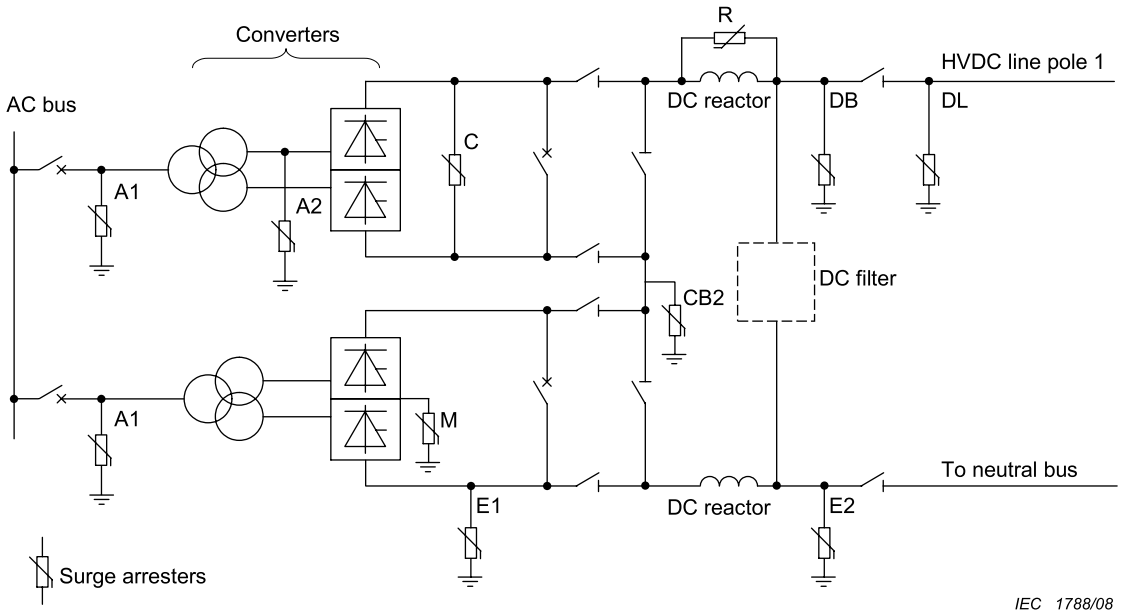


Figure 22 – Example of an arrester protection scheme in a HVDC substation with series-connected converters

13 Telecommunication requirements

13.1 General

As indicated in IEC 60919-1, different types of telecommunication can be used for the operation of an HVDC transmission link.

A main function of telecommunication in the operation of an HVDC link is to transmit control messages such as current or power orders, load and frequency control, etc. In addition it may also be used for supervision, operation and protection. Separate channels could be used for each function; however, often one channel can serve more than one function. In the allocation of channels protection requirements should be given priority.

Fault protection of station equipment and ability to restart after faults within the specified system recovery time should not be dependent on the telecommunication system. However the sending and receiving a.c. systems can be benefited by availability of tele-communication by for example, using it to diminish the impact of sudden changes in active and reactive power at the HVDC substation bus.

Protection of the HVDC substation equipments can be achieved reasonably without telecommunication and without impairing safe operation of the HVDC system. However compliance with requirements for minimum fault durations and short recovery times after faults may not be possible without telecommunication. Time settings that would be required for the protection for selectivity and safe switching sequences probably would not be compatible with the above objectives.

The telecommunication system should use a transmission path which should be secure from the effects of power system faults.

13.2 Specific requirements - Telecommunication systems

As discussed in Clause 9, the basic d.c. line protection criteria, dv/dt, d.c. voltage and d.c current, need interterminal communication to cope with certain specific fault conditions:

– high resistance line faults;
– to give discrimination between d.c. line faults and inverter side faults including inverter commutation failures;
– for protection without use of d.c. circuit-breakers of d.c. lines operating in parallel to permit automatic switching sequences;
– for automatic paralleling and deparalleling of poles as needed for clearing of permanent pole faults line without using d.c. circuit-breakers.

Protection against inverter commutation failures is usually achieved by increasing the inverter extinction angle. However, some protection strategies order the rectifier to decrease the line current via a telecommunication channel as an alternative to voltage dependent control (Clause 5).

A telecommunication channel in both directions can benefit operation of HVDC systems which use more than one converter unit per pole by maintaining an equal number of converter units in operation at each HVDC substation, following an automatic or manually-initiated unit blocking at each substation.

When a d.c. transmission is tied directly to a power station, the performance of the transmission may require control signals from the rectifier or the inverter to the power station. For example the signals could activate control sequences in the excitation or governing systems of the generators or it could optimize the number and loading of generator units and filter banks.

A telecommunication signal for each pole may be required to limit the current to a preset value following certain types of faults.

Similarly, a control signal for power reversal or change of power level can be used to enhance a.c. system stability for critical a.c. line outages (see Clause 5).

Telecommunication channels for control and protection should be redundant and on a pole basis.

Telecommunication may also be used for line fault location and discrimination between cable fault and overhead fault.

13.3 Consequence of telecommunication system outages

For many of the requirements in 13.2, a lack of telecommunication may not cause trouble other than to increase recovery time after a fault.

However a communication outage could seriously degrade the d.c. system performance, for example by failing to distinguish between an a.c. side inverter fault and an inverter end d.c. line fault. If all telecommunications are involved in the outage, the whole d.c. transmission could be shut down by the d.c. line protection for inverter faults. A partial solution for such an occurrence could come from introduction of a time delay in the d.c. line protection immediately after loss of the telecommunication.

Overall a.c. system voltage control on the rectifier and the inverter end can impose a requirement for telecommunication. Consequences of loss of these communications on a.c. system operation should be carefully considered.

13.4 Special considerations for power line carrier (PLC) systems

Power line carrier (PLC) performance may suffer from transient faults in the pole and shield wire conductors sufficiently to degrade performance of the control and protection systems, thus affecting the HVDC system performance. To minimize such effects the following requirements should be specified for the PLC system:

– for a carrier system using a pole conductor and a shield wire as a communication path, the insulation of the shield wire should be designed to avoid scintillation during normal operation and overvoltage conditions considered in the HVDC system design;
– for a fault on the d.c. line or during a flashover of a shield wire insulator, the degradation of the power line carrier signal should be minimized sufficiently to avoid impairment of the specified HVDC system transmission performance level;
– carrier frequencies chosen for the protection and control channels should be as high as possible to avoid carrier interference produced by the converter stations. A power line carrier filter may be required if the frequency selections do not avoid such effects.

In addition the following sources of transient disturbances on PLC over HVDC transmission lines should be carefully examined:

– interference from noise coupled from the electrode line;
– interference from a.c. lines paralleling or crossing the d.c. transmission line;
– interference due to pole-to-pole coupling on the HVDC line.

14 Auxiliary systems

14.1 General

The auxiliary systems of an HVDC substation are the support sources required to enable the HVDC system to produce its full range of power outputs, to enable the station to be maintained in good running condition and to allow the system to be safely shutdown.

These auxiliary systems can be broadly classified in two major groups, the electrical and the mechanical auxiliary systems.

14.2 Electrical auxiliary systems

14.2.1 General requirements

Steady-state considerations of electrical auxiliary systems were discussed in IEC 60919-1. This Part 2 discussion includes those aspects of electrical auxiliary system performance and requirements related to or which support the performance of HVDC systems during fault and switching-initiated transients.

The electrical auxiliary systems of HVDC substations are nearly always supplied from the a.c. networks to which the rectifier and inverter stations are connected. Consequently, faults in the a.c. networks or on the a.c. feeders which supply auxiliary power to HVDC substations could influence the performance of the auxiliary equipment and as a result the performance of the HVDC transmission. General practice then requires at least two main independent sources.

Although the load on the auxiliary system is usually only 0,2 % to 1 % of the HVDC substation rating, the security of the HVDC system depends vitally upon the correct operation of the auxiliary system during faults and switching transients, and the specification of the electrical auxiliary system should therefore emphasize this greater importance. In consequence it is generally appropriate that the electrical auxiliary system of a large HVDC substation should be much more complex and extensive than for a small HVDC substation.

Station auxiliary power loads can be classified in three categories: essential, emergency and normal loads. Essential loads are those necessary to assure the nominal power transmission capability of the HVDC substation. Emergency loads are those which should be in operation or should be ready to operate with minimum delay in the event of a power failure on the main a.c. bus. The normal or other loads in the station are those which are not closely related to the station's power conversion capability.

In the essential category are those loads such as the control and protection systems which cannot be interrupted or be exposed to transients. They are often described as the first grade auxiliary power loads. They are most often supplied from low voltage a.c. auxiliary power busbars through converters from batteries or uninterruptable power supplies with redundant battery chargers.

To achieve 100 % redundancy and the necessary high degree of reliability, the essential load buses are nearly always supplied from two main independent power sources. They are arranged with automatic changeover to allow one of the primary sources to feed all loads in this category in the event of failure in the other source. Consideration should be given to the simultaneous interruption of both main power sources with respect to the design of the HVDC substation equipment and the auxiliary system.

Design of the automatic transfer might be arranged for normal parallel operation, minimum time delay transfer, or intentional time delay transfer depending on the HVDC substation's requirements as to the allowable interruption time in such power supplies or load synchronization constraints, etc.

Loads which do not require 100 % redundancy are often fed from one of two feeders which can be selected by changeover switches located near the equipment being served.

A special problem for regions subject to freezing temperatures is provision of an alternative power source to avoid freezing of some systems such as, oil lines, diesel fuel supplies, primary water systems, etc., in the event of complete power blackouts.

The auxiliary electrical systems should be designed to operate satisfactorily under full and overload HVDC transmission capacity following disturbances on the a.c. systems. The undervoltage operating limits for the auxiliary systems after a.c. fault clearing should be consistent with the HVDC link low voltage operating criteria.

Design of the auxiliary systems should take into account expected long duration fluctuations in the a.c. supply sources and operate satisfactorily under anticipated operating conditions in the supplying a.c. system.

14.2.2 Specific requirements

Each pole should have its own independent and completely duplicated auxiliary supply for its essential loads. Consideration should also be given to switching and transfer arrangements, during loss of service to one pole, for supplying auxiliary service from the auxiliary service of the other pole.

The auxiliary electrical system should be designed to ensure that after a short temporary interruption, caused by a disturbance in the a.c. system interfacing the HVDC substations, it will not prevent re-establishment of HVDC power transmission within the recovery time specified, after supply to the auxiliary service is re-energized.

The auxiliary electrical system should operate without interruption or shut down of any auxiliary system over the specified range of over and under frequencies for the HVDC link.

Uninterruptible power supplies should maintain output frequency and voltages within the limits required by the auxiliary systems it feeds, so that the operation of valve groups will not be impaired, and to assure continuous protection co-ordination during short time interruptions of up to 2 s of the a.c. power supply to the auxiliary systems.

Control and protection design of auxiliary electrical systems should follow similar practices used for a.c. low voltage industrial or commercial applications, with special regard for the fault clearing speed and protective device selectivity. Particular attention is suggested to:

– avoid paralleling two or more main auxiliary supplies to limit the short-circuit duties of the auxiliary service components;
– provide means for assuring synchronism when two buses are to be paralleled during automatic changeover from one source to another;
– changeover being accomplished within the time requirements of the particular load being supplied with due allowance for the voltage conditions on the buses involved.

14.3 Mechanical auxiliary systems

The mechanical auxiliary systems for an HVDC substation include the following important systems: valve cooling; synchronous compensator cooling; compressed air; fire detection, protection and extinguishing; insulating oil; diesel oil; water supply; drainage and sewage; air conditioning; ventilation; and mechanical load handling facilities.

The above systems are required so that full electric power transmission can be maintained aon the HVDC system. The valve cooling system is probably the most important and critical.

The design of the converters will determine the type of valve cooling system. Generally, it will be either air or liquid cooled. Cooling for a valve group should be dimensioned to handle the power losses from each valve group. Moreover provision should be made for stand-by or spare components so that the failure or shut-down of a fan, cooling pump, heat exchanger, etc. will not cause a reduction of d.c. transmission capacity under any reasonably expected combination of load and ambient conditions (if it is not allowed to utilise the redundant cooling equipment for overload operation).

A supervisory and alarm system may well be included to monitor the auxiliary power functions essential to thyristor valve operation and cooling. Such functions might include:

– air-cooled valves: maximum incoming and outgoing air temperature for the thyristor assemblies; maximum air temperature to and from the heat exchangers; differential pressure across the valves; maximum and minimum temperature in the valve hall; pressure and air flow at critical locations in the air handling facilities; etc.
– water-cooled valves: deionized water temperatures from and to the valves; water level in expansion vessels; water conductivity; pressure drop across the valve cooling pipes; low water flow through a valve; water oxygen content if necessary; if a cooling tower is used, water temperatures and heat exchanger temperatures; and temperature and humidity of the valve hall air and air handling system.

The supervisory system should be arranged to give alarm warnings for low and high limits of the items described above, as well as for loss of pumps or fans, for low reserves of water and the need for refilling of storage vessels, and for water leakage in the thyristor valve structures, etc.

It should also give an alarm signal for such excursions from normal as: high temperature of the deionized water or of the air to and from the valves; low water flow through a valve; or loss of too many pumps or fans, for which a trip signal might be initiated by the supervisory system.

Another mechanical system important for full power transmission is the cooling system for the HVDC transmission's reactive power supplies such as synchronous compensators and static compensators. An independent cooling system should be provided for each such reactive power supply system with sufficient redundancy of major or critical elements in its cooling system to minimize any reduction of transmitted HVDC power resulting from loss of one reactive power source.

Compressed air systems can be important for safe shutdown of the HVDC substation particularly if compressed air is required for operation of switching equipment.

Mechanical equipment in the HVDC substation shall be designed to operate satisfactorily during transients including those which result in over- or underspeed.

Other mechanical auxiliary systems are often provided for maintenance needs or for safety reasons. These are not directly related to the transient performance of an HVDC transmission system.

Moreover provision should be made for standby or spare components so that the failure or shut-down of a fan, cooling pump, heat exchanger, etc. will not cause a reduction of d.c. transmission capacity under any reasonably expected combination of load and ambient conditions, including overload operation (if it is not allowed to utilise the redundant cooling equipment for overload operation).

Bibliography

In addition to the standards referred to in IEC 60919-2, the following publications are considered particularly useful reference materials, but the list may not be complete.

IEC 60044-1: 2003, *Instrument transformers – Part 1: Current transformers*

IEC 60044-5 :2004, *Instrument transformers – Part 5: Capacitor voltage transformers*

IEC 60050-371:1984, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Chapter 371: Telecontrol*
Am.1:1997

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

IEC 60050-436:1990, *International Electrotechnical Vocabulary – Chapter 436: Power capacitors*

IEC 60050-441:1984, *International Electrotechnical Vocabulary – Chapter 441: Switchgear, controlgear and fuses*
Am.1:2000.

IEC 60050-448:1995, *International Electrotechnical Vocabulary – Chapter 448: Power system protection*

IEC 60050-471:2007, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 471 : Insulators*

IEC 60050-521:2002, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 521: Semiconductor devices and integrated circuits*

IEC 60050-551:1998, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 551: Power electronics*

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

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

IEC/TR 60071-4:2004, *Insulation co-ordination. – Part 4: Computational guide to insulation co-ordination and modelling of electrical networks*

IEC/TS 60071-5:2002, *Insulation co-ordination – Part 5: Procedures for high-voltage direct current (HVDC) converter station*

IEC 60076 (all parts), *Power transformers*

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

IEC 60505: 2004, *Evaluation and qualification of electrical insulation systems*

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 60831-1:2002, *Shunt power capacitors of the self-healing type for a.c. systems having a rated voltage up to and including 1 000 V – Part 1: General – Performance, testing and rating – Safety requirements – Guide for installation and operation*

_____

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS 68
1 Domaine d'application 70
2 Références normatives 71
3 Généralités sur les spécifications du fonctionnement transitoire des systèmes CCHT 71
3.1 Spécifications du fonctionnement transitoire 71
3.2 Commentaire général 72
4 Transitoires de manœuvres sans défaut 72
4.1 Généralités 72
4.2 Mise sous tension et hors tension des équipements côté c.a. 72
4.3 Réjection de charge 75
4.4 Démarrage et arrêt des unités de conversion 76
4.5 Fonctionnement des disjoncteurs et des interrupteurs c.c. 76
5 Défauts du réseau alternatif 78
5.1 Généralités 78
5.2 Catégories de défauts 79
5.3 Objet des spécifications affectant le fonctionnement transitoire 79
5.3.1 Impédance effective du réseau c.a. 79
5.3.2 Transfert de puissance pendant les défauts 80
5.3.3 Recouvrement après élimination du défaut 81
5.3.4 Consommation de puissance réactive pendant les défauts et la période de recouvrement 81
5.3.5 Réjection de charge à la suite de défauts côté alternatif 82
5.3.6 Manœuvre des équipements de puissance réactive 82
5.3.7 Effets des courants et tensions harmoniques pendant les défauts 83
5.3.8 Changement de modes de régulation en fonctionnement sur défauts 83
5.3.9 Modulation de puissance CCHT 83
5.3.10 Réduction d'urgence de la puissance 83
5.4 Impact de la spécification sur la stratégie de contrôle 84
6 Défauts des filtres à c.a., des équipements de compensation de puissance réactive et du jeu de barres du poste c.a. 85
6.1 Généralités 85
6.2 Surtensions transitoires dans les bancs de filtres 85
6.3 Surintensités transitoires dans le filtre et les bancs de condensateurs 86
6.4 Protection contre le déséquilibre dans le banc de condensateurs 86
6.5 Exemples de protection des filtres et bancs de condensateurs 87
6.6 Protection de l'inductance shunt 88
6.7 Protection de la barre omnibus alternative 88
7 Défauts de l'unité de conversion 91
7.1 Généralités 91
7.2 Courts-circuits 91
7.3 Défaillance d'une unité de conversion dans l'exécution des fonctions assignées 92
7.3.1 Généralités 92
7.3.2 Fonctionnement en redresseur 93
7.3.3 Fonctionnement en onduleur 93

7.4 Protection de l'unité de conversion 93
7.4.1 Protection différentielle du convertisseur 93
7.4.2 Protection contre les surintensités 94
7.4.3 Protection contre les surtensions alternatives 94
7.4.4 Protection contre le fonctionnement à angle d'amorçage élevé 94
7.4.5 Protection contre les ratés de commutation 94
7.4.6 Protection des valves à thyristors 94
7.4.7 Protection du transformateur 94
7.4.8 Protection contre les discordances du changeur de prises du transformateur 95
7.4.9 Protection contre les défauts à la terre sur la connexion c.a. 95
7.5 Aspects de protection supplémentaires pour les unités de conversion connectées en série 95
7.6 Aspects de protection supplémentaires pour les unités de conversion connectées en parallèle 96
8 Défauts d'inductances, filtre et autres équipements à courant continu 97
8.1 Généralités 97
8.2 Types de défauts 98
8.3 Zones de protection 98
8.4 Protection de neutre 98
8.4.1 Généralités 98
8.4.2 Détection de défaut de neutre 98
8.4.3 Isolement des défauts de barre de neutre 99
8.4.4 Défauts de barre de neutre bipolaire 99
8.5 Protection de l'inductance de lissage 99
8.6 Protection des filtres d'harmoniques à courant continu 100
8.6.1 Généralités 100
8.6.2 Protection contre les défauts des bancs de filtre 100
8.6.3 Protection des condensateurs de filtres c.c. 100
8.7 Protection contre les harmoniques c.c. 101
8.8 Protection contre les surtensions sur la ligne CCHT 101
8.9 Protection de l'appareillage côté continu 101
9 Défauts de la ligne à courant continu 104
9.1 Défauts de ligne aérienne 104
9.2 Défauts de câble 104
9.3 Caractéristiques des défauts du réseau continu 105
9.4 Spécifications fonctionnelles de détection des défauts c.c. 105
9.5 Séquences de protection 105
9.5.1 Défauts de ligne aérienne 105
9.5.2 Défauts dans les réseaux à câbles 106
9.5.3 Défauts sur réseaux mixtes: ligne aérienne/câble 106
9.5.4 Défauts de l'un des câbles d'une liaison par câbles connectés en parallèle 106
9.5.5 Défauts dans un réseau à lignes aériennes parallèles 106
9.6 Schémas de protection contre les défauts 106
9.7 Circuit ouvert sur le côté c.c. 107
9.8 Protection de croisement de lignes de puissance 107
10 Défauts de la ligne d'électrode de terre 108
10.1 Généralités 108

10.2 Besoins particuliers – Ligne de terre 108
10.3 Contrôle de la ligne d'électrode 108
11 Défauts du conducteur de retour métallique 109
11.1 Conducteur pour le circuit de retour 109
11.2 Défauts du circuit de retour métallique 109
11.3 Détection des défauts – Retour métallique 110
11.4 Système de protection contre les défauts de retour métallique 110
12 Coordination de l'isolement – Systèmes CCHT 113
12.1 Généralités 113
12.2 Schéma de protection utilisant des parafoudres 114
12.3 Surtensions de manoeuvre et surtensions temporaires sur la partie alternative 114
12.4 Surtensions de manoeuvre et surtensions temporaires sur la partie continue 114
12.5 Surtensions de foudre à front raide 115
12.6 Marges de protection 115
12.7 Fonctions des parafoudres 117
12.7.1 Parafoudres de barres alternatifs (A_1, A_2 et A_3) 117
12.7.2 Parafoudres aux bornes des inductances de filtres (FA) 117
12.7.3 Parafoudres de valve (V) 117
12.7.4 Parafoudres de point milieu (M) 118
12.7.5 Parafoudres de barre à courant continu de la conversion (CB) et parafoudres d'unité de conversion 118
12.7.6 Parafoudres de barre à courant continu et parafoudres de la ligne à courant continu (DB et DL) 118
12.7.7 Parafoudres de neutre à courant continu (E1 et E2) 118
12.7.8 Parafoudres d'inductance à courant continu (R) 119
12.7.9 Parafoudres de filtre à courant continu (FD) 119
12.8 Prévention contre l'action des relais de protection provoquée par les courants de parafoudres 119
12.9 Distances d'isolement 119
12.10 Lignes de fuite pour l'isolation 119
12.10.1 Isolation extérieure 119
12.10.2 Isolation intérieure 120
13 Besoins en télécommunications 124
13.1 Généralités 124
13.2 Besoins particuliers – Réseaux de télécommunication 124
13.3 Conséquences de l'indisponibilité du réseau de télécommunication 125
13.4 Considérations particulières relatives aux systèmes à courant porteur de ligne (CPL) 125
14 Systèmes d'alimentation auxiliaire de puissance 126
14.1 Généralités 126
14.2 Systèmes auxiliaires électriques 126
14.2.1 Généralités 126
14.2.2 Exigences particulières 127
14.3 Systèmes auxiliaires mécaniques 128
Bibliographie 130

Figure 1 – Interrupteurs côtés c.c. pour sous-station CCHT avec unités de conversion connectées en série 78
Figure 2 – Exemple de caractéristisques de commande dépendant de la tension 84
Figure 3 – Exemple de disposition de bancs de filtres et de condensateurs et d'inductances c.a. pour un grand système CCHT bipolaire 89
Figure 4 – Exemple de disposition des transformateurs de courant pour protection différentielle des barres et filtres alternatifs 89
Figure 5 – Exemple de protection du filtre contre les défauts à la terre restreints 90
Figure 6 – Exemple d'emplacement des transformateurs de courant pour la protection contre le déséquilibre des bancs de condensateur et la protection d'un bras de filtre double réglé contre la surcharge 90
Figure 7 – Exemples de court-circuits de phase alternative, court-circuits côté pôle et défauts d'une unité de conversion à 12 impulsions 96
Figure 8 – Zones de protection pour unités de conversion connectées en série 97
Figure 9 – Zones de protection pour unités de conversion connectées en parallèle 97
Figure 10 – Exemple de zones de protection c.c. pour des unités de conversion connectées en série 102
Figure 11 – Exemple de zones de protection c.c. pour des pôles de conversion connectés en parallèle 103
Figure 12 – Système monopolaire avec retour métallique montrant un disjoncteur de transfert de retour métallique (TCRM) 111
Figure 13 – Fonctionnement monopolaire d'un système bipolaire pendant une défaillance du pôle de conversion 111
Figure 14 – Circulation du courant continu dans le réseau alternatif pendant un défaut du conducteur de retour métallique alors que la terre de la sous-station CCHT est utilisée pour la mise à la terre du circuit continu 112
Figure 15 – Flux du courant à la terre pendant des défauts sur la ligne 112
Figure 16 – Exemple de détection des défauts du retour métallique au moyen d'un signal alternatif auxiliaire 113
Figure 17 – Exemple d'utilisation du TCRM pour éteindre les défauts à la terre du conducteur de retour métallique 113
Figure 18 – Exemple d'un schéma de protection par parafoudre pour une sous-station CCHT 121
Figure 19 – Exemple de schéma de protection c.c. par parafoudres pour une sous-station CCHT connectée en dos à dos 122
Figure 20 – Exemple de disposition de protection par parafoudre pour une sous-station CCHT de convertisseurs commutés par condensateurs 122
Figure 21 – Exemple de disposition de protection par parafoudre côté c.a. pour une sous-station CCHT 123
Figure 22 – Exemple d'un schéma de protection par parafoudre dans une sous-station CCHT avec des convertisseurs connectés en série 123

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

_____

FONCTIONNEMENT DES SYSTÈMES À COURANT CONTINU HAUTE TENSION (CCHT) MUNIS DE CONVERTISSEURS COMMUTÉS PAR LE RÉSEAU –

Partie 2: Défauts et manœuvres

AVANT-PROPOS

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

DÉGAGEMENT DE RESPONSABILITÉ
Cette version consolidée n'est pas une Norme IEC officielle, elle a été préparée par commodité pour l'utilisateur. Seules les versions courantes de cette norme et de son(ses) amendement(s) doivent être considérées comme les documents officiels.

Cette version consolidée de l'IEC TR 60919-2 porte le numéro d'édition 2.1. Elle comprend la deuxième édition (2008-11) [documents 22F/160/DTR et 22F/165/RVC] et son amendement 1 (2015-06) [documents 22F/344/DTR et 22F/345A/RVC]. Le contenu technique est identique à celui de l'édition de base et à son amendement.

Cette version Finale ne montre pas les modifications apportées au contenu technique par l'amendement 1. Une version Redline montrant toutes les modifications est disponible dans cette publication.

La tâche principale des comités d'études de l'IEC est l'élaboration des Normes internationales. Toutefois, un comité d'études peut proposer la publication d'un rapport technique lorsqu'il a réuni des données de nature différente de celles qui sont normalement publiées comme Normes internationales, cela pouvant comprendre, par exemple, des informations sur l'état de la technique.

L'IEC 60919-2, qui est un rapport technique, a été établie par le sous-comité 22F: Electronique de puissance pour les réseaux électriques de transport et de distribution, du comité d'études 22 de l'IEC: Systèmes et équipements électroniques de puissance.

La présente édition contient les changements fondamentaux suivants par rapport à l'édition précédente:

a) ce rapport ne concerne que les convertisseurs commutés par le réseau;
b) des changements significatifs ont été effectués pour la technologie du système de contrôle;
c) certaines limites environnementales ont été introduites, par exemple les niveaux de bruit audible maximaux;
d) les convertisseurs connectés au travers de condensateurs (CCC) et les convertisseurs à condensateurs en série contrôles (CCSC) ont été ajoutés.

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

Une liste de toutes les parties de l'IEC 60919, sous le titre général: *Fonctionnement des systèmes à courant continu haute tension (CCHT) munis de convertisseurs commutés par le réseau*, est disponible sur le site web de l'IEC.

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

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

FONCTIONNEMENT DES SYSTÈMES À COURANT CONTINU HAUTE TENSION (CCHT) MUNIS DE CONVERTISSEURS COMMUTÉS PAR LE RÉSEAU –

Partie 2: Défauts et manœuvres

1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 60919, qui est un rapport technique, fournit des indications générales sur les performances de fonctionnement transitoire et sur les exigences de protection contre les défauts pour les systèmes à courant continu haute tension (CCHT). Il se rapporte au fonctionnement transitoire lié aux défauts et manoeuvres dans le cas des systèmes CCHT à deux extrémités, utilisant des convertisseurs à 12 impulsions comprenant des ponts de Graetz hexaphasés mais ne couvre pas les systèmes de transmission CCHT multiterminaux. Cependant, certains aspects liés à la mise en parallèle de convertisseurs et de lignes, s'ils relèvent d'un système à deux extrémités, seront également abordés. Les convertisseurs sont supposés utiliser des valves à thyristors dans les bras de pont, avec des parafoudres à oxyde métallique sans éclateur pour la coordination de l'isolement, et permettre le transport d'énergie dans les deux sens. Les valves à diode ne sont pas prises en considération dans le présent rapport.

Seuls les convertisseurs commutés par le réseau sont traités dans le présent rapport, qui comprend les configurations du circuit du convertisseur commuté par condensateur. Les spécifications générales pour les convertisseurs commutés par le réseau à semiconducteur sont données dans l'IEC 60146-1-1, l'IEC 60146-1-2 et l'IEC 60146-1-3. Les convertisseurs alimentés en tension ne sont pas pris en compte.

Le rapport entier se compose de trois parties dont la présente norme constitue la deuxième, l'IEC 60919-1 traitant du régime établi, l'IEC 60919-3 concernant le fonctionnement dynamique. Un effort a été fait pour éviter les répétitions entre les trois parties. En conséquence, les utilisateurs sont invités à considérer les trois parties du rapport avant de préparer une spécification pour l'achat d'un système CCHT à deux extrémités.

Les lecteurs sont avertis de bien faire la différence entre les spécifications de fonctionnement du système et les spécifications de réalisation des équipements pour les composants individuels de ce système. Alors que les spécifications des équipements et des essais ne sont pas définies dans ce rapport, l'accent est mis sur celles qui pourraient avoir une influence directe sur le fonctionnement du système. Les performances détaillées de fonctionnement en régime sismique sont exclues de ce rapport. Par ailleurs, en raison des multiples variantes qui peuvent exister entre les différents systèmes CCHT, celles-ci ne seront pas étudiées en détail. Par conséquent, il convient de ne pas utiliser ce rapport en tant que spécification pour un projet particulier, mais plutôt en tant que base d'une spécification appropriée, étudiée pour répondre aux besoins réels d'un système pour un schéma particulier de transmission d'énergie électrique. Ce rapport n'a pas pour objet de distinguer la responsabilité de l'utilisateur de celle du constructeur en ce qui concerne le projet spécifié.

Les termes et définitions pour le transport du courant continu haute tension (CCHT) utilisés dans le présent rapport sont donnés dans l'IEC 60633.

Puisque les matériels sont habituellement spécifiés et achetés séparemment, la ligne de transport CCHT, la ligne de terre et l'électrode de terre sont uniquement incluses à cause de leur influence sur la performance du système CCHT.

Pour les besoins du présent rapport, un poste CCHT est considéré pour représenter une ou plusieurs unités de conversions installées dans un emplacement unique avec des bâtiments, des inductances, des filtres, une alimentation réactive et un équipement de commande, de surveillance, de protection, de mesure et auxiliaire. Bien qu'il n'y ait aucun propos sur les postes de sectionnement courant alternatif dans le présent rapport, les filtres à courant alternatif et les sources de puissance réactive sont traités, bien qu'ils puissent être connectés à un bus à courant alternatif séparé du poste CCHT.

2 Références normatives

Les documents de référence suivants sont indispensables pour l'application du présent document. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

IEC 60146-1-1, *Convertisseurs à semiconducteurs – Spécifications communes et convertisseurs commutés par le réseau – Partie 1-1: Spécifications des clauses techniques de base*
Amendement 1 (1996)

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

IEC 60146-1-3, *Convertisseurs à semi-conducteurs – Spécifications communes et convertisseurs commutés par le réseau – Partie 1-3: Transformateurs et bobines d'inductance*

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

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

IEC 60700-1, *Essais des Valves à thyristors pour le transport d'énergie en courant continu à haute tension (CCHT)*

IEC TR 60919-1:2010, *Performance of high-voltage direct current (HVDC) systems with line-commutated converters – Part 1: Steady-state conditions*
Amendement 1:2013 (disponible en anglais seulement)

IEC TR 60919-3:2009, *Fonctionnement des systèmes à courant continu haute tension (CCHT) avec des convertisseurs commutés par le réseau – Partie 3: Conditions dynamiques*

3 Généralités sur les spécifications du fonctionnement transitoire des systèmes CCHT

3.1 Spécifications du fonctionnement transitoire

Il convient qu'une spécification complète des performances de fonctionnement transitoire d'un système CCHT pendant les défauts et les manoeuvres comprenne aussi les besoins de protection contre les défauts.

Ces concepts seront introduits aux endroits appropriés dans les différents articles consacrés aux fonctionnements transitoires suivants:

– Article 4 – Transitoires de manoeuvres sans défauts
– Article 5 – Défauts du réseau alternatif

– Article 6 – Défauts des filtres à c.a., des équipements de compensation de puissance réactive et du jeu de barres du poste c.a.
– Article 7 – Défauts de l'unité de conversion
– Article 8 – Défauts des inductances, des filtres et autres équipements à courant continu
– Article 9 – Défauts de la ligne à courant continu
– Article 10 – Défauts de la ligne d'électrode de terre
– Article 11 – Défauts du conducteur de retour métallique
– Article 12 – Coordination de l'isolement – Systèmes CCHT
– Article 13 – Besoins en télécommunications
– Article 14 – Systèmes d'alimentation auxiliaires

Le développement des articles suivants consacrés à la ligne c.c., à la ligne d'électrode de terre et à l'électrode de terre elle-même, se limite à la description des relations entre ces éléments et le fonctionnement transitoire ou la protection des stations de conversion CCHT.

3.2 Commentaire général

En général, des stratégies de contrôle peuvent être utilisées pour minimiser les effets des perturbations; néanmoins, il convient d'identifier les cas où la sécurité du matériel repose sur leur bon fonctionnement.

4 Transitoires de manœuvres sans défaut

4.1 Généralités

Cet article traite du comportement transitoire du système CCHT pendant et après les manoeuvres effectuées sur les parties c.a. ou c.c. des sous-stations de conversion, et ne s'applique pas aux défauts d'équipement ou de ligne qui seront traités dans les articles suivants du présent rapport.

Les manoeuvres sans défauts peuvent être classées de la façon suivante:

a) mise sous tension et hors tension des équipements du côté c.a. tels que: transformateurs de conversion, filtres c.a., réactances shunt, bancs de condensateurs, lignes c.a., compensateurs statiques (SVC ou CER de puissance réactive) et compensateurs synchrones ;
b) réjection de charge;
c) mise en service et hors service des unités de conversion;
d) fonctionnement des disjoncteurs et sectionneurs c.c. pour la mise en parallèle des pôles et des lignes, raccordement et séparation des pôles et des lignes c.c., des lignes d'électrode de terre, des circuits de retour métallique, des filtres c.c., etc.

4.2 Mise sous tension et hors tension des équipements côté c.a.

Durant la vie d'un système de transport à CCHT, les mises sous tension et hors tension des transformateurs de conversion, des filtres c.a., des inductances shunt, des bancs de condensateurs, des compensateurs statiques de puissance réactive et autres peuvent être fréquentes. En fonction des caractéristiques du réseau c.a. et des équipements à manoeuvrer, les contraintes de courant et de tension qui en résultent sont appliquées sur les équipements manoeuvrés et affectent aussi certaines parties du réseau c.a.

Les surtensions et surintensités qui sont critiques pour la conception de l'installation sont généralement dues à des défauts (Articles 5 à 9) et non aux manoeuvres normales. Néanmoins, elles sont présentées ici pour fournir des informations plus complètes. Elles sont significatives par rapport aux perturbations sur les tensions des réseaux c.a.

Les manoeuvres de filtres entraînent aussi des distorsions transitoires sur la tension du jeu de barres. Ceci peut perturber le processus de commutation et entraîner, dans le cas d'un réseau faible, des défauts de commutation.

Il convient d'étudier les manoeuvres des équipements pour:

– déterminer les conditions critiques du réseau c.a. et des équipements qui peuvent contribuer à de telles contraintes anormales ainsi que les actions qui peuvent être prises pour les atténuer;
– dimensionner les appareils;
– vérifier la charge des parafoudres.

Des transitoires apparaissent d'habitude lorsque les filtres et les bancs de condensateurs sont manoeuvrés pour contrôler les interférences harmoniques ainsi que la tension aux bornes en régime établi lorsque cela est nécessaire.

Etant donné l'apparition fréquente de surtensions de manoeuvre, il est généralement souhaitable que les dispositifs de protection contre les surtensions n'absorbent pas une quantité d'énergie appréciable lors de ces manoeuvres. Par exemple, les amplitudes des surtensions qui résultent des manoeuvres habituelles d'appareils de coupure peuvent être minimisées en utilisant des résistances adéquates incorporées aux disjoncteurs de filtres et de bancs de condensateurs, ou bien en synchronisant la fermeture des disjoncteurs. Cela peut également diminuer les risques de défaut de commutation de l'onduleur. Le système de commande CCHT peut aussi être utilisé utilement pour amortir certaines surtensions.

Il convient que des appareils de coupure sans réamorçage soient utilisés pour la manoeuvre des condensateurs afin d'éviter des surtensions importantes dues aux réamorçages qui peuvent apparaître à la suite d'un déclenchement des filtres ou des bancs de condensateurs.

Les courants d'appel à la mise sous tension des transformateurs peuvent causer des interactions indésirables dans les réseaux alternatifs et continus. Lorsqu'un transformateur de convertisseur est déconnecté du réseau de courant alternatif, il convient de déconnecter le transformateur en maintenant les filtres côté courant alternatif connectés en parallèle, si possible, au lieu de déconnecter le transformateur seul ou en utilisant les dispositifs de synchronisation. De cette manière, la saturation restante se réduira et les courants d'appel seront réduits. Après quelques centaines de millisecondes, les filtres pourraient être déconnectés du transformateur.

Les mesures prises le plus couramment pour réduire les courants d'appel incluent: l'utilisation de résistances de préinsertion pour les disjoncteurs, la synchronisation des pôles de disjoncteurs ou le positionnement des régleurs en charge des transformateurs sur la position la plus haute. La position la plus haute des régleurs fait référence à la position des régleurs avec le plus grand nombre de spires enroulées. La synchronisation exige la commutation à un instant optimal dans chaque phase, c'est-à-dire un disjoncteur fermant à 90 degrés après le passage à la tension zéro. Cela implique que les trois pôles du disjoncteur ne peuvent pas commuter simultanément. Pour les disjoncteurs avec des mécanismes d'entraînement unipolaire (et ainsi une unité de synchronisation séparée), ce n'est pas un problème. L'unité de synchronisation est simplement programmée pour donner des ordres de commutation clairement séparés dans le temps aux pôles. Néanmoins, il est à noter que la saturation d'un transformateur de conversion déjà sous tension peut survenir à la suite de la mise sous tension d'un autre transformateur dans le poste de conversion, ou encore à la suite de la manoeuvre d'un compensateur statique de puissance réactive.

Aussi l'application de filtres harmoniques d'ordre bas peut être utile en réduisant les problèmes avec les courants d'appel. L'efficacité de telles mesures dépend largement du système et des caractéristiques pertinentes de l'équipement. De plus, la réponse du système c.a. peut être sensible au nombre de transformateurs de convertisseur déjà alimentés, spécialement s'ils ne sont pas encore chargés comme les connexions en série des unités de conversion multiples.

La mise sous tension de bancs de condensateurs et de filtres change la caractéristique de l'impédance du système. Dans le cas de système à capacité de court-circuit relativement faible, l'ajout d'une composante capacitive déplace la crête d'impédance élevée de la courbe fréquence-impédance vers les fréquences plus faibles. Si la crête d'impédance élevée se produit près du second harmonique, des surtensions importantes pourraient être présupposées pendant les défauts. Pour atténuer une telle situation, une résistance d'amortissement pourrait être ajoutée aux condensateurs.

La mise sous tension de bancs de condensateurs et de filtres produit des oscillations entre ces éléments et le reste du réseau. Là encore, selon la taille des bancs et les caractéristiques du réseau, des surtensions de manoeuvre peuvent apparaître en même temps que des surintensités dans les composants du réseau c.a. déjà mis sous tension.

Il convient de prêter attention aux possibilités de détérioration des condensateurs durant leur remise sous tension, à cause des charges résiduelles qui subsistent après une manoeuvre d'ouverture. Des mesures peuvent être nécessaires pour les décharger avant leur remise sous tension, lorsque leurs résistances internes de décharge ne sont pas suffisamment efficaces dans les limites de temps souhaitées pour la manoeuvre. Sinon, il faudra prévoir une durée plus longue avant d'effectuer une nouvelle manoeuvre.

La mise sous tension des filtres excite les fréquences auxquelles, en combinaison avec le réseau c.a., ils sont accordés. De même, le déclenchement des filtres et des bancs de condensateurs peut aussi provoquer des oscillations de tension sur le réseau alternatif.

Des compensateurs statiques de puissance réactive peuvent être prévus pour stabiliser la tension et contrôler les surtensions temporaires. Il convient que la mise sous tension des compensateurs statiques soit telle qu'elle ne produise qu'un faible transitoire sur la tension du réseau ou même aucun. La plupart d'entre eux ont une commande dont l'action peut être utilisée pour atteindre cet objectif.

Le raccordement et le déclenchement des réactances et des condensateurs shunt produisent des variations sur la tension alternative. Il convient que la taille et le fonctionnement de ces équipements soient spécifiés de façon à limiter à un niveau acceptable les variations de tension provoquées par les manoeuvres.

La mise sous tension et hors tension des lignes de transmission c.a. connectées aux sous-stations CCHT produit également des transitoires de tension qu'il convient de prendre en compte. Ces manoeuvres modifient aussi les impédances harmoniques du réseau alternatif, ce qui modifie les phénomènes transitoires harmoniques.

Les compensateurs synchrones peuvent produire des transitoires de tension au démarrage et lors de leur fonctionnement en moteur à induction, absorbant ainsi de la puissance réactive et réduisant la tension du réseau. Il convient d'examiner avec soin cet aspect de fonctionnement.

Il convient qu'un tableau des niveaux acceptables de surtension et de surintensité temporaires ou transitoires durant les manoeuvres des différents composants du réseau, ou de préférence un diagramme des niveaux attendus de surtension et surintensité transitoires en fonction du temps, soit développé pour les spécifications.

En rapport avec ce qui précède, il convient que des informations aussi complètes que possible concernant les caractéristiques électriques du réseau alternatif et de son évolution future, soient également fournies dans les spécifications. Il convient aussi d'indiquer des critères pertinents de fonctionnement, ainsi que les niveaux actuels et attendus de surtension c.a.

Il convient que les performances désirées pour les sous-stations CCHT, dans les conditions transitoires décrites dans les paragraphes précédents soient stipulées à la fois pour la mise en service et pour la mise hors service des différents composants.

Il convient de coordonner le fonctionnement en cas de surtension de la liaison CCHT avec les caractéristiques réelles de fonctionnement du réseau alternatif existant auquel elle doit être intégrée.

4.3 Réjection de charge

Des réductions soudaines de la puissance transmise sur la liaison CCHT peuvent se produire sans l'apparition de défauts:

– à la suite du déclenchement non intentionnel des disjoncteurs alternatifs dans l'une ou l'autre des stations terminales;
– à la suite du blocage et du shuntage des unités de conversion qui peuvent résulter d'une action du système de commande;
– à la suite d'une baisse de production d'énergie ou encore d'une multitude d'autres raisons.

Les niveaux de tension sur le réseau alternatif augmenteraient alors, essentiellement du fait de l'excès de compensation de puissance réactive qui en résulte dans la sous-station CCHT. Les conditions de ferrorésonance peuvent être atteintes à cause de la saturation des transformateurs de puissance et des résonances entre transformateurs, filtres et réseau alternatif. Ces surtensions peuvent être accentuées par les écarts de fréquence dans le réseau alternatif.

Des précautions particulières doivent être prises au cas où l'onduleur se retrouve isolé du réseau alternatif avec seulement les filtres et les bancs de condensateurs shunt raccordés.

Dans ce cas, l'onduleur doit être bloqué et shunté pour éviter tout dommage causé par les surtensions aux composants du filtre ou sur les parafoudres côté alternatif. L'ouverture du ou des disjoncteurs éloignés sur un réseau ayant une seule ou quelques lignes qui connectent l'onduleur au réseau c.a. doit être prise en compte lors de la conception du schéma de protection.

Les transitoires à la réjection de charge faisant suite à des défauts sur le réseau seront abordés en 5.3.5.

Il convient que les niveaux acceptables de surtensions causées par la réjection de charge soient spécifiés en termes d'amplitude et de durée, particulièrement si les contraintes qui en résultent sont plus importantes que celles dont il est question en 4.2.

Il convient de développer des stratégies appropriées pour retrouver les conditions normales de fonctionnement. Parmi les procédures possibles pour y arriver, il y a: la commande des unités de conversion encore en service pour régler la tension du réseau, le branchement d'inductances, ou encore le déclenchement des bancs de condensateurs ou de filtres. Si les bancs de condensateurs ou de filtres doivent être manoeuvrés dans des conditions de surtension, cela doit être pris en compte lors de la détermination des caractéristiques de dimensionnement et du pouvoir de coupure des disjoncteurs associés. Dans les cas où un disjoncteur existant dont le pouvoir de coupure n'est pas suffisant peut être appelé à fonctionner, il convient que sa manoeuvre soit verrouillée et que d'autres moyens soient utilisés pour réduire les surtensions.

Lorsque les convertisseurs doivent être utilisés pour régler la tension, il faut alors prendre en considération la conception et la fabrication des valves pour un fonctionnement à grands angles de retard à l'amorçage.

L'utilisation jusqu'à un certain point d'une stratégie de réduction des surtensions du réseau c.a. par les convertisseurs dépend des besoins de continuité en fourniture d'énergie qui satisfont au fonctionnement dynamique du réseau c.a.

D'autres moyens, tels que condensateurs ou réactances commutés, compensateurs synchrones, compensateurs statiques de puissance réactive, etc., peuvent être mis en oeuvre pour limiter les surtensions à des niveaux tolérables et pour atteindre le bon fonctionnement du convertisseur.

Comme pour toutes décisions sur la conception d'un système, les coûts auront une grande importance. Néanmoins, des compromis sont nécessaires entre le coût et les performances du système.

4.4 Démarrage et arrêt des unités de conversion

Il convient d'établir les procédures de démarrage et d'arrêt normal d'un pôle CCHT par l'opérateur.

La mise en marche et l'arrêt des unités de conversion connectées en série s'effectuent par le système de commande et quelquefois conjointement avec la manoeuvre d'appareils de coupure en parallèle avec les unités de conversion. A cette fin, on suit normalement une séquence automatique, au cours de laquelle une mise en shuntage du pont par les valves est activée avant la fermeture de l'interrupteur de shuntage.

Il convient de spécifier tous les besoins ou contraintes particulières liés à cette procédure, tels que la variation maximale permise sur le jeu de barres à tension c.a., les besoins spéciaux d'interverrouillage, ou la variation maximale de la puissance transmise, etc.

Il convient de préciser si le système doit fonctionner avec un nombre réduit de convertisseurs par rapport à la configuration finale, et particulièrement pendant les étapes de développement du projet.

4.5 Fonctionnement des disjoncteurs et des interrupteurs c.c.

Les appareils de connexion sont utilisés sur le côté continu des réseaux de transmission CCHT pour effectuer les fonctions suivantes:

– shunter et déconnecter les ponts de convertisseur;
– connecter ou déconnecter le pôle de sous-station à la ligne d'électrode de terre pour les liaisons bipolaires;
– connecter les pôles ou bipôles en parallèle, y compris l'inversion de polarité si nécessaire;
– commuter la barre de neutre;
– connecter ou déconnecter la ligne c.c.;
– connecter ou déconnecter les filtres c.c.;
– connecter les filtres c.c. en parallèle pendant un fonctionnement monopolaire.

Les appareils de connexion peuvent être classés selon différents aspects. La Figure 1 donne un exemple de disposition des appareils de connexion sur le côté continu d'une sous-station de conversion, avec la légende suivante:

– interrupteurs commutant un courant (I);
– sectionneurs (S);
– sectionneurs de terre (T).

Il convient de distinguer:

– les appareils utilisés pour s'ouvrir sous un courant nul, même s'ils ont un pouvoir d'établissement et de coupure du courant limité;
– les appareils capables de transférer le courant d'un circuit à un autre en parallèle; ces appareils doivent avoir une capacité d'absorption d'énergie suffisante lors du transfert du courant;

– et les disjoncteurs c.c. capables de couper tout courant c.c. dans les limites de leur dimensionnement et de supporter la tension de rétablissement qui suit.

A l'avenir, des disjoncteurs c.c. pourront être utilisés pour permettre sans restriction la mise en parallèle ou la déconnexion de pôles de sous-stations ou de pôles de ligne c.c. Une utilisation particuliere du disjoncteur c.c. est l'interrupteur de transfert du circuit de retour métallique (TCRM ou MRTB).

Les interrupteurs à vide et les disjoncteurs c.c. ayant un pouvoir de coupure du courant n'excédant pas le courant de la charge doivent être coordonnés avec les actions du système de contrôle dans les conditions de défauts et pendant les séquences de manoeuvres. Par exemple, la mise en parallèle et la déconnexion de pôles de sous-stations ou de pôles de ligne nécessitent l'ouverture et la fermeture de plusieurs appareils.

Ces manoeuvres créent une grande variété de tension et courant transitoires, et les différentes fonctions sont effectuées selon des séquences spécifiées et contrôlées par le système de commande c.c.

Ainsi, les transitoires dépendent du système de commande, du temps de fonctionnement des appareils et des caractéristiques électriques des réseaux c.a. et c.c.

Pour un réseau à deux terminaux où les exigences de fiabilité sont élevées, utiliser un disjoncteur de réseau c.c. offre la possibilité d'augmenter la fiabilité et la disponibilité de la transmission par l'utilisation de lignes en parallèle sectionnées le long de leur trajet. Cela permet d'isoler l'une des lignes parallèles ou des sections de ligne, au cas où il y aurait un défaut permanent ou pour les besoins de l'exploitation, sans qu'il y ait de coupure, même momentanée, de la transmission c.c.

La capacité de transmission maximale, dans le cadre des limites thermiques du reste du réseau sain, pourrait donc être maintenue. Bien entendu, des protections sélectives devraient être utilisées comme dans le cas des liaisons parallèles à c.a.

Il convient que les caractéristiques de fonctionnement, incluant les spécifications de rapidité soient déterminées et spécifiées pour tout interrupteur et disjoncteur nécessaires à la transmission CCHT considérée.

Lors des spécifications des appareils de connexions c.c., les fonctions suivantes doivent être définies:

– rôle dans la sous-station CCHT;
– modes de fonctionnement;
– spécifications de temps de fonctionnement;
– courant permanent;
– courant à l'ouverture;
– courant à la fermeture;
– tension à l'ouverture;
– tension entre contacts ouverts;
– tension à la terre en position fermée et ouverte.
– absorption d’énergie maximale pour une commutation (ou pour deux commutations ou plus suivant les critères caractéristiques)
– niveau, à la terre, de résistance à une impulsion générée par la foudre
– niveau, entre disjoncteurs ouverts, de résistance à une impulsion générée par la foudre
– niveau, à la terre, de résistance à une impulsion de commutation
– niveau, entre disjoncteurs ouverts, de résistance à une impulsion de commutation

Dans le cas de court-circuit franc à la terre sur le côté c.c. d'un pôle, un interrupteur neutre au moins doit être capable de transférer le courant injecté dans la terre à partir du pôle en fonctionnement.

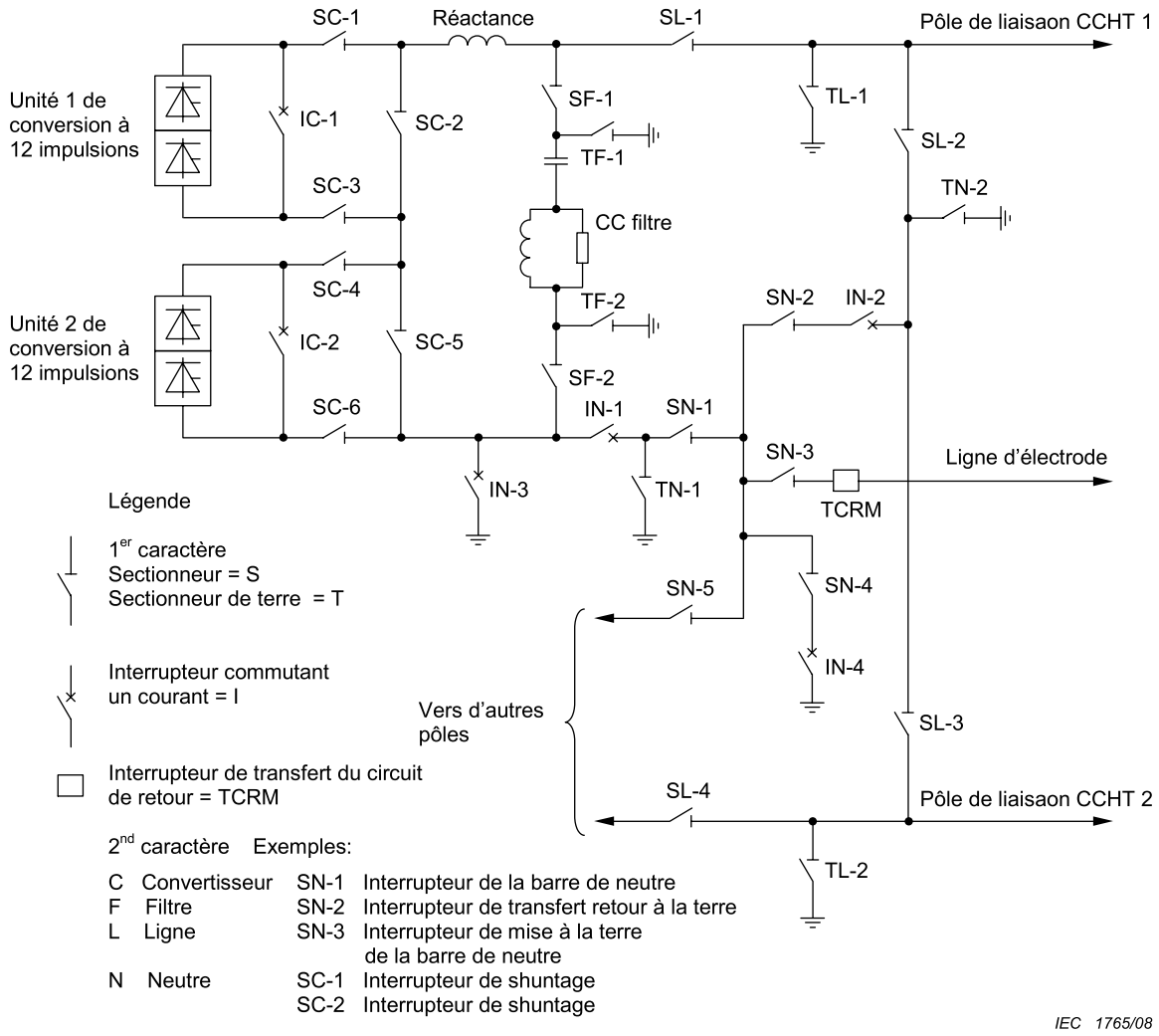


Figure 1 – Interrupteurs côtés c.c. pour sous-station CCHT avec unités de conversion connectées en série

5 Défauts du réseau alternatif

5.1 Généralités

Le fonctionnement transitoire du système CCHT lors de défauts du réseau à courant alternatif et pendant la période qui suit immédiatement l'élimination du défaut sont autant de considérations importantes pour établir les spécifications et la conception de ce système. Les performances de rétablissement du transit, étant influencées par la mise en oeuvre de stratégies de contrôle spécifiques, influent directement sur le dimensionnement des équipements CCHT, sur les installations des sous-stations c.a. connectées et sur la réponse du réseau c.a. connecté.

5.2 Catégories de défauts

Il convient que les défauts du réseau c.a. définis ci-dessous soient considérés lors de la préparation des spécifications d'un système CCHT:

– les défauts à l'extrémité génératrice (redresseur) et à l'extrémité réceptrice (onduleur) pour chaque direction du flux d'énergie;

– les défauts triphasés à la terre et monophasés à la terre aux sous-stations CCHT.

– les défauts du réseau à courant alternatif, éloignés des sous-stations CCHT; il convient de considérer les procédures de réenclenchement;

– les divers défauts des lignes alternatives et continues, décrits ci-dessus, pour le cas où une ligne parallèle alternative serait étroitement couplée à la ligne c.c. Un cas extrême de ce type est le contournement d'un conducteur c.a. vers un conducteur c.c., au point de croisement entre les deux lignes.

Il convient que les spécifications CCHT concernant le fonctionnement transitoire pendant et après les défauts des réseaux alternatifs englobent tous les domaines concernés par le fonctionnement des réseaux c.a. et c.c. ainsi que le dimensionnement des équipements. Pour aboutir à un équilibre optimal entre le coût du système et ses performances, il convient de considérer quelques aménagements dans le cahier des charges du CCHT.

Les caractéristiques qui influent sur le fonctionnement transitoire pendant et après les défauts du réseau c.a. sont abordées dans les paragraphes suivants.

5.3 Objet des spécifications affectant le fonctionnement transitoire

5.3.1 Impédance effective du réseau c.a.

Sous la forme la plus simple, l'impédance effective du réseau c.a. est en général exprimée comme le rapport de court-circuit (RCC ou SCR), c'est-à-dire le quotient de la puissance de court-circuit du système c.a. (MVA) à la puissance assignée du convertisseur c.c. (MW).

Néanmoins, le rapport de court-circuit s'exprime plus précisément par l'admittance du réseau c.a. sur la base de la puissance assignée c.c. et de la tension assignée du réseau c.a. Cela est défini à la fréquence du réseau et doit en principe inclure l'angle. Beaucoup d'études ont montré que l'admittance globale du convertisseur est à considérer ainsi que celle des filtres et d'autres éléments de puissance réactive connectés au jeu de barres c.a. de la sous-station CCHT. C'est ce qu'on appelle le rapport de court-circuit effectif (RCCE ou ESCR). Les impédances aux fréquences harmoniques de bas rang sont les plus significatives.

Le rapport de court-circuit défini ici diffère du rapport SCR défini dans l'IEC 60146-1-1 où la base est la puissance apparente assignée du convertisseur (MVA).

Les facteurs de performance sur défauts transitoires affectés par le rapport de court-circuit sont:

a) le transfert de puissance pendant les défauts pour maintenir un fonctionnement stable sans ratés de commutation;

b) le temps de recouvrement, spécialement pour les défauts côté onduleur;

c) le contrôle des tensions de recouvrement après défaut à l'intérieur de limites tolérables;

d) les conditions possibles de résonance à basses fréquences, c'est-à-dire inférieures au cinquième harmonique;

e) les surtensions temporaires.

Tous ces facteurs deviennent plus prononcés lorsque l'impédance et l'angle de phase du réseau c.a. augmentent.

5.3.2 Transfert de puissance pendant les défauts

Les systèmes CCHT peuvent être sensibles à des défauts du réseau c.a. relativement éloignés pour lesquels les changements de tension aux noeuds c.a. du système CCHT ne sont pas très importants.

L'effondrement et la distorsion de tension associés à des défauts du réseau à courant alternatif affectent les angles de retard à l'amorçage des convertisseurs et entraînent une réduction de la puissance c.c. transportée. Pour les défauts triphasés éloignés, la perte de puissance est essentiellement proportionnelle à la baisse de tension alternative jusqu'à un niveau de la tension continue pour lequel une loi de commande dépendant de la tension doit s'imposer. Cela est développé dans les paragraphes suivants. Une réduction de puissance supplémentaire peut se produire à la suite d'un changement de mode de régulation, comme cela est décrit en 5.3.8.

Une loi de commande dépendant de la tension permet de modifier les limites ou bien les consignes de courant des convertisseurs de chaque extrémité, de façon coordonnée et sans perte de marge de courant. La tension c.c. à chaque extrémité est un signal commun aux deux extrémités redresseur et onduleur pour la coordination sans qu'il y ait besoin d'autres communications. Il existe diverses lois de ce type; la Figure 2 en montre un exemple typique.

Au cas où les convertisseurs seraient utilisés pour le réglage de la commande de puissance réactive, il convient que la tension d'entrée pour la commande dépendant de la tension soit la tension du noeud c.a.

Il convient d'effectuer des études du système c.a. pour déterminer les ajustements optimaux des seuils de tension c.c., des limites de courant, des constantes de temps ou des taux de variation des rampes, s'il y en a, pour chaque système.

Pour les défauts c.a. monophasés à la terre dans le poste du redresseur ou tout près, la réduction de transfert de puissance pour les convertisseurs modernes est aussi approximativement proportionnelle à la valeur moyenne du creux de tension c.a., puisqu'un déséquilibre de l'angle d'allumage peut être créé facilement pour compenser les fortes dissymétries de la tension c.a.

Par ailleurs, pour la plupart des stratégies de contrôle de l'onduleur utilisant des systèmes d'allumage équidistants, le premier allumage qui est réglé pour minimiser les ratés de commutation fixe l'allumage de toutes les autres valves. Cette opération de contrôle du fonctionnement, en conjonction avec la commande dépendant de la tension, produit normalement un transfert de puissance minimal pendant les défauts monophasés c.a. de l'extrémité onduleur. Les stratégies qui consistent en un transfert de la commande équidistante vers un contrôle individuel d'angle d'allumage pendant les défauts à la terre côté alternatif de l'onduleur offrent un moyen d'augmenter le niveau minimal de puissance mentionné ci-dessus, sans pour autant entraîner un nombre excessif de ratés de commutation.

Pour à la fois obtenir un transfert de puissance stable autant que possible et éviter une erreur de commutation pendant les défauts, une commande optimisée de l’angle de marge peut être appliquée. Par exemple, une détection de l’angle de marge direct ou indirect de la valve du thyristor peut être mise en application et appliquée à la commande de l’angle de marge en boucle fermée.

Les transferts de puissance que l'on peut obtenir dans des conditions de défaut du courant alternatif, dépendent largement des caractéristiques du système CCHT dont il est question et ne pourront donc être déterminés avec exactitude que par des études sur calculateur ou/et sur simulateur analogique.

5.3.3 Recouvrement après élimination du défaut

Le temps de recouvrement peut être défini comme étant la durée nécessaire au système CCHT, après élimination du défaut, pour retrouver un certain niveau de puissance, en général 90 %, le dépassement et la durée d'établissement étant spécifiés.

Le temps de recouvrement du système CCHT peut être rapide, par exemple 50 ms à 100 ms avec les systèmes de contrôle modernes pour tous les défauts non permanents du redresseur ou de l'onduleur de systèmes c.a. à faible impédance. Cependant, en pratique, beaucoup de systèmes CCHT au stade de projet ou déjà installés sont connectés à des réseaux c.a. à forte impédance à l'une ou l'autre des sous-stations CCHT. Dans ce cas, les temps de recouvrement peuvent être plusieurs fois supérieurs à ceux des systèmes CCHT reliés à des réseaux c.a. à faible impédance. On peut aussi s'attendre à une durée plus longue de recouvrement pour les systèmes CCHT utilisant de longs câbles c.c. et de très longues lignes aériennes.

L'ajustement de la durée de recouvrement doit tenir compte des caractéristiques de stabilité du réseau c.a. pour les durées d'élimination des défauts par les protections primaires, et éventuellement de secours.

Néanmoins, certains facteurs tels que la nécessité de minimiser les ratés de commutation ou bien la tension de recouvrement après défaut influencent souvent le temps de recouvrement réellement prévu dans la stratégie de contrôle du système c.c.

Le recouvrement peut souvent être amélioré en maintenant, si possible, le passage de courant continu, même de moindre amplitude en allumant les valves pendant des défauts sévères monophasés à la terre et triphasés. L'allumage des valves pendant la durée du défaut ou la reprise de la séquence d'allumage immédiatement après l'élimination du défaut peut également réduire l'importance des tensions de recouvrement et améliorer la stabilité.

Il convient que les spécifications mentionnent la durée prévue des défauts monophasés et triphasés, y compris les durées d'élimination par les protections de secours les plus probables, pour lesquelles il convient de prévoir la capacité de recouvrement rapide du système CCHT. Cela est important, car certaines valves doivent être conçues avec un stockage d'énergie suffisant pour que les circuits d'amorçage fonctionnent après les périodes de défauts prévisibles.

5.3.4 Consommation de puissance réactive pendant les défauts et la période de recouvrement

La consommation de la puissance réactive des sous-stations CCHT pendant et après les défauts c.a. dépend de la stratégie de contrôle adoptée. Des limites de consigne de courant en fonction de la tension avec des caractéristiques bien étudiées sont souvent utilisées pour modifier la consommation de puissance réactive en fonction de la tension pour améliorer la capacité de l'onduleur à récupérer sans défaut de commutation.

Des stratégies peuvent être adoptées pour la sous-station CCHT restée saine à l'autre extrémité et, lorsque c'est encore possible, dans la sous-station en défaut elle-même, pour préserver la consommation de puissance réactive ou le soutien de la tension à un niveau suffisant pour maintenir les tensions des barres c.a. dans des limites prescrites.

Pendant les ratés de commutation, des variations importantes de puissance réactive se produisent. Des ratés de commutation persistants dans les convertisseurs suivis d'un fonctionnement de protection, se traduisent par un flot de puissance réactive réjectée dans le réseau alternatif, ce qui peut conduire à des surtensions importantes dans un réseau à forte impédance.

Les études du système CCHT ont une grande importance pour déterminer les moyens de contrôler la tension du jeu de barres alternatives et pour maintenir la commutation ainsi que la stabilité des réseaux c.a. interconnectés.

5.3.5 Réjection de charge à la suite de défauts côté alternatif

Les conditions de défauts qui peuvent provoquer le blocage de l'onduleur, le déclenchement des charges, l'impossibilité de débloquer lors de l'élimination de défauts triphasés et des ratés de commutation sévères, conduisent toutes à une sorte de réjection de charge qui peut initier de fortes surtensions temporaires, des ferrorésonances et des instabilités du réseau c.a., ce qui peut causer l'effondrement du réseau.

De plus, pour certains systèmes c.a., il faut prêter une grande attention aux possibilités de réjection de charges importantes conduisant à une auto-excitation des générateurs ou des compensateurs synchrones situés à l'intérieur des sous-stations CCHT ou électriquement proches de celles-ci.

Les surtensions de réjection de charge ont un impact direct sur les caractéristiques de l'équipement CCHT.

Il convient d'effectuer des études pour:

– estimer à quel point les équipements actuels du réseau c.a. peuvent supporter ces surtensions et concevoir les mesures correctives nécessaires;
– déterminer les spécifications des équipements de sous-stations CCHT y compris toutes les protections c.a. nécessaires pour supporter de façon satisfaisante une telle surtension due à la réjection de charge.

Les convertisseurs peuvent être utilisés pour limiter les surtensions, à la condition d'avoir leurs impulsions de commande débloquées. Néanmoins, il faut considérer le cas où le convertisseur est bloqué pendant des défauts du réseau alternatif et où les tentatives successives de récupérer restent infructueuses. De telles éventualités peuvent indiquer un besoin d'autres moyens, tels que des appareils de connexion rapides pour les sources de puissance réactive, des compensateurs statiques de puissance réactive (SVC ou CER), des filtres d'harmoniques amortis de bas rang ou encore des dispositifs de protection à dissipation d'énergie pour contrôler les surtensions causées par la réjection de charge.

Il convient que les spécifications déterminent l'importance et la durée tolérable des surtensions pour les cas cités ci-dessus.

5.3.6 Manœuvre des équipements de puissance réactive

La manoeuvre des équipements de compensation de puissance réactive tels que les filtres alternatifs, les condensateurs shunt et les bancs d'inductances shunt est une stratégie couramment appliquée, côté c.a. des sous-stations CCHT, pour contrôler les interférences harmoniques et la tension du jeu de barres en régime établi, ce dernier en fonction de la charge du réseau c.a. ou de la tension alternative primaire.

Lors de l'élaboration des spécifications des appareils de coupure permettant de manoeuvrer les filtres, les inductances shunt ou les bancs de condensateurs shunt, l'attention doit être portée non seulement sur la capacité et la vitesse de coupure en régime établi, mais aussi sur les exigences de surtension qui peuvent résulter de l'élimination des défauts alternatifs et des fortes réjections de charge.

Des complications supplémentaires peuvent survenir si un appareil de manoeuvre de puissance réactive ne permet pas une coupure de courant sûre pendant des surtensions dues à une réjection de charge temporaire. Dans ce cas, des dispositions doivent être prises pour mettre en place un disjoncteur de secours ayant une capacité adéquate permettant de déconnecter les sources de puissance réactive excédentaire.

5.3.7 Effets des courants et tensions harmoniques pendant les défauts

Des ratés de commutation ou des allumages erronés de façon répétée se produisant pendant un défaut alternatif ou pendant la phase de rétablissement peuvent engendrer des courants et des tensions à des harmoniques de bas rang non caractéristiques et exciter d'autres fréquences côtés c.a. et c.c. Celles-ci peuvent exciter temporairement des résonances dans les systèmes alternatifs et continus, mais les tensions et courants qui en résultent ne sont en général pas excessifs, en partie grâce à l'amortissement procuré par des systèmes de commande modernes. Néanmoins, il convient que de tels phénomènes soient étudiés pour mesurer leur impact sur la surcharge temporaire des filtres et sur un éventuel mauvais fonctionnement de relais de protection du réseau c.a. par exemple.

Si le côté continu résonne à la fréquence fondamentale, la saturation des transformateurs de conversion peut survenir. Cela peut s'ajouter à d'autres sources d'harmoniques de second ordre sur le primaire et causer une éventuelle instabilité du système. De plus, un défaut monophasé à la terre, proche de la station de conversion, engendre de fortes tensions d'harmonique de second ordre sur le côté continu qui persistent tant que les valves sont allumées. Compte tenu de ces considérations, il est conseillé d'étudier soigneusement l'éventualité de toute résonance de la liaison continue à cet harmonique.

Des harmoniques créés pendant les défauts doivent donc être pris en considération pour le dimensionnement des filtres alternatifs et pour l'évaluation de la capacité de l'onduleur à commuter pendant les périodes de recouvrement après défaut.

Un autre problème qu'il convient d'examiner avec soin est l'éventuel mauvais fonctionnement des protections côté alternatif causé par des harmoniques de bas rang pendant les défauts alternatifs. Dans le cas où des relais de type numérique ont été utilisés, un mauvais fonctionnement pourrait être évité pour un certain degré de composante harmonique. Toutefois, il convient de prendre en compte le fait que les relais existants de type ancien ne possèdent pas d'immunité aux harmoniques.

5.3.8 Changement de modes de régulation en fonctionnement sur défauts

Des changements dans les modes de fonctionnement, c'est-à-dire dans les modes de régulation du courant ou de la puissance par exemple, peuvent être nécessaires dans des conditions de défauts alternatifs. Les passages du réglage du courant par le redresseur au réglage du courant par l'onduleur conduit à une réduction de la puissance qui nécessite un ajustement de la consigne de courant pour compenser la perte de puissance. Il convient d'examiner la coordination des marges de courant avec et sans communication entre les extrémités ainsi que les variations de la demande de puissance réactive lors de ces corrections de marges de courant.

Dans des réseaux c.a. à haute impédance, un fonctionnement instable peut survenir dans le mode de contrôle de la puissance pendant le régime transitoire causé par un défaut, à moins qu'une commutation de mode ne soit effectuée pour contrôler le courant, ou que le mode de contrôle de la puissance ne soit conçu pour maintenir une caractéristique à courant constant pendant les défauts.

5.3.9 Modulation de puissance CCHT

La stabilité transitoire du système alternatif et les performances de recouvrement du système CCHT peuvent quelquefois être améliorées en utilisant la modulation de puissance, de courant continu ou de tension continue. Cette option sera abordée dans l'IEC 60919-3.

5.3.10 Réduction d'urgence de la puissance

Dans des conditions de défaut dues à des défaillances critiques de lignes à c.a., la possibilité de réduire d'urgence le niveau de puissance ou même d'inverser la puissance peut être une parade nécessaire pour atténuer l'instabilité du réseau alternatif. Il convient que les spécifications prennent en considération l'impact de telles actions de contrôle sur:

– les éventuelles surtensions ou déstabilisations du réseau alternatif connecté à la sous-station de l'extrémité opposée, qui résultent de la réjection partielle de charge;

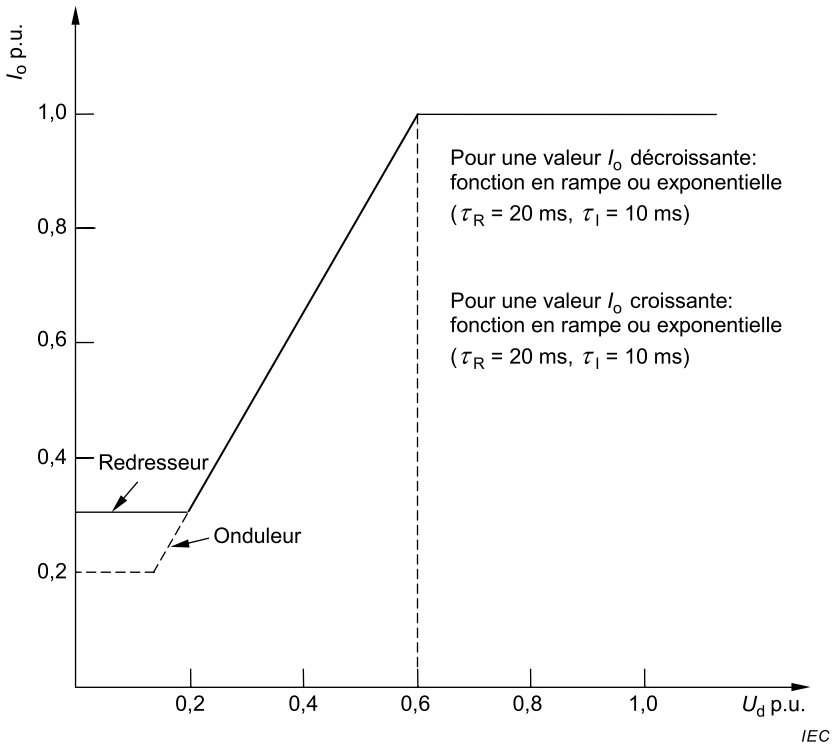
– les exigences de temps de transmission des informations pour coordonner les réductions d'urgence et les augmentations de puissance après défaut, ainsi que l'impact d'une perte éventuelle de communication.

Dans certains cas, le recouvrement après défaut alternatif peut permettre le fonctionnement du système CCHT à un niveau de puissance réduit jusqu'à ce que d'autres actions de rétablissement soient effectuées, selon les résultats d'études de systèmes appropriées.

5.4 Impact de la spécification sur la stratégie de contrôle

En raison de la grande variété des conditions qui doivent être considérées pour déterminer les performances transitoires optimales pendant les défauts du réseau alternatif et pendant la période de récupération après élimination du défaut, il n'existe pas de stratégie de contrôle unique, appropriée dans tous les cas. Chaque système doit être optimisé pour des conditions de référence spécifiées au cours d'études à l'aide d'ordinateur et/ou d'études sur simulateur analogique pour un projet particulier.

Il convient que les spécifications de performance permettent de sélectionner des stratégies de commande en courant continu qui soient un compromis optimal entre le maintien du transfert d'énergie et la prévention de ratés de commutation, d'instabilités ou de tensions de recouvrement excessives, à condition que le résultat général soit une solution satisfaisante pour le réseau alternatif interconnecté.



Légende

U_d	tension continue
I_o	consigne de courant
τ_R et τ_I	respectivement, constantes de temps du redresseur et de l'onduleur

Figure 2 – Exemple de caractéristisques de commande dépendant de la tension

6 Défauts des filtres à c.a., des équipements de compensation de puissance réactive et du jeu de barres du poste c.a.

6.1 Généralités

Cet article examine les défauts des filtres d'harmoniques à c.a., des équipements de compensation de puissance réactive et du jeu de barres du poste c.a. Les niveaux relativement élevés de courants harmoniques qui peuvent apparaître dans ces équipements justifient que l'on aborde les aspects de protection. Cette discussion est incluse. Les aspects spécifiques aux protections des CER (SVC) ne sont pas abordés dans ce rapport technique.

La Figure 3 donne un exemple de disposition des filtres à c.a. et des condensateurs shunt pour un système CCHT bipolaire. Les branches individuelles de condensateurs, d'inductances et de filtres des batteries de compensation peuvent être mis sous tension et hors tension par l'intermédiaire de disjoncteurs de sous-batteries, les défauts à la terre dans la branche individuelle doivent aussi être éliminés par les disjoncteurs de sous-batteries. Le disjoncteur de batterie interviendra lorsque le disjoncteur de sous-batterie n'aura pas réussi à ouvrir le circuit. Un autre dispositif, parfois utilisé, consiste à connecter les batteries de filtres, de condensateurs et d'inductances sur des enroulements tertiaires des transformateurs de conversion.

Les impédances aux fréquences fondamentales et harmoniques des filtres et des batteries de compensation de puissance réactive ont une influence très grande sur l'amplitude et la forme d'onde des surtensions survenant au jeu de barres du poste c.a. Par conséquent, une représentation détaillée des filtres d'harmoniques de courant alternatif et des batteries de compensation de puissance réactive est essentielle pour l'étude des tensions au jeu de barres c.a. en régime transitoire.

6.2 Surtensions transitoires dans les bancs de filtres

Dans les conditions normales de fonctionnement, la plus grande partie de la tension phase-terre apparaîtra aux bornes du condensateur principal des filtres, alors que la tension aux bornes des autres éléments du filtre n'est normalement qu'une fraction de la tension phase-terre. Néanmoins, dans les régimes transitoires, la tension prévisible aux bornes des inductances et résistances du filtre peut être malgré tout plus élevée que la tension phase-terre normale. Ainsi, il convient que la protection par parafoudre soit appliquée de façon interne au filtre ainsi qu'il en sera question dans l'Article 12.

En plus des surtensions qui surviennent couramment à la suite d'une manoeuvre normale (voir Article 4), les composants du filtre seront probablement sujets à des surtensions de coup de foudre, de chocs de manoeuvre et à des surtensions de défauts proches sur le jeu de barres ou à l'extérieur du poste.

Puisque les condensateurs de filtres présentent de basses impédances aux ondes à front raide comme celles des décharges de foudre, les inductances et les résistances des filtres seront presque directement exposées à n'importe quelles surtensions de foudre apparaissant sur le jeu de barres du poste c.a.

Les surtensions de choc de manoeuvre qui apparaissent sur le jeu de barres du poste c.a. peuvent être amplifiées de façon significative à l'intérieur des filtres et les surtensions résultantes aux bornes des composants peuvent même dépasser la tension phase-terre du jeu de barres alternatif. Par conséquent, il convient que les surtensions aux bornes des composants individuels soient examinées au cours d'études de surtensions. Lorsque les composants ne sont pas directement protégés par des parafoudres, comme c'est souvent le cas pour l'unité principale de condensateurs de filtre, il est nécessaire de les dimensionner pour des niveaux de tenue aux chocs de manoeuvre entre leurs bornes plus élevés que ceux supportés par d'autres équipements connectés à la terre depuis le jeu de barres et directement protégés.

Pendant les défauts asymétriques du réseau alternatif, les convertisseurs, s'ils ne sont pas bloqués, produisent des harmoniques de bas rang d'amplitude substantielle. Si des filtres d'harmoniques de bas rang sont utilisés, les parafoudres de filtre peuvent être contraints d'absorber une énergie considérable dans de telles conditions. Une autre contrainte d'énergie à considérer, particulièrement en ce qui concerne les parafoudres des inductances de filtre de second et troisième harmoniques (lorsque de tels filtres sont prévus), est celle de la mise sous tension de gros transformateurs, électriquement proches du jeu de barres de filtrage, comme lors du recouvrement après un défaut proche dans le réseau alternatif.

De fortes surtensions à front raide peuvent apparaître aux bornes des résistances et des inductances à l'intérieur des filtres, si un contournement à la terre du jeu de barres c.a. devait se produire dans la sous-station CCHT. L'amplitude prévisible des tensions aux bornes des éléments du filtre est égale à la tension avant contournement aux bornes de la capacité principale du filtre, et le niveau d'énergie à dissiper peut être élevé.

6.3 Surintensités transitoires dans le filtre et les bancs de condensateurs

En régime transitoire, les courants de crête des composants du filtre peuvent être plusieurs fois supérieurs aux valeurs normales du régime établi.

Au cas où se produit un contournement du jeu de barres du poste à la terre, les bancs de condensateurs se déchargent dans le défaut. Le courant de décharge est limité par l'inductance parasite de la pile de condensateurs et des connexions au jeu de barres c.a., ainsi que par une inductance de limitation de courant s'il en est prévu. De même, là où des parafoudres sont prévus aux bornes des résistances et des inductances d'accord des filtres d'harmoniques de courant alternatif, le courant de décharge du condensateur peut être élevé puisqu'il n'est limité que par la force contre-électromotrice du parafoudre de protection et par l'inductance parasite.

Il convient d'attacher beaucoup de soin à la définition de ces surintensités dans les spécifications des composants ainsi que des circuits de protection et du circuit de mise à la terre. Ainsi, les fusibles des boîtiers de condensateurs doivent être capables de supporter les courants de décharge, et il convient que le fonctionnement des transformateurs de courant et des relais de protection ne soit pas affecté de façon défavorable. En particulier, il convient que les protections ne se déclenchent pas intempestivement tant que l'on reste dans la limite des capacités des composants du filtre. Il est recommandé que ceux-ci soient conçus pour supporter sans dommage de telles décharges.

Il convient de considérer, dans l’analyse, la configuration du système, y compris les filtres et les condensateurs shunt, conduisant aux contraintes les plus critiques.

6.4 Protection contre le déséquilibre dans le banc de condensateurs

Pour atteindre les performances de filtrage et de compensation de la puissance réactive désirées à toute charge en courant continu, les batteries de condensateurs et de filtrage sont généralement divisées en un certain nombre de batteries commutables. Cela signifie que les bras individuels (bancs) peuvent avoir une puissance réactive (MVar) normale relativement basse, c'est-à-dire composée d'un petit nombre d'éléments en parallèle dans les bancs de condensateurs.

Pendant la durée de vie d'un banc de condensateurs, des condensateurs élémentaires peuvent tomber en panne et être déconnectés lorsque les fusibles fondent. Lorsque des fusibles internes sont utilisés, seul l'élément défaillant est déconnecté, alors que l'ensemble du boîtier de condensateur sera déconnecté si on utilise des fusibles externes.

Les bancs de condensateurs sont souvent conçus avec une redondance intégrée, ce qui signifie qu'un nombre limité de défaillances de condensateurs élémentaires et les déclenchements des coupe-circuits qui les accompagnent n'exerceront pas une contrainte excessive sur les condensateurs sains restant dans le banc. Néanmoins, il convient que les

fusibles fondus soient détectés, de sorte que la redondance puisse être restaurée dans le banc, le plus rapidement possible, au moment opportun.

Une méthode permettant cette détection consiste à utiliser un relais de protection sensible au déséquilibre du courant. A cette fin, chaque phase du banc de condensateurs est connectée à un circuit en pont, c'est-à-dire une connection « H ». Si un coupe-circuit fond dans un condensateur, la capacité de la branche en pont qui contient ce condensateur se réduira, causant un courant déséquilibré dans la branche en pont mesurée par le transformateur de courant.

Une autre méthode permettant cette détection consiste à subdiviser chaque phase de condensateurs en deux groupes parallèles de condensateurs aux tolérances proches. Des relais sensibles aux déséquilibres du courant qui répondent à la différence du courant dans les bras, sont utilisés pour détecter de légers changements dus à une défaillance des condensateurs élémentaires et aux fusions des fusibles.

Un autre procédé utilise un appareillage sensible à la tension, qui mesure la tension sur des prises intermédiaires de chaque phase du banc de condensateurs, pour détecter les changements causés par des condensateurs élémentaires défaillants et la fusion des fusibles. Un relais de surtension est utilisé pour contrôler la phase ou la somme des tensions des prises intermédiaires.

Pour certaines applications, deux niveaux de tension de détection du déséquilibre sont utilisés. Le premier permet la déconnexion manuelle du banc de condensateurs et le remplacement des unités de condensateur défaillantes comme il convient pour restaurer la redondance. Le deuxième niveau donne un signal de déclenchement automatique pour préserver le reste du banc de condensateurs à la suite de la perte d'un nombre important de condensateurs unitaires ou élémentaires. Les systèmes de protection contre le déséquilibre présentent une probabilité très faible, du même ordre de grandeur que la défaillance simultanée de deux branches d'un banc de condensateurs du filtre.

6.5 Exemples de protection des filtres et bancs de condensateurs

Des exemples de dispositifs de protection pour les filtres et les bancs de condensateurs d'un système CCHT sont illustrés dans les Figures 4, 5 et 6. Le choix est généralement basé sur l'expérience et la pratique des compagnies d'exploitation.

Si la redondance est suffisante pour permettre à un pôle de continuer à fonctionner même avec un filtre hors d'usage, il est souhaitable de protéger les bras de filtre individuellement, de sorte que le filtre défaillant puisse être déconnecté rapidement avec un minimum de perte de la capacité de transport.

Si la perte d'un filtre signifie que le pôle ne peut continuer à fonctionner, alors on peut considérer comme une solution économique de fournir une protection pour l'ensemble du banc seulement ou d'inclure les filtres dans la zone de protection du jeu de barres du poste. Comme autre variante à la protection individuelle des filtres, quelques restrictions d'exploitation, telles que la réduction du niveau de puissance transportée, peuvent être considérées.

Pour s'assurer de l'application de la stratégie de protection appropriée, il convient que les exigences de fonctionnement imprévu, dans l'éventualité de la perte partielle de l’alimentation en puissance réactive, soient étudiées et spécifiées.

La présence d'un défaut à la terre ou entre phase et terre dans une zone de protection donnée peut être détectée par un système de protection de courant différentiel conventionnel, comme illustré par la Figure 4.

Lorsqu'on a assigné pour chaque filtre une zone de protection individuelle, des transformateurs de courant doivent être installés sur chaque phase côté jeu de barres du

poste c.a. et côté neutre du filtre. Lorsque le banc de filtrage est considérée comme une seule zone de protection, il est nécessaire de ne fournir qu'un seul ensemble de transformateurs de courant à haute tension, situé sur les connexions du jeu de barres du poste c.a.

S'il convient que le déclenchement du pôle complet soit effectué lorsque le banc de filtrage est déclenché, le banc de filtrage peut aussi être incorporé au système général de protection différentielle du pôle. Néanmoins, cela a pour inconvénient de réduire les informations permettant d'identifier automatiquement le banc défaillant.

La Figure 5 montre un autre système de protection de zone qui consiste en une protection restreinte contre les défauts à la terre. On utilise ici des transformateurs de courant dans chacun des trois conducteurs de phase à haute tension et dans la connexion de neutre, pour détecter un défaut à la terre dans la zone de protection.

Il convient de noter que si les parafoudres dans les bancs de filtrage sont directement connectés au réseau de terre de la sous-station, le courant de surcharge du parafoudre peut être détecté par le système de protection comme un courant de déséquilibre. La probabilité de fonctionnement indésirable du relais qui en résulte peut être minimisée grâce à une coordination appropriée ou en incorporant les parafoudres à la zone de protection.

Le courant, dans le filtre et les bancs de condensateurs, dépend non seulement de l'amplitude et du résidu harmonique de la tension du jeu de barres du poste c.a., mais aussi de l'intégrité des composants du filtre et des bancs eux-mêmes. Les circuits de protection différentielle décrits ci-dessus peuvent ne pas être suffisamment sensibles pour détecter tous les claquages internes des filtres. Certaines de ces défaillances naissantes peuvent nécessiter de se développer suffisamment avant de pouvoir être détectées et éliminées.

Les surtensions causées par des tensions anormales sur le jeu de barres du poste c.a. peuvent souvent être tolérées un certain temps sans que cela ne provoque de dommages excessifs altérant la durée de vie de l'équipement. Néanmoins, il convient que l'équipement soit surveillé de sorte que l'on puisse prendre des mesures correctives avant que de telles surcharges n'excèdent les limites définies par les marges connues propres à l'équipement. A cette fin, une protection peut être obtenue en mesurant le courant de chaque phase et en utilisant des relais de surtension et de surcharge. Afin d'assurer une protection adéquate contre ces problèmes dans les filtres d'harmoniques de courant alternatif il est souvent nécessaire d'associer à chaque élément de filtre des transformateurs de courant, comme le montre la Figure 6.

6.6 Protection de l'inductance shunt

Le dispositif de protection d'une inductance shunt utilisé dans une sous-station CCHT pour le contrôle de puissance réactive est semblable à celui employé pour les inductances ou transformateurs du réseau de transport à courant alternatif.

6.7 Protection de la barre omnibus alternative

Le jeu de barres c.a. d'un ensemble de conversion est normalement protégé par un système de protection différentiel. Puisqu'il peut y avoir des résonances entre les filtres c.a. et le réseau c.a., des quantités importantes de courants harmoniques peuvent transiter dans le jeu de barres pendant les périodes de recouvrement de défauts. Le système de protection du jeu de barres doit donc fonctionner correctement en présence de ces courants harmoniques.

Un autre aspect de cette protection qu'il faut examiner est son fonctionnement dans des conditions de surtensions temporaires. Dans certaines conditions, les tensions de crête dans une polarité peuvent être sensiblement plus élevées que dans l'autre polarité. Cela peut produire des courants unidirectionnels dans les parafoudres. Il faut s'assurer que les transformateurs de courant ne saturent pas dans ces conditions puisqu'un mauvais fonctionnement de la protection pourrait en résulter.

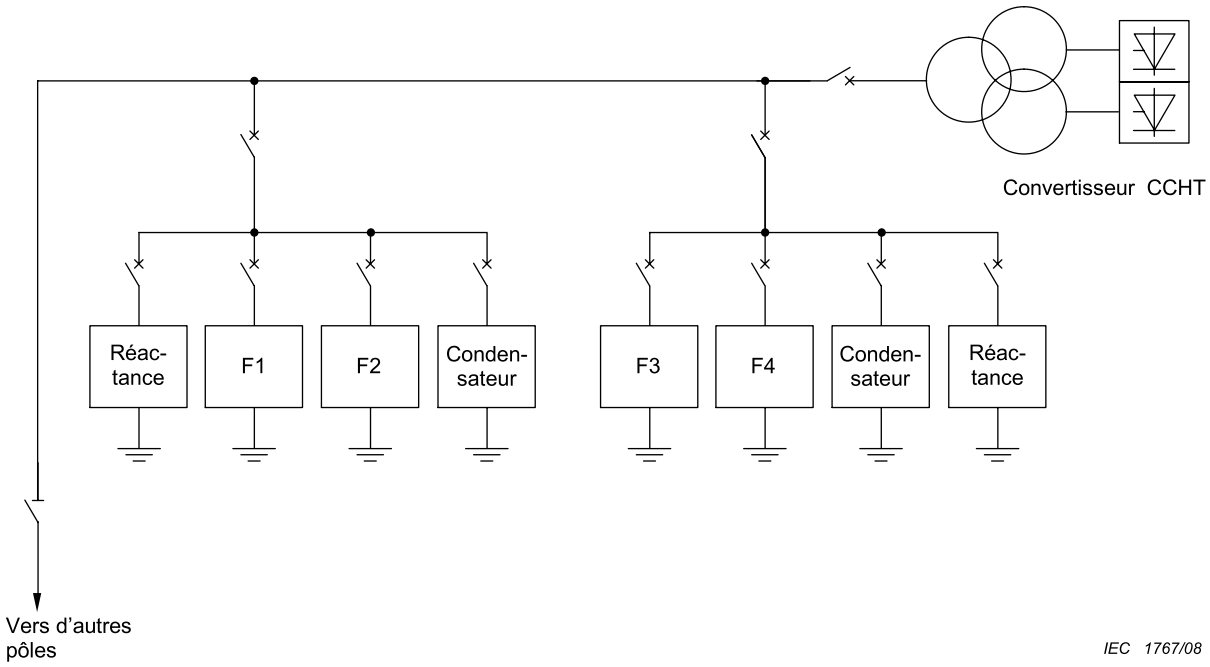


Figure 3 – Exemple de disposition de bancs de filtres et de condensateurs et d'inductances c.a. pour un grand système CCHT bipolaire

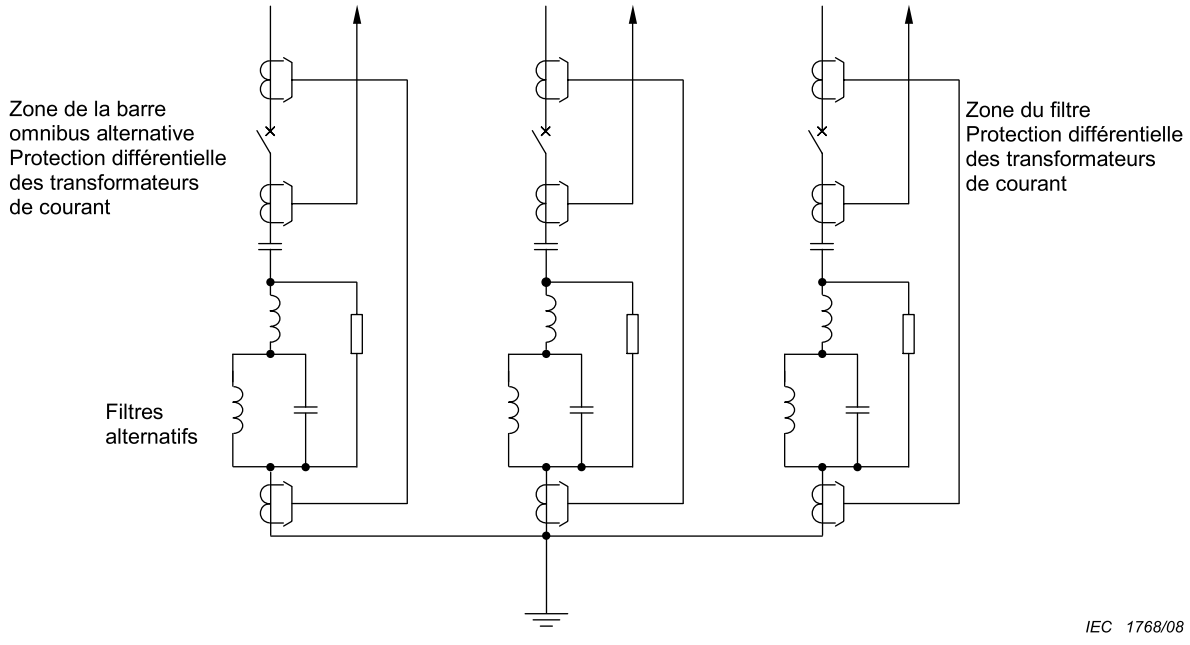


Figure 4 – Exemple de disposition des transformateurs de courant pour protection différentielle des barres et filtres alternatifs

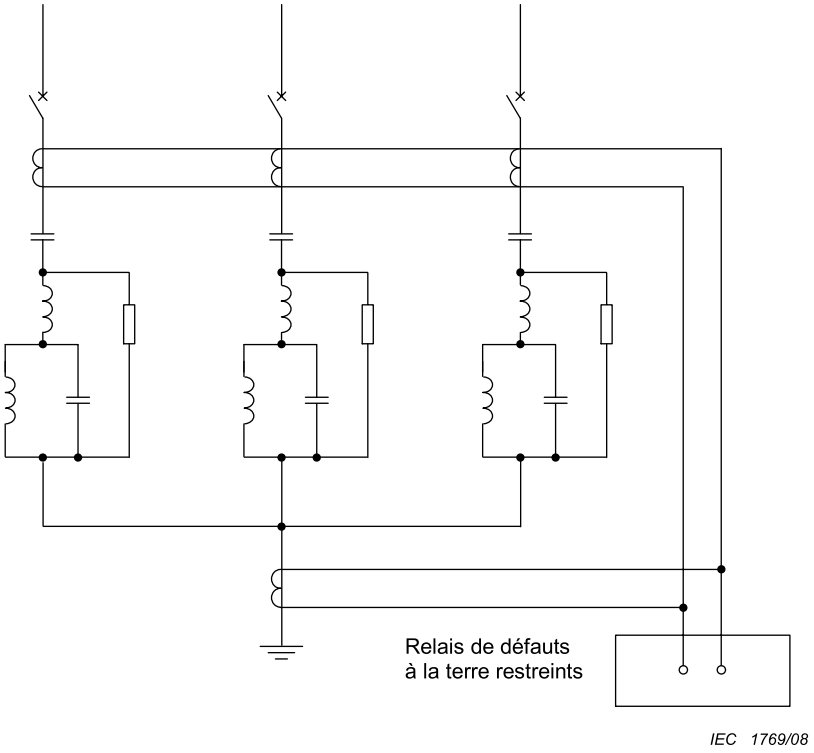


Figure 5 – Exemple de protection du filtre contre les défauts à la terre restreints

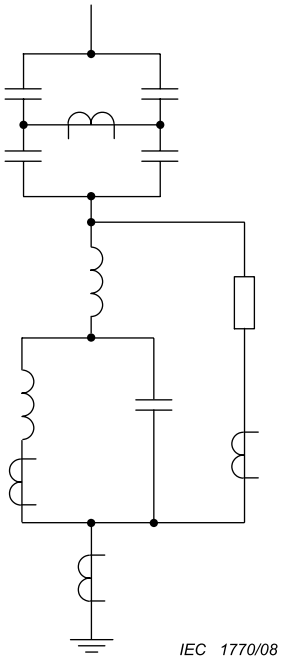


Figure 6 – Exemple d'emplacement des transformateurs de courant pour la protection contre le déséquilibre des bancs de condensateur et la protection d'un bras de filtre double réglé contre la surcharge

7 Défauts de l'unité de conversion

7.1 Généralités

Cet article concerne les défauts de l'unité de conversion, c'est-à-dire ceux qui se produisent entre le côté ligne des transformateurs de conversion et le côté valve de l'inductance de lissage.

On mentionnera si nécessaire les équipements électroniques extérieurs à l'unité de conversion mais qui sont fonctionnellement liés à celle-ci (voir l'IEC 60633). Le matériel de refroidissement sera décrit dans l'Article 14.

Dans certaines applications, les unités de conversion peuvent être connectées en série ou en parallèle du côté continu d'un même pôle de la sous-station CCHT. Les différents aspects des défauts qui se produisent avec ces configurations sont aussi abordés.

Les défauts des unités de conversion peuvent être classés comme suit:

a) contournements ou courts-circuits (voir 7.2);
b) défaillance des unités de conversion dans l'exécution des fonctions qui leur sont assignées (voir 7.3).

Différents dispositifs de protection sont généralement placés autour de l'unité de conversion pour détecter les défauts et les conditions de fonctionnement qui peuvent nuire à la sécurité de l'équipement, en particulier les valves à thyristors. Le Paragraphe 7.4 suivant fait l'inventaire des dispositifs typiques, certains d'entre eux n'étant requis que pour certaines conceptions de valves seulement.

7.2 Courts-circuits

Les courts-circuits peuvent être causés par un claquage de l'isolement externe ou interne, par la fermeture inappropriée des sectionneurs ou pour d'autres raisons. Il est nécessaire alors d'arrêter l'unité de conversion affectée, car il est fort probable que le matériel soit endommagé et nécessite une réparation ou un remplacement.

Dans les systèmes bipolaires ou dans ceux possédant deux ou plusieurs unités de conversion indépendantes par pôle, les unités de conversion non touchées et donc l'ensemble du système de transmission CCHT resté sain peuvent continuer à fonctionner après un court-circuit dans l'une des unités de conversion.

La Figure 7 par exemple, montre les différents endroits où il peut se produire un court-circuit à l'intérieur d'une unité de conversion typique. Les défauts du transformateur de conversion ne sont pas illustrés puisqu'ils ne sont pas propres à l'emploi du CCHT. La Figure 7 s'applique à chaque unité de conversion individuelle et aux unités de conversion connectées en série ou en parallèle.

Le défaut le plus grave, en général, est le court-circuit d'une valve de convertisseur alors qu'elle effectue un redressement à un angle de retard minimal et à une tension alternative maximale, à la suite, par exemple, d'un contournement. Cela produit un court-circuit franc et biphasé de l'enroulement sur le côté valve du transformateur de conversion et soumet la valve en conduction du même groupe de commutation à un courant de court-circuit à pleine asymétrie. L'éventualité d'un contournement entre le neutre du transformateur et la terre doit alors être considérée.

D'autres courts-circuits sur le côté continu comprennent les courts-circuits d'un pont à six impulsions, d'un groupe à 12 impulsions ou du pôle à la terre. Néanmoins, à cause des forces électromotrices et des impédances impliquées dans ces cas, ils imposent aux valves de conversion des contraintes de courant de court-circuit quelque peu réduites.

Lorsqu'un court-circuit est détecté, par la protection différentielle par exemple, à l'intérieur d'un convertisseur CCHT avec valves à thyristors, la tactique habituelle consiste à bloquer immédiatement les impulsions de gâchette pour éviter toute nouvelle commutation. Le courant de court-circuit s'éteint alors à son premier passage à zéro, généralement pendant le cycle qui suit immédiatement le début du défaut. Par la suite, les valves sont soumises à la tension de recouvrement, y compris toutes les surtensions temporaires résultant d'une réjection de charge c.c. Le disjoncteur de l'unité de conversion du réseau alternatif est déclenché simultanément comme secours. Il convient de prêter une attention particulière au fonctionnement du disjoncteur dans de telles circonstances en raison de l'éventualité d'un retard du passage par zéro du courant.

Les contraintes sont les plus sévères sur la valve qui est traversée par le courant de court-circuit, car ses thyristors ont une température de jonction plus élevée que la normale lorsque la tension de recouvrement est appliquée. La capacité d'une valve à thyristors à supporter de telles contraintes sans dommage et à bloquer la tension de recouvrement est désignée par le terme: «capacité de suppression des défauts» (voir l'IEC 60700-1).

Pour un système donné, le courant maximal de défaut d'une valve, et donc la température de jonction des thyristors la plus élevée, s'obtiennent avec le niveau de courant de défaut maximal du réseau alternatif, y compris l'éventuelle contribution des filtres à courant alternatif.Par ailleurs, la tension maximale de recouvrement, compte tenu des surtensions causées par une réjection de charge, s'obtient en général avec un niveau de courant de défaut minimal du réseau alternatif.

Il convient de concevoir des valves avec une capacité de suppression des défauts pour des niveaux cohérents de courant de court-circuit et de tension de recouvrement. Il convient qu'une défaillance du disjoncteur soit aussi considérée. Si les disjoncteurs tripolaires sont utilisés et qu'un disjoncteur échoue, le disjoncteur en amont peut être ouvert après environ 400 ms, et il convient de considérer ce temps pour la conception de la valve. Si l'ouverture du disjoncteur de l'unité de conversion est censée renforcer la capacité de suppression des défauts, il convient que les valves soient spécifiées avec une capacité de tenue jusqu'à ce que le défaut ait été éliminé par le disjoncteur.

Pour les défauts à la terre, y compris les défauts B1, B2, B3 de la Figure 7, les valves sur lesquelles le courant de défaut n'exerce aucune contrainte peuvent subir de rapides sauts de potentiel. En fonction des paramètres du réseau, cela peut soumettre les valves des convertisseurs à des contraintes équivalentes aux chocs de tension à front raide. Dans les spécifications, il convient de stipuler que les équipements des unités de conversion doivent être conçus et fabriqués de sorte qu'ils supportent sans dommage les contraintes qui résultent de conditions de défauts réalistes, dont il est question ci-dessus.

Dans le cas du CCC, un court-circuit du condensateur de commutation ne donnera pas de courant de court-circuit décisif pour dimensionner le circuit principal. Pour dimensionner la varistance au moyen des condensateurs de commutation, il convient de considérer les défaillances du court-circuit de la valve et de commutation / les défauts de réseaux monophasés c.a. comme des cas de défauts décisifs. Il convient de considérer le nombre de défaillances de commutation consécutives / de défauts de réseaux monophasés c.a. comme un élément de dimensionnement pour les varistances. Les défauts biphasés ou triphasés entre le CC et les valves pourraient donner une grande énergie et il n'est pas possible en pratique de dimensionner la varistance pour de tels cas de défauts. Si l'implantation de la station est telle que ces défauts biphasés et triphasés ne puissent pas être négligés, il convient de les considérer pour le dimensionnement du courant uniquement et pas pour le dimensionnement en énergie de la varistance.

7.3 Défaillance d'une unité de conversion dans l'exécution des fonctions assignées

7.3.1 Généralités

La principale fonction de l'unité de conversion consiste à commuter cycliquement le courant continu entre les phases du réseau alternatif. Pour remplir cette tâche, deux conditions

doivent être remplies: il doit y avoir une tension de commutation suffisante, et des impulsions de gâchette cycliques synchronisées doivent être produites par la commande de l'unité de conversion et transmises aux dispositifs d'allumage des valves.

7.3.2 Fonctionnement en redresseur

La réduction ou la distorsion de la tension de commutation n'a en général que peu d'importance parce qu'il y a une surface tension-temps suffisante pour effectuer la commutation, même dans le cas des défauts monophasés à la terre proches. Si la tension triphasée devient trop basse pour réussir la commutation, le courant continu peut être réduit ou le convertisseur bloqué. Lorsque la tension réapparaît, il convient que le convertisseur soit capable de reprendre son fonctionnement dans les délais les plus brefs. Cela impose une exigence pour la conception des valves, lorsque l'énergie auxiliaire pour l'allumage ou la protection du thyristor est tirée du réseau principal, selon laquelle il convient que les circuits électroniques soient conçus pour un rechargement rapide ou pour avoir une capacité de stockage de l'énergie adéquate.

Une défaillance persistante de la valve à commuter, peut-être due à l'absence d'impulsion de gâchette, provoque l'injection de la tension alternative fondamentale dans le réseau continu. En fonction des paramètres du réseau cela peut conduire à saturer le transformateur, à exciter d'éventuelles résonances sur la liaison à courant continu, etc., en imposant éventuellement de fortes contraintes aux équipements concernés. Il convient que les spécifications prescrivent que de tels défauts soient détectés et que des mesures appropriées soient prises (voir 8.7).

7.3.3 Fonctionnement en onduleur

Lors du fonctionnement en onduleur, l'absence d'un domaine tension-temps suffisant pour la commutation ou encore l'absence d'impulsion de gâchette sur la valve, conduit à un raté de commutation. Cela soumet les valves à une surintensité et introduit une composante de tension alternative fondamentale dans le circuit continu. Des stratégies spéciales de contrôle, telles que: avancer l'angle de retard à l'amorçage, former une paire de shuntage pour éliminer la tension alternative fondamentale sur le côté continu, réduire le courant continu, etc., sont adoptées pour minimiser les ratés de commutation et leurs conséquences.

Si le raté de commutation est dû à une tension alternative insuffisante causée par un événement tel qu'un défaut sur le réseau alternatif (voir Article 5), on peut alors s'attendre à ce que le fonctionnement normal reprenne dès que le défaut est éliminé. Pour éviter l'arrêt du convertisseur, il convient que les valves soient conçues et fabriquées pour tenir les contraintes résultant de tels événements pendant un certain temps, avec l'assistance de la commande de l'unité de conversion. Si le temps de tenue spécifié est dépassé ou si le raté de commutation est dû à une absence d'impulsion de gâchette, il y aura alors lieu que le convertisseur soit bloqué.

Pour la conception des valves où l'énergie auxiliaire requise pour amorcer les thyristors est soutirée du circuit principal, il convient que les circuits électroniques adéquats soient conçus pour permettre une recharge rapide ou qu'ils aient une capacité de stockage d'énergie suffisante de sorte que le convertisseur puisse rétablir rapidement un fonctionnement normal dès que la tension de commutation réapparaît.

7.4 Protection de l'unité de conversion

7.4.1 Protection différentielle du convertisseur

En comparant le courant du transformateur de conversion côté valve au courant continu, on peut détecter des courts-circuits dans le pont de conversion. L'action de protection qui en résulte consiste à bloquer de façon permanente l'unité de conversion et à déclencher le disjoncteur alternatif associé.

7.4.2 Protection contre les surintensités

Une évaluation de l'amplitude du courant du transformateur côté valve permet la protection contre les surintensités. Cela fournit également une action de secours pour la protection différentielle de convertisseur. L'action de protection est identique à celle décrite en 7.4.1.

7.4.3 Protection contre les surtensions alternatives

Une protection contre les surtensions alternatives peut être fournie en mesurant la tension alternative, par exemple du côté valve du transformateur de conversion par l'intermédiaire d'un diviseur de tension capacitif comme dans les traversées du transformateur, ou par d'autres moyens. Lorsqu'une surtension indésirable est détectée, les actions de protection peuvent consister à déclencher les bancs de condensateurs, à augmenter la consommation de puissance réactive du convertisseur, à bloquer les valves de façon permanente et déclencher en même temps le disjoncteur alternatif de l'unité de conversion, ou à combiner de façon appropriée ces différentes actions.

7.4.4 Protection contre le fonctionnement à angle d'amorçage élevé

La protection contre les fonctionnements à angle d'amorçage élevé peut être réalisée, si nécessaire pour une conception de valve particulière, en mesurant les angles de retard à l'amorçage de la valve et en limitant la durée d'un tel fonctionnement par la commande de l'unité de conversion. La limitation en durée peut être rendue dépendante du niveau de la tension alternative et des températures du système de refroidissement des valves.

7.4.5 Protection contre les ratés de commutation

La détection des ratés de commutation s'effectue en général par une mesure différentielle des courants alternatif et continu. Si le rétablissement ne s'effectue pas naturellement, une action est menée avec un certain délai en augmentant temporairement l'angle d'avance de l'onduleur. Si le rétablissement ne s'est toujours pas effectué après un laps de temps donné, un blocage permanent est commandé.

7.4.6 Protection des valves à thyristors

La redondance de thyristors peut être contrôlée grâce à une surveillance continue en fonctionnement de l'état de chaque thyristor, si nécessaire. Les actions de protection peuvent consister en l'envoi d'un signal d'alarme, en l'arrêt et l'isolement de l'unité de conversion, ou en une combinaison de ces dernières.

La protection des thyristors contre les surtensions de sens direct peut être réalisée en surveillant les tensions de chaque thyristor individuellement et en envoyant un signal d'amorçage si le seuil de sécurité est dépassé (voir aussi 12.7.3), ou par d'autres moyens.

Une protection contre le recouvrement dans le sens direct peut être utilisée pour protéger les thyristors contre une différentielle de tension par rapport au temps dv/dt positive et élevée durant la période de recouvrement, en envoyant un signal d'amorçage si le seuil de sécurité est dépassé, ou par d'autres moyens.

7.4.7 Protection du transformateur

La protection du transformateur de conversion est la même que celle employée habituellement pour les transformateurs des réseaux de transport d'énergie en courant alternatif. Elle se compose d'une protection différentielle, d'une protection contre les surintensités, d'une détection de points chauds et de dégagement gazeux, etc. L'action de protection consiste à déclencher le disjoncteur alternatif de l'unité de conversion. Des mesures doivent être prises pour empêcher la circulation du courant continu dans le transformateur, par la formation d'une paire de shuntage par exemple, et pour ainsi assister l'ouverture du disjoncteur. Cela peut être particulièrement important pour les unités de conversion connectées en série.

Le fonctionnement d'une protection différentielle globale est rendu compliqué, par rapport aux défauts à la terre côté valves, par l'absence de connexion directe à la terre. Il convient que les effets des harmoniques sur le fonctionnement de la protection soient étudiés, particulièrement dans le cas d'une protection différentielle à pourcentage avec blocage des harmoniques.

Il conviendra de prêter une attention particulière à la conception et au dimensionnement des transformateurs de courant utilisés, en raison d'éventuels problèmes liés à la saturation. Parmi les problèmes à considérer, il y a, par exemple, l'injection d'un courant continu associé à des ratés de commutation, à des défauts sur la barre de neutre, et à un fonctionnement différé de l'interrupteur de la barre de neutre (voir Article 11).

7.4.8 Protection contre les discordances du changeur de prises du transformateur

Un système de protection contre les discordances du changeur de prise pourra être nécessaire pour éviter un fonctionnement déséquilibré de l'unité de conversion, qui conduit à une production excessive d'harmoniques non caractéristiques. Ceux-ci peuvent surcharger les filtres. L'action de protection consiste à émettre une alarme et à lancer une procédure de rééquilibrage manuel ou automatique du changeur de prise.

7.4.9 Protection contre les défauts à la terre sur la connexion c.a.

Une protection entre les défauts à la terre sur la connexion c.a. pourra être utilisée pour détecter les défauts à la terre sur les connexions entre le transformateur de conversion et les valves (défauts B1 et B2, Figure 7), lorsque le transformateur de conversion est mis sous tension mais que les valves sont bloquées. Les tensions côté valve des transformateurs de conversion peuvent être mesurées par l'intermédiaire de diviseurs capacitifs placés dans les traversées du transformateur ou dans les traversées du bâtiment des valves, ou par d'autres moyens. L'action de protection peut consister à déclencher le disjoncteur alternatif de l'unité de conversion.

7.5 Aspects de protection supplémentaires pour les unités de conversion connectées en série

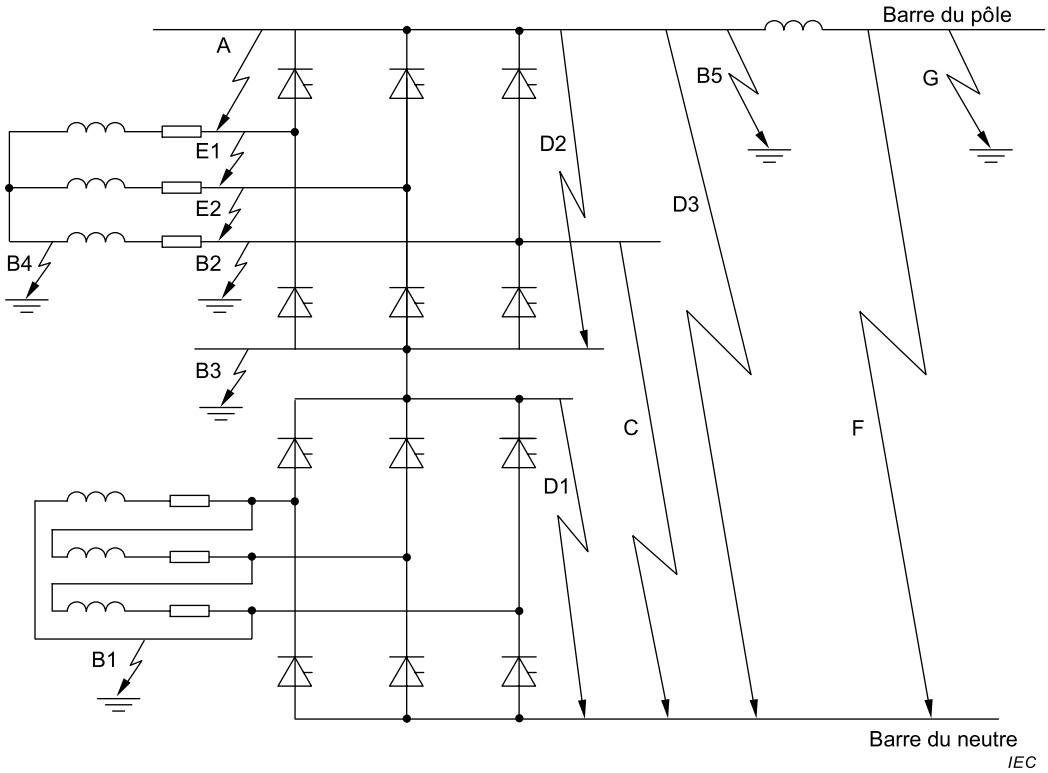
Lorsque deux ou plusieurs unités de conversion sont connectées en série du côté continu pour un même pôle de sous-station CCHT, le principe de protection s'applique de la même façon que sur une unité de conversion simple pour les mêmes types de défauts (voir 7.3 et 7.4). Une protection différentielle supplémentaire peut être incorporée pour détecter les défauts aux bornes des unités de conversion (type B5 de la Figure 7), en comparant le courant côté haute tension et côté basse tension de chaque unité de conversion.

Puisque les deux unités de conversion peuvent fonctionner indépendamment l'une de l'autre, il convient que le découpage du convertisseur de la sous-station CCHT en zones de protection en tienne compte (voir Figure 8). L'action de protection contre les courts-circuits consiste généralement à bloquer le pôle pour interrompre le courant continu. Si le défaut a lieu dans la zone du convertisseur 1 ou 2, il convient que l'unité de conversion concernée soit isolée et shuntée de sorte que l'unité de conversion restée saine reprenne son fonctionnement. Il sera utile de considérer également la mise hors service de l'une des unités de conversion à l'autre extrémité du transport d'énergie pour éviter un fonctionnement prolongé à un angle élevé de retard ou d'avance à l'amorçage.

Pour certains défauts ayant lieu dans une seule des unités de conversion connectées en série, tels que défauts sur le transformateur ou ratés de commutation, il est possible d'utiliser des séquences de protection en même temps que l'effacement du défaut, afin de détourner le courant continu de l'unité affectée par un shuntage des valves du convertisseur ou par la fermeture d'un interrupteur de shuntage.

7.6 Aspects de protection supplémentaires pour les unités de conversion connectées en parallèle

En règle générale, chacune des unités de conversion connectées en parallèle peut être traitée individuellement en ce qui concerne le fonctionnement transitoire et la protection sur défauts. Néanmoins, il convient d'accorder une attention particulière au dimensionnement en courant transitoire des onduleurs connectés en parallèle, lors de ratés de commutation, spécialement si ces onduleurs ont des dimensionnements différents en courant de régime permanent. Des disjoncteurs à courant continu peuvent être souhaitables du côté pôle (voir Figure 9) pour isoler les unités de conversion défaillantes, particulièrement pour les onduleurs, et éviter ainsi le blocage temporaire des pôles de transmission dans leur ensemble.



Liste des défauts

A. Court-circuit de la valve

B. Défaut d'isolement sur:

1 la valve côté phase c.a., pont D

2 la valve côté phase c.a., pont Y

3 la barre entre les ponts à 6 impulsions

4 le point neutre, transformateur Y

5 la connexion côté pôle

C. Court-circuit entre le neutre et la valve côté phase c.a., pont Y

D. Court-circuit du convertisseur

1 court-circuit du pont à 6 impulsions de tension basse

2 court-circuit du pont à 6 impulsions de tension haute

3 court-circuit du pont à 12 impulsions

E. Court-circuit des phases c.a.

1 court-circuit biphasé

2 court-circuit triphasé

F. Court-circuit de la barre du pôle au neutre à l'extérieur de l'inductance c.c.

G. Défaut de la barre du pôle à la terre à l'extérieur de l'inductance c.c.

Figure 7 – Exemples de court-circuits de phase alternative, court-circuits côté pôle et défauts d'une unité de conversion à 12 impulsions

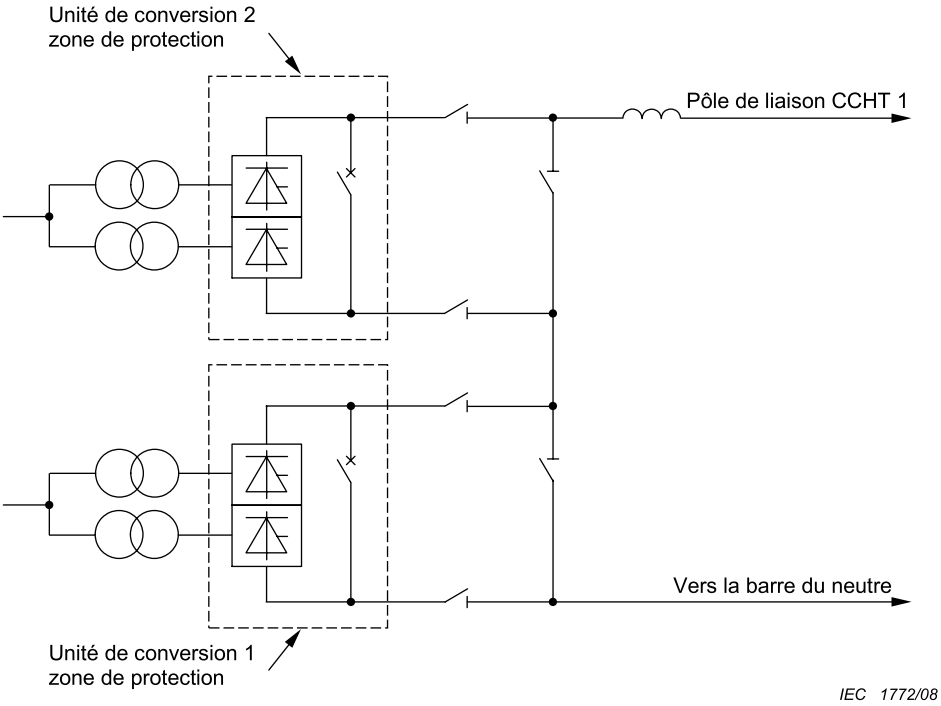


Figure 8 – Zones de protection pour unités de conversion connectées en série

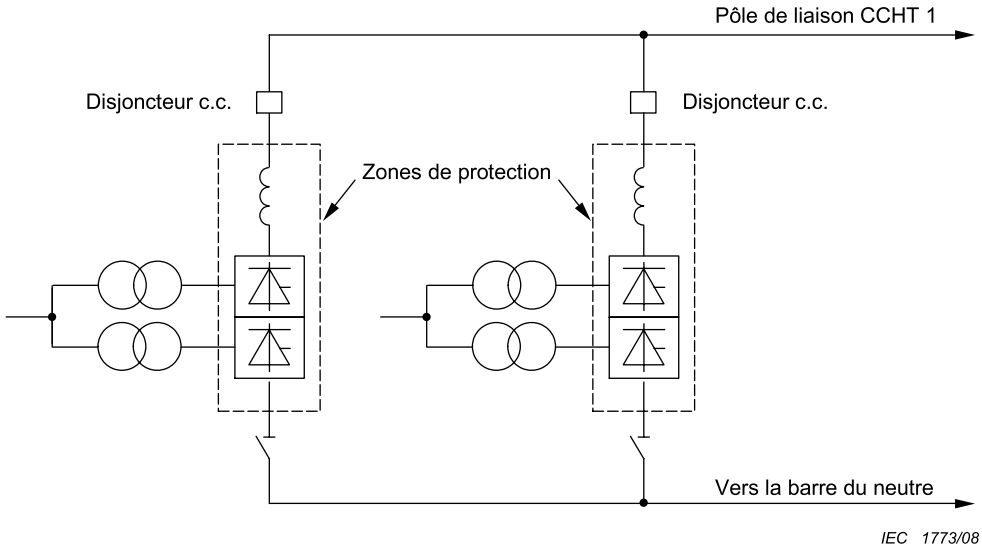


Figure 9 – Zones de protection pour unités de conversion connectées en parallèle

8 Défauts d'inductances, filtre et autres équipements à courant continu

8.1 Généralités

Cet article concerne les défauts de la sous-station CCHT pour un système de transmission CCHT délimité par:

a) le côté valve de la réactance de lissage jusqu'à la ligne de transport d'énergie en c.c. de chaque pôle;

b) le côté neutre de l'unité de conversion pour chaque pôle jusqu'à la ligne d'électrode de terre.

8.2 Types de défauts

Les types de défauts qu'il convient de considérer pour la protection des équipements côté continu et des sections de jeu de barres incluent:

a) les défauts de barre à la terre et de barre à barre;

b) les défauts d'équipements;

c) les défaillances des appareils de coupures c.c. à effectuer les tâches qui leur sont assignées.

8.3 Zones de protection

Il convient que les spécifications pour les sous-stations CCHT incluent des dispositions non seulement pour protéger l'ensemble des équipements côté continu, mais aussi pour la coordination des protections.

Dans les systèmes CCHT, le principe des zones de protection et les techniques d'implantation pour réaliser ces zones de protection sont en général très semblables à celles utilisées pour la protection des systèmes alternatifs. Néanmoins dans le cas des systèmes CCHT, la capacité de suppression des défauts par les valves du convertisseur (voir Article 7), conjointement avec l'impédance relativement élevée des réactances de lissage c.c. et des transformateurs, aide à obtenir la sélectivité des protections côté continu.

Il convient de disposer ces zones de protection d'une sous-station CCHT de telle sorte que tout l'équipement soit complètement protégé par au moins une fonction protectrice à l'intérieur de la sous-station CCHT.

Un système de communication entre les sous-stations de la liaison CCHT peut être utilisé pour obtenir un recouvrement optimal après défaut et pour améliorer la sélectivité de protection contre les défauts dans la plupart des cas de défauts qui peuvent se produire dans un système de transmission CCHT. Cependant, il ne devrait pas être nécessaire pour les protections des équipements dont il est question dans cet article. Les Figures 10 et 11 donnent des exemples de zones de protection et d'appareillages de mesure pour deux configurations de sous-stations CCHT.

8.4 Protection de neutre

8.4.1 Généralités

Dans les systèmes CCHT, la protection côté neutre est généralement divisée en zones, qui permettent une détection indépendante des défauts, plus un isolement sélectif par pôle et une zone de protection commune aux deux pôles. Cette dernière nécessite un arrêt du bipôle pour permettre la maintenance corrective.

8.4.2 Détection de défaut de neutre

Dans une configuration bipolaire fonctionnant dans des conditions d'équilibre, la zone de protection de neutre du pôle, la zone de protection de neutre du bipôle, et la zone de protection de la ligne d'électrode terre (voir Article 10) sont toutes essentiellement au potentiel de la terre. Un défaut à la terre dans n'importe laquelle de ces zones ne gênera donc pas le fonctionnement de la station dans les conditions d'équilibre bipolaire. Ainsi, tout courant de défaut c.c. devrait être quasiment nul.

Les défauts à la terre dans ces zones de neutre seront détectés, dès que les pôles du bipôle seront temporairement déséquilibrés pour une raison quelconque, par exemple lors du démarrage, de l'arrêt ou d'une perturbation sur l'un des pôles. Il convient que les spécifications CCHT ne considèrent l'emploi d'alarmes de zones de neutre que si le fonctionnement des deux pôles est censé être raisonnablement équilibré. Cela devrait permettre à l'opérateur de décider de l'action de correction à prendre en se basant sur des

considérations de sécurité et sur les besoins de transport d'énergie au moment où le défaut est détecté.

Il convient que les zones de neutre de pôle et de bipôle soient délimitées par des transformateurs de mesure à courant continu (TMCC). Un défaut dans les zones correspondantes peut être détecté par une comparaison différentielle des courants mesurés par ces transformateurs (TMCC) à la limite des zones, dans les conditions de fonctionnement en régime déséquilibré entre les deux pôles.

8.4.3 Isolement des défauts de barre de neutre

Les défauts à la terre à l'intérieur de la zone de neutre ou de la zone du convertisseur nécessitent un arrêt permanent du pôle pour corriger les conditions de défaut.

L'appareil de coupure de la barre de neutre est utilisé pendant la séquence de protection pour isoler le pôle en défaut et pour transférer n'importe quel courant de pôle restant en fonctionnement vers le circuit de retour par la terre.

Il convient que les spécifications de transfert de courant pour l'appareil de coupure de la barre de neutre considèrent les situations les plus contraignantes et tiennent compte du courant maximal du pôle sain ainsi que des localisations de défaut les plus défavorables. L'appareil de coupure doit être capable de développer une tension plus forte que la chute de tension résistive du retour de terre afin de pouvoir forcer le transfert du courant. Pour les systèmes dans lesquels soit le circuit de retour par la terre soit le transfert en service vers un circuit de retour métallique n'est pas permis, une capacité de coupure en charge peut ne pas être nécessaire pour l'appareil de coupure. Dans ce cas, un sectionneur serait adapté.

De plus, la non-ouverture de l'appareil de coupure associé à la barre de neutre de l'un des pôles provoquera le blocage du bipôle.

8.4.4 Défauts de barre de neutre bipolaire

Les défauts de barre à l'intérieur d'une zone de protection de neutre bipolaire peuvent être détectés grâce à des systèmes de comparaison différentielle, comme il en est question en 8.4.2. Un défaut de barre de neutre dans cette zone nécessite un arrêt du bipôle pour permettre les interventions de maintenance corrective, arrêt qui peut être un arrêt programmé.

8.5 Protection de l'inductance de lissage

Les inductances de lissage de chaque pôle peuvent être soit isolées à l'huile soit de type sec. La protection des inductances isolées à l'huile reprend un grand nombre de techniques des transformateurs à courant alternatif sans oublier que les grandeurs continues sont impliquées dans le fonctionnement des appareils de protection.

La protection peut être réalisée par:

– des soupapes de sécurité;
– un contrôle de la température de l'huile;
– un contrôle du niveau d'huile;
– une détection de gaz;
– la mesure de la température d'enroulement;
– la détection des pertes du système de refroidissement;
– une protection différentielle.

La protection différentielle peut être spécifiée autour de l'inductance de lissage, ou bien on peut inclure ces éléments dans l'une des zones de protection des sous-stations CCHT, comme l'illustrent les Figures 10 et 11.

Les modèles de traversée des inductances de lissage isolées à l'huile se prêtent à une solution économique en ce qui concerne le problème du logement des transformateurs de mesure à courant continu (TMCC) nécessaires à la protection différentielle.

Lorsqu'on utilise des inductances de lissage de type sec, des TMCC montés séparément seront nécessaires pour détecter les défauts de l'inductance.

8.6 Protection des filtres d'harmoniques à courant continu

8.6.1 Généralités

Les filtres à courant continu associés aux sous-stations CCHT sont étudiés pour limiter les perturbations harmoniques engendrées par les courants harmoniques qui circulent dans la ligne CCHT (voir l'IEC 60919-1, Article 17).

Il convient que le système de protection des bras de filtre à courant continu tienne compte de la totalité des conditions de fonctionnement normales et anormales, lesquelles devront être spécifiées pour les sous-stations CCHT.

De même, le système de protection des composants du filtre à courant continu (condensateurs, inductance, résistance d'amortissement et disjoncteurs) doit envisager toutes les conditions possibles de fonctionnement qui résultent en des contraintes trop fortes imposées à ces composants et dues aux courants harmoniques créés par exemple lors du fonctionnement à grand angle de retard, à grand angle d'avance ou encore lors de situations de résonance, etc.

8.6.2 Protection contre les défauts des bancs de filtre

Les défauts à la terre des bancs de condensateurs des filtres peuvent déclencher la protection du pôle de liaison c.c. Néanmoins, il convient que les spécifications imposent que le fonctionnement de la protection de liaison c.c. n'empêche pas l'identification correcte d'un quelconque défaut du filtre c.c. et engage automatiquement l'élimination du défaut et l'isolement de la branche de filtre en défaut.

N'importe quel défaut à l'intérieur de la zone du filtre peut être détecté par une comparaison différentielle entre les transformateurs de courant à courant continu situés à la limite de la zone de la sous-station c.c., côté ligne, comme le montrent les Figures 10 et 11. D'autres composants tels que les circuits bouchons, les capacités de couplage, les diviseurs capacitifs, etc. peuvent également être inclus dans cette zone de protection.

L'isolement du filtre en défaut peut nécessiter un blocage temporaire du pôle correspondant pour permettre la manoeuvre des sectionneurs.

Si le fonctionnement doit se poursuivre après suppression de la branche de filtre, il convient que la spécification considère l'augmentation des perturbations qui en résulte côté c.c. les éventuelles surcharges des autres filtres et les conditions potentielles de résonance.

8.6.3 Protection des condensateurs de filtres c.c.

Puisque les bancs de condensateurs associés aux filtres c.c. sont généralement constitués d'éléments en série et en parallèle, de nombreuses stratégies de protection peuvent être appliquées, notamment:

– protection par fusibles (interne ou externe) si les fusibles assurent une véritable protection;

– protection contre le déséquilibre à l'intérieur d'un banc de condensateurs;
– contrôle de l'accord du filtre par des mesures en ou hors service pour localiser les défauts;
– indication visuelle ou à distance des unités en défaut ou des niveaux de tension par rapport à la terre;
– alarmes séparées qui indiquent les niveaux de défaillance, critiques ou non critiques, de condensateurs, y compris l'isolement automatique du bras de filtre dans le cas où la poursuite du fonctionnement pourrait entraîner une avalanche de défaillances de condensateurs.

8.7 Protection contre les harmoniques c.c.

Il convient que la protection contre les composantes fondamentales et harmoniques de la fréquence sur le côté continu soit prise en compte dans les spécifications de tout système CCHT. Les composantes à la fréquence fondamentale introduisent sur le côté c.c., une composante continue et un harmonique de rang 2 sur le côté c.a., ce qui peut provoquer la saturation du transformateur ou des phénomènes de résonance. La fréquence fondamentale peut être détectée à l'aide des mesures du diviseur de tension ou des TCCC. La protection contre les harmoniques correspondantes bloque le pôle dès que la composante harmonique dépasse un seuil donné pendant un temps déterminé.

8.8 Protection contre les surtensions sur la ligne CCHT

Il convient que les spécifications des sous-stations CCHT envisagent une protection contre la surtension côté c.c. pour assurer que tous les équipements et la ligne ou le câble sont protégés contre les surtensions de régime établi. La protection contre les surtensions transitoires peut être incluse dans la partie «coordination des parafoudres» (voir Article 12). En général, les fonctions de protection contre les surtensions permanentes côté continu sont mises en oeuvre dans les «commandes de convertisseur».

8.9 Protection de l'appareillage côté continu

Les appareils de coupure tels que disjoncteurs rapides de pôle et sectionneurs c.c., y compris les sectionneurs de filtre et de pôle c.c., doivent être traités par les spécifications. La spécification de ces éléments doit prendre en considération leur capacité de coupure et de commutation du courant. De plus, la durée d'arc admissible durant la manoeuvre telle qu'elle n'entraîne aucune détérioration inacceptable d'équipement doit être considérée.

Les sectionneurs fonctionnent habituellement hors charge et il convient d'effectuer la supervision de leur fonctionnement soit par l'équipement, soit par une protection associée. Il convient que les interrupteurs manoeuvrés en charge, tels que les disjoncteurs de shuntage, soient munis d'une protection spéciale.

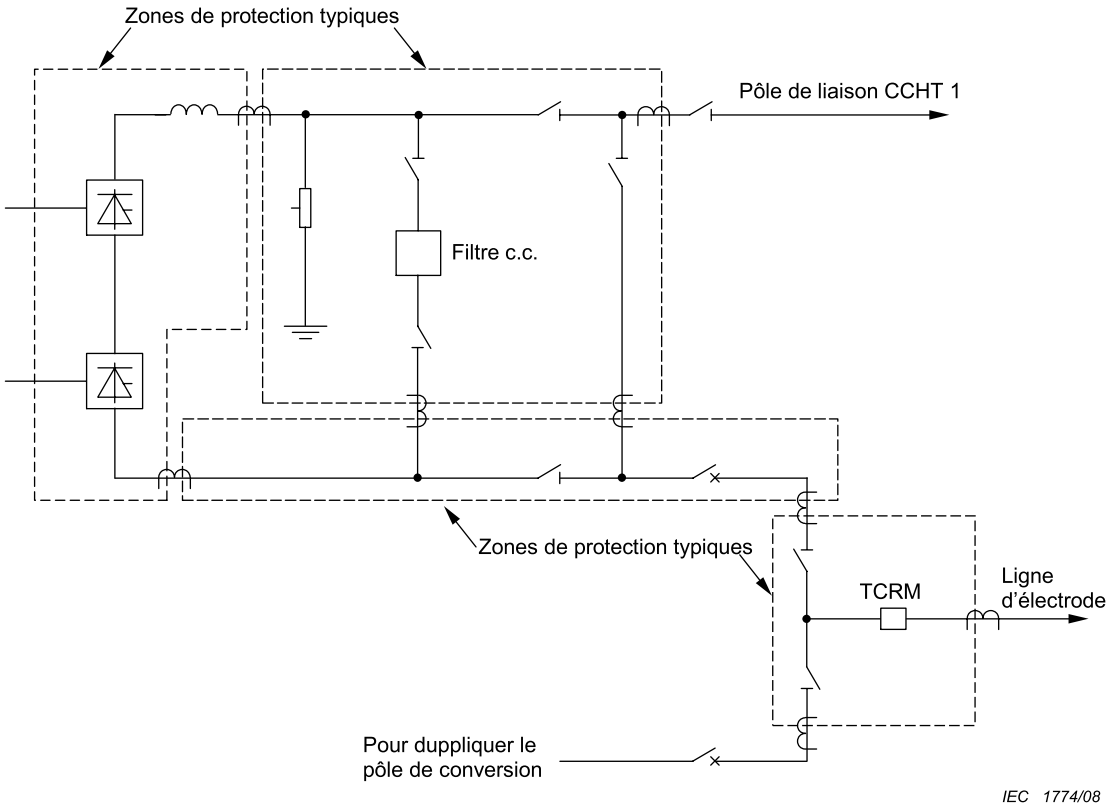


Figure 10 – Exemple de zones de protection c.c. pour des unités de conversion connectées en série

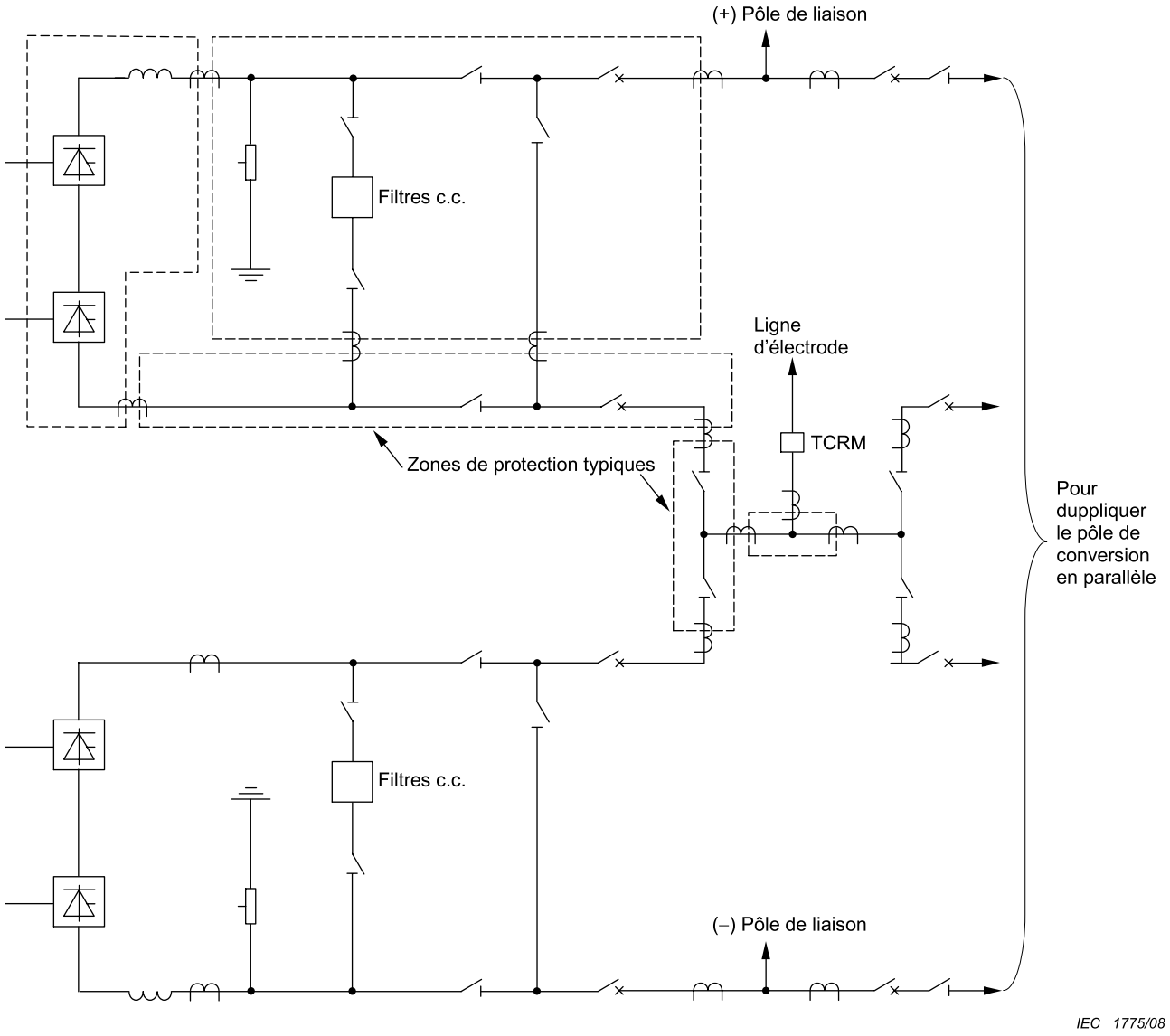


Figure 11 – Exemple de zones de protection c.c. pour des pôles de conversion connectés en parallèle

9 Défauts de la ligne à courant continu

9.1 Défauts de ligne aérienne

Une ligne aérienne, particulièrement si elle est très longue, peut être la source d'importantes perturbations dans le système de transmission CCHT. Le défaut le plus fréquent sur une ligne aérienne est la formation d'un arc entre le pôle de ligne et la terre. Si la ligne est bipolaire, les conducteurs des deux pôles de ligne sont le plus souvent disposés à une telle distance l'un de l'autre que la formation d'un arc entre les pôles est exclue en pratique.

Les défauts de ligne aérienne sont principalement causés par:

– les coups de foudre;
– la contamination par: le sel, les polluants industriels, le sable, la poussière, etc.;
– les surtensions dues à des défauts, à des mauvais fonctionnements du système de contrôle, etc.;
– la chute de pylônes;
– autres: neige, gel, vent, feux de brousse, contact avec des arbres, etc.

La plupart des défauts de ligne à courant continu sont temporaires, c'est-à-dire qu'à l'endroit où s'est produit le défaut, l'isolement est presque toujours rétabli au niveau précédant le défaut dès que celui-ci a disparu. Ainsi, étant donné que le courant de défaut est relativement faible, il ne cause habituellement pas de gros dommages au niveau des conducteurs et isolateurs de la ligne. Ces considérations signifient que, dans la plupart des cas, les lignes à courant continu défaillantes peuvent être remises en service rapidement.

Pour la conception d'une ligne aérienne de transmission à courant continu, le niveau d'isolement de la ligne contre les chocs de foudre, les chocs de manoeuvre et la contamination, est choisi de façon que la probabilité de défaut simple à la terre soit limitée à un niveau acceptable. De plus, il convient que la conception cherche à empêcher les défauts à la terre causés par des surtensions, comme celles qui se produisent sur le pôle sain pendant un défaut pôle-terre du pôle opposé ou encore celles qui résultent d'un raté de commutation.

Outre les considérations qui précèdent, l'amplitude des surtensions dues à un raté de commutation, à une perte complète des impulsions de commande des valves, ou à l'énergisation de la ligne à c.c lorsque l'extrémité éloignée de la ligne est ouverte, peut être limitée par une conception adéquate du système de contrôle.

Il est peu probable qu'une indisponibilité bipolaire soit causée par la foudre ou par un simple défaut pôle-terre.

Lors d'un défaut pôle-terre, le transit de puissance sur le pôle défaillant est momentanément interrompu, et une surtension transitoire apparaît sur le pôle sain, les filtres à courant continu, les inductances de lissage et la ligne de retour métallique ou la ligne d'électrode de terre.

Il convient que le système de protection du réseau continu soit conçu et exploité de façon à réduire le plus possible les durées d'indisponibilité de lignes en cas de défaut.

9.2 Défauts de câble

Les défauts des câbles submergés sont dus à des dégâts mécaniques par des ancres et des chaluts, à la dégradation de l'isolation du câble, ou à des surtensions imprévues. De façon caractéristique, les isolements des câbles ne s'autorégénèrent pas automatiquement, de sorte qu'une mise hors service assez longue s'ensuit pour réparer ou remplacer le câble.

Si une haute fiabilité est attendue du système CCHT, la pose de câbles de rechange est une des possibilités pour la résolution rapide du défaut du câble.

Une configuration de l'appareillage correcte sur les têtes de câbles permettra une réparation rapide par le câble de rechange. Il convient donc de prêter une considération particulière aux défauts, si le système adopte des câbles coaxiaux, dans lesquels les conducteurs principaux et de retour sont disposés de manière coaxiale dans le câble.

9.3 Caractéristiques des défauts du réseau continu

En plus du fait qu'il est essentiellement unidirectionnel au lieu d'être sinusoïdal comme dans les réseaux à courant alternatif, le courant de défaut sur une ligne à courant continu varie sous l'influence de la commande de façon tout à fait différente par rapport aux défauts alternatifs. Initialement, le courant du redresseur augmente, puis, après un court moment, il revient à la valeur initiale ou à un niveau inférieur tel que déterminé par l'action de la commande dépendant du régulateur de courant du redresseur ou bien par une autre action de commande. Le courant de défaut continuera à circuler jusqu'à ce qu'il soit éliminé par l'action de la commande.

Lorsqu'un défaut sur la ligne CCHT se produit, la tension continue du ou des pôles défaillants est brutalement réduite à un niveau très faible. Sur le côté ligne de l'inductance de lissage c.c., le taux de variation de la tension, dv/dt, est plus élevé que celui provoqué par un raté de commutation ou par un défaut de pont de conversion c.c. Ces deux phénomènes, c'est-à-dire forte diminution de la tension dans le pôle et dv/dt élevé, sont importants pour la protection de ligne CCHT.

9.4 Spécifications fonctionnelles de détection des défauts c.c.

Les défauts de ligne c.c. peuvent être détectés en utilisant les caractéristiques de courant et de tension côté continu. Il convient que les systèmes de détection garantissent que:

– la première détection est rapide;
– la détection est insensible aux conditions normales de fonctionnement transitoire telles que fonctionnement à tension réduite, démarrage et arrêt du système, inversion du transit de puissance, etc.;
– la détection est également insensible aux défauts du convertisseur et du réseau c.a. mais peut être activée par des défauts de barre à c.c.;
– pour un système avec ligne aérienne et câble combinés, des moyens sont mis en oeuvre pour identifier la section en défaut;
– pour un système à lignes de transmission parallèles, la détection de défaut est sélective afin que la ligne en défaut puisse être identifiée rapidement.

Des localisateurs de défaut peuvent être utilisés pour accélérer l'inspection et la réparation de la ligne défaillante.

9.5 Séquences de protection

9.5.1 Défauts de ligne aérienne

Les défauts de ligne aérienne suite à des coups de foudre ne présentent pas habituellement un caractère permanent. Lorsqu'un tel défaut sur une ligne à courant continu est détecté, le courant de défaut est réduit à zéro par une action de contrôle. L'alimentation du défaut en retour par l'onduleur doit être interdit par une conception appropriée du système de contrôle de l'onduleur. La Figure 15b représente le flux du courant à la terre pendant le défaut à la terre du conducteur de pôle.

Après la réduction à zéro du courant de défaut, il convient de prévoir un temps mort pour permettre la désionisation du trajet du défaut avant de rétablir la tension et de remettre en service le pôle de la ligne en défaut.

La durée de ce temps mort dépend du courant de défaut, de la tension du réseau, des conditions climatiques et du type de système c'est-à-dire monopolaire ou bipolaire. Pour les lignes de transmission aériennes c.c, la plage typique permise pour ce temps mort varie entre 100 ms et 500 ms.

En cas d'échec au premier essai de remise en service, d'autres tentatives peuvent être faites. Dans ce cas, des temps morts de plus en plus longs, ou bien une remise en service sous tension continue plus faible sont à envisager pour augmenter les chances de réussite d'un redémarrage. La seconde option est particulièrement souhaitable si l'isolement de la ligne est endommagé à l'endroit du défaut, ou si une partie de la ligne soumise à des conditions de pollution interdit le fonctionnement à la tension de service et qu'il soit cependant important d'assurer un transfert de puissance, même réduit.

9.5.2 Défauts dans les réseaux à câbles

L'isolement du câble à l'endroit où s'est produit le défaut ne se rétablit pas automatiquement après l'élimination de ce défaut. Il convient que le courant du pôle concerné soit annulé et les convertisseurs bloqués, lors de défauts sur des câbles.

9.5.3 Défauts sur réseaux mixtes: ligne aérienne/câble

La localisation du défaut soit sur la ligne aérienne, soit sur le câble n'est nécessaire que lorsque les tentatives de remise en service sont à éviter en cas de défaut sur la section du câble.

9.5.4 Défauts de l'un des câbles d'une liaison par câbles connectés en parallèle

Lorsqu'un défaut est détecté, il convient que le câble défaillant soit identifié et le courant du pôle correspondant annulé aussi vite que possible. Il convient alors que ce câble soit déconnecté et que le système soit mis en service avec le ou les câbles encore sains.

Si chacun des câbles dispose de disjoncteurs à courant continu, à pouvoir de coupure et tension de rétablissement adéquats, il suffira de déclencher ces disjoncteurs aux deux extrémités du câble en défaut sans qu'il soit nécessaire d'annuler le courant du pôle. Une telle utilisation des disjoncteurs permet de diminuer la durée de reprise de service du réseau.

9.5.5 Défauts dans un réseau à lignes aériennes parallèles

Il est approprié que la ligne aérienne soit identifiée et le courant annulé comme décrit précédemment. Il convient de réaliser ensuite la séquence de redémarrage à pleine tension. En cas d'échec, la procédure habituelle consiste à laisser le courant du pôle au niveau zéro et à déconnecter la ligne défaillante à la suite de quoi le réseau c.c. pourra être remis en service. Si on utilise sur chaque ligne des disjoncteurs c.c. équipés de systèmes de protection adaptés, la ligne défaillante peut être mise hors service sans qu'il soit nécessaire de réduire le courant à zéro.

9.6 Schémas de protection contre les défauts

Les systèmes de protection contre les défauts pour les lignes c.c. sont généralement basés sur la mesure du dv/dt et de la tension continue. L'exploitation de ces deux mesures permet de s'affranchir généralement d'un échange d'information entre les deux extrémités de la ligne pour détecter le défaut, l'éliminer, et redémarrer le système. Néanmoins, un système de télécommunication entre les deux sous-stations CCHT peut être nécessaire pour certaines applications spécifiques et dans des conditions de défaut particulières.

Lorsqu'un défaut de ligne se produit près de l'extrémité onduleur, il se peut que la protection de tension continue de l'extrémité redresseur, ne réussisse pas à éliminer le défaut de la ligne avec suffisamment de fiabilité ou de rapidité. Un système de télécommunication de l'onduleur vers l'extrémité du redresseur pourra se révéler nécessaire pour garantir une mise en action rapide de la fonction de retard du redresseur, afin de réduire le courant à zéro, et

permettre ainsi la désionisation du tronçon en défaut, pour aboutir à la remise en service de la ligne en défaut.

La détection des défauts de ligne c.c. fortement résistifs ou les durées spécifiées d'élimination des défauts ne sont pas toujours compatibles avec les performances des systèmes de protection décrits plus haut. Dans ce cas, une certaine disposition de capteur de courant différentiel peut être nécessaire. Cette disposition utiliserait des voies de télécommunication dans les deux directions afin de pouvoir comparer le courant continu aux extrémités redresseur et onduleur de la liaison à courant continu. Une autre approche consiste à attendre que le défaut devienne faiblement impédant, ce qui sera alors détecté par l'une des deux premières méthodes décrites plus haut.

Le système de protection de la ligne de transmission c.c. ne peut pas toujours distinguer entre le blocage et le shuntage de l'onduleur, et les défauts de ligne c.c. Pour remédier à cela et permettre une parfaite distinction, une voie de télécommunication de l'onduleur vers le redresseur peut être utilisée pour verrouiller la protection de ligne lorsque l'onduleur est bloqué.

La protection de la ligne de transmission c.c., basée sur le niveau de tension, peut fonctionner intempestivement lors de défauts côté alternatif de l'onduleur, ou en cas de défauts de commutation répétés côté onduleur. Là encore, une voie de télécommunication entre onduleur et redresseur peut être indispensable pour bloquer la protection de ligne dans de telles conditions.

Lorsque deux liaisons à courant continu fonctionnent en parallèle et qu'une séquence de commutation automatique de ligne est employée, des voies de télécommunication sont normalement indispensables dans les deux directions entre le redresseur et l'onduleur pour rendre possible la séquence d'isolement de la ligne c.c. à la suite d'un défaut sur une ligne. Si on emploie des disjoncteurs de courant continu avec une capacité de recouvrement de la pleine tension pour commuter les lignes c.c., des réseaux de télécommunication ne sont plus nécessaires, pourvu qu'un système de protection adéquat permette d'identifier la ligne défaillante.

De même, des voies de télécommunication sont normalement requises dans les deux directions entre redresseur et onduleur et par pôle, lorsque la mise en parallèle et le découplage automatique des pôles doivent être effectués après un défaut permanent sur l'une des lignes c.c.

9.7 Circuit ouvert sur le côté c.c.

Une surtension peut apparaître si un redresseur est mis en circuit ouvert sur un pôle c.c., ou un onduleur bloqué, à moins qu'une action de contrôle appropriée ne soit prévue lors de la conception.

Lorsqu'une tentative de remise en service est faite dans une ligne d'électrode de terre ou un conducteur de neutre en circuit ouvert, le courant sera forcé à travers un parafoudre de neutre. L'ouverture inopinée d'un sectionneur de la barre de neutre peut aussi avoir le même effet. Des interrupteurs rapides peuvent être employés pour protéger ce parafoudre. Il convient que le système de protection permette la détection de ces conditions.

9.8 Protection de croisement de lignes de puissance

Lorsqu'une ligne c.c. et une ligne c.a. se croisent, il y a un risque qu'elles se trouvent en contact à la suite d'une rupture de pylône ou de chaîne d'isolateurs par exemple. Cette situation indésirable est détectée par plusieurs protections du système CCHT, qui sont normalement utilisées à d'autres fins. La plus rapide est la détection de défaut de ligne c.c., les autres concernent les détections de sous-tension du réseau c.c. et de fréquence fondamentale. Celles-ci bloquent le CCHT mais peuvent laisser le conducteur c.c. alimenté par la ligne à courant alternatif. Les protections de ligne à courant alternatif peuvent ne pas

fonctionner dans cette situation en raison de la valeur relativement faible du courant de défaut. Donc de façon générale, il est bon de faire déclencher la ligne à courant alternatif à partir des relais de protection CCHT appropriés.

10 Défauts de la ligne d'électrode de terre

10.1 Généralités

La ligne d'électrode de terre est une partie importante du système de transport c.c. Elle est commune aux deux pôles, et un défaut sur la ligne d'électrode de terre pourrait sérieusement influencer la disponibilité du bipôle CCHT. Si un fonctionnement monopolaire avec un retour de terre est nécessaire, la ligne de terre est absolument nécessaire pour le système de transport CCHT.

La ligne d'électrode de terre peut être réalisée en utilisant les structures de la ligne c.c. soit pour soutenir son ou ses conducteurs soit pour utiliser ce conducteur en tant que fil de garde. Dans ce cas, il convient de l'isoler. Une variante de loin supérieure du point de vue technique consiste à construire une ligne d'électrode complètement indépendante, aussi découplée que possible de la ligne principale de transport à courant continu.

10.2 Besoins particuliers – Ligne de terre

Il convient que la conception de la ligne d'électrode de terre minimise les possibilités de défauts permanents. Pour aider à atteindre cet objectif de conception, il est souhaitable d'appliquer les pratiques suivantes:

– pour éviter des défauts permanents sur la ligne d'électrode, il convient de concevoir son isolement de sorte que les défauts transitoires résultant de coups de foudre directs ou induits tendent à s'éteindre d'eux-mêmes;

– il convient qu'il n'y ait pas d'amorçage d'arc à travers l'isolement de la ligne d'électrode, sous des tensions induites sur la ligne d'électrode de terre, pendant des défauts sur la ligne à c.c. principale;

– s'il est impossible ou peu pratique d'éviter ces amorçages, il convient que les arcs s'éteignent d'eux-mêmes;

– si la ligne d'électrode de terre est construite séparément de la ligne c.c. principale, le risque d'amorçage de l'isolement est minime; dans tous les cas, des éclateurs peuvent être efficaces pour accomplir l'autoextinction des arcs;

– il convient que la conception mécanique empêche la possibilité d'un circuit ouvert dans la ligne d'électrode de terre; une façon d'atteindre cet objectif consisterait à utiliser deux conducteurs parallèles, chacun soutenu par une chaîne d'isolateurs séparée; cela diminue les risques de circuit ouvert et offre l'opportunité de surveiller la ligne au moyen d'un système de protection différentiel transversal pour comparer les courants dans les deux conducteurs et détecter les défauts de la ligne d'électrode de terre ou d'un conducteur ouvert (l'un des deux conducteurs);

– il convient que la résistance de mise à la terre des structures de la ligne d'électrode soit faible pour un meilleur fonctionnement en cas de foudre et une détection des défauts plus aisée. Néanmoins, pour obtenir l'autoextinction des arcs, il convient que la résistance de prise de terre du pylône ne soit pas trop faible, en se souvenant que cela peut affecter la sécurité.

10.3 Contrôle de la ligne d'électrode

Pour des raisons de sécurité, il serait bon de prévoir la détection d'une ligne d'électrode de terre ouverte ou défaillante en permanence. Un tel système pourrait déclencher une alarme ou ordonner une séquence de blocage pour le bipôle impliqué. Normalement, en cas de défauts transitoires, aucune action du système d'alarme et de surveillance ne sera demandée.

La mise en application d'un tel système de surveillance peut être basée sur un principe de surveillance de l'impédance soit par l'intermédiaire du courant continu, soit en utilisant des moyens supplémentaires. Il convient de ne pas oublier que le courant continu ne peut être utilisé que si le système CCHT fonctionne avec un courant de pôle déséquilibré. D'autres méthodes ont été proposées pour résoudre ce problème.

11 Défauts du conducteur de retour métallique

11.1 Conducteur pour le circuit de retour

Si on utilise le retour métallique pendant l'exploitation monopolaire du système de transport CCHT bipolaire, on peut utiliser pour le circuit de retour soit un conducteur de retour à basse tension (voir Figure 12), qui peut être le câble de garde de la ligne, isolé de façon appropriée, soit un conducteur à haute tension de l'autre pôle, temporairement hors service (voir Figure 13).

Le niveau d'isolement du conducteur peut être bas, puisque normalement la contrainte causée est due à la chute de tension de la ligne seulement. Il convient de prévoir des appareils de coupure pour transférer le circuit du retour de terre au retour métallique et vice versa, lorsque le conducteur du pôle est utilisé pour le retour métallique. Les spécifications des appareils de coupure dépendent des conditions d'exécution du transfert, en charge ou hors charge.

11.2 Défauts du circuit de retour métallique

Les causes de défauts du circuit de retour seront similaires à celles qui sont décrites dans l'Article 9. En utilisant un conducteur isolé à basse tension, il faut s'attendre à un nombre important de défauts à la terre, car même une surtension provoquée par coup de foudre peut faire amorcer l'isolement à niveau plus bas. Par ailleurs, il convient que les amorçages soient beaucoup moins nombreux lorsqu'on utilise un conducteur de pôle pour le retour métallique, en raison de l'isolement plus élevé qui lui est propre.

Le courant de défaut sera distribué dans les différents circuits de retour de façon inversement proportionnelle à leurs résistances, ainsi que cela est déterminé par les paramètres suivants:

– localisation du défaut à la terre sur la ligne;
– résistance de l'arc;
– résistivité du sol;
– résistance de prise de terre du pylône;
– résistance vers la terre éloignée à l'extrémité de mise à la terre (circuit de terre de la station ou électrode de terre).

Si le circuit de terre de la station est utilisé pour la mise à la terre du circuit principal à courant continu pendant le fonctionnement avec retour métallique, une partie du courant continu provenant des défauts à la terre peut s'écouler dans le réseau alternatif par l'intermédiaire des neutres du transformateur de puissance qui sont mis à la terre (voir Figure 14).

Les relais de protection du réseau alternatif pourraient alors mal fonctionner en raison des effets de saturation dans les transformateurs de puissance et dans les transformateurs de courant lorsque le courant continu dans le réseau alternatif est assez élevé et maintenu. C’est pourquoi il est particulièrement important que tous les défauts de retour métallique à la terre soient rapidement éliminés pour atténuer ce problème.

Il convient de prévoir, sur les conducteurs du circuit de retour à basse tension, des éclateurs capables d'éliminer les défauts à la terre par autoextinction ou par d'autres moyens aussi efficaces, de sorte que les dégâts causés par l'arc au conducteur et aux isolateurs soient minimaux.

Un circuit ouvert sur le conducteur de retour peut provoquer de graves surtensions à l'extrémité flottante. Un relais de protection qui détectera ce défaut, comme pour la ligne d'électrode, ainsi qu'une protection contre les surtensions doivent être prévus pour le circuit de retour.

11.3 Détection des défauts – Retour métallique

Pendant un fonctionnement bipolaire équilibré, les défauts sur les conducteurs de retour métallique sont difficiles à détecter, car les variations de tension et de courant des circuits principaux sont faibles.

Néanmoins, pendant un fonctionnement monopolaire ou bipolaire déséquilibré, un défaut sur le conducteur de retour métallique peut être détecté grâce aux variations de courant, qui peuvent être utilisées pour la détection des défauts. Par exemple, le courant continu s'écoulera dans le point de mise à la terre du circuit principal et on peut s'attendre à ce que le courant dans le conducteur de retour métallique diminue.

Des exemples de détection des défauts du retour métallique sont illustrés par les figures suivantes:

– détecter un courant plus fort dans le circuit principal que dans le circuit de retour (voir Figure 15a);
– détecter le courant continu au point de mise à la terre du circuit principal (voir Figure 15b);
– détecter une variation dans le signal de courant alternatif superposé dans le circuit de retour par une source d'énergie auxiliaire c.a. (voir Figure 16).

NOTE Il est important d'éviter l'instabilité sur le circuit c.c., il convient de désaccorder la fréquence du signal superposé des harmoniques de fréquence fondamentale.

Afin d'accélérer l'inspection et réduire le temps de maintenance après défauts, un localisateur de défaut sur le circuit de retour serait grandement souhaitable. Par exemple, il est possible d'utiliser 125 Hz pour le système fonctionnant à 50 Hz et 150 Hz pour le système fonctionnant à 60 Hz.

Il convient que la détection d'un circuit ouvert dans le conducteur de retour soit également considérée dans le plan de protection.

11.4 Système de protection contre les défauts de retour métallique

Pendant un fonctionnement bipolaire équilibré, il n'est normalement pas nécessaire de déclencher des séquences de protection contre les défauts des conducteurs à retour métallique puisque tous, mis à part les défauts permanents et les défauts en circuit ouvert, peuvent être éliminés par des actions d'autoextinction.

Néanmoins, pendant les fonctionnements en monopolaire ou bipolaire déséquilibré, l'élimination du défaut par la protection de la ligne principale à courant continu peut être nécessaire. Dans de tels modes de fonctionnement, les courants de défaut dans le circuit de retour métallique peuvent persister un certain temps (jusqu'à 0,5 s), en fonction de la localisation du défaut, de son courant, de la longueur réelle d'éclateur et du vent. Les défauts ayant lieu près du point de mise à la terre sont supposés s'éteindre rapidement alors que les défauts éloignés mettront plus longtemps. La capacité d'auto-extinction des éclateurs devient plus difficile à obtenir pour ces défauts éloignés de l'extrémité mise à la terre.

Si le besoin s'en fait sentir, une autre protection pourrait être envisagée pour parer aux arcs indésirables de longue durée et pour éviter des blocages-redémarrages répétés dus à des défauts répétitifs sur le conducteur de retour métallique, comme cela peut se produire fréquemment sur un conducteur isolé à basse tension:

– il est possible d'effectuer l'extinction de l'arc lors d'un défaut sans bloquer les convertisseurs en fermant pour une durée réduite un disjoncteur de circuit continu (TCRM ou NBGS) installé à l'extrémité flottante de sorte que le circuit principal soit mis à la terre aux deux extrémités (voir Figure 17). Après l'extinction de l'arc, le disjoncteur à courant continu est ouvert, afin de restaurer le passage du courant continu de la terre au conducteur métallique.

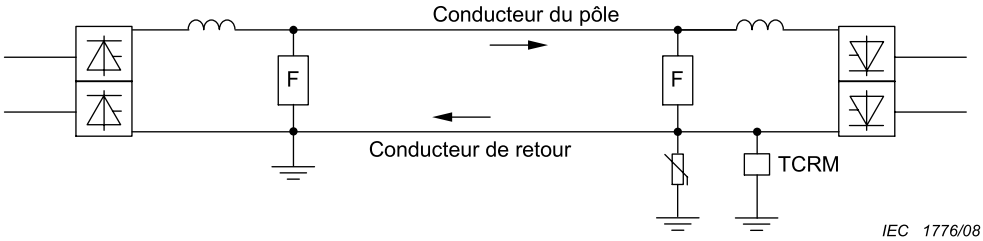


Figure 12 – Système monopolaire avec retour métallique montrant un disjoncteur de transfert de retour métallique (TCRM)

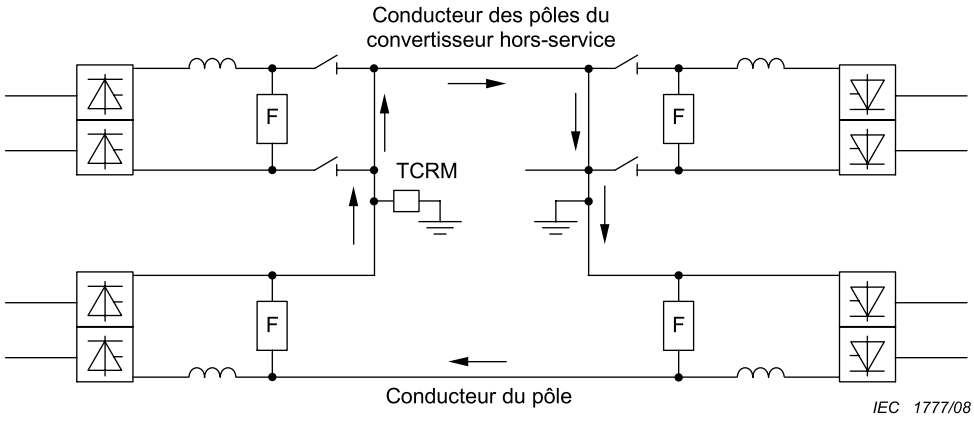


Figure 13 – Fonctionnement monopolaire d'un système bipolaire pendant une défaillance du pôle de conversion

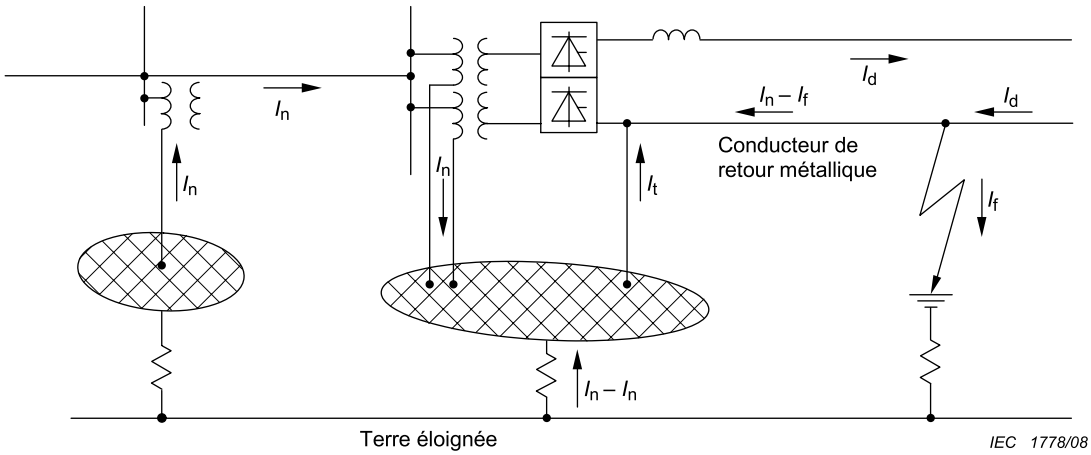


Figure 14 – Circulation du courant continu dans le réseau alternatif pendant un défaut du conducteur de retour métallique alors que la terre de la sous-station CCHT est utilisée pour la mise à la terre du circuit continu

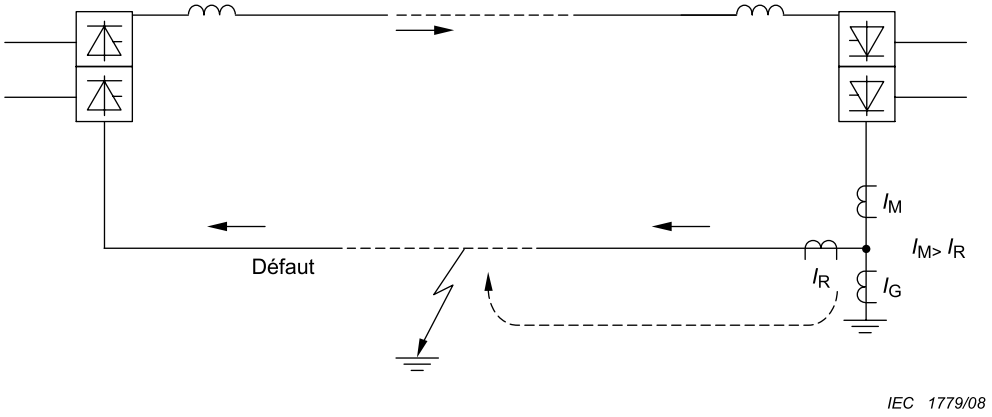
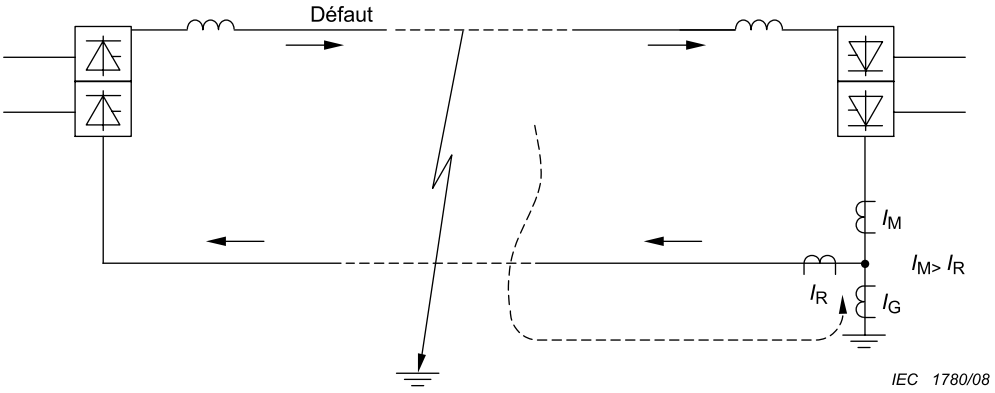


Figure 15a – Défaut à la terre du conducteur de retour métallique



I_M courant du conducteur de pôle

I_R courant du conducteur de retour

Figure 15b – Défaut à la terre du conducteur de pôle

Figure 15 – Flux du courant à la terre pendant des défauts sur la ligne

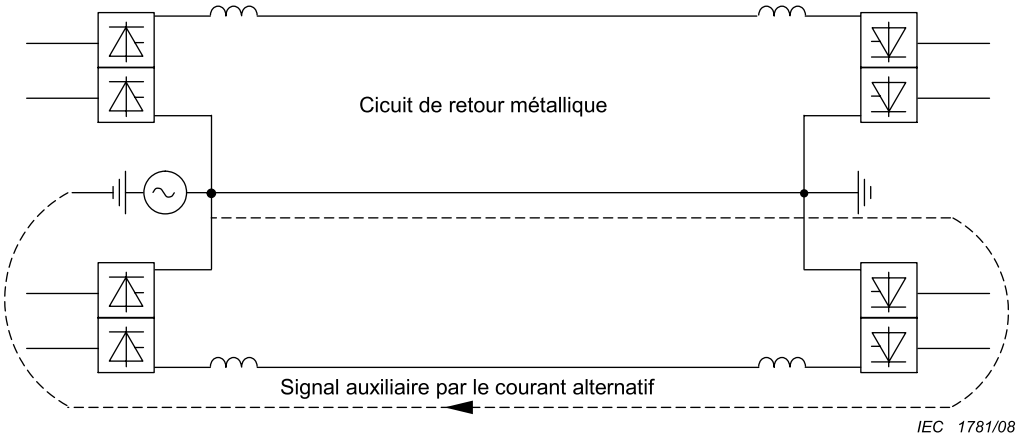


Figure 16 – Exemple de détection des défauts du retour métallique au moyen d'un signal alternatif auxiliaire

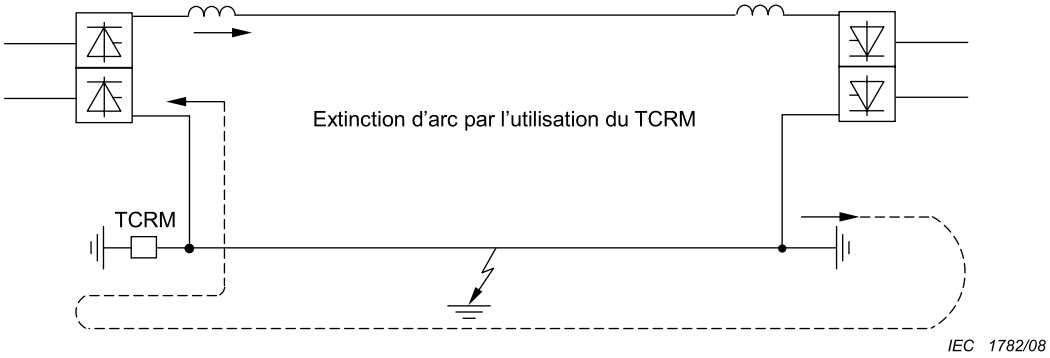


Figure 17 – Exemple d'utilisation du TCRM pour éteindre les défauts à la terre du conducteur de retour métallique

12 Coordination de l'isolement – Systèmes CCHT

12.1 Généralités

Il convient que les équipements de sous-station CCHT soient conçus de façon à supporter sans dommage les surtensions qui résultent d'événements ayant lieu dans le réseau alternatif ou sur la liaison à courant continu, ou du fonctionnement défectueux des équipements du convertisseur.

La coordination de l'isolement d'une sous-station CCHT diffère de celle utilisée dans une sous-station à courant alternatif classique, d'abord par la nécessité de prendre en compte des équipements connectés en série, comprenant des parafoudres entre des bornes qui sont en parallèle, et dont les bornes sont à un potentiel éloigné de celui de la terre; ensuite, par l'emploi de différents niveaux d'isolement pour différentes parties de la sous-station.

Les caractéristiques de fonctionnement des valves de conversion, y compris la commande des instants d'amorçage, ainsi que l'installation de filtres importants sur les parties alternative et continue, sont des facteurs importants dans la génération des surtensions.

Les surtensions dans une sous-station CCHT peuvent provenir soit du réseau alternatif, soit de la ligne ou du câble à courant continu, ou encore de défauts internes. Il faut prendre en compte la nature des réseaux alternatif et continu, ainsi que les performances transitoire et dynamique des valves et du contrôle-commande, et envisager les cas de fonctionnement les plus défavorables lors de l'étude des surtensions.

12.2 Schéma de protection utilisant des parafoudres

Seuls les parafoudres à oxyde de zinc sans éclateur sont considérés dans ce présent rapport pour la protection contre les surtensions des sous-stations CCHT. La Figure 18 montre un système de protection par parafoudre d'une sous-station CCHT connectée à une ligne aérienne à courant continu. La Figure 19 présente un système de protection similaire pour une sous-station dos à dos. La Figure 20 montre un schéma du parafoudre pour la protection de la sous-station CCHT compensée de condensateurs en série. La Figure 21 illustre la protection par parafoudre sur le côté alternatif, comprenant les parafoudres de filtres alternatifs. La Figure 22 montre un schéma de protection par parafoudre pour une sous-station CCHT pourvue de convertisseurs connectés en série.

Les schémas du parafoudre pour une sous-station CCHT compensée de condensateurs en série, comprenant les convertisseurs commutés par condensateur (CCC) et des convertisseurs de condensateurs en série contrôlés (CSCC), sont semblables à ceux utilisés pour les sous-stations CCHT traditionnelles à l'exception des condensateurs en série qui sont protégés directement par les parafoudres connectés en parallèle avec ces derniers.

Pour les sous-stations à courant direct à ultra-haute tension (UHVDC) avec des convertisseurs connectés en série, les parafoudres (A2) peuvent être installés pour protéger l'enroulement des transformateurs de convertisseur côté valve situés sur le côté supérieur (Figure 22). L'inductance de lissage est séparée en deux parties et installée au pôle et au neutre respectivement par le pôle à chaque station. Cela affaiblirait les surtensions en condition transitoire et diminuerait le coût de l'inductance de lissage.

Les parafoudres connectés aux bornes des valves et sur la partie continue sont exposés à différentes combinaisons de tensions alternatives et continues, à des tensions harmoniques et à des surtensions de commutation. Ils doivent être conçus pour supporter les contraintes qui en résultent.

Les caractéristiques du parafoudre doivent souvent être déterminées par une méthode itérative. Les capacités de dissipation d'énergie imposées au parafoudre déterminent sa taille et ses caractéristiques. Ces dernières ont une influence sur le niveau de surtension et les courants de décharge du parafoudre. Les contraintes sur les parafoudres sont abordées en 12.7.

Pour une spécification détaillée des parafoudres dans le système CCHT, une étude de simulation intensive pourrait être réalisée.

12.3 Surtensions de manoeuvre et surtensions temporaires sur la partie alternative

Les surtensions de manoeuvre et les surtensions temporaires (voir définition dans l'IEC 60071-1) qui se produisent sur la partie alternative sont importantes pour étudier la mise en oeuvre des parafoudres. Ceux-ci déterminent les niveaux de protection et d'isolement de la partie alternative de la sous-station CCHT. Ils influencent également la coordination de l'isolement des valves.

En ce qui concerne le cas particulier de sectionneurs situés entre les transformateurs de conversion et le pont de conversion, il faut prévoir la protection des enroulements de valve du transformateur de conversion lorsque ces sectionneurs sont en position ouverte.

Les surtensions dont il est question dans ce paragraphe sont provoquées par des manoeuvres d'appareil de coupure sur le réseau alternatif et par les défauts décrits dans les Articles 4 et 5 de ce rapport.

12.4 Surtensions de manoeuvre et surtensions temporaires sur la partie continue

Outre les surtensions provenant de la partie alternative et transmises par l'intermédiaire des transformateurs de conversion, la coordination de l'isolement de la partie continue contre les

surtensions de manoeuvre et les surtensions temporaires est essentiellement fonction des surtensions produites par les défauts et les manoeuvres sur cette partie continue.

Les événements à considérer sont les défauts à la terre sur la partie continue, les manoeuvres sur la partie continue, les événements ayant pour résultat l'ouverture de la ligne d'électrode de terre, la génération de tensions alternatives superposées produites par des défauts dans la commande du convertisseur, les ratés d'allumage, les défauts de commutation, les défauts à la terre et les courts-circuits dans l'unité de conversion.

Dans les systèmes comprenant une combinaison de câbles à courant continu et de lignes aériennes, il peut être nécessaire d'utiliser des parafoudres aux bornes des câbles pour les protéger contre les surtensions.

12.5 Surtensions de foudre à front raide

Par rapport aux surtensions de foudre, les différentes sections d'une sous-station CCHT doivent être examinées de manière différente. Les sections sont les suivantes:

– poste alternatif situé entre l'entrée de ligne et les bornes côté ligne (primaire) des transformateurs de conversion;
– poste continu situé entre l'entrée de ligne et la borne côté ligne de l'inductance de lissage;
– équipements de conversion situés entre les bornes côté valves des transformateurs de conversion et la borne côté valves de l'inductance de lissage.

La section des équipements de conversion est séparée des deux autres sections au moyen de réactances en série, à savoir, l'inductance de lissage à une extrémité, et la réactance de fuite des transformateurs de conversion à l'autre extrémité. Les ondes mobiles, telles que celles produites par les coups de foudre sur le côté alternatif du transformateur ou sur la ligne continue, avant l'inductance de lissage, sont réduites à une forme comparable à celle des surtensions de manoeuvre grâce à la combinaison des réactances série et des capacités à la terre. Par conséquent, il y lieu qu'elles soient considérées dans le cadre de la coordination aux surtensions de manoeuvre.

Les sections des postes alternatif et continu sont connectées aux lignes aériennes par l'intermédiaire de connexions à basse impédance. Elles diffèrent des installations conventionnelles de postes par la présence de filtres alternatifs et continus et éventuellement de bancs de condensateur shunt, qui peuvent contribuer à l'atténuation des surtensions.

Les surtensions à front raide, en dehors de celles produites par la foudre, doivent également être prises en considération lors de la conception et des essais du matériel de même que pour la coordination de l'isolement. Ces surtensions, produites par les défauts à la terre dans la sous-station CCHT, sont importantes pour la coordination de l'isolement des valves. Ces surtensions ont une durée de front typique de 0,5 μs à 1,0 μs et, peuvent durer ensuite jusqu'à 10 μs. Les valeurs et les formes d'ondes à spécifier peuvent être déterminées par des études de simulation numérique.

Dans la section du poste alternatif, les surtensions à front raide ayant une durée de front de 5 ns à 150 ns peuvent aussi être produites par la manoeuvre des sectionneurs à isolation gazeuse. De même, pendant le fonctionnement des disjoncteurs de puissance à SF_6, peuvent apparaître des surtensions à front raide ayant des durées de front de quelques dizaines de nanosecondes.

12.6 Marges de protection

En général, on utilise la méthode conventionnelle de coordination de l'isolement pour l'isolement des sous-stations CCHT. En variante on peut utiliser une méthode statistique pour les isolations autorégénératrices.

La méthode conventionnelle établit la surtension maximale attendue à un endroit donné, sur la base des caractéristiques des surtensions et des dispositifs de protection (parafoudres).

Il convient que le courant maximal circulant dans le parafoudre soit déterminé par ordinateur ou par une étude sur simulateur CCHT. Ce courant maximal, ou bien une valeur plus élevée, est appelé courant de coordination. La tension du parafoudre correspondant à ce courant est le niveau de protection. Pour le cas des surtensions de manoeuvre, cette tension est le niveau de protection aux chocs de manoeuvre (SIPL). La grandeur correspondante pour les surtensions de foudre est le niveau de protection aux chocs de foudre (LIPL).

La surtension maximale supportée par l'équipement est définie par le niveau de protection du parafoudre ou de l'ensemble de parafoudres raccordé à ses bornes, prenant en compte l'influence des connexions entre l'équipement, les parafoudres et la terre.

Lorsque les surtensions maximales ont été déterminées, les niveaux d'isolement correspondants, à savoir la tension de tenue aux chocs de manoeuvre et la tension de tenue aux chocs de foudre, tels que définis par l'IEC 60071-1, peuvent alors être établis pour l'équipement protégé par parafoudre, en appliquant des marges de protection.

A la différence de la sous-station c.a., il n'est pas nécessaire d'arrondir par valeurs supérieures les niveaux d'isolation (SIWV, LIWV) aux valeurs normalisées pour les équipements CCHT.

On peut exprimer la marge de protection comme suit:

$$\text{marge} = (\text{facteur de sécurité} - 1) \times 100\ \%$$

où le facteur de sécurité est défini par l'IEC 60071-1 comme étant:

$$\text{Facteur de sécurité} = \frac{\text{Tension de tenue au choc de foudre ou de manoeuvre}}{\text{Surtension maximale}}$$

La pratique pour les réseaux à CCHT fournit une base pour le choix des marges, et l'expérience fructueuse acquise sur les réseaux à courant continu existants apportent des données complémentaires pour établir les critères de choix de marges. De plus, l'utilisation de parafoudres à oxyde métallique conduit à des niveaux de protection plus cohérents que ceux obtenus avec la technologie antérieure des parafoudres.

Pour les ondes de manoeuvre, on applique en général une marge de 15 % sur les valves. Néanmoins, une marge de 10 % a été appliquée pour certaines applications particulières.

Pour les ondes de foudre, on applique en général une marge de 15 % à 20 % sur les valves. Il convient d'appliquer une marge de 15 % à 20 % pour la protection des autres équipements en ce qui concerne les ondes de manoeuvre et une marge de 20 % à 25 % pour les ondes de foudre. L'expérience passée a montré les bons résultats obtenus grâce à l'utilisation de ces marges.

Pour les ondes à front raide ayant des durées de front inférieures ou égales à 0,5 μs, une marge de 20 % à 25 % au-dessous du niveau de surtension maximum est appropriée pour les valves et tous les autres équipements. Il convient d'éviter l'application aux valves d'ondes à front extrêmement raide.

Les raisons principales du choix pour les valves d'une marge ou d'un facteur de sécurité plus faible que pour les autres équipements résident dans le fait que les valves sont en général protégées par des parafoudres installés directement à leurs bornes, et que le processus de vieillissement des valves à thyristors est différent de celui des équipements de puissance conventionnels, les transformateurs par exemple, puisque les thyristors défaillants sont

remplacés lors de visites de contrôles régulières. Les valves doivent être conçues de telle façon que les isolements autres que les thyristors aient une tenue diélectrique plus élevée, ce qui fournit automatiquement des marges plus importantes.

Il y a lieu de spécifier les valeurs de marge fournies plus haut.

12.7 Fonctions des parafoudres

On se référera aux Figures 18 à 22 pour tous les parafoudres désignés dans cet article.

12.7.1 Parafoudres de barres alternatifs (A_1, A_2 et A_3)

La partie alternative d'une sous-station CCHT sera généralement protégée par des parafoudres situés au niveau des transformateurs de conversion (A_1), et à d'autres endroits selon la configuration de la station (A_3). Pour les sous-stations UHVDC avec des convertisseurs connectés en série, les parafoudres (A_2) peuvent être installés pour protéger le côté valve des transformateurs de convertisseur situés sur le côté supérieur (Figure 22). Ces parafoudres sont conçus selon les critères retenus pour les applications conventionnelles des réseaux alternatifs compte tenu de la mise à la terre du réseau, des surtensions de foudre, de manoeuvre et des surtensions temporaires. En raison de la saturation possible des transformateurs de conversion et des résonances à basse fréquence qui peuvent se produire entre les filtres et le réseau alternatif, en particulier pendant l'élimination des défauts, des surtensions élevées et de longue durée peuvent apparaître. Les parafoudres pourront donc être conçus pour une capacité élevée de dissipation d'énergie.

12.7.2 Parafoudres aux bornes des inductances de filtres (FA)

Les événements à considérer concernant les fonctions du parafoudre de filtre sont les surtensions de manoeuvre et les surtensions temporaires sur le jeu de barres alternatif et la décharge du condensateur de filtrage au travers du parafoudre pendant un défaut à la terre sur la barre des filtres. Le premier détermine le niveau de protection requis aux chocs de manoeuvre et le second le niveau de protection aux chocs de foudre ainsi que la capacité de décharge d'énergie nécessaire. Dans certains cas, la nécessité de décharger une quantité importante d'énergie peut survenir en raison des conditions de résonance harmonique de bas rang ou en présence d'harmoniques non caractéristiques de bas rang engendrés par un fonctionnement déséquilibré au cours de défauts alternatifs (voir 5.3.7).

12.7.3 Parafoudres de valve (V)

En ce qui concerne les fonctions des parafoudres de valve, il faut considérer les événements suivants:

– limitation des surtensions de manoeuvre et des surtensions temporaires provenant de la partie alternative;
– décharge de la ligne continue, du filtre côté courant continu, et des capacités parasites dans le bâtiment des valves suite à un défaut à la terre entre le pont de conversion et le transformateur de conversion situé au potentiel le plus élevé;
– extinction du courant dans un groupe commutant seul;
– décharge des ondes de foudre suite à une défaillance du réseau de garde.

Les trois premiers événements déterminent pour le parafoudre les contraintes apparentées aux chocs de manoeuvre. Cela conduit souvent à des caractéristiques de dissipation d'énergie plus élevées pour ces parafoudres.

Le niveau d'amorçage de protection des valves dans le sens direct doit être coordonné aux caractéristiques de protection des parafoudres. Lorsque le niveau d'amorçage de protection des valves dans le sens direct est plus élevé que les caractéristiques de protection des parafoudres, il convient que cela soit spécifié.

Dans le cas d'un fonctionnement en redresseur avec des unités de conversion connectées en parallèle, un défaut à la terre entre un pont de conversion et le transformateur de conversion situé au potentiel le plus élevé va nécessiter des caractéristiques de dissipation d'énergie plus importantes pour les parafoudres affectés en raison de la participation aux courants de défaut de l'unité de conversion connectée en parallèle.

Il convient que les valves soient conçues de façon à supporter le courant maximal attendu provenant des parafoudres connectés directement en parallèle, dans l'éventualité où les valves sont amorcées alors que le parafoudre est conducteur.

12.7.4 Parafoudres de point milieu (M)

On a parfois recours à l'utilisation d'un parafoudre de point milieu pour réduire les exigences du niveau d'isolement du côté valve des transformateurs de conversion.

Ses fonctions sont déterminées par l'extinction du courant dans le pont hexaphasé inférieur et par les surtensions de foudre faisant suite à une défaillance du réseau de garde. Les données concernant ce parafoudre sont du même ordre de grandeur que celles des parafoudres de valve.

12.7.5 Parafoudres de barre à courant continu de la conversion (CB) et parafoudres d'unité de conversion

La barre à courant continu haute tension du convertisseur peut être directement protégée par un parafoudre connecté entre la barre et la terre (voir Figure 18, parafoudre CB). Pour les unités de conversion connectées en série, comme représentées sur la Figure 21, on utilise normalement la mise en série du parafoudre d'unité de conversion, le parafoudre C connecté entre les bornes c.c. de l'unité de conversion située au potentiel le plus élevé, et du parafoudre de barre à courant continu CB2 pour l'unité de conversion située au potentiel le plus bas.

Puisque les niveaux de protection du parafoudre de barre à courant continu de la conversion et du parafoudre d'unité de conversion représentent environ le double de la valeur nominale de la tension continue, ces parafoudres ne sont normalement pas exposés à des décharges de courant importantes provenant des chocs de manoeuvre. Leurs caractéristiques sont déterminées par les niveaux de tension continue en régime établi. Dans le cas d'unités de conversion connectées en série, les parafoudres E_1 et E_2 doivent être spécifiés pour la contrainte supplémentaire résultant de la décharge de la ligne continue lorsque l'une des unités de conversion est court-circuitée.

12.7.6 Parafoudres de barre à courant continu et parafoudres de la ligne à courant continu (DB et DL)

Les caractéristiques des parafoudres de barre et de la ligne à courant continu sont déterminées à partir de la tension maximale de service et des chocs de foudre et de manoeuvre. Le parafoudre de barre à courant continu DB détermine le niveau d'isolement des équipements situés côté pôle à courant continu. Sur les systèmes CCHT comprenant des câbles, il convient que les niveaux de protection du parafoudre de ligne à courant continu DL soient sélectionnés en tenant compte des caractéristiques de tenue des câbles.

Lorsque la liaison CCHT comprend des sections de lignes aériennes et des sections de câbles, il convient de prêter attention à l'utilisation de parafoudre au point de jonction des lignes aériennes et des câbles afin d'éviter toute surtension excessive sur le câble provoquée par la réflexion des ondes mobiles.

12.7.7 Parafoudres de neutre à courant continu (E1 et E2)

La tension de service des parafoudres de neutre à courant continu est normalement basse. Dans les conditions de fonctionnement bipolaire équilibré, elle sera pratiquement nulle. Lors

du fonctionnement monopolaire, la tension est faible et correspond à la chute de tension dans la ligne d'électrode ou dans le conducteur de retour métallique.

Ces parafoudres ont pour fonction de protéger l'équipement contre les chocs de foudre qui aboutissent sur la barre de neutre et de décharger de fortes énergies pendant les événements suivants:

– défaut à la terre du pôle à courant continu;
– défaut à la terre entre les valves et le transformateur de conversion;
– rupture du circuit de retour pendant un fonctionnement monopolaire.

La capacité d'écoulement d'énergie spécifiée dépend largement des séquences d'élimination de ces défauts.

12.7.8 Parafoudres d'inductance à courant continu (R)

Un parafoudre peut être connecté en parallèle avec l'inductance de lissage pour la protection contre les surtensions de foudre qui imposent des contraintes importantes aux bornes de l'inductance. Cela permet de réduire les besoins d'isolement aux bornes de l'enroulement de l'inductance.

12.7.9 Parafoudres de filtre à courant continu (FD)

La tension normale de service du parafoudre de l'inductance de filtrage est basse et habituellement constituée d'une ou de plusieurs tensions harmoniques. Les contraintes sur le parafoudre sont essentiellement déterminées par les transitoires résultant de défauts à la terre du pôle à courant continu.

12.8 Prévention contre l'action des relais de protection provoquée par les courants de parafoudres

Lors de la conception de la protection à relais des sous-stations CCHT, il pourrait être nécessaire de tenir compte des courants de parafoudres. Dans certains cas, les parafoudres qui transitent des courants de décharge importants, comme les parafoudres de barres de neutre à forte énergie, peuvent être situés à l'intérieur d'une zone de protection différentielle. Dans ce cas, il pourrait être nécessaire de mesurer les courants du parafoudre et d'alimenter la protection pour éviter un fonctionnement non désiré du relais au cours d'événements se produisant en dehors de la zone de protection et donnant lieu à des courants de décharge dans le parafoudre.

12.9 Distances d’isolement

En ce qui concerne l'isolation extérieure, les distances dans l'air sont en général basées sur la tension de tenue aux chocs de manoeuvre spécifiée en utilisant les facteurs de correction standard en fonction de la forme des électrodes.

Dans les bâtiments de valves, il convient d'accorder un soin particulier à la forme des électrodes, de façon à réduire au minimum les distances d'isolement requises. Les distances sont en général définies à partir d'essais effectués sur des électrodes de forme appropriée. Dans les bâtiments de valves, les distances sont en général déterminées de façon à obtenir une probabilité de contournement de 0,1 %.

12.10 Lignes de fuite pour l'isolation

12.10.1 Isolation extérieure

L'isolation externe des isolateurs et traversées extérieurs est principalement déterminée par ses performances sous pollution à la tension normale de service. Les isolateurs soumis à une tension continue se comportent différemment des isolateurs soumis à une tension alternative.

Les isolateurs côté continu sont plus facilement sujets à la pollution que les isolateurs côté alternatif qui se trouvent dans une même sous-station, car ils attirent les particules chargées.

En fonction du niveau de pollution, la tenue en tension d'un isolateur côté continu en conditions de contamination est généralement inférieure à la tenue en tension (valeur efficace) côté alternatif. La tenue en tension côté continu semble également dépendre plus nettement de la forme de l'isolateur.

Dans les régions où la contamination est légère ou moyenne, des lignes de fuite d'une valeur de 2,5 cm/kV à 4,6 cm/kV ont été utilisées. Dans les régions à contamination élevée, des lignes de fuite d'une valeur de 4,8 cm/kV ou plus ont été utilisées.

Les exploitants de plusieurs installations CCHT ont jugé nécessaire de recourir au nettoyage, au graissage des isolateurs ou à l'application d'autres revêtements pour limiter les risques de contournement. Alors, l'application des isolateurs de type polymère pourra être l'une des possibilités outre la mesure contre la pollution ci-dessus.

Les connaissances sur les performances des isolateurs de postes sous une contrainte de tension continue et dans des conditions de contamination, sont limitées. Des recherches plus poussées sont nécessaires à l'établissement de directives fiables pour déterminer les lignes de fuite.

12.10.2 Isolation intérieure

Dans les bâtiments de valves, des lignes de fuite spécifiques d'une valeur minimale de 1,4 cm/kV à 1,6 cm/kV de la tension continue nominale ont été largement utilisées. L'environnement est propre et l'humidité contrôlée. La question des lignes de fuite n'est donc pas d'une très grande importance.

Il convient d'insister sur le fait que garder l'environnement de la galerie de la valve est très important et qu'il convient de surveiller au sein de limites les niveaux d'humidité et de pollution.

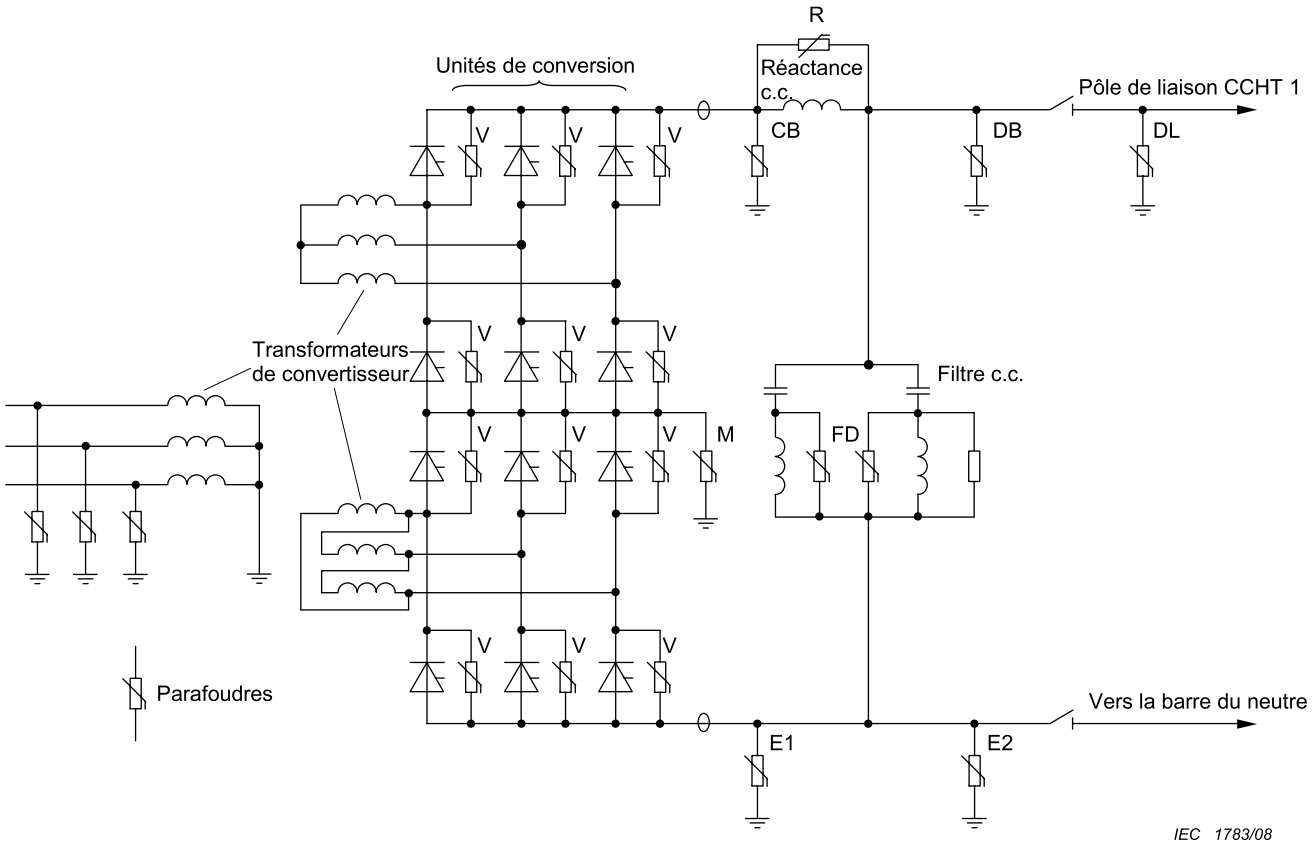


Figure 18 – Exemple d'un schéma de protection par parafoudre pour une sous-station CCHT

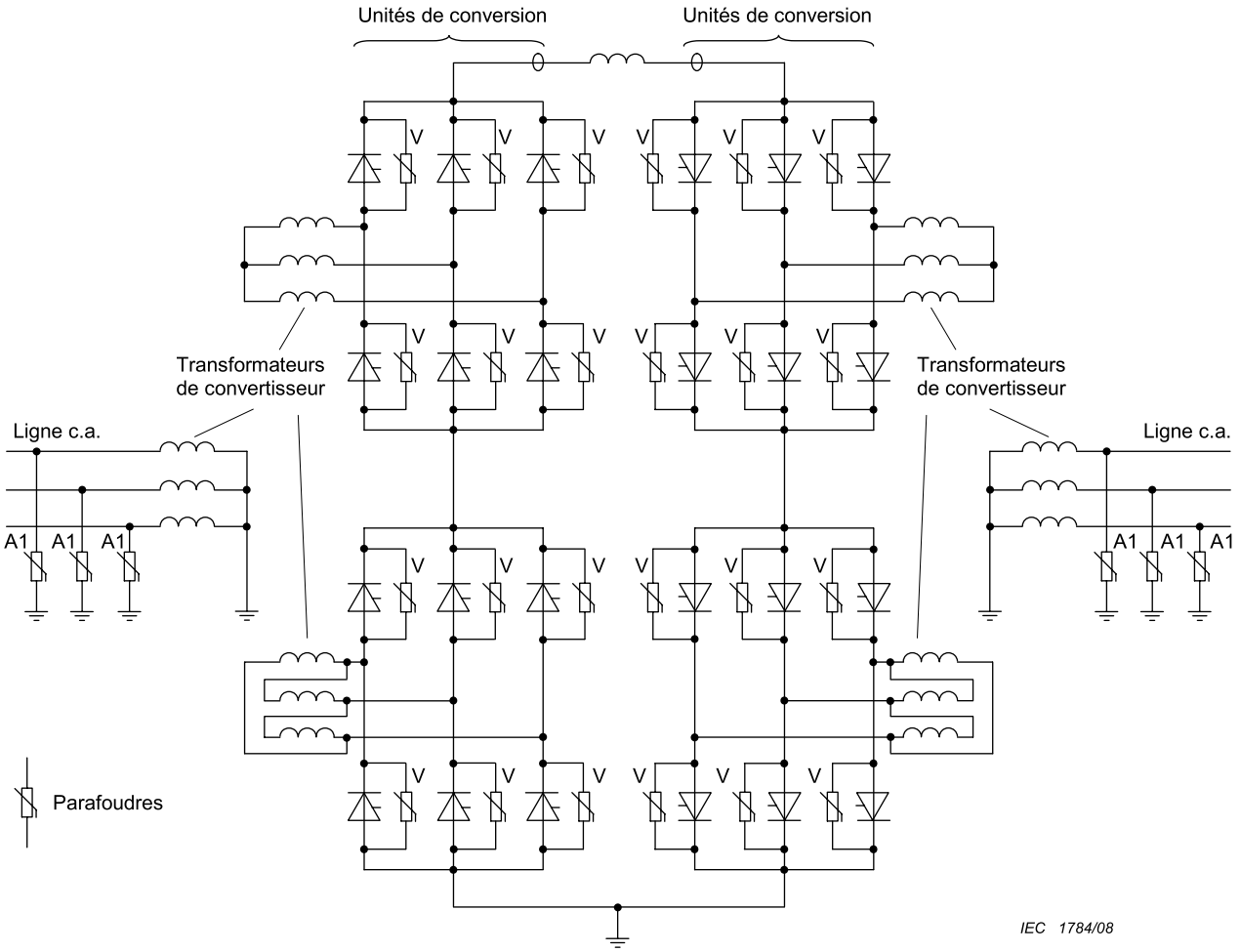


Figure 19 – Exemple de schéma de protection c.c. par parafoudres pour une sous-station CCHT connectée en dos à dos

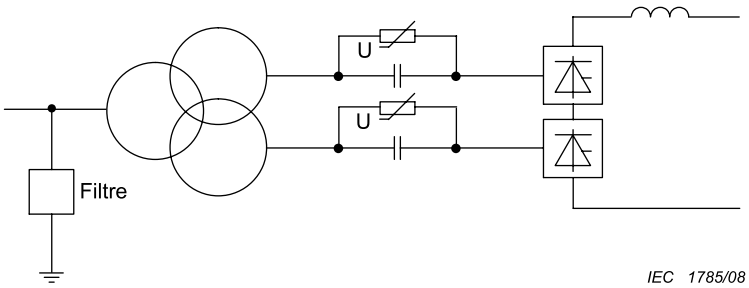


Figure 20a – Convertisseur à couplage capacitif (CCC)

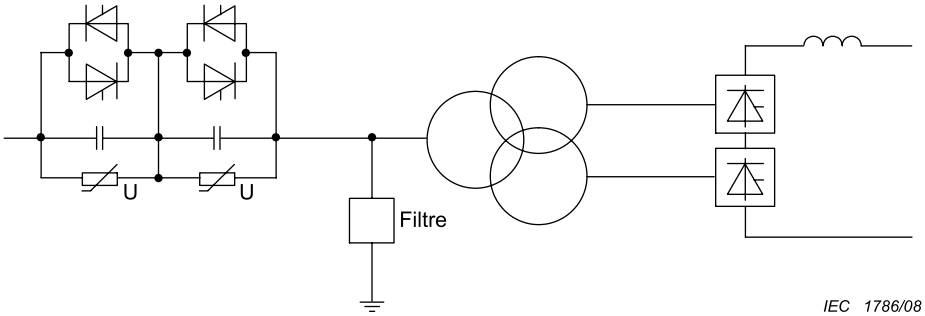


Figure 20b – Convertisseur avec les condensateurs réglables de série (CCSC)

Figure 20 – Exemple de disposition de protection par parafoudre pour une sous-station CCHT de convertisseurs commutés par condensateurs

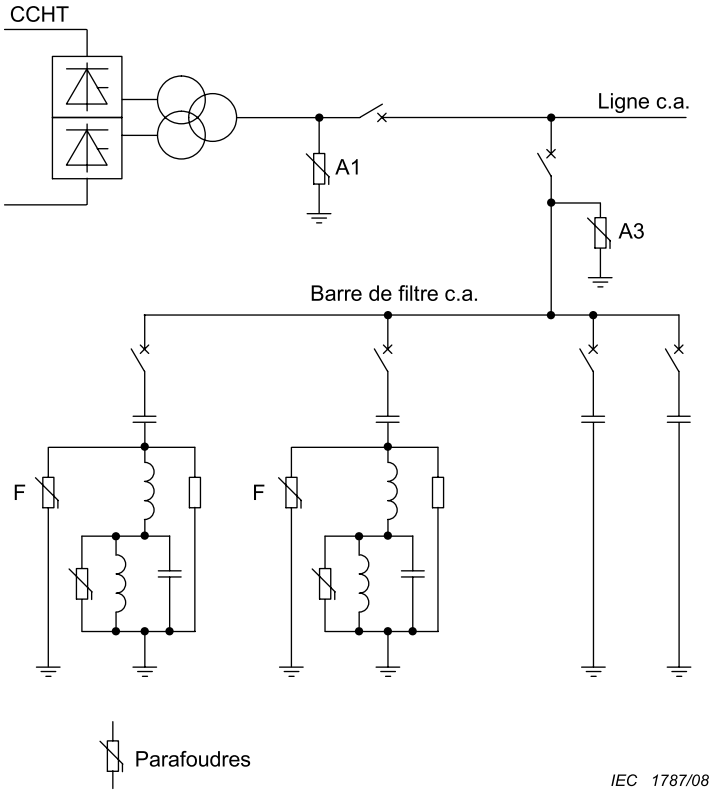


Figure 21 – Exemple de disposition de protection par parafoudre côté c.a. pour une sous-station CCHT

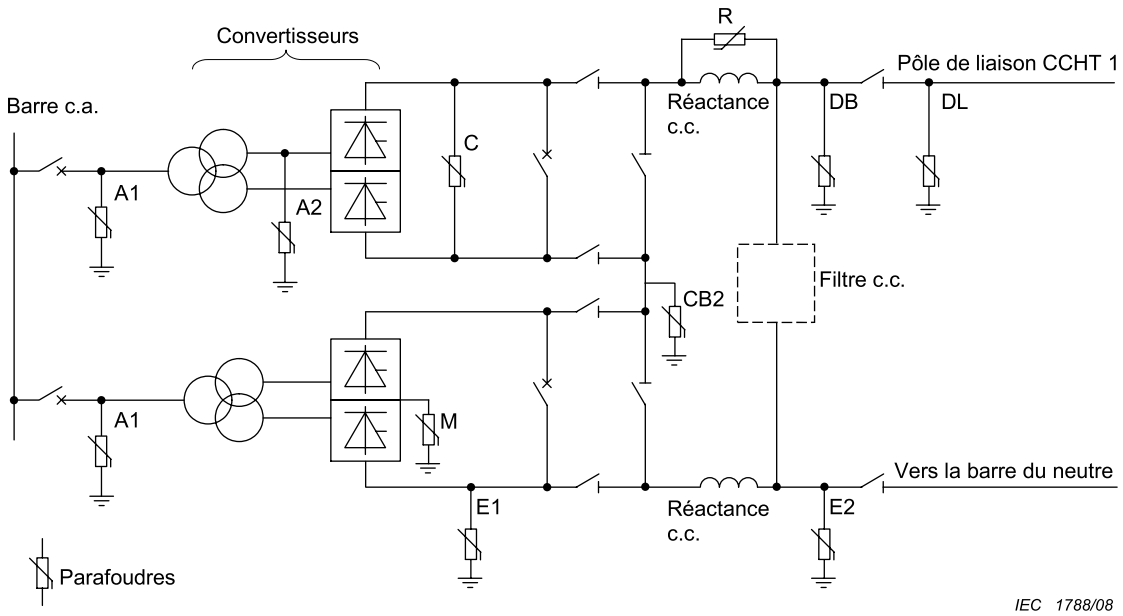


Figure 22 – Exemple d'un schéma de protection par parafoudre dans une sous-station CCHT avec des convertisseurs connectés en série

13 Besoins en télécommunications

13.1 Généralités

Comme il est indiqué dans l'IEC 60919-1, différents types de télécommunication peuvent être utilisés pour le fonctionnement de la ligne de transmission CCHT.

La principale fonction du réseau de télécommunication dans le fonctionnement de la ligne CCHT est de transmettre les messages de contrôle tels que les consignes de courant ou de puissance, le contrôle de la charge et de la fréquence, etc. Il peut également être utilisé pour superviser, mettre en service et protéger. Des réseaux indépendants pourraient être employés pour chaque fonction, bien qu'un seul réseau puisse souvent servir à plusieurs emplois. Lors de l'affectation des réseaux, il convient que la priorité soit accordée aux exigences de protection.

Il convient que la protection contre les défauts des équipements de la station et la capacité à redémarrer après l'élimination des défauts dans les temps de recouvrement spécifiés pour le système ne dépendent pas du système de télécommunication. Néanmoins, les réseaux alternatifs émetteurs et récepteurs peuvent bénéficier de la disponibilité des télécommunications en les utilisant, par exemple, pour diminuer l'impact des variations soudaines de la puissance active et réactive au niveau de la barre de sous-station CCHT.

On peut obtenir une protection raisonnable des équipements de la sous-station CCHT sans recourir à un réseau de télécommunication et sans compromettre la sécurité de fonctionnement du système CCHT. Néanmoins, il n'est pas possible d'obtenir des durées de défauts minimales et des temps de rétablissement après défauts courts sans réseaux de télécommunication. Les réglages de temporisation qui seraient demandés aux protections pour garantir la sélectivité et la sécurité des séquences de déclenchement ne seraient certainement pas compatibles avec les objectifs cités ci-dessus.

Il convient que le réseau de télécommunication utilise un canal de transmission de l'information non affecté par les défauts du système de transmission de l'énergie.

13.2 Besoins particuliers – Réseaux de télécommunication

Comme il en est question à l'Article 9, les principaux critères de protection de la ligne à courant continu: dv/dt, tension et courant continus, nécessitent une communication entre les deux extrémités pour parer à certaines conditions de défauts:

– défauts de ligne d'impédance élevée;
– pour faire la distinction entre défauts sur la ligne à courant continu et défauts côté onduleur, y compris les ratés de commutation de l'onduleur;
– pour la protection, sans recourir aux disjoncteurs continus, des lignes continues fonctionnant en parallèle et permettre des séquences de manoeuvres automatiques;
– pour une mise en parallèle et hors parallèle automatique des pôles, nécessaire à l'élimination des défauts de ligne sur pôles permanents, sans utiliser les disjoncteurs continus.

La protection contre les ratés de commutation de l'onduleur s'obtient en général en augmentant l'angle d'extinction de celui-ci. Néanmoins, en variante à la commande dépendant de la tension, certaines stratégies de protection consistent à ordonner au redresseur de réduire le courant de ligne, via un réseau de télécommunication (Article 5).

Un réseau de télécommunication allant dans les deux sens peut être bénéfique au fonctionnement des systèmes CCHT qui utilisent plus d'une unité de conversion par pôle, en maintenant en service un nombre égal d'unités de conversion à chaque sous-station CCHT, à la suite d'un blocage automatique ou manuel d'une unité à chaque sous-station.

Lorsqu'une transmission à courant continu est directement reliée à une centrale électrique, son fonctionnement peut nécessiter des signaux de contrôle entre le redresseur ou l'onduleur et la centrale électrique. Les signaux peuvent, par exemple, déclencher les séquences de contrôle des systèmes d'excitation ou de réglage des alternateurs ou optimiser le nombre et la charge des groupes d'alternateurs et des bancs de filtrage.

Un signal de télécommunication pour chaque pôle peut être nécessaire afin de réduire le courant à une valeur préréglée à la suite de certains types de défauts.

De même, un signal de contrôle pour inverser le transit ou modifier le niveau de puissance peut être utilisé afin de renforcer la stabilité du réseau alternatif en cas de déclenchement critique de la ligne à courant alternatif (voir Article 5).

Il convient que les canaux de télécommunication pour le contrôle et les protections soient redondants et associés à chaque pôle.

Les télécommunications peuvent également être utilisées pour localiser les défauts de ligne.

13.3 Conséquences de l'indisponibilité du réseau de télécommunication

Pour la plupart des conditions énoncées en 13.2, l'absence d'un réseau de télécommunication ne devrait avoir d'autre inconvénient que d'augmenter la durée de récupération après défaut.

Néanmoins, une défaillance dans le système de communication peut perturber sérieusement le fonctionnement du réseau continu, en manquant, par exemple, de faire la distinction entre un défaut du réseau à courant alternatif et un défaut de la ligne continue à l'extrémité onduleur. Si toutes les télécommunications sont affectées par la défaillance, la totalité de la puissance continue transmise peut être arrêtée par la protection de la ligne continue à cause de défauts de l'onduleur. Une solution partielle à ce problème peut consister à introduire un temps de retard dans la protection de la ligne continue, immédiatement après la perte de télécommunication.

Lorsque le contrôle de la tension de l'ensemble du réseau alternatif se fait sur les deux extrémités redresseur et onduleur, cela peut imposer des contraintes sur le système de télécommunication. Il convient que les conséquences de la perte de ces communications sur le fonctionnement du réseau c.a. soient alors analysées avec soin.

13.4 Considérations particulières relatives aux systèmes à courant porteur de ligne (CPL)

Le fonctionnement de la transmission par courant porteur de ligne (CPL) pourrait être suffisamment pénalisé par des défauts transitoires dans les conducteurs de pôle et de câbles de garde pour perturber le fonctionnement des systèmes de protection et de commande, et, ainsi, affecter le fonctionnement du réseau CCHT. Afin de minimiser de telles conséquences, il convient que les caractéristiques suivantes soient spécifiées pour le système CPL:

– pour les systèmes à courants porteurs utilisant un conducteur de pôle et un câble de garde comme chemin de communication, il convient que l'isolement du câble de garde soit conçu pour éviter les scintillations en fonctionnement normal et les conditions de surtension prises en compte durant la conception du système CCHT;
– pour un défaut se produisant sur la ligne à courant continu ou pendant un contournement d'isolateur du câble de garde, il convient que la dégradation du signal à courant porteur de ligne soit suffisamment minimisée pour éviter de compromettre le niveau de fonctionnement spécifié du système de transmission CCHT;
– il convient que les fréquences du courant porteur, choisies pour les canaux de protection et de contrôle, soient aussi élevées que possible pour éviter les interférences avec les stations de conversion. Un système de filtrage pour la transmission à courant porteur de ligne peut être nécessaire si les fréquences choisies ne peuvent éviter de tels effets.

De plus, il convient que les sources suivantes de perturbations transitoires du CPL sur les lignes de transmission CCHT soient examinées avec soin:

– interférence produite par le bruit de couplage avec la ligne d'électrode;
– interférence produite par des lignes à courant alternatif parallèles ou croisant les lignes de transport à courant continu;
– interférence due au couplage entre pôles sur une ligne CCHT.

14 Systèmes d'alimentation auxiliaire de puissance

14.1 Généralités

Les systèmes d'alimentation auxiliaire d'une sous-station CCHT sont des éléments de soutien nécessaires qui rendent le système CCHT capable de produire toute la puissance voulue, de maintenir la station en bon état de marche et qui permettent au système d'être arrêté sans danger.

Les systèmes d'alimentation auxiliaire peuvent être approximativement classés en deux groupes principaux: les systèmes auxiliaires électriques et les systèmes auxiliaires mécaniques.

14.2 Systèmes auxiliaires électriques

14.2.1 Généralités

Les considérations sur le fonctionnement en régime établi des systèmes auxiliaires électriques ont été discutées dans l'IEC 60919-1. Cette Partie 2 présente les aspects du fonctionnement et les spécifications du système d'alimentation électrique auxiliaire liés au fonctionnement des systèmes CCHT ou le facilitant pendant les transitoires de défaut ou de manoeuvre.

Les systèmes auxiliaires électriques des sous-stations CCHT sont presque toujours alimentés par les réseaux alternatifs auxquels les stations onduleur et redresseur sont connectées. Par conséquent, les défauts dans les réseaux c.a. ou sur les départs c.a. qui alimentent en énergie auxiliaire les sous-stations CCHT peuvent influencer le fonctionnement des équipements auxiliaires et, en conséquence le fonctionnement de la transmission CCHT. Habituellement, on utilise au moins deux sources indépendantes.

Bien que la charge du système auxiliaire ne soit en général que de 0,2 % à 1 % de la puissance nominale de la sous-station CCHT, la sûreté de fonctionnement du système CCHT dépend de façon vitale du fonctionnement correct du système d'alimentation auxiliaire pendant les transitoires de défauts ou de manoeuvre, c'est pourquoi il convient que les spécifications des systèmes auxiliaires électriques soulignent cette extrême importance. Par conséquent, il semble tout à fait approprié que les systèmes auxiliaires électriques d'une sous-station CCHT de puissance importante soient plus vastes et plus complexes que ceux d'une sous-station CCHT de petite puissance.

Les charges de puissance auxiliaire d'une station auxiliaire peuvent être classées en trois catégories: charges essentielles, d'urgence et normales. Les charges essentielles sont celles qui garantissent la capacité nominale de transmission de puissance d'une sous-station CCHT. Les charges d'urgence sont celles qui devraient être en fonctionnement, ou bien prêtes à fonctionner dans un délai minimal, dans l'éventualité d'un manque de puissance au niveau de la barre principale alternative. Les charges normales ou autres sont celles qui ne sont pas directement liées avec les possibilités de conversion de puissance de la station.

Les charges qui ne peuvent être interrompues ou exposées à des transitoires comme les systèmes de contrôle et de protection appartiennent à la catégorie des charges essentielles. Elles sont souvent qualifiées de charges de puissance auxiliaire de première classe. Elles sont le plus souvent alimentées par des jeux de barres de puissance alternative auxiliaire à

basse tension, par l'intermédiaire d'onduleurs de batteries ou d'alimentation sans interruption avec des chargeurs de batteries redondants.

Pour obtenir une redondance à 100 % et un haut degré de fiabilité les barres de charges essentielles sont presque toujours alimentées par deux sources de puissance indépendantes. Elles disposent de commutateurs automatiques, de façon à permettre à l'une des sources primaires d'alimenter toutes les charges de cette catégorie en cas de défaillance de l'autre source. En ce qui concerne la conception des équipements de sous-station CCHT et du système auxiliaire, il convient d'accorder une attention particulière à l'interruption simultanée des deux sources principales de puissance.

Le transfert automatique pourrait être conçu de façon à permettre un fonctionnement normal en parallèle, un délai de transfert minimal, ou un délai de transfert intentionnel selon les besoins de la sous-station CCHT concernant le temps d'interruption permis pour ces alimentations ou bien les contraintes de synchronisation de charge, etc.

Les charges qui ne nécessitent pas une redondance à 100 % sont souvent alimentées par l'un des deux câbles d'alimentation qui peut être sélectionné par des commutateurs situés près des équipements à alimenter.

Les régions sujettes au gel nécessitent une source de puissance de secours afin d'éviter que certains systèmes tels que les conduites d'huile, l'alimentation en fuel des diesels, les systèmes primaires d'eau, etc., ne gèlent dans l'éventualité d'une panne générale de puissance.

Il convient que les systèmes auxiliaires électriques soient conçus pour fonctionner de façon satisfaisante aux pleines capacités de charge et de surcharge du réseau CCHT suite aux perturbations des réseaux alternatifs. Il est recommandé que les limites de fonctionnement en sous-tension des systèmes auxiliaires après élimination d'un défaut c.a., soient compatibles avec les critères de fonctionnement à faible tension de la liaison CCHT.

Il est bon que la conception des systèmes auxiliaires tienne compte des variations de longue durée prévues pour les sources d'alimentation alternatives, et que les systèmes auxiliaires fonctionnent de façon satisfaisante dans toutes les conditions de fonctionnement prévisibles du réseau d'alimentation alternative.

14.2.2 Exigences particulières

Il convient que chaque pôle ait sa propre source d'alimentation auxiliaire indépendante et complètement dédoublée pour ses charges essentielles. Il est recommandé de porter également attention aux dispositions de commutation et de transfert lors de la perte d'un pôle pour alimenter les services auxiliaires à partir des services auxiliaires de l'autre pôle.

Il est recommandé que le système électrique d'alimentation auxiliaire soit conçu de telle sorte qu'après une interruption temporaire provoquée par une perturbation des réseaux alternatifs couplés aux sous-stations CCHT, il n'empêche pas le rétablissement de la transmission de puissance CCHT dans les limites de temps spécifiées, une fois le réseau auxiliaire remis sous tension.

Il convient que le système électrique auxiliaire fonctionne sans provoquer l'interruption ou l'arrêt d'aucun système auxiliaire à l'intérieur de la plage spécifiée de sous-fréquences et surfréquences des réseaux c.a. raccordés à la liaison CCHT.

Il est bon que des alimentations de puissance non interruptibles maintiennent la fréquence et les tensions produites dans les limites déterminées par les systèmes auxiliaires qu'elles alimentent, de sorte que le fonctionnement des groupes de valves ne soit pas gêné, et pour garantir une coordination permanente des protections pendant de brèves interruptions, allant jusqu'à 2 s, de l'alimentation en puissance alternative des systèmes auxiliaires.

Il convient que les systèmes de contrôle et de protection des systèmes électriques auxiliaires soient conçus suivant les mêmes méthodes que celles appliquées à l'utilisation industrielle et commerciale de la basse tension alternative, avec une attention particulière pour la vitesse d'élimination de défauts et la sélectivité des dispositifs de protection. Il faudra veiller à:

– éviter de mettre en parallèle deux ou plusieurs sources d'alimentation auxiliaires pour limiter les contraintes de court-circuit sur les composants du réseau auxiliaire;
– fournir les moyens de garantir la synchronisation lorsque deux barres doivent être mises en parallèle pendant la commutation automatique d'une source vers une autre;
– réaliser la commutation dans les limites de temps requises par la charge particulière à alimenter avec les tolérances requises sur les conditions de tension sur les barres impliquées.

14.3 Systèmes auxiliaires mécaniques

Les systèmes auxiliaires mécaniques d'une sous-station CCHT se composent des systèmes importants suivants: refroidissement des valves; refroidissement du compensateur synchrone; air comprimé; détection d'incendie, protection et extinction; huile isolante; huile diesel; fourniture d'eau; drainage et eaux; air conditionné; ventilation; engins d'aide à la manutention.

Les systèmes cités ci-dessus sont nécessaires au maintien de la pleine transmission d'énergie électrique sur le réseau CCHT. Le système de refroidissement des valves est probablement le plus important et le plus délicat.

La conception des convertisseurs déterminera le type de système de refroidissement des valves. En règle générale, ce sera soit un refroidissement liquide, soit un refroidissement à air. Il est approprié que le système de refroidissement pour un groupe de valves soit dimensionné de façon à compenser les pertes de puissance de chacun des groupes de valves. En outre, il est conseillé que, des dispositions soient prises au niveau des pièces détachées ou de rechange pour qu'une défaillance ou un arrêt d'un ventilateur, d'une pompe de refroidissement, d'un échangeur de chaleur, etc., n'entraîne pas une réduction de la capacité de transport du réseau à courant continu sous l'effet de toute combinaison attendue raisonnable des conditions de charge et des conditions ambiantes (s'il n’est pas permis d’utiliser l’équipement de refroissement redondant pendant le fonctionnement en surcharge).

Un système de surveillance et d'alarme peut se révéler opportun pour superviser les fonctions des auxiliaires de puissance essentielles au fonctionnement et au refroidissement des valves à thyristors. Ces fonctions peuvent comprendre:

– pour les valves refroidies à l'air: température maximale de l'air en entrée et en sortie des ensembles à thyristors; température maximale de l'air entrant et sortant des échangeurs de chaleur; pression différentielle aux bornes des valves; température maximale et minimale dans le hall des valves; pression et débit de l'air aux endroits critiques des installations de conditionnement d'air, etc.;
– pour les valves refroidies à l'eau: températures d'eau désionisée en entrée et en sortie des valves; niveau d'eau dans les caissons d'expansion; conductivité de l'eau; chute de pression aux bornes des conduits de refroidissement des valves; débit de l'eau aux endroits critiques; volume d'oxygène de l'eau si nécessaire. Si une tour de refroidissement est utilisée: température de l'eau et température des échangeurs de chaleur; température et humidité de l'air dans le hall des valves et du système de conditionnement d'air.

Il est pertinent que le système de surveillance soit aménagé pour donner l'alarme lorsque les limites inférieures ou supérieures des paramètres cités plus haut sont atteintes, de même que pour la perte de pompes ou de ventilateurs, pour un niveau faible du réservoir d'eau et pour les besoins de remplissage des caissons de stockage, ainsi que pour les fuites d'eau dans les structures de valves à thyristors, etc.

Il convient qu'il donne aussi l'alarme en cas de conditions anormales telles que: température élevée de l'eau désionisée ou de l'air en entrée et en sortie des valves; basse

pression de l'eau aux bornes des valves; perte d'un trop grand nombre de pompes ou de ventilateurs, conditions pour lesquelles un signal de déclenchement peut être lancé par le système de surveillance.

Un autre système mécanique important pour l'obtention de la pleine puissance de transit est le système de refroidissement des alimentations en énergie réactive du système CCHT tels que les compensateurs synchrones et les compensateurs statiques. Il est recommandé qu'un système de refroidissement indépendant soit prévu pour chaque système d'alimentation en énergie réactive avec une redondance suffisante sur les éléments principaux ou critiques de ce système de refroidissement afin de minimiser toute réduction de puissance CCHT transmise qui résulterait de la perte d'une des sources d'énergie réactive.

Les systèmes à air comprimé peuvent avoir une grande importance pour permettre l'arrêt sans danger de la sous-station CCHT, particulièrement si le fonctionnement des appareils de coupure est à air comprimé.

Les équipements mécaniques de la sous-station CCHT doivent être conçus pour fonctionner de façon satisfaisante pendant des transitoires, y compris ceux qui résultent de régimes de fonctionnement en survitesse ou en sous-vitesse.

D'autres systèmes mécaniques auxiliaires sont souvent prévus pour des besoins de maintenance ou pour des raisons de sécurité. Ceux-ci ne sont pas directement liés au fonctionnement transitoire d'un système de transport CCHT.

De plus, il convient de prendre une disposition pour les composants de réserve ou de rechange pour que les défaillances ou arrêts d’un ventilateur, d’une pompe à refroidissement, d’un échangeur thermique, etc. ne causent pas une réduction de la capacité de transport c.c. sous chacune des combinaisons de charge et de conditions ambiantes raisonnablement attendues, y compris le fonctionnement en surcharge (s'il n’est pas permis d’utiliser l’équipement de refroissement redondant pendant le fonctionnement en surcharge).

Bibliographie

Venant s'ajouter aux normes déjà mentionnées dans l'IEC 60919-2, les publications suivantes sont considérées comme des outils de référence particulièrement utiles, mais la liste n'en n'est pas exhaustive.

IEC 60044-1:2003, *Transformateurs de mesure – Partie 1: Transformateurs de courant*

IEC 60044-5:2004, *Transformateurs de mesure – Partie 5: Transformateurs condensateurs de tension*

IEC 60050-371:1984, *Vocabulaire Electrotechnique International (VEI) – Chapitre 371: Téléconduite*
Am.1:1997

IEC 60050-421:1990, *Vocabulaire Electrotechnique International – Chapitre 421: Transformateurs de puissance et bobines d'inductance*

IEC 60050-436:1990, *Vocabulaire Electrotechnique International – Chapitre 436: Condensateurs de puissance*

IEC 60050-441:1984, *Vocabulaire Electrotechnique International – Chapitre 441: Appareillage de coupure, de commande et fusibles*
Am.1:2000

IEC 60050-448:1995, *Vocabulaire Electrotechnique International – Chapitre 448: Protection des réseaux d'énergie*

IEC 60050-471:2007, *Vocabulaire Electrotechnique International – Partie 471: Isolateurs*

IEC 60050-521:2002, *Vocabulaire Electrotechnique International – Partie 521: Dispositifs à semiconducteurs et circuits intégrés*

IEC 60050-551:1998, *Vocabulaire Electrotechnique International – Partie 551: Electronique de puissance*

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

IEC 60071-1-2:1996, *Coordination de l'isolement – Partie 2: Guide d'application*

IEC/RT 60071-4:2004, *Coordination de l'isolement – Partie 4: Guide informatique pour la coordination de l'isolement et la modélisation du réseau électrique*

IEC/ST 60071-5:2002, *Coordination de l'isolement – Partie 5: Procédures pour les stations de conversion à courant direct à haute tension (CCHT)*

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

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

IEC 60505:2004, *Evaluation et qualification des systèmes d'isolation électrique*

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

IEC 60831-1:2002, *Condensateurs shunt de puissance autorégénérateurs pour réseaux à courant alternatif de tension assignée inférieure ou égale à 1 000 V – Partie 1: Généralités – Caractéristiques fonctionnelles, essais et valeurs assignées – Règles de sécurité – Guide d'installation et d'exploitation*

_____

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

3, rue de Varembé
PO Box 131
CH-1211 Geneva 20
Switzerland

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

This page has been left intentionally blank.