

**NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD**

**CEI
IEC**

61803

Première édition
First edition
1999-02

**Détermination des pertes en puissance
dans les postes de conversion en courant continu
à haute tension (CCHT)**

**Determination of power losses in high-voltage
direct current (HVDC) converter stations**



Numéro de référence
Reference number
CEI/IEC 61803:1999

Numéros des publications

Depuis le 1er janvier 1997, les publications de la CEI sont numérotées à partir de 60000.

Publications consolidées

Les versions consolidées de certaines publications de la CEI incorporant les amendements sont disponibles. Par exemple, les numéros d'édition 1.0, 1.1 et 1.2 indiquent respectivement la publication de base, la publication de base incorporant l'amendement 1, et la publication de base incorporant les amendements 1 et 2.

Validité de la présente publication

Le contenu technique des publications de la CEI est constamment revu par la CEI afin qu'il reflète l'état actuel de la technique.

Des renseignements relatifs à la date de reconfirmation de la publication sont disponibles dans le Catalogue de la CEI.

Les renseignements relatifs à des questions à l'étude et des travaux en cours entrepris par le comité technique qui a établi cette publication, ainsi que la liste des publications établies, se trouvent dans les documents ci-dessous:

- «Site web» de la CEI*
- **Catalogue des publications de la CEI**
Publié annuellement et mis à jour régulièrement (Catalogue en ligne)*
- **Bulletin de la CEI**
Disponible à la fois au «site web» de la CEI* et comme périodique imprimé

Terminologie, symboles graphiques et littéraux

En ce qui concerne la terminologie générale, le lecteur se reportera à la CEI 60050: *Vocabulaire Electrotechnique International* (VEI).

Pour les symboles graphiques, les symboles littéraux et les signes d'usage général approuvés par la CEI, le lecteur consultera la CEI 60027: *Symboles littéraux à utiliser en électrotechnique*, la CEI 60417: *Symboles graphiques utilisables sur le matériel. Index, relevé et compilation des feuilles individuelles*, et la CEI 60617: *Symboles graphiques pour schémas*.

* Voir adresse «site web» sur la page de titre.

Numbering

As from 1 January 1997 all IEC publications are issued with a designation in the 60000 series.

Consolidated publications

Consolidated versions of some IEC publications including amendments are available. For example, edition numbers 1.0, 1.1 and 1.2 refer, respectively, to the base publication, the base publication incorporating amendment 1 and the base publication incorporating amendments 1 and 2.

Validity of this publication

The technical content of IEC publications is kept under constant review by the IEC, thus ensuring that the content reflects current technology.

Information relating to the date of the reconfirmation of the publication is available in the IEC catalogue.

Information on the subjects under consideration and work in progress undertaken by the technical committee which has prepared this publication, as well as the list of publications issued, is to be found at the following IEC sources:

- **IEC web site***
- **Catalogue of IEC publications**
Published yearly with regular updates (On-line catalogue)*
- **IEC Bulletin**
Available both at the IEC web site* and as a printed periodical

Terminology, graphical and letter symbols

For general terminology, readers are referred to IEC 60050: *International Electrotechnical Vocabulary* (IEV).

For graphical symbols, and letter symbols and signs approved by the IEC for general use, readers are referred to publications IEC 60027: *Letter symbols to be used in electrical technology*, IEC 60417: *Graphical symbols for use on equipment. Index, survey and compilation of the single sheets* and IEC 60617: *Graphical symbols for diagrams*.

* See web site address on title page.

**NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD**

**CEI
IEC**

61803

Première édition
First edition
1999-02

**Détermination des pertes en puissance
dans les postes de conversion en courant continu
à haute tension (CCHT)**

**Determination of power losses in high-voltage
direct current (HVDC) converter stations**

© IEC 1999 Droits de reproduction réservés — Copyright - all rights reserved

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'éditeur.

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 the publisher.

International Electrotechnical Commission
Telefax: +41 22 919 0300

3, rue de Varembe Geneva, Switzerland
e-mail: inmail@iec.ch IEC web site <http://www.iec.ch>



Commission Electrotechnique Internationale
International Electrotechnical Commission
Международная Электротехническая Комиссия

CODE PRIX
PRICE CODE

V

Pour prix, voir catalogue en vigueur
For price, see current catalogue

SOMMAIRE

	Pages
AVANT-PROPOS	6
Articles	
1 Domaine d'application	8
2 Références normatives.....	8
3 Définitions et symboles	10
3.1 Définitions.....	10
3.2 Symboles littéraux.....	12
4 Généralités	12
4.1 Introduction.....	12
4.2 Conditions ambiantes.....	14
4.2.1 Température extérieure de référence normalisée.....	14
4.2.2 Température de référence normalisée de l'agent de refroidissement.....	14
4.2.3 Pression de l'air de référence normalisée.....	14
4.3 Paramètres de fonctionnement.....	16
5 Détermination des pertes du matériel.....	16
5.1 Pertes de valves à thyristors	16
5.1.1 Pertes de conduction de thyristors par valve.....	18
5.1.2 Affaiblissement géométrique de thyristors par valve.....	20
5.1.3 Autres pertes résistives par valve	20
5.1.4 Pertes dépendant de la tension continue par valve.....	22
5.1.5 Pertes d'amortissement par valve (terme dépendant de la résistance) ..	24
5.1.6 Pertes par amortissement par valve (variation du terme énergie du condensateur).....	24
5.1.7 Pertes au blocage par valve	26
5.1.8 Perte d'inductance par valve.....	26
5.1.9 Pertes totales de valve	28
5.1.10 Effets de la température	28
5.1.11 Perte en fonctionnement à vide par valve	28
5.2 Pertes d'un transformateur de conversion.....	30
5.2.1 Généralités	30
5.2.2 Pertes en fonctionnement à vide.....	30
5.2.3 Pertes en fonctionnement.....	30
5.2.4 Pertes de puissance auxiliaire	32
5.3 Pertes par filtre côté alternatif	32
5.3.1 Généralités	32
5.3.2 Pertes au niveau d'un condensateur de filtrage à courant alternatif	34
5.3.3 Pertes au niveau d'une inductance de filtrage à courant alternatif	34
5.3.4 Pertes au niveau d'une résistance de filtrage à courant alternatif	36
5.3.5 Pertes totales au niveau d'un filtre côté alternatif	36
5.4 Pertes au niveau d'une batterie de condensateurs shunt.....	36
5.5 Pertes au niveau d'une bobine d'inductance shunt.....	36
5.6 Pertes au niveau d'une bobine d'inductance de lissage en courant continu.....	38

CONTENTS

	Page
FOREWORD	7
Clause	
1 Scope	9
2 Normative references	9
3 Definitions and symbols.....	11
3.1 Definitions.....	11
3.2 Letter symbols	13
4 General.....	13
4.1 Introduction.....	13
4.2 Ambient conditions.....	15
4.2.1 Outdoor standard reference temperature.....	15
4.2.2 Coolant standard reference temperature.....	15
4.2.3 Standard reference air pressure	15
4.3 Operating parameters	17
5 Determination of equipment losses.....	17
5.1 Thyristor valve losses.....	17
5.1.1 Thyristor conduction loss per valve.....	19
5.1.2 Thyristor spreading loss per valve.....	21
5.1.3 Other conduction losses per valve.....	21
5.1.4 DC voltage-dependent loss per valve.....	23
5.1.5 Damping loss per valve (resistor dependent term)	25
5.1.6 Damping loss per valve (change of capacitor energy term).....	25
5.1.7 Turn-off losses per valve.....	27
5.1.8 Reactor loss per valve.....	27
5.1.9 Total valve losses.....	29
5.1.10 Temperature effects.....	29
5.1.11 No-load operation loss per valve.....	29
5.2 Converter transformer losses	31
5.2.1 General.....	31
5.2.2 No-load operation losses.....	31
5.2.3 Operating losses	31
5.2.4 Auxiliary power losses	33
5.3 AC filter losses.....	33
5.3.1 General.....	33
5.3.2 AC filter capacitor losses.....	35
5.3.3 AC filter reactor losses	35
5.3.4 AC filter resistor losses	37
5.3.5 Total a.c. filter losses	37
5.4 Shunt capacitor bank losses.....	37
5.5 Shunt reactor losses	37
5.6 DC smoothing reactor losses.....	39

Articles	Pages
5.7 Pertes au niveau d'un filtre côté continu	38
5.7.1 Généralités	38
5.7.2 Pertes au niveau d'un condensateur de filtrage à courant continu	40
5.7.3 Pertes au niveau d'une inductance de filtrage à courant continu	40
5.7.4 Pertes au niveau d'une résistance de filtrage à courant continu.....	42
5.7.5 Pertes totales au niveau d'un filtre côté continu	42
5.8 Pertes du matériel auxiliaire et du poste en service	42
5.9 Pertes au niveau des filtres d'interférences radio/courant porteur sur ligne d'énergie.....	44
5.10 Autres pertes au niveau du matériel	46
Figure 1 Matériel type en courant continu à haute tension (CCHT) pour un pôle.....	48
Figure 2 Schéma triphasé simplifié d'un convertisseur à 12 impulsions à CCHT.....	50
Figure 3 Circuit équivalent simplifié d'une valve type à thyristors	50
Figure 4 Formes de courant et de tension d'une valve fonctionnant dans un convertisseur à 12 impulsions	52
Figure 5 Courbe caractéristique d'un thyristor à l'état passant	54
Figure 6 Courant de conduction et chute de tension	54
Figure 7 Répartition de l'inductance de commutation entre L_1 et L_2	56
Figure 8 Courant dans le thyristor durant le rétablissement inverse	56
Annexe A (normative) Calcul des courants et tensions harmoniques	58
A.1 Courants harmoniques dans les transformateurs de conversion.....	58
A.2 Courants harmoniques dans les filtres côté alternatif.....	58
A.3 Tensions harmoniques sur le côté continu.....	60
A.4 Courants harmoniques dans la bobine d'inductance de lissage	60
Annexe B (informative) Pertes typiques du poste	62
Annexe C (informative) Bibliographie	64

Clause	Page
5.7 DC filter losses	39
5.7.1 General	39
5.7.2 DC filter capacitor losses	41
5.7.3 DC filter reactor losses	41
5.7.4 DC filter resistor losses	43
5.7.5 Total d.c. filter losses	43
5.8 Auxiliaries and station service losses	43
5.9 Radio interference/PLC filter losses	45
5.10 Other equipment losses	47
Figure 1 Typical high-voltage direct current (HVDC) equipment for one pole	49
Figure 2 Simplified three-phase diagram of an HVDC 12-pulse converter	51
Figure 3 Simplified equivalent circuit of a typical thyristor valve	51
Figure 4 Current and voltage waveforms of a valve operating in a 12-pulse converter ...	53
Figure 5 Thyristor on-state characteristic	55
Figure 6 Conduction current and voltage drop	55
Figure 7 Distribution of commutating inductance between L_1 and L_2	57
Figure 8 Thyristor current during reverse recovery	57
Annex A (normative) Calculation of harmonic currents and voltages	59
A.1 Harmonic currents in converter transformers	59
A.2 Harmonic currents in a.c. filters	59
A.3 Harmonic voltages on the d.c. side	61
A.4 DC side harmonic currents in the smoothing reactor	61
Annex B (informative) Typical station losses	63
Annex C (informative) Bibliography	65

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

DÉTERMINATION DES PERTES EN PUISSANCE DANS LES POSTES DE CONVERSION EN COURANT CONTINU À HAUTE TENSION (CCHT)

AVANT-PROPOS

- 1) La CEI (Commission Electrotechnique Internationale) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de la CEI). La CEI a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. A cet effet, la CEI, entre autres activités, publie des Normes internationales. Leur élaboration est confiée à des comités d'études, aux travaux desquels tout Comité national intéressé par le sujet traité peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec la CEI, participent également aux travaux. La CEI collabore étroitement avec l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO), selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations.
- 2) Les décisions ou accords officiels de la CEI concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les documents produits se présentent sous la forme de recommandations internationales. Ils sont publiés comme normes, rapports techniques ou guides et agréés comme tels par les Comités nationaux.
- 4) Dans le but d'encourager l'unification internationale, les Comités nationaux de la CEI s'engagent à appliquer de façon transparente, dans toute la mesure possible, les Normes internationales de la CEI dans leurs normes nationales et régionales. Toute divergence entre la norme de la CEI et la norme nationale ou régionale correspondante doit être indiquée en termes clairs dans cette dernière.
- 5) La CEI n'a fixé aucune procédure concernant le marquage comme indication d'approbation et sa responsabilité n'est pas engagée quand un matériel est déclaré conforme à l'une de ses normes.
- 6) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments de la présente Norme internationale peuvent faire l'objet de droits de propriété intellectuelle ou de droits analogues. La CEI ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de propriété et de ne pas avoir signalé leur existence.

La Norme internationale CEI 61803 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 la CEI: Electronique de puissance.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
22F/51/FDIS	22F/56/RVD

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

L'annexe A fait partie intégrante de cette norme.

Les annexes B et C sont données uniquement à titre d'information.

Le contenu du corrigendum d'octobre 1999 a été pris en considération dans cet exemplaire.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

**DETERMINATION OF POWER LOSSES IN HIGH-VOLTAGE
DIRECT CURRENT (HVDC) CONVERTER STATIONS****FOREWORD**

- 1) The IEC (International Electrotechnical Commission) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of the 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, the IEC publishes International Standards. 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. The 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 the 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 National Committees.
- 3) The documents produced have the form of recommendations for international use and are published in the form of standards, technical reports or guides and they are accepted by the National Committees in that sense.
- 4) In order to promote international unification, IEC National Committees undertake to apply IEC International Standards transparently to the maximum extent possible in their national and regional standards. Any divergence between the IEC Standard and the corresponding national or regional standard shall be clearly indicated in the latter.
- 5) The IEC provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with one of its standards.
- 6) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this International Standard may be the subject of patent rights. The IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

International Standard IEC 61803 has been prepared by subcommittee 22F: Power electronics for electrical transmission and distribution systems, of IEC technical committee 22: Power electronics.

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

FDIS	Report on voting
22F/51/FDIS	22F/56/RVD

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

Annex A forms an integral part of this standard.

Annexes B and C are for information only.

The contents of the corrigendum of October 1999 have been included in this copy.

DÉTERMINATION DES PERTES EN PUISSANCE DANS LES POSTES DE CONVERSION EN COURANT CONTINU À HAUTE TENSION (CCHT)

1 Domaine d'application

La présente Norme internationale s'applique à tous les postes de conversion en courant continu à haute tension (CCHT), commutés par le réseau, et utilisés pour l'échange de puissance dans des systèmes de distribution d'énergie. Cette norme présuppose l'utilisation de convertisseurs à thyristors à 12 impulsions mais peut également, en utilisant les précautions appropriées, s'appliquer à des convertisseurs à thyristors à 6 impulsions.

Dans certaines applications, il est admis de connecter des compensateurs synchrones ou des compensateurs var statiques (CVS) au noeud à courant alternatif du poste de conversion en courant continu à haute tension (CCHT). Les procédures de détermination de pertes pour ce type de matériel ne figurent pas dans la présente norme.

La présente norme décrit un ensemble de procédures types permettant de déterminer l'ensemble des pertes d'un poste de conversion à CCHT. Un matériel type à CCHT est présenté à la figure 1. Les procédures recouvrent toutes les pièces, à l'exception de celles mentionnées ci-dessus, et considèrent les pertes en fonctionnement à vide et les pertes en fonctionnement ainsi que leurs méthodes de calcul utilisant, dans la mesure du possible, des paramètres mesurés.

Les conceptions de poste de conversion utilisant des composants ou configurations de circuit originaux par rapport à la conception type considérée a priori dans la présente norme, ou des conceptions équipées de circuits de distribution d'énergie auxiliaires inhabituels susceptibles de modifier les pertes, doivent être évaluées selon leurs propres mérites.

2 Références normatives

Les documents normatifs suivants contiennent des dispositions qui, par suite de la référence qui y est faite, constituent des dispositions valables pour la présente Norme internationale. Au moment de la publication, les éditions indiquées étaient en vigueur. Tout document normatif est sujet à révision et les parties prenantes aux accords fondés sur la présente Norme internationale sont invitées à rechercher la possibilité d'appliquer les éditions les plus récentes des documents normatifs indiqués ci-après. Les membres de la CEI et de l'ISO possèdent le registre des Normes internationales en vigueur.

CEI 60076-1:1993, *Transformateurs de puissance – Partie 1: Généralités*

CEI 60289:1988, *Bobines d'inductance*

CEI 60633:1998, *Terminologie pour le transport d'énergie en courant continu à haute tension (CCHT)*

CEI 60700-1:1998, *Valves à thyristors pour le transport d'énergie en courant continu à haute tension (CCHT) – Partie 1: Essais électriques*

DETERMINATION OF POWER LOSSES IN HIGH-VOLTAGE DIRECT CURRENT (HVDC) CONVERTER STATIONS

1 Scope

This International Standard applies to all line-commutated high-voltage direct current (HVDC) converter stations used for power exchange in utility systems. This standard presumes the use of 12-pulse thyristor converters but can, with due care, also be used for 6-pulse thyristor converters.

In some applications, synchronous compensators or static var compensators (SVC) may be connected to the a.c. bus of the HVDC converter station. The loss determination procedures for such equipment are not included in this standard.

This standard presents a set of standard procedures for determining the total losses of an HVDC converter station. Typical HVDC equipment is shown in figure 1. The procedures cover all parts, except as noted above, and address no-load operation and operating losses together with their methods of calculation which use, wherever possible, measured parameters.

Converter station designs employing novel components or circuit configurations compared to the typical design assumed in this standard, or designs equipped with unusual auxiliary circuits that could affect the losses, shall be assessed on their own merits.

2 Normative references

The following normative documents contain provisions which, through reference in this text, constitute provisions of this International Standard. At the time of publication, the editions indicated were valid. All normative documents are subject to revision, and parties to agreements based on this International Standard are encouraged to investigate the possibility of applying the most recent editions of the normative documents indicated below. Members of IEC and ISO maintain registers of currently valid International Standards.

IEC 60076-1:1993, *Power transformers – Part 1: General*

IEC 60289:1988, *Reactors*

IEC 60633:1998, *Terminology for high-voltage direct current (HVDC) transmission*

IEC 60700-1:1998, *Thyristor valves for high voltage direct current (HVDC) power transmission – Part 1: Electrical testing*

CEI 60747-6:1983, *Dispositifs à semiconducteurs – Dispositifs discrets – Partie 6: Thyristors*

CEI 60871-1:1997, *Condensateurs shunt pour réseaux à courant alternatif de tension assignée supérieure à 1 000 V – Partie 1: Généralités – Caractéristiques fonctionnelles, essais et valeurs assignées – Règles de sécurité – Guide d'installation et d'exploitation*

3 Définitions et symboles

Pour les besoins de la présente Norme internationale, les définitions suivantes s'appliquent:

3.1 Définitions

3.1.1

pertes auxiliaires

puissance électrique requise pour alimenter les charges auxiliaires des postes de conversion. Les pertes auxiliaires varient selon que le poste fonctionne à vide ou en charge, auquel cas les pertes auxiliaires dépendent du niveau de charge

3.1.2

pertes en fonctionnement à vide

pertes produites dans un élément du matériel tandis que le poste de conversion est sous tension mais que les convertisseurs sont bloqués et que toutes les charges de poste en service et le matériel auxiliaire sont connectés comme prescrit pour la captation immédiate d'une charge

3.1.3

niveau de charge

ce terme spécifie le courant continu, la tension continue, l'angle d'allumage, la tension alternative et la position du changeur de prises du transformateur de conversion selon lesquels le poste de conversion fonctionne

3.1.4

pertes en fonctionnement

pertes produites dans un élément de matériel à un niveau de charge donné, tandis que le poste de conversion est sous tension et les convertisseurs sont en fonctionnement

3.1.5

charge assignée

cette charge est liée au fonctionnement pour des valeurs nominales de courant continu, de tension continue, alternative et d'angle d'allumage de convertisseur. On doit supposer que le réseau à tension alternative est à fréquence nominale et que ses tensions triphasées sont nominales et équilibrées. La position du changeur de prises du transformateur de conversion et le nombre de filtres à courant alternatif et d'éléments d'inductance shunt connectés doivent être compatibles avec un fonctionnement sous une charge assignée coïncidant avec des conditions nominales

3.1.6

pertes totales d'un poste

la perte totale d'un poste est la somme de toutes les pertes en fonctionnement ou des pertes en fonctionnement à vide et des pertes auxiliaires correspondantes

IEC 60747-6:1983, *Semiconductor devices – Discrete devices – Part 6: Thyristors*

IEC 60871-1:1997, *Shunt capacitors for a.c. power systems having a rated voltage above 1 000 V – Part 1: General performance, testing and rating – Safety requirements – Guide for installation and operation*

3 Definitions and symbols

For the purpose of this International Standard, the following definitions apply:

3.1 Definitions

3.1.1

auxiliary losses

the electric power required to feed the converter station auxiliary loads. The auxiliary losses depend on whether the station is in no-load operation or carrying load, in which case the auxiliary losses depend on the load level

3.1.2

no-load operation losses

the losses produced in an item of equipment with the converter station energized but with the converters blocked and all station service loads and auxiliary equipment connected as required for immediate pick-up of load

3.1.3

load level

this term specifies the direct current, direct voltage, firing angle, a.c. voltage, and converter transformer tap-changer position at which the converter station is operating

3.1.4

operating losses

the losses produced in an item of equipment at a given load level with the converter station energized and the converters operating

3.1.5

rated load

this load is related to operation at nominal values of d.c. current, d.c. voltage, a.c. voltage and converter firing angle. The a.c. system shall be assumed to be at nominal frequency and its 3-phase voltages are nominal and balanced. The position of the tap-changer of the converter transformer and the number of a.c. filters and shunt reactive elements connected shall be consistent with operation at rated load, coincident with nominal conditions

3.1.6

total station losses

the total station loss is the sum of all operating or no-load operation losses and the corresponding auxiliary losses

3.2 Symboles littéraux

α	angle de retard d'allumage, en radians (rad)
μ	angle d'empiétement de commutation, en radians (rad)
f	fréquence du réseau à tension alternative, en hertz (Hz)
I_d	courant dans le montage en pont en courant continu, en ampères (A)
I_n	courant efficace harmonique de rang n , en ampères (A)
L_1	inductance, en henrys (H), relative à l'enroulement de la valve, entre la source de tension de commutation et le point de couplage commun entre les enroulements connectés en étoile et en triangle. L_1 doit inclure toute inductance externe entre les bornes d'enroulement de ligne du transformateur et le point de connexion des filtres d'harmoniques à courant alternatif
L_2	inductance, en henrys (H), relative à l'enroulement de la valve, entre le point de couplage commun entre les enroulements connectés en étoile et en triangle, et la valve. L_2 doit inclure l'inductance saturée des bobines d'inductance de la valve
m	facteur de couplage électromagnétique à bande étroite $m = L_1/(L_1 + L_2)$
n	rang de l'harmonique
N_t	nombre de thyristors connectés en série par valve
P	perte en puissance dans un élément de matériel, en watts (W)
Q_n	facteur de qualité pour un rang d'harmonique n
R	valeur de résistance, en ohms (Ω)
U_d	tension continue, en volts (V)
U_n	tension efficace harmonique de rang n , en volts (V)
U_{v0}	valeur efficace de la tension à vide entre phases sur le côté valve du transformateur de conversion, en volts (V)
X_n	réactance inductive pour un rang d'harmonique n , en ohms (Ω)

4 Généralités

4.1 Introduction

Les fournisseurs ont besoin de savoir précisément comment et où sont générées les pertes, en raison de leur influence sur les valeurs assignées des composants et matériels. Les acheteurs souhaitent disposer d'une valeur de perte vérifiable permettant une comparaison équitable des offres et, après la livraison, d'une procédure permettant de vérifier objectivement les prescriptions de caractéristiques fonctionnelles garanties par le fournisseur.

A titre de principe général, il serait souhaitable de déterminer l'efficacité d'un poste de conversion à CCHT en mesurant directement ses pertes d'énergie. Cependant, d'après les tentatives faites pour déterminer les pertes de poste en soustrayant la puissance mesurée en sortie de la puissance mesurée en entrée, il convient de reconnaître que ces mesures présentent une inexactitude inhérente, particulièrement lorsqu'elles sont réalisées à haute tension. Les pertes d'un poste de conversion à CCHT à pleine charge sont généralement inférieures à 1 % de la puissance transmise. Par conséquent, il est probable que la perte mesurée, représentant une petite différence entre deux grandes quantités, ne fournisse pas une indication suffisamment précise des pertes réelles.

3.2 Letter symbols

α	firing delay angle, in radians (rad)
μ	commutation overlap angle, in radians (rad)
f	a.c. system frequency, in hertz (Hz)
I_d	current in the bridge d.c. connection, in amperes (A)
I_n	harmonic r.m.s. current of order n , in amperes (A)
L_1	the inductance, in henrys (H), referred to the valve winding, between the commutating voltage source and the point of common coupling between star- and delta-connected windings. L_1 shall include any external inductance between the transformer line-winding terminals and the point of connection of the a.c. harmonic filters
L_2	the inductance, in henrys (H), referred to the valve winding, between the point of common coupling between star- and delta-connected windings, and the valve. L_2 shall include the saturated inductance of the valve reactors
m	electromagnetic notch coupling factor, $m = L_1/(L_1 + L_2)$
n	harmonic order
N_t	the number of series-connected thyristors per valve
P	power loss in an item of equipment, in watts (W)
Q_n	quality factor at harmonic order n
R	resistance value, in ohms (Ω)
U_d	direct voltage, in volts (V)
U_n	harmonic r.m.s. voltage of order n , in volts (V)
U_{vo}	r.m.s. value of the phase-to-phase no-load voltage on the valve side of the converter transformer, in volts (V)
X_n	inductive reactance at harmonic order n , in ohms (Ω)

4 General

4.1 Introduction

Suppliers need to know in detail how and where losses are generated, since this affects component and equipment ratings. Purchasers are interested in a verifiable loss figure which allows equitable bid comparison and in a procedure after delivery which can objectively verify the guaranteed performance requirements of the supplier.

As a general principle, it would be desirable to determine the efficiency of an HVDC converter station by a direct measurement of its energy losses. However, attempts to determine the station losses by subtracting the measured output power from the measured input power should recognize that such measurements have an inherent inaccuracy, especially if performed at high voltage. The losses of an HVDC converter station at full load are generally less than 1 % of the transmitted power. Therefore, the loss measured as a small difference between two large quantities is not likely to be a sufficiently accurate indication of the actual losses.

Dans certaines circonstances particulières, il est possible, par exemple, de réaliser un montage d'essai temporaire dans lequel deux convertisseurs fonctionnent à partir de la même source de courant alternatif et sont également connectés l'un à l'autre par l'intermédiaire de leurs bornes en courant continu. Dans ce branchement, la puissance issue de la source de courant alternatif est égale aux pertes dans le circuit. Cependant, il faut également que la source de courant alternatif fournisse un support var et une tension de commutation aux deux convertisseurs. Là encore, on rencontre des difficultés de mesure pratique.

Pour éviter les problèmes décrits ci-dessus, la présente norme normalise une méthode de calcul des pertes de poste de conversion à CCHT consistant à additionner les pertes calculées pour chaque élément de matériel. La méthode de calcul normalisée aide l'acheteur à réaliser une comparaison significative des diverses offres. Elle permet également de créer facilement des courbes représentant les caractéristiques fonctionnelles pour une large gamme de conditions de fonctionnement dans lesquelles il est nécessaire de connaître ces caractéristiques. En l'absence de méthode expérimentale peu coûteuse permettant une vérification objective des pertes au cours d'essais de type, la méthode par calcul constitue la meilleure solution de remplacement car elle utilise, dans la mesure du possible, des données expérimentales obtenues à partir de mesures réalisées sur un matériel et des composants individuels dans des conditions équivalentes à celles rencontrées en fonctionnement réel.

Il est important de noter que la perte en puissance dans chaque élément de matériel dépend des conditions ambiantes dans lesquels il fonctionne, ainsi que des conditions de fonctionnement ou des cycles de service auxquels il est soumis. Par conséquent, les conditions ambiantes et de fonctionnement doivent être définies pour chaque élément de matériel, sur la base des conditions ambiantes et de fonctionnement de l'ensemble du poste de conversion à CCHT.

4.2 Conditions ambiantes

Un ensemble de conditions ambiantes de référence doit être utilisé pour déterminer les pertes en puissance des postes de conversion à CCHT.

4.2.1 Température extérieure de référence normalisée

Une température extérieure ambiante sèche égale à 20 °C doit être utilisée comme température de référence normalisée pour déterminer les pertes totales de poste de conversion. La température humide équivalente (si nécessaire) doit être définie par l'acheteur.

4.2.2 Température de référence normalisée de l'agent de refroidissement

Lorsqu'un refroidissement forcé est utilisé pour le matériel, le débit et la température de l'agent de refroidissement peuvent influencer la hausse de température et les pertes associées de ce matériel. Par conséquent, les températures et les débits de l'agent de refroidissement établis par l'acheteur et le fournisseur doivent servir de base pour déterminer les pertes.

4.2.3 Pression de l'air de référence normalisée

La pression de l'air de référence à utiliser pour l'évaluation des pertes totales en puissance d'un poste de conversion doit correspondre à la pression atmosphérique normalisée (101,3 kPa) corrigée en fonction de l'altitude de l'installation en question.

In some special circumstances it may be possible, for example, to arrange a temporary test connection in which two converters are operated from the same a.c. source and also connected together via their d.c. terminals. In this connection, the power drawn from the a.c. source equals the losses in the circuit. However, the a.c. source must also provide var support and commutating voltage to the two converters. Once again, there are practical measurement difficulties.

In order to avoid the problems described above, this standard standardizes a method of calculating the HVDC converter station losses by summing the losses calculated for each item of equipment. The standardized calculation method will help the purchaser to meaningfully compare the competing bids. It will also allow an easy generation of performance curves for the wide range of operating conditions in which the performance has to be known. In the absence of an inexpensive experimental method which could be employed for an objective verification of losses during type tests, the calculation method is the next best alternative as it uses, wherever possible, experimental data obtained from measurements on individual equipment and components under conditions equivalent to those encountered in real operation.

It is important to note that the power loss in each item of equipment will depend on the ambient conditions under which it operates, as well as on the operating conditions or duty cycles to which it is subjected. Therefore, the ambient and operating conditions shall be defined for each item of equipment, based on the ambient and operating conditions of the entire HVDC converter station.

4.2 Ambient conditions

A set of standard reference ambient conditions shall be used for determining the power losses in HVDC converter stations.

4.2.1 Outdoor standard reference temperature

An outdoor ambient dry bulb temperature of 20 °C shall be used as the standard reference temperature for determining the total converter station losses. The equivalent wet-bulb temperature (where necessary) shall be defined by the purchaser.

4.2.2 Coolant standard reference temperature

Where forced cooling is used for equipment, the flow rate and temperature of the coolant can influence the temperature rise and associated losses of that equipment. Therefore, the coolant temperatures and flow rates established by the purchaser and the supplier shall be used as a basis for determining the losses.

4.2.3 Standard reference air pressure

The reference air pressure to be used for the evaluation of total converter station power losses shall be the standard atmospheric pressure (101,3 kPa) corrected to the altitude of the installation in question.

4.3 Paramètres de fonctionnement

Les pertes d'un poste de conversion à CCHT dépendent de ses paramètres de fonctionnement.

Les pertes de postes de conversion à CCHT sont classées en trois catégories: pertes en fonctionnement à vide, pertes en fonctionnement et pertes auxiliaires.

Les pertes en fonctionnement et les pertes auxiliaires sont influencées par le niveau de charge du poste car le nombre de certains types de matériels sous tension (par exemple, filtres d'harmoniques et matériel de refroidissement) est susceptible de dépendre du niveau de charge et les pertes au niveau des éléments individuels de matériel eux-mêmes varient avec le niveau de charge.

Les pertes de poste de conversion à CCHT doivent être déterminées pour une tension alternative (balancée) et une fréquence nominales, des impédances symétriques du transformateur convertisseur, et des angles d'allumage symétriques. On doit considérer que le changeur de prises du transformateur occupe la position correspondant à la tension nominale alternative.

Les pertes en fonctionnement doivent être déterminées pour les niveaux de charge spécifiés par l'acheteur, ou pour une charge assignée si ces conditions ne sont pas spécifiées. Pour chaque niveau de charge, la tension alternative de l'enroulement de valve, le courant continu, l'angle d'allumage du convertisseur, la compensation shunt et le matériel de filtrage d'harmonique doivent être compatibles avec le niveau de charge respectif et les autres prescriptions de caractéristiques fonctionnelles spécifiées, concernant, par exemple, la distorsion harmonique et la puissance réactive. On doit supposer que le matériel de refroidissement et les autres matériels auxiliaires, en fonction de la température de référence normalisée (voir 4.2.1 et 4.2.2), sont connectés pour supporter le niveau de charge respectif.

Pour le mode de fonctionnement à vide, les transformateurs de conversion doivent être mis sous tension et les convertisseurs doivent être bloqués. On doit supposer que tous les filtres et matériels de compensation de puissance réactive sont déconnectés à l'exception de ceux qui ont à maintenir un fonctionnement à vide, afin, par exemple, de respecter les prescriptions de puissance réactive spécifiées. On doit supposer que les charges de poste en service et le matériel auxiliaire (par exemple pompes à eau de refroidissement) sont connectés selon les prescriptions pour une captation immédiate de charge au niveau du poste de conversion.

5 Détermination des pertes du matériel

5.1 Pertes de valves à thyristors

Les mécanismes de production de pertes applicables lorsque les valves sont bloquées (pertes en fonctionnement à vide) sont différents des mécanismes applicables en fonctionnement normal (pertes en fonctionnement). Les pertes en fonctionnement sont traitées dans les paragraphes 5.1.1 à 5.1.10, et les pertes en fonctionnement à vide sont traitées en 5.1.11. Les pertes auxiliaires sont examinées en 5.8.

Un schéma triphasé simplifié d'un convertisseur à 12 impulsions en courant continu à haute tension est présenté à la figure 2. Les valves individuelles sont marquées selon l'ordre de leur séquence en conduction.

4.3 Operating parameters

The losses of an HVDC converter station depend on its operating parameters.

The losses of HVDC converter stations are classified into three categories, termed the no-load operation losses, operating losses and auxiliary losses.

The operating losses and auxiliary losses are affected by the load level of the station because the numbers of certain types of energized equipment (for example harmonic filters and cooling equipment) may depend upon the load level and because losses in individual items of equipment themselves vary with the load level.

HVDC converter station losses shall be determined for nominal (balanced) a.c. system voltage and frequency, symmetrical impedances of the converter transformer and symmetrical firing angles. The transformer tap-changer shall be assumed to be in the position corresponding to nominal a.c. system voltage.

The operating losses shall be determined for the load levels specified by the purchaser, or at rated load if no such conditions are specified. For each load level, the valve-winding a.c. voltage, d.c. current, converter firing angle, shunt compensation and harmonic filtering equipment shall be consistent with the respective load level and other specified performance requirements, relating, for example, to harmonic distortion and reactive power. Cooling and other auxiliary equipment, as appropriate to the standard reference temperature (see 4.2.1 and 4.2.2), shall be assumed to be connected to support the respective load level.

For the no-load operation mode, converter transformers shall be energized and the converters blocked. All filters and reactive power compensation equipment shall be assumed to be disconnected except for those which are required to sustain operation at zero load in order, for example, to meet the specified reactive power requirements. Station service loads and auxiliary equipment (e.g. cooling-water pumps) shall be assumed to be connected as required for immediate pick-up of load for the converter station.

5 Determination of equipment losses

5.1 Thyristor valve losses

The loss production mechanisms applicable when the valves are blocked (no-load operation losses) are different from those applicable in normal operation (operating losses). Operating losses are dealt with in subclauses 5.1.1 to 5.1.10, and no-load operation losses are dealt with in 5.1.11. Auxiliary losses are dealt with in 5.8.

A simplified three-phase diagram of an HVDC 12-pulse converter is shown in figure 2. Individual valves are marked in the order of their conduction sequence.

Un circuit équivalent simplifié d'une valve type est représenté à la figure 3. Le symbole t combine les effets de N_t thyristors connectés en série dans la valve. C_{AC} et R_{AC} sont les valeurs combinées correspondantes des circuits d'amortissement R-C utilisés pour le partage de tension et la suppression de surtension. R_{DC} représente des résistances de gradation de courant continu et d'autres composants résistifs subissant des pertes lorsque la valve bloque la tension. Elle inclut également les effets du courant de fuite des thyristors (voir 5.1.4 et 5.1.11). C_s inclut à la fois des capacités parasites et des condensateurs de distribution de surtension (le cas échéant). L_s représente les inductances saturables utilisées pour limiter les valeurs des contraintes dI/dt à des valeurs de sécurité et pour améliorer la répartition des tensions à court temps de montée. R_s représente les résistances des composants conducteurs de courant de la valve, tels que les bus d'alimentation, les résistances de contact, la résistance des enroulements des inductances saturables, etc. Les pertes en puissance au niveau du parafoudre de la valve (non indiqué) doivent être négligées.

La figure 4 montre, à titre d'exemple, les formes de courant et de tension de la valve 1 (d'après la figure 2) fonctionnant en modes redresseur et inverseur. Dans l'exemple indiqué, les instants d'allumage des valves du pont supérieur sont retardés de 30° par rapport aux valves du pont inférieur du fait du déphasage entre les deux secondaires. Pour chaque valve, la longueur des intervalles de conduction est de 130° ($2\pi/3 + \mu$). Durant les commutations, on suppose, pour la présente norme, que le courant de la valve varie de façon linéaire tandis qu'en réalité les courants de valve suivent des portions d'ondes sinusoïdales. Cette simplification a un effet négligeable sur les pertes résultantes, tandis que la forme d'onde trapézoïdale simplifie considérablement les calculs. La tension bloquée par la valve présente des encoches provoquées par des commutations entre des valves individuelles.

5.1.1 Pertes de conduction de thyristors par valve

Cette composante de perte est le produit du courant de conduction $i(t)$ et de la tension fictive à l'état passant correspondante, comme l'indiquent les figures 5 et 6. La formule P_{V1a} doit être utilisée à condition que le courant continu de pont soit correctement lissé. Dans l'éventualité où la racine carrée de la somme des carrés des courants harmoniques directs, déterminée en fonction de l'article A.4 (annexe A), dépasse 5 % de la composante continue, la formule P_{V1b} doit être utilisée.

$$P_{V1a} = \frac{N_t \times I_d}{3} \left[U_0 + R_0 \times I_d \times \left(\frac{2\pi - \mu}{2\pi} \right) \right]$$

$$P_{V1b} = \frac{N_t \times I_d \times U_0}{3} + \frac{N_t \times R_0}{3} \left(I_d^2 + \sum_{n=12}^{n=48} I_n^2 \right) \left(\frac{2\pi - \mu}{2\pi} \right)$$

où

U_0 est la composante, indépendante du courant, de la tension à l'état passant du thyristor moyen (voir note ci-dessous), en volts;

R_0 est la résistance de la pente de la caractéristique à l'état passant du thyristor moyen (voir note ci-dessous), en ohms;

I_n est la valeur efficace calculée du courant harmonique n au niveau du montage en pont à courant continu suivant l'article A.4, in ampères.

NOTE – U_0 et R_0 (voir figure 5) sont déterminées à partir de la tension à l'état passant entièrement étalée et mesurée pour le courant et la température de jonction appropriés. La valeur moyenne de U_0 et R_0 est obtenue à partir des registres de production des thyristors fabriqués pour le projet spécifique à 100 % et 50 % de courant continu nominal. La dépendance de U_0 et R_0 vis-à-vis de la température est établie à partir d'essais de type ou d'essais individuels de série sur un nombre statistiquement significatif de thyristors utilisés, et est employée, si nécessaire, pour corriger U_0 et R_0 en fonction de la température de jonction de service appropriée. Si l'on utilise une connexion parallèle de p thyristors, le courant approprié à 100 % représente le courant nominal de pont continu divisé par p . Le résultat calculé est alors multiplié par p .

A simplified equivalent circuit of a typical valve is shown in figure 3. Symbol t combines together the effects of N_t thyristors connected in series in the valve. C_{AC} and R_{AC} are the corresponding combined values of R-C damping circuits used for voltage sharing and overvoltage suppression. R_{DC} represents d.c. grading resistors and other resistive components which incur loss when the valve blocks voltage. It also includes the effects of the thyristor leakage current (see 5.1.4 and 5.1.11). C_s includes both stray capacitances and surge distribution capacitors (if used). L_s represents saturable reactors used to limit the di/dt stresses to safe values and to improve the distribution of fast rising voltages. R_s represents the resistances of the current conducting components of the valve such as the busbars, contact resistances, resistance of the windings of the saturable reactors etc. Power losses in the valve surge arrester (not shown) shall be neglected.

Figure 4 shows, as an example, current and voltage waveforms of valve 1 (according to figure 2) operating in rectifier and inverter modes. In the example shown, the firing instants of the valves of the upper bridge are delayed by 30° with respect to the valves of the lower bridge due to the phase shift between the two secondaries. For each valve, the length of the conduction intervals is 130° ($2\pi/3 + \mu$). During commutations the valve current is assumed, for this standard, to be changing linearly whereas in reality the valve currents follow portions of sine waves. This simplification has negligible effect on the resulting losses, while the trapezoidal waveform significantly simplifies the calculations. The voltage blocked by the valve shows notches caused by commutations between individual valves.

5.1.1 Thyristor conduction loss per valve

This loss component is the product of the conduction current $i(t)$ and the corresponding ideal on-state voltage as shown in figures 5 and 6. Formula P_{V1a} shall be used provided that the d.c. bridge current is well smoothed. In the event that the root sum square value of the d.c. side harmonic currents, determined in accordance with clause A.4 (annex A), exceeds 5 % of the d.c. component, formula P_{V1b} shall be used instead.

$$P_{V1a} = \frac{N_t \times I_d}{3} \left[U_0 + R_0 \times I_d \times \left(\frac{2\pi - \mu}{2\pi} \right) \right]$$

$$P_{V1b} = \frac{N_t \times I_d \times U_0}{3} + \frac{N_t \times R_0}{3} \left(I_d^2 + \sum_{n=12}^{n=48} I_n^2 \right) \left(\frac{2\pi - \mu}{2\pi} \right)$$

where

U_0 is the current-independent component of the on-state voltage of the average thyristor (see note below), in volts;

R_0 is the slope resistance of the on-state characteristic of the average thyristor (see note below), in ohms;

I_n is the calculated r.m.s. value of the n th harmonic current in the bridge d.c. connection according to clause A.4, in amperes.

NOTE – U_0 and R_0 (see figure 5) are determined from the fully spread on-state voltage measured at the appropriate current and junction temperature. The average value of U_0 and R_0 is obtained from production records of the thyristors manufactured for the specific project at 100 % and 50 % of nominal d.c. current. The temperature dependence of U_0 and R_0 is established from type tests or routine tests on a statistically significant number of the thyristors employed, and is used, where necessary, to correct U_0 and R_0 to the appropriate service junction temperature. If parallel connection of p thyristors is employed, the appropriate 100 % current is the nominal d.c. bridge current divided by p . The calculated result is then multiplied by p .

5.1.2 Affaiblissement géométrique de thyristors par valve

Cette composante d'affaiblissement est une perte résistive supplémentaire des thyristors résultant du retard d'établissement de la conduction complète du silicium après le branchement du thyristor. La perte supplémentaire est le produit du courant et de la tension représentant la valeur de dépassement de la tension du thyristor par rapport à la chute de tension fictive du thyristor à l'état passant (voir zone hachurée de la figure 6).

$$P_{V2} = N_t \times f \times \int_0^{t_1} [u_B(t) - u_A(t)] \times i(t) dt$$

où

t_1 est la longueur de l'intervalle de conduction, en secondes, donnée par la relation suivante:

$$t_1 = \frac{\frac{2}{3} \pi + \mu}{2\pi f};$$

$u_B(t)$ est la tension instantanée à l'état passant, en volts, d'un thyristor dont la tension entièrement étalée à l'état passant est typique pour les thyristors utilisés. La tension instantanée à l'état passant doit être déterminée pour la température de jonction appropriée, mesurée avec une impulsion de courant trapézoïdale présentant les périodes de recouvrement d'amplitude et de commutation correctes (voir figures 5 et 6);

$u_A(t)$ est la tension instantanée calculée à l'état passant du thyristor moyen à la même température de jonction pour la même impulsion de courant mais la zone de conduction est entièrement établie sur l'ensemble de la conduction, d'après sa courbe caractéristique à l'état passant représentée par U_0 et R_0 seulement (voir figure 6),

$i(t)$ est le courant instantané dans le thyristor, en ampères.

NOTE – Les données de tension instantanée à l'état passant, incluant les effets de l'étalement, ne sont généralement pas disponibles d'après les registres de production. Il convient donc de relever les mesures de tension typique de thyristor à l'état passant, y compris l'étalement, au cours de l'essai de type sur l'allumage et l'extinction périodiques de la valve (voir la CEI 60700-1) ou à partir d'un essai distinct effectué sur un nombre de thyristors statistiquement significatif dans le laboratoire.

5.1.3 Autres pertes résistives par valve

Il s'agit des pertes résistives dans le circuit principal de la valve dues à des composants autres que les thyristors.

$$P_{V3} = \frac{R_s \cdot I_d^2}{3} \left(\frac{2\pi - \mu}{2\pi} \right)$$

où

R_s est la résistance en courant continu du circuit entre bornes de la valve, à l'exclusion des thyristors, en ohms (voir figure 3).

La valeur de R_s est déterminée en effectuant une mesure directe sur une section de valve représentative qui comprend tous les éléments du circuit principal d'une valve dans les proportions correctes, mais dans laquelle les thyristors ont été remplacés par des blocs de cuivre de dimension appropriée, les contacts étant traités de la même façon que pour des thyristors réels. Une autre possibilité consiste à calculer la résistance; dans ce cas, les méthodes de calcul doivent être documentées.

5.1.2 Thyristor spreading loss per valve

This loss component is an additional conduction loss of the thyristors arising from the delay in establishing full conduction of the silicon after the thyristor has been turned on. The additional loss is the product of the current and the voltage by which the thyristor voltage exceeds the ideal thyristor on-state voltage drop (see the hatched area in figure 6).

$$P_{V2} = N_t \times f \times \int_0^{t_1} [u_B(t) - u_A(t)] \times i(t) dt$$

where

t_1 is the length of the conduction interval, in seconds, which is given by:

$$t_1 = \frac{\frac{2}{3} \pi + \mu}{2\pi f};$$

$u_B(t)$ is the instantaneous on-state voltage, in volts, of a thyristor whose fully spread on-state voltage is typical for the thyristors used. The instantaneous on-state voltage shall be determined for the appropriate junction temperature measured with a trapezoidal current pulse exhibiting the correct amplitude and commutation overlap periods (see figures 5 and 6);

$u_A(t)$ is the calculated instantaneous on-state voltage of the average thyristor at the same junction temperature for the same current pulse but with the conducting area fully established throughout the conduction, as derived from its on-state characteristic represented by U_0 and R_0 only (see figure 6);

$i(t)$ is the instantaneous current in the thyristor, in amperes.

NOTE – Instantaneous on-state voltage data, including the effects of spreading, are usually not available from production records. Measurements of typical thyristor on-state voltage, including spreading, should therefore be obtained during the valve periodic firing and extinction type test (see IEC 60700-1) or, alternatively, from a separate laboratory test on a statistically significant number of thyristors.

5.1.3 Other conduction losses per valve

These are the conduction losses in the main circuit of the valve due to components other than the thyristors.

$$P_{V3} = \frac{R_s \cdot I_d^2}{3} \left(\frac{2\pi - \mu}{2\pi} \right)$$

where

R_s is the d.c. resistance of the valve terminal-to-terminal circuit excluding the thyristors, in ohms (see figure 3).

The value of R_s is determined by direct measurement on a representative valve section that includes all elements of the main circuit of a valve in the correct proportions, but in which the thyristors have been replaced by copper blocks of the appropriate dimensions and with contacts treated in the same way as for real thyristors. Alternatively, the resistance may be calculated, in which case the calculation methods shall be documented.

5.1.4 Pertes dépendant de la tension continue par valve

Cette composante de perte représente la perte au niveau de la résistance parallèle R_{DC} de la valve (voir figure 3), provenant de la tension apparaissant entre les bornes de valve durant l'intervalle de non-conduction (voir figure 4). Elle inclut les pertes dues aux fuites du thyristor à l'état bloqué et en polarisation inverse, les pertes au niveau des résistances de gradation en courant continu, d'autres circuits et éléments résistifs connectés en parallèle avec les thyristors, la résistance de l'agent de refroidissement dans les conduits de refroidissement, les effets de résistivité de la structure, des fibres optiques, etc.

$$P_{V4} = \frac{U_{v0}^2}{2\pi R_{DC}} \left\{ \frac{4}{3} \pi + \frac{\sqrt{3}}{4} [\cos(2\alpha) + \cos(2\alpha + 2\mu)] + \frac{6m^2 - 12m - 7}{8} [\sin(2\alpha) - \sin(2\alpha + 2\mu) + 2\mu] \right\}$$

où

R_{DC} est la résistance effective en courant continu à l'état bloqué d'une valve entière, déterminée par la mesure du courant absorbé au cours de l'essai de type sur la valve sous tension continue entre bornes (voir la CEI 60700) en ohms. Si aucun essai de type n'est réalisé sur la valve à thyristors, R_{DC} doit être déterminée par référence à un essai de type précédent (voir également note 2 ci-dessous);

$m = L_1 / (L_1 + L_2)$;

L_1 est l'inductance, en henrys, se rapportant à l'enroulement de la valve, entre la source de tension de commutation et le point de couplage commun des enroulements en étoile et en triangle. L_1 doit inclure toute inductance externe entre les bornes d'enroulement de ligne du transformateur et le point de connexion des filtres d'harmoniques à courant alternatif (voir figure 7);

L_2 est l'inductance, en henrys, se rapportant à l'enroulement de la valve, entre le point de couplage commun des enroulements en étoile et en triangle, et la valve. L_2 doit inclure l'inductance saturée des bobines d'inductance de la valve (voir figure 7).

La valeur de L_2 doit être identique pour les deux secondaires ($L_{2d} = L_{2y}$) (voir notes 3 et 4 ci-dessous).

NOTE 1 – L'équation concernant P_{V4} s'applique pour $\mu < \pi/6$ (30°) seulement.

NOTE 2 – Le courant de fuite résistif du thyristor étant généralement beaucoup plus élevé pour les températures de fonctionnement que pour la température de l'air ambiant prédominante, il est nécessaire de chauffer les thyristors de la valve à la température de fonctionnement correcte avant de mesurer R_{DC} ou d'effectuer des corrections ultérieures au niveau de la mesure en utilisant les données relatives au thyristor moyen obtenues séparément, afin d'inclure l'effet de la température mentionné, (voir également 5.1.10). Il en va de même pour le liquide de refroidissement.

NOTE 3 – La valeur de m quantifie les effets du couplage inductif entre les deux secondaires du transformateur de conversion. Elle détermine l'amplitude des encoches provoquées par la commutation dans l'autre pont (encoches de 1' à 3' et de 4' à 6' en figure 4). Si $m = 0$, alors il n'existe pas de couplage entre les deux ponts et les encoches de 1' à 3' et de 4' à 6' disparaissent tout à fait. Les encoches en figure 4 correspondent à $m = 0,2$.

NOTE 4 – Les valeurs de L_1 et L_2 sont obtenues à partir des mesures d'impédance de court-circuit effectuées sur les transformateurs de conversion, et en ajoutant toutes les inductances externes comme il est prescrit. La valeur de L_1 comprend toutes les inductances externes communes (telles que les filtres de courant porteur sur ligne d'énergie) entre le point de couplage commun et la source de tension de commutation. Dans les cas où aucun filtre d'harmoniques à courant alternatif n'est connecté, L_1 inclut également l'impédance du réseau à tension alternative. Lorsque des transformateurs séparés alimentent les ponts en étoile et en triangle et qu'aucune inductance secondaire de ligne supplémentaire n'est incluse, $L_1 = 0$, et donc $m = 0$. Lorsqu'un montage de transformateurs à trois enroulements est utilisé, une impédance d'enroulement commune et les effets de couplage mutuels des deux enroulements secondaires donnent pour L_1 des valeurs différentes de zéro, susceptibles d'être positives ou négatives. Pour les montages de transformateurs plus compliqués, tels que des filtres connectés à un enroulement tertiaire, il faut déterminer les valeurs de L_1 et L_2 avec soin.

5.1.4 D.C. voltage-dependent loss per valve

This loss component is the loss in the shunt resistance R_{DC} of the valve (see figure 3), arising from the voltage which appears between valve terminals during the non-conducting interval (see figure 4). It includes losses due to thyristor off-state and reverse leakage, losses in d.c. grading resistors, other resistive circuits and elements connected in parallel with the thyristors, resistance of the coolant in coolant pipes, resistivity effects of the structure, fibre optics, etc.

$$P_{V4} = \frac{U_{V0}^2}{2\pi R_{DC}} \left\{ \frac{4}{3} \pi + \frac{\sqrt{3}}{4} [\cos(2\alpha) + \cos(2\alpha + 2\mu)] + \frac{6m^2 - 12m - 7}{8} [\sin(2\alpha) - \sin(2\alpha + 2\mu) + 2\mu] \right\}$$

where

R_{DC} is the effective off-state d.c. resistance of a complete valve determined by measuring the current drawn during the valve terminal-to-terminal d.c. voltage type test (see IEC 60700) in ohms. If a type test is not performed on the thyristor valve, R_{DC} shall be determined by reference to a previous type test (see also note 2 below);

$$m = L_1 / (L_1 + L_2);$$

L_1 is the inductance, in henrys, referred to the valve winding, between the commutating voltage source and the point of common coupling between star- and delta-connected windings. L_1 shall include any external inductance between the transformer line-winding terminals and the point of connection of the a.c. harmonic filters (see figure 7);

L_2 is the inductance, in henrys, referred to the valve winding, between the point of common coupling between star- and delta-connected windings, and the valve. L_2 shall include the saturated inductance of the valve reactors (see figure 7).

The value of L_2 shall be the same for both secondaries ($L_{2d} = L_{2y}$) (see notes 3 and 4 below).

NOTE 1 – The equation for P_{V4} is valid for $\mu < \pi/6$ (30°) only.

NOTE 2 – Since the thyristor resistive leakage current is usually much higher at operating temperatures than at the prevailing ambient air temperature, it is either necessary to heat the thyristors of the valve to the correct operating temperature before the measurement of R_{DC} is taken or to make later corrections to the measured value using the average thyristor data obtained separately, to include the mentioned temperature effect (see also 5.1.10). The same pertains to the liquid coolant.

NOTE 3 – The value of m quantifies the effects of inductive coupling between the two secondaries of the converter transformer. It determines the magnitude of the notches caused by the commutation in the other bridge (notches from 1' to 3' and from 4' to 6' in figure 4). If $m = 0$, then there is no coupling between the two bridges and the notches from 1' to 3' and from 4' to 6' disappear altogether. The notches in figure 4 correspond to $m = 0,2$.

NOTE 4 – Values of L_1 and L_2 are obtained from the short-circuit impedance measurements on the converter transformers, and by adding any external inductances as required. The value of L_1 includes any external common inductance (such as power line carrier filters) between the point of common coupling and the commutation voltage source. In cases where no a.c. harmonic filters are connected, L_1 also includes the a.c. system impedance. When separate transformers supply the star and delta bridges and no additional line-side inductance is included, $L_1 = 0$, hence $m = 0$. When a three-winding transformer construction is employed a common winding impedance and mutual coupling effects of the two secondary windings give non-zero values for L_1 , which may be either positive or negative. For more complicated transformer arrangements, such as filters connected to a tertiary winding, the values of L_1 and L_2 must be determined with care.

5.1.5 Pertes d'amortissement par valve (terme dépendant de la résistance)

Cette composante de perte dépend de la valeur des éléments résistifs des circuits couplés à tension alternative par le biais de condensateurs en série, et de la tension apparaissant entre les bornes de valve durant l'intervalle de non-conduction.

$$P_{V5} = 2\pi f^2 U_{V0}^2 C_{AC}^2 R_{AC} \left\{ \frac{4\pi}{3} - \frac{\sqrt{3}}{2} + \frac{3\sqrt{3}m^2}{8} + (6m^2 - 12m - 7)\frac{\mu}{4} + \left(\frac{7}{8} + \frac{9m}{4} - \frac{39m^2}{32} \right) \sin 2\alpha + \left(\frac{7}{8} + \frac{3m}{4} + \frac{3m^2}{32} \right) \sin(2\alpha + 2\mu) - \left(\frac{\sqrt{3}m}{16} + \frac{3\sqrt{3}m^2}{8} \right) \cos 2\alpha + \frac{\sqrt{3}m}{16} \cos(2\alpha + 2\mu) \right\}$$

où

C_{AC} est la valeur effective entre bornes de la capacité d'amortissement de la valve, en farads (voir figure 3);

R_{AC} est la valeur effective entre bornes de la résistance d'amortissement associée, connectée en série, en ohms (voir figure 3).

C_{AC} doit être la valeur nominale d'une capacité d'amortissement par niveau divisée par le nombre de niveaux de thyristors dans une valve.

R_{AC} doit être la valeur nominale d'une résistance d'amortissement par niveau multipliée par le nombre de niveaux de thyristors dans une valve.

Si la valve utilise plus d'un réseau d'amortissement ou de répartition des potentiels intégrant des branches R-C connectées en série, chaque branche doit être évaluée séparément, les résultats étant ensuite additionnés.

Si l'énergie est extraite du réseau de répartition des potentiels R-C en vue de l'alimentation des circuits d'allumage et/ou de contrôle des thyristors, on doit alors démontrer que les pertes supplémentaires sont négligeables ou calculer séparément la perte supplémentaire et l'ajouter au chiffre obtenu à partir de l'équation P_{V5} .

NOTE – Les notes 1, 3 et 4 du 5.1.4 s'appliquent également à P_{V5} .

5.1.6 Pertes par amortissement par valve (variation du terme énergie du condensateur)

Cette composante de perte est due à la modification de l'énergie stockée au niveau des capacités de la valve, résultant des variations en échelon (ΔU) de la tension bloquée par la valve.

Chaque variation en échelon subit une perte d'énergie égale à $\frac{1}{2} C \times \Delta U^2$. L'équation ci-dessous est dérivée de la somme des énergies perdues en raison des 12 sauts de tension survenant au cours d'un cycle de tension de blocage (figure 4), multipliée par la fréquence du réseau.

$$P_{V6} = \frac{U_{V0}^2 \times f \times C_{HF} \times (7 + 6m^2)}{4} [\sin^2(\alpha) + \sin^2(\alpha + \mu)]$$

où

C_{HF} est la somme de la capacité effective entre bornes de toutes les branches du réseau capacitif de répartition des potentiels de la valve (intégrant ou non des résistances en série) et de la capacité parasite effective totale entre les bornes de la valve due au matériel connecté à l'extérieur et à la présence de la masse et/ou d'objets adjacents au voisinage de la valve (voir note 3). $C_{HF} = C_{AC} + C_S$ (voir figure 3).

NOTE 1 – Les notes 1, 3 et 4 du 5.1.4 s'appliquent également à P_{V6} .

NOTE 2 – L'équation relative à P_{V6} produit des résultats trop pessimistes concernant les recouvrements de commutation dont la longueur est inférieure à 3 constantes de temps du réseau d'amortissement R-C.

NOTE 3 – La capacité parasite externe provient principalement de l'enroulement et des traversées du transformateur de conversion (ainsi que des traversées de parois séparées si elles existent), qui peuvent tous être mesurés lors de la fabrication. En fonction de la conception, il est possible qu'il soit nécessaire d'inclure également la capacité parasite entre la valve et la terre. Les parafoudres, les bus d'alimentation et la structure de valve contribuent à la capacité parasite, mais ces contributions sont minimes et peuvent être négligées. La capacité parasite effective étant différente pour chaque rangée de valves, la valeur moyenne est utilisée pour le calcul des pertes.

5.1.5 Damping loss per valve (resistor-dependent term)

This loss component depends on the value of the resistive elements of those circuits that are a.c. coupled via series capacitors and on the voltage appearing between valve terminals during the non-conduction interval.

$$P_{V5} = 2\pi f^2 U_{V0}^2 C_{AC}^2 R_{AC} \left\{ \begin{aligned} &\left[\frac{4\pi}{3} - \frac{\sqrt{3}}{2} + \frac{3\sqrt{3}m^2}{8} + (6m^2 - 12m - 7)\frac{\mu}{4} + \left(\frac{7}{8} + \frac{9m}{4} - \frac{39m^2}{32} \right) \sin 2\alpha + \right. \\ &\left. \left(\frac{7}{8} + \frac{3m}{4} + \frac{3m^2}{32} \right) \sin(2\alpha + 2\mu) - \left(\frac{\sqrt{3}m}{16} + \frac{3\sqrt{3}m^2}{8} \right) \cos 2\alpha + \frac{\sqrt{3}m}{16} \cos(2\alpha + 2\mu) \right] \end{aligned} \right\}$$

where

C_{AC} is the effective terminal-to-terminal value of valve damping capacitance, in farads (see figure 3);

R_{AC} is the effective terminal-to-terminal value of the associated series-connected damping resistance, in ohms (see figure 3).

C_{AC} shall be the design value of damping capacitance per level divided by the number of thyristor levels in a valve.

R_{AC} shall be the design value of damping resistor per level multiplied by the number of thyristor levels in a valve.

If the valve employs more than one damping or grading network that incorporates series-connected R-C branches, then each branch shall be evaluated separately and the results summed.

If energy is extracted from the R-C grading network to energize the thyristor firing and/or monitoring circuits, then either it shall be demonstrated that the additional losses are negligible or the additional loss shall be calculated separately and added to the figure obtained from the equation P_{V5} .

NOTE – Notes 1, 3 and 4 in 5.1.4 also apply to P_{V5} .

5.1.6 Damping loss per valve (change of capacitor energy term)

This loss component arises from the change in stored energy in the valve capacitances as a result of the step changes (ΔU) in the voltage blocked by the valve. Each step change incurs energy loss which equals $\frac{1}{2} C \times \Delta U^2$. The equation below is derived from the sum of the energies lost due to the 12 voltage jumps which take place during one cycle of blocking voltage (figure 4) multiplied by the system frequency.

$$P_{V6} = \frac{U_{V0}^2 \times f \times C_{HF} \times (7 + 6m^2)}{4} [\sin^2(\alpha) + \sin^2(\alpha + \mu)]$$

where

C_{HF} is the sum of the effective terminal-to-terminal capacitance of all capacitive grading network branches within the valve (whether incorporating series resistors or not), plus the total effective stray capacitance between valve terminals arising from externally connected equipment and the vicinity of the valve to ground and/or adjacent objects (see note 3). $C_{HF} = C_{AC} + C_S$ (see figure 3).

NOTE 1 – Notes 1, 3 and 4 in 5.1.4 also apply to P_{V6} .

NOTE 2 – The equation for P_{V6} produces overly pessimistic results for commutation overlaps whose length is shorter than 3 time-constants of the R-C damping network.

NOTE 3 – The external stray capacitance arises predominantly from the winding and bushings of the converter transformer (plus separate wall bushings if fitted), all of which can be measured at manufacture. Depending on the design, stray capacitance between the valve and the earth may also have to be included. Surge arresters, busbars and the valve structure contribute to the stray capacitance, but these contributions are small and may be neglected. Since the effective stray capacitance is different for each row of valves, the average value is used for loss calculation.

5.1.7 Pertes au blocage par valve

Il s'agit de pertes supplémentaires générées au niveau des thyristors et des résistances d'amortissement par le courant inverse dans les thyristors au moment du blocage (voir figure 8).

$$P_{V7} = Q_{rr} \times f \times \sqrt{2} \times U_{V0} \times \sin(\alpha + \mu + 2\pi \times f \times t_0)$$

où

Q_{rr} est la valeur moyenne de la charge stockée dans les thyristors, en coulombs;

t_0 est le temps déterminé à partir de la relation

$$t_0 = \sqrt{\frac{Q_{rr}}{(di/dt)_{i=0}}}$$

où

$(di/dt)_{i=0}$ est la di/dt de commutation mesurée pour un courant nul, en ampères par seconde.

NOTE – La valeur de Q_{rr} utilisée est l'intégrale complète du courant inverse (voir figure 8), et non une triangulation approximative comme celle proposée dans la CEI 60747-6. Q_{rr} est déterminée à partir de mesures de production réalisées sur un nombre de thyristors statistiquement significatif et, si nécessaire, est corrigée en fonction de la température de jonction, du $(di/dt)_{i=0}$ et de la tension de rétablissement inverse correspondant aux conditions de fonctionnement pour lesquelles les pertes sont déterminées. Il est important que l'amplitude et la durée du courant de conduction soient suffisamment importantes pour réaliser une conduction totale de la jonction de thyristor.

5.1.8 Perte d'inductance par valve

Une perte d'inductance comprend trois composantes: perte par résistance dans l'enroulement, perte par courants de Foucault et perte par hystérésis dans le noyau magnétique. Si un circuit d'amortissement supplémentaire est employé au niveau de l'enroulement, il subit également une perte.

La perte correspondant à l'enroulement de la bobine d'inductance ainsi que la perte par courants de Foucault du noyau de la bobine (et/ou la perte par résistance d'amortissement de la bobine) sont déjà prises en compte dans les équations concernant P_{V3} et P_{V6} .

La perte par hystérésis doit être calculée de la façon suivante. Une courbe de magnétisation en courant continu pour le ou les matériaux du noyau doit être déterminée pour la boucle d'excitation que connaît normalement une bobine d'inductance de valve en courant continu à haute tension. Cette courbe doit être établie à partir d'une force de magnétisation survenant pour une valeur représentant au moins 1,5 fois la valeur crête du courant inverse I_{rr} au moment du blocage (voir figure 8) dans une polarité en direction de la région saturée de l'autre, puis à nouveau dans l'autre sens. À partir de la zone délimitée par la boucle, une perte par hystérésis caractéristique en joules par kilogramme doit être déterminée et appliquée à la conception de la bobine d'inductance en question, c'est-à-dire

$$P_{V8} = n_L \times M \times k \times f$$

où

n_L est le nombre de noyaux d'inductance dans une valve;

M est la masse de chaque noyau, en kilogrammes;

k est la perte caractéristique, en joules par kilogramme.

NOTE – Si l'intensité du courant de saturation est élevée pour la bobine d'inductance par rapport au courant de pont assigné, et que le di/dt de commutation normal est également élevé (correspondant à des angles d'empatement réduits dans les conditions assignées), alors des pertes supplémentaires par courants de Foucault du noyau de la bobine d'inductance sont générées durant les périodes de commutation. Si c'est le cas, il convient de démontrer soit que ces pertes supplémentaires sont négligeables, soit qu'elles respectent la tolérance définie dans la déclaration concernant les pertes.

5.1.7 Turn-off losses per valve

These are additional losses generated in the thyristors and damping resistors due to reverse current flow in the thyristors at turn-off (see figure 8).

$$P_{V7} = Q_{rr} \times f \times \sqrt{2} \times U_{V0} \times \sin(\alpha + \mu + 2\pi \times f \times t_0)$$

where

Q_{rr} is the average value of thyristor stored charge, in coulombs;

t_0 is the time determined from the relationship

$$t_0 = \sqrt{\frac{Q_{rr}}{(di/dt)_{i=0}}}$$

where

$(di/dt)_{i=0}$ is the commutating di/dt measured at current zero, in amperes per second.

NOTE – The value of Q_{rr} used is the full integral of reverse current (see figure 8), not an approximate triangulation such as that proposed in IEC 60747-6. Q_{rr} is determined from production measurements on a statistically significant number of thyristors and, where necessary, is corrected to the junction temperature, $(di/dt)_{i=0}$ and reverse recovery voltage corresponding to the operating conditions for which the losses are being determined. It is important that the magnitude and the duration of the conduction current are large enough to achieve a full conduction of the thyristor junction.

5.1.8 Reactor loss per valve

Reactor loss consists of three components: resistive loss in the winding plus eddy current loss and hysteresis loss in the magnetic core. If an additional damping circuit is employed across the winding, it also incurs loss.

Reactor winding loss and the reactor core eddy current loss (and/or reactor damping resistor loss) are already accounted for in the equations for P_{V3} and P_{V6} .

Hysteresis loss shall be calculated as follows. A d.c. magnetization curve for the core material(s) shall be determined for the loop of excitation that an HVDC valve reactor normally experiences. This curve shall be established from a magnetizing force arising from not less than 1,5 times the peak of the reverse current I_{rr} at turn-off (see figure 8) in one polarity to well into the saturated region in the other, and back again. From the area enclosed by the loop, a characteristic hysteresis loss in joules per kilogram shall be determined and applied to the design of the reactor in question, i.e.

$$P_{V8} = n_L \times M \times k \times f$$

where

n_L is the number of reactor cores in a valve;

M is the mass of each core, in kilograms;

k is the characteristic loss, in joules/kilogram.

NOTE – If the saturation current level for the reactor is high in relation to the rated bridge current, and normal commutation di/dt is also high (corresponding to small overlap angles at rated conditions), then additional reactor core eddy current losses will be generated during the commutation periods. If this is the case, it should be demonstrated that these additional losses are either negligible or else within the allowance made in the loss declaration.

5.1.9 Pertes totales de valve

Les pertes totales en fonctionnement par valve sont indiquées par la somme des huit composantes individuelles spécifiées ci-dessus.

$$P_{VT} = \sum_{i=1}^{i=8} P_{Vi}$$

Les pertes totales du convertisseur en fonctionnement sont égales aux pertes par valve multipliées par le nombre de valves du convertisseur.

5.1.10 Effets de la température

Tous les composants de la valve possèdent des caractéristiques électriques qui sont sensibles à la température. Cependant, il arrive souvent que le seul composant possédant des caractéristiques sensibles à la température, pouvant influencer de manière significative les pertes de valve, soit le thyristor lui-même.

La température de jonction de thyristor T_j est déterminée par

$$T_j = T_c + P_j \times R_{\theta JC}$$

où

T_c est la température de l'agent de refroidissement correspondant à la moyenne des températures d'entrée et de sortie de la valve;

P_j est la perte de puissance totale par thyristor, correspondant à la somme de ses composantes individuelles dues à la conduction, à la répartition de potentiels et au blocage;

$R_{\theta JC}$ est la résistance thermique, de la jonction de thyristor à l'agent de refroidissement.

5.1.11 Perte en fonctionnement à vide par valve

La perte en fonctionnement à vide par valve est la somme des pertes causées par les courants entraînés par la tension bloquée par la valve au travers des résistances de la valve. Elle comprend deux termes. Le premier quantifie la perte au niveau des résistances connectées en parallèle avec les thyristors de blocage, le second détermine la perte au niveau des résistances couplées par capacité. Dans un mode de fonctionnement à vide, la valve bloque la forme d'onde sinusoïdale de la tension phase-neutre. En conséquence:

$$P_{VSB} = \frac{U_{v0}^2}{3} \left(\frac{1}{R_{DC}} + \frac{R_{AC}}{Z_{AC}^2} \right)$$

où

$$Z_{AC} = \sqrt{R_{AC}^2 + \left(\frac{1}{2\pi \times f \times C_{AC}} \right)^2}$$

Si la valve utilise plus d'une branche de réseau de répartition de potentiels intégrant R et C connectés en série, on doit évaluer chaque branche séparément et ajouter les résultats.

Si l'énergie est extraite du réseau de répartition des potentiels R - C en vue de l'alimentation des circuits d'allumage et/ou de contrôle des thyristors, on doit alors montrer que les pertes supplémentaires sont négligeables ou calculer séparément la perte supplémentaire et l'ajouter au chiffre obtenu à partir de l'équation P_{VSB} .

Les pertes totales du convertisseur en fonctionnement à vide sont égales à la perte en fonctionnement à vide par valve multipliée par le nombre de valves du convertisseur.

5.1.9 Total valve losses

Total operating losses per valve are given by the sum of the eight individual components specified above.

$$P_{VT} = \sum_{i=1}^{i=8} P_{Vi}$$

The total operating converter losses are equal to the losses per valve multiplied by the number of valves in the converter.

5.1.10 Temperature effects

All valve components have electrical characteristics that are temperature sensitive. However, it is a common occurrence that the only component with temperature-sensitive characteristics that can substantially affect valve losses is the thyristor itself.

Thyristor junction temperature T_j is determined as

$$T_j = T_c + P_j \times R_{\theta JC}$$

where

T_c is the temperature of the coolant calculated as the mean of the valve inlet and valve outlet temperatures;

P_j is the total power loss per thyristor, calculated as the sum of its individual components due to conduction, spreading, blocking and turn-off;

$R_{\theta JC}$ is the thermal resistance from the thyristor junction to the coolant.

5.1.11 No-load operation loss per valve

The no-load operation loss per valve is the sum of losses caused by the currents which are driven by the voltage blocked by the valve through the resistances of the valve. It consists of two terms. The first quantifies the loss in the resistances which are connected in parallel with the blocking thyristors, the second determines the loss in the resistances which are capacitively coupled. In no-load operation mode the valve blocks the sinusoidal waveform of the line to neutral voltage. Consequently:

$$P_{VSB} = \frac{U_{V0}^2}{3} \left(\frac{1}{R_{DC}} + \frac{R_{AC}}{Z_{AC}^2} \right)$$

where

$$Z_{AC} = \sqrt{R_{AC}^2 + \left(\frac{1}{2\pi \times f \times C_{AC}} \right)^2}$$

If the valve employs more than one grading network branch that incorporates series-connected R and C , then each branch shall be evaluated separately and the results summed.

If energy is extracted from the R - C grading network to energize the thyristor firing and/or monitoring circuits, then either it shall be demonstrated that the additional losses are negligible or the additional loss shall be calculated separately and added to the figure obtained from the equation P_{VSB} .

The total converter no-load operation losses are the no-load operation loss per valve multiplied by the number of valves in the converter.

5.2 Pertes d'un transformateur de conversion

5.2.1 Généralités

Le courant parcourant les enroulements de transformateurs de conversion contient des harmoniques dont les amplitudes dépendent des paramètres de fonctionnement du poste de conversion. Les pertes dues à la charge dépendant du courant, au niveau du transformateur, et résultant des formes de courant non sinusoïdales, sont supérieures à celles qui surviendraient avec un courant sinusoïdal de même valeur efficace à la fréquence fondamentale.

5.2.2 Pertes en fonctionnement à vide

En mode de fonctionnement à vide, le transformateur étant sous tension et les valves bloquées, les pertes du transformateur sont les pertes à vide. Les pertes à vide (pertes dans le circuit magnétique) doivent être déterminées conformément à la CEI 60076-1.

5.2.3 Pertes en fonctionnement

En mode de fonctionnement, les pertes du transformateur en fonctionnement doivent correspondre à la somme des pertes de magnétisation (pertes dans le circuit magnétique) et des pertes (dues à la charge) dépendant du courant.

Dans des conditions de charge, des tensions harmoniques sont imposées sur le transformateur. Les pertes dans le circuit magnétique en charge doivent être considérées égales aux pertes à vide pour la position de prise correspondant au niveau de charge considéré, sous tension nominale alternative. L'effet des tensions harmoniques sur le courant de magnétisation du transformateur, par rapport à l'effet de la composante de fréquence fondamentale de la tension, est négligeable.

Les pertes dues à la charge du transformateur doivent prendre en compte à la fois la fréquence fondamentale et les composantes harmoniques du courant et doivent être déterminées en fonction de la procédure suivante:

- mesurer les pertes P_1 dues à la charge, à la fréquence fondamentale f_1 (50 Hz ou 60 Hz) conformément à la CEI 60076-1;
- calculer $P_{WE1} + P_{SE1} = P_1 - P_R$;
- mesurer les pertes P_m dues à la charge à une fréquence plus élevée f_m égale ou supérieure à 150 Hz.

NOTE – Une source de tension utilisée pour les essais de tension induite est normalement disponible. On atteint une précision acceptable pour des courants atteignant même seulement 10 % à 20 % du courant assigné à condition que la répartition du flux parasite parmi les pièces métalliques ait été prise en compte dans la conception du transformateur. Si un courant réduit est utilisé, et le courant est moins que 10 %, P_m doit être recalculé en fonction du courant assigné.

- calculer P_{WE1} et P_{SE1} sur la base des mesures réalisées à la fréquence fondamentale et à la fréquence plus élevée en résolvant

$$P_1 = P_R + P_{WE1} + P_{SE1}$$

$$P_m = P_R + P_{WE1} \times (f_m/f_1)^2 + P_{SE1} \times (f_m/f_1)^{0,8};$$

5.2 Converter transformer losses

5.2.1 General

The current flowing through the windings of converter transformers contains harmonics whose magnitudes depend on the operating parameters of the converter station. The current-dependent load losses in the transformer due to the non-sinusoidal current waveshapes are greater than those that would occur with a sinusoidal current of the same r.m.s. value at fundamental frequency.

5.2.2 No-load operation losses

In no-load operation mode, with the transformer energized and the valves blocked, the transformer losses are the no-load losses. The no-load losses (core losses) shall be determined according to IEC 60076-1.

5.2.3 Operating losses

In the operating mode, the transformer operating losses shall be taken as the sum of the magnetizing losses (core losses) and the current-dependent (load) losses.

Under load-carrying conditions, harmonic voltages are imposed on the transformer. The core losses under load shall be considered equal to the no-load losses at the tap position corresponding to the load level considered, with nominal a.c. system voltage applied. The effect of the harmonic voltages on the magnetizing current of the transformer, relative to the effect of the fundamental frequency component of the voltage, is negligible.

The load losses of the transformer shall take into account both the fundamental frequency and the harmonic components of the current and shall be determined according to the following procedure:

- measure the load losses P_1 at fundamental frequency f_1 (50 Hz or 60 Hz) according to IEC 60076-1;
- calculate $P_{WE1} + P_{SE1} = P_1 - P_R$;
- measure the load losses P_m at a higher frequency f_m equal to or greater than 150 Hz.

NOTE – A voltage source used for induced voltage tests is normally available. An acceptable accuracy is reached for currents as low as 10 % to 20 % of the rated current provided that stray flux distribution among metallic parts has been taken care of in the transformer design. If a reduced current is used, and the current is less than 10 %, P_m shall be recalculated to rated current.

- calculate P_{WE1} and P_{SE1} based on the measurements at fundamental frequency and the higher frequency by solving

$$P_1 = P_R + P_{WE1} + P_{SE1}$$

$$P_m = P_R + P_{WE1} \times (f_m/f_1)^2 + P_{SE1} \times (f_m/f_1)^{0.8};$$

- e) les pertes totales en service dues à la charge doivent être calculées pour chaque enroulement de valve de la façon suivante:

$$P = P_R + P_{WE1} \times \sum_{n=1}^{n=49} (I_n/I_N)^2 \times (f_n/f_1)^2 + P_{SE1} \times \sum_{n=1}^{n=49} (I_n/I_N)^2 \times (f_n/f_1)^{0,8}$$

où

- P_1 représente les pertes totales dues à la charge à la fréquence fondamentale (50 Hz ou 60 Hz);
 I_N est le courant assigné;
 I_n est le courant efficace pour harmonique n ;
 P_R représente les pertes ohmiques pour le courant assigné;
 P_{SE1} représente les pertes parasites dans les pièces de structure (à l'exception des enroulements) à la fréquence fondamentale;
 P_{WE1} représente les pertes par courants de Foucault dans les enroulements à la fréquence fondamentale;
 P_m représente les pertes totales dues à la charge à la fréquence m ;
 n est le rang d'harmonique;

- f) les pertes en fonctionnement sont calculées en effectuant la somme des pertes à vide (voir 5.2.2) et des pertes totales en service dues à la charge, selon la définition donnée ci-dessus.

NOTE 1 – L'équation relative aux pertes totales en service dues à la charge s'applique à tous les rangs d'harmoniques. Cependant, les harmoniques non caractéristiques sont peu nombreux par rapport aux harmoniques caractéristiques et il convient de les négliger lors de la détermination des pertes.

NOTE 2 – Pour le spectre de courant harmonique spécifié dans l'article A.1, la méthode ci-dessus s'applique aux transformateurs à deux enroulements ou à trois enroulements possédant une construction telle que le couplage entre les enroulements de valve est négligeable (par exemple quand l'enroulement de ligne est divisé en deux moitiés, une à côté de chaque enroulement de valve). Pour d'autres montages de transformateur, il est permis d'utiliser une méthode similaire, avec les précautions qui s'imposent, mais le spectre de courant harmonique dans les enroulements de ligne est susceptible d'être différent de celui indiqué dans l'article A.1.

5.2.4 Pertes de puissance auxiliaire

Les pertes de puissance auxiliaire du transformateur de conversion doivent être incluses dans la consommation de puissance auxiliaire de l'ensemble du poste de conversion (voir 5.8). Elles doivent être mesurées séparément au cours d'un essai de production ou de la mesure de la consommation de puissance auxiliaire du poste de conversion.

5.3 Pertes par filtre côté alternatif

5.3.1 Généralités

Les filtres côté alternatif d'un poste de conversion en courant continu à haute tension fournissent un shunt de faible impédance pour les courants harmoniques générés par le convertisseur. Les filtres côté alternatif peuvent inclure des filtres actifs, des filtres passifs ou une combinaison des deux.

Les méthodes décrites ci-dessous supposent que les filtres côté alternatif sont connectés directement aux bus d'alimentation du réseau à tension alternative sur le côté réseau du transformateur de conversion. Lorsque ce n'est pas le cas, comme par exemple avec des filtres connectés à un enroulement tertiaire du transformateur de conversion, la méthode s'applique toujours mais les courants harmoniques dans les filtres doivent être réglés selon ce qui est prescrit pour le point de connexion du filtre côté alternatif.

e) the total service load losses shall be calculated for each valve winding as follows:

$$P = P_R + P_{WE1} \times \sum_{n=1}^{n=49} (I_n/I_N)^2 \times (f_n/f_1)^2 + P_{SE1} \times \sum_{n=1}^{n=49} (I_n/I_N)^2 \times (f_n/f_1)^{0,8}$$

where

P_1 represents the total load losses at fundamental frequency (50 Hz or 60 Hz);

I_N is the rated current;

I_n is the r.m.s. current at harmonic n ;

P_R represents the ohmic losses at rated current;

P_{SE1} represents the stray losses in structural parts (excluding windings) at fundamental frequency;

P_{WE1} represents the eddy losses in windings at fundamental frequency;

P_m represents the total load losses at frequency m ;

n is the harmonic order;

f) the operating losses are calculated as the sum of the no-load losses (see 5.2.2) and the total service load losses as defined above.

NOTE 1 – The equation for the total service load losses is valid for all harmonic numbers. However, the non-characteristic harmonics are small compared to the characteristic harmonics and should be neglected in the determination of the losses.

NOTE 2 – With the harmonic current spectrum specified in clause A.1, the above method is valid for two-winding transformers or for three-winding transformers whose construction is such that the coupling between valve windings is negligible (for example where the line winding is split into two halves, one next to each valve winding). For other transformer arrangements a similar method may be used, with due care, but the harmonic current spectrum in the line windings may differ from that given in clause A.1.

5.2.4 Auxiliary power losses

The auxiliary power losses of the converter transformer shall be included in the auxiliary power energy consumption of the total converter station (see 5.8). They shall be measured either separately during a factory test or during measurement of the converter station auxiliary power consumption.

5.3 AC filter losses

5.3.1 General

The a.c. filters in an HVDC converter station provide a low-impedance shunt for the harmonic currents generated by the converter. The a.c. filters may comprise active filters, passive filters or a combination thereof.

The methods described below assume that the a.c. filters are connected directly to the a.c. system busbar on the line side of the converter transformer. Where this is not the case, as for instance with filters connected to a tertiary winding of the converter transformer, the method is still valid but the harmonic currents in the filters shall be adjusted as required by the a.c. filter connection point.

En vue de la détermination des pertes, le convertisseur doit être modélisé comme un générateur de courants harmoniques et on doit supposer que le réseau à tension alternative est en circuit ouvert; ainsi, on peut considérer que tous les courants harmoniques issus des convertisseurs en courant continu à haute tension circulent en direction des filtres côté alternatif.

Le courant harmonique circulant dans chaque branche du filtre doit être calculé à partir du courant harmonique total du convertisseur et doit être utilisé comme base pour déterminer les pertes dans chaque composant du filtre. Lorsque des filtres actifs sont utilisés, les pertes encourues par leur présence doivent être incluses et la méthode de calcul documentée par le fournisseur.

Lorsque le convertisseur fonctionne, la détermination des pertes de filtre côté alternatif doit être basée sur les courants harmoniques caractéristiques du convertisseur, qui doivent être calculés pour chaque niveau de charge et avec des paramètres de fonctionnement cohérents (voir 4.3). Pour le calcul des courants harmoniques du convertisseur, la formule décrite en A.2 doit être utilisée.

En mode de fonctionnement à vide, les filtres côté alternatif ne sont généralement pas connectés au réseau à tension alternative et ne produisent donc aucune perte. Dans le cas où des filtres côté alternatif sont alimentés tandis que le convertisseur est en mode de fonctionnement à vide, seules les pertes de fréquence fondamentale doivent être prises en considération.

5.3.2 Pertes au niveau d'un condensateur de filtrage à courant alternatif

Les pertes de fréquence fondamentale dans les condensateurs de filtrage doivent être déterminées conformément à la CEI 60871-1. Les valeurs assignées M_{var} en triphasé de la batterie de condensateurs doivent être calculées à partir de la valeur de la capacité et la tension de fréquence fondamentale au niveau de la batterie de condensateurs. Les pertes dues aux courants harmoniques sont très faibles et doivent être négligées.

5.3.3 Pertes au niveau d'une inductance de filtrage à courant alternatif

Les courants fondamentaux et harmoniques au niveau des inductances de filtrage doivent être considérés. L'impédance de la bobine d'inductance à la fréquence fondamentale et les facteurs de qualité aux fréquences fondamentales et harmoniques doivent être mesurés sur le site de fabrication et corrigés en fonction de la température de fonctionnement maximale de l'enroulement. Les pertes au niveau de l'inductance doivent alors être déterminées par l'équation

$$P = \sum_{n=1}^{n=49} \frac{I_n^2 \times X_n}{Q_n}$$

où

n est le rang d'harmonique;

I_n est le courant efficace calculé au travers de la bobine d'inductance à n harmonique, en ampères;

X_n est la réactance de la bobine d'inductance au rang d'harmonique n , $X_n = n \times 2\pi f \times L$ en ohms;

L est l'inductance de la bobine d'inductance, en henrys;

f est la fréquence fondamentale du réseau à tension alternative;

Q_n est le facteur de qualité moyen pour toutes les bobines d'inductance du même élément mesuré au rang d'harmonique n .

For purposes of loss determination, the converter shall be modelled as a generator of harmonic currents and the a.c. system shall be assumed to be open-circuited so that all harmonic currents from the HVDC converters are considered to flow into the a.c. filters.

The harmonic current flowing in each filter branch shall be calculated from the total converter harmonic current and shall be used as a basis for determining the losses in each filter component. When active filters are used, the losses incurred by their presence shall be included and the calculation method documented by the supplier.

When the converter is operating, the determination of a.c. filter losses shall be based on the characteristic harmonic currents of the converter, which shall be calculated for each load level and with consistent operating parameters (see 4.3). For calculation of the converter harmonic currents, the formula described in clause A.2 shall be used.

In the no-load operation mode, a.c. filters are not usually connected to the a.c. system and, therefore generate no losses. In the case where a.c. filters are energized while the converter is in no-load operation mode only the fundamental frequency losses shall be considered.

5.3.2 AC filter capacitor losses

The fundamental frequency losses in the filter capacitors shall be determined in accordance with IEC 60871-1. The three-phase Mvar rating of the capacitor bank shall be calculated from the capacitance value and the fundamental frequency voltage across the capacitor bank. The losses due to harmonic currents are very small and shall be neglected.

5.3.3 AC filter reactor losses

The fundamental and harmonic currents in the filter reactors shall be considered. The impedance of the reactor at fundamental frequency and the quality factors at the fundamental and harmonic frequencies shall be measured at the factory and corrected to the maximum operating temperature of the winding. The reactor losses shall then be determined by the equation

$$P = \sum_{n=1}^{n=49} \frac{I_n^2 \times X_n}{Q_n}$$

where

n is the harmonic order;

I_n is the calculated r.m.s. current through the reactor at the n th harmonic, in amperes;

X_n is the reactor reactance at the n th harmonic, $X_n = n \times 2\pi f \times L$, in ohms;

L is the reactor inductance, in henrys;

f is the a.c. system fundamental frequency;

Q_n is the average quality factor for all reactors of the same item measured at the n th harmonic.

5.3.4 Pertes au niveau d'une résistance de filtrage à courant alternatif

Les pertes au niveau des résistances de filtrage doivent être calculées à la fois pour les courants fondamentaux et pour les courants harmoniques. La valeur de la résistance doit être déterminée par des mesures effectuées par le fournisseur, et corrigée en fonction de la température en fonctionnement de la résistance. Le courant de chaque harmonique au travers de la résistance de filtrage doit être calculé. Les pertes dans chaque résistance sont obtenues par l'équation

$$P = R \times \sum_{n=1}^{n=49} I_n^2$$

où

R est la valeur de résistance, en ohms;

I_n est la valeur efficace du courant harmonique n au travers de la résistance, en ampères.

5.3.5 Pertes totales au niveau d'un filtre côté alternatif

Les pertes totales au niveau d'un filtre côté alternatif doivent être déterminées en établissant la somme des pertes de tous les condensateurs, de toutes les bobines d'inductance et des résistances pour les filtres alimentés au niveau de charge correspondant des convertisseurs.

5.4 Pertes au niveau d'une batterie de condensateurs shunt

Des condensateurs shunt sont parfois utilisés en plus des filtres d'harmoniques afin de fournir un support réactif au réseau à tension alternative. Les pertes en puissance au niveau des batteries de condensateurs shunt doivent être déterminées pour les niveaux de charge du poste de conversion pour lesquels ces batteries sont connectées au bus en courant alternatif.

Les pertes de fréquence fondamentale au niveau de la batterie de condensateurs shunt doivent être déterminées conformément à la CEI 60871-1. Les valeurs assignées $Mvar$ en triphasé de la batterie de condensateurs doivent être calculées à partir de la valeur de la capacité et de la tension à fréquence fondamentale au niveau de la batterie de condensateurs. Les pertes dues aux courants harmoniques sont très faibles et doivent être négligées.

5.5 Pertes au niveau d'une bobine d'inductance shunt

Il est possible que les bobines d'inductance shunt soient connectées au bus en courant alternatif d'un poste de conversion en courant continu à haute tension pour compenser les courants capacitifs issus des filtres d'harmoniques en courant alternatif, particulièrement en charge faible. Leur service ne diffère pas des applications classiques dans les réseaux de transmission à intensité alternative. Par conséquent, les pertes de bobines d'inductance shunt au niveau des postes de conversion en courant continu à haute tension doivent être mesurées au cours d'un essai de production conformément à la CEI 60289 et corrigées en fonction de la température d'enroulement maximale, à l'exclusion des points chauds, calculée pour les conditions ambiantes normalisées (voir 4.3). Pour les bobines d'inductance isolées dans l'huile, la température normalisée de l'enroulement de 75 °C doit être utilisée.

Les pertes au niveau des bobines d'inductance shunt doivent être incluses dans les pertes totales de poste de conversion pour les niveaux de charge auxquels il est prévu que les bobines d'inductance shunt soient connectées au bus en courant alternatif.

Si l'on utilise un refroidissement forcé, la consommation de puissance du matériel de refroidissement doit être comprise dans la consommation de puissance auxiliaire du poste de conversion total (voir 5.8).

5.3.4 AC filter resistor losses

The losses in the filter resistors shall be calculated for the fundamental and harmonic currents together. The resistance value of the resistor shall be determined by factory measurements and corrected to the operating temperature of the resistor. The current of each harmonic through the filter resistor shall be calculated. The losses in each resistor are obtained by the formula

$$P = R \times \sum_{n=1}^{n=49} I_n^2$$

where

R is the resistor value, in ohms;

I_n is the r.m.s. value of the n th harmonic current through the resistor, in amperes.

5.3.5 Total a.c. filter losses

The total a.c. filter losses shall be obtained by summing the losses of all capacitors, reactors, and resistors for filters which are energized at the corresponding load level of the converters.

5.4 Shunt capacitor bank losses

Shunt capacitors are sometimes used in addition to harmonic filters to provide reactive support to the a.c. system. Power losses in shunt capacitor banks shall be determined for those load levels of the converter station at which such banks are connected to the a.c. bus.

The fundamental frequency losses in the shunt capacitor bank shall be determined in accordance with IEC 60871-1. The three-phase Mvar rating of the capacitor bank shall be calculated from the capacitance value and the fundamental frequency voltage across the capacitor bank. The losses due to harmonic currents are very small and shall be neglected.

5.5 Shunt reactor losses

Shunt reactors may be connected to the a.c. bus of an HVDC converter station to compensate for capacitive currents from a.c. harmonic filters, particularly at light load. Their duty does not differ from conventional applications in a.c. transmission systems. Therefore, losses of shunt reactors in HVDC converter stations shall be measured during factory tests in accordance with IEC 60289 and corrected to the maximum winding temperature, excluding hot spots, calculated for the standard ambient conditions (see 4.3). For oil-insulated reactors, the standard winding temperature of 75 °C shall be used.

Shunt reactor losses shall be included in the total converter station losses for those load levels at which it is intended that shunt reactors will be connected to the a.c. bus.

If forced cooling is used, the cooling equipment power consumption shall be included in the auxiliary power consumption of the total converter station (see 5.8).

5.6 Pertes au niveau d'une bobine d'inductance de lissage en courant continu

Le courant traversant la bobine d'inductance de lissage est un courant continu avec des harmoniques superposés.

Pour des conditions de fonctionnement à vide, le courant de la bobine d'inductance de lissage est nul. Par conséquent, aucune perte ne se produit.

La composante en courant continu des pertes au niveau d'une bobine d'inductance de lissage doit être établie à partir d'essais de production conformément à la CEI 60289 et à la CEI 60076-1.

Les pertes d'enroulement dues à des courants harmoniques doivent être déterminées par calcul. Le calcul doit intégrer les amplitudes de courant harmonique applicables au niveau de charge approprié et la résistance harmonique correspondante. Les courants harmoniques doivent être calculés conformément à l'article A.4. La résistance harmonique doit être mesurée.

Si l'on utilise une construction avec cuve dotée d'un noyau de fer, les pertes dues à la magnétisation doivent être calculées de la façon suivante:

$$P_m = (0,125 \times k_h + 0,125 \times k_e) \times P_d$$

où

P_m représente les pertes dues à la magnétisation, en watts;

P_d représente les pertes dues au courant continu, en watts;

$k_h = \sum_{n=12}^{n=48} k_{hn}$ est la composante de pertes par hystérésis;

$k_e = \sum_{n=12}^{n=48} k_{en}$ est la composante de pertes par courants de Foucault;

$$k_{hn} = (I_n/I_d) \times n$$

$$k_{en} = (I_n/I_d) \times n^{0,5}$$

Les pertes totales en fonctionnement doivent représenter la somme des pertes dues au courant continu, des pertes dues aux courants harmoniques et, le cas échéant, des pertes dues à la magnétisation du noyau.

Les pertes en puissance auxiliaire de la bobine d'inductance de lissage, doivent, le cas échéant, être incluses dans la consommation de puissance auxiliaire du poste de conversion total (voir 5.8). Il est permis de les mesurer séparément au cours d'essais de production ou durant les mesures de la consommation de puissance auxiliaire du poste de conversion.

5.7 Pertes au niveau d'un filtre côté continu

5.7.1 Généralités

La principale fonction des filtres côté continu, en association avec l'inductance de lissage en courant continu, consiste à fournir un shunt de faible impédance pour les courants harmoniques générés par le convertisseur, réduisant ainsi le niveau des courants harmoniques sur la ligne à courant continu, et empêchant la production de bruit dans les systèmes adjacents de communication en fils nus. Le filtre côté continu peut être configuré soit comme une branche unique ou comme plusieurs branches de filtrage, en fonction des prescriptions du système. Les filtres côté continu sont susceptibles d'inclure des filtres actifs, des filtres passifs, ou une combinaison des deux.

5.6 DC smoothing reactor losses

The current through the smoothing reactor is direct current with superimposed harmonics.

During no-load operation conditions, the smoothing reactor current is zero. Therefore losses do not occur.

The d.c. component of the smoothing reactor losses shall be established from factory tests according to IEC 60289 and IEC 60076-1.

The winding losses due to harmonic currents shall be determined by calculation. The calculation shall use the harmonic current amplitudes applicable to the appropriate load level and the corresponding harmonic resistance. The harmonic currents shall be calculated in accordance with clause A.4. The harmonic resistance shall be measured.

If a tanked construction with an iron core is used, the magnetization losses shall be calculated as:

$$P_m = (0,125 \times k_h + 0,125 \times k_e) \times P_d$$

where

P_m represents the magnetization losses, in watts;

P_d represents the direct current losses, in watts;

$k_h = \sum_{n=12}^{n=48} k_{hn}$ is the hysteresis losses component;

$k_e = \sum_{n=12}^{n=48} k_{en}$ is the eddy current losses component;

$$k_{hn} = (I_n/I_d) \times n;$$

$$k_{en} = (I_n/I_d)^2 \times n^{0,5}.$$

The total operating losses shall be the sum of losses due to direct current, losses due to harmonic currents and, where applicable, core magnetizing losses.

Auxiliary power losses of the smoothing reactor shall be included, where applicable, in the auxiliary power consumption of the total converter station (see 5.8). They may be measured separately during factory tests or during measurements of the converter station auxiliary power consumption.

5.7 DC filter losses

5.7.1 General

The principal function of the d.c. filters, in conjunction with the d.c. smoothing reactor, is to provide a low-impedance shunt for the harmonic currents generated by the converter, thus reducing the level of harmonic currents on the d.c. line and preventing noise generation in adjacent open-wire communication systems. The d.c. filter may be configured either as a single branch or as several filter branches, depending on system requirements. The d.c. filters may comprise active filters, passive filters or a combination thereof.

Des filtres côté continu sont connectés entre les bornes à haute tension et basse tension du convertisseur. Dans des conditions de fonctionnement à vide, le courant et la tension de filtre côté continu sont tous les deux nuls; par conséquent, aucune perte ne survient.

Lorsque le convertisseur est en fonctionnement, les pertes au niveau des filtres côté continu doivent être déterminées pour des paramètres de fonctionnement normaux, au niveau de charge approprié, en utilisant des mesures de perte de production et des courants harmoniques calculés. Les courants harmoniques au travers des filtres doivent être calculés en représentant le convertisseur comme une source de tension et une impédance. Pour le calcul des tensions harmoniques du convertisseur, on doit utiliser les formules suivant l'article A.3. Les bobines d'inductance de lissage et la ligne/le câble à courant continu doivent être représentés avec leurs impédances réelles. Pour le calcul, on doit supposer que le réseau à tension alternative fonctionne à la fréquence nominale et que les composantes de filtrage sont à leurs valeurs nominales. Lorsque des filtres actifs sont utilisés, les pertes encourues par leur présence doivent être incluses et la méthode de calcul documentée par le fournisseur.

5.7.2 Pertes au niveau d'un condensateur de filtrage à courant continu

Les pertes au niveau des condensateurs de filtrage à courant continu incluent les pertes au niveau des résistance de gradation en courant continu et les pertes d'harmoniques dans les condensateurs. Les pertes dues au courant harmonique dans la batterie de condensateurs sont très faibles en raison du facteur de puissance réduit et doivent être négligées.

Les pertes au niveau des résistances de gradation doivent être calculées en utilisant la résistance totale de la batterie de condensateurs selon la valeur moyenne de toutes les résistances de gradation par unité de condensateur, obtenue à partir d'essais de production, et la configuration de batterie de condensateurs, en utilisant

$$P = \frac{U^2}{R}$$

où

U est la tension de fonctionnement en courant continu de la batterie de condensateurs, en volts;

R est la résistance totale de la batterie, en ohms.

5.7.3 Pertes au niveau d'une inductance de filtrage à courant continu

Les pertes au niveau d'une bobine d'inductance doivent être déterminées en calculant les courants harmoniques dans la bobine pour le niveau de charge approprié et les paramètres de fonctionnement correspondants (voir 4.3), et en mesurant la réactance de la bobine d'inductance et le facteur de qualité pour les fréquences harmoniques au cours d'essais de production, en effectuant une correction par rapport à la température de fonctionnement maximale de l'enroulement. Les pertes au niveau d'une bobine d'inductance sont obtenues par la formule

$$P = \sum_{n=12}^{n=48} \frac{I_n^2 \times X_n}{Q_n}$$

où

n est le rang d'harmonique;

I_n est le courant efficace calculé au travers de la bobine d'inductance pour l'harmonique n , en ampères;

X_n est la réactance de la bobine d'inductance pour l'harmonique de rang n , en ohms;

Q_n est le facteur de qualité mesuré pour l'harmonique de rang n .

DC filters are connected between the high- and low-voltage terminals of the converter. Under no-load operation conditions, the d.c. filter current and voltage are both zero; therefore, losses do not occur.

When the converter is operating, the d.c. filter losses shall be determined for normal operating parameters, at the appropriate load level, using factory loss measurements and calculated harmonic currents. The harmonic currents through the filters shall be calculated by representing the converter as a voltage source and an impedance. For calculation of the converter harmonic voltages, the formulae according to clause A.3 shall be used. The smoothing reactors and the d.c. line/cable shall be represented with their actual impedances. For the calculation it shall be assumed that the a.c. system operates at nominal frequency and the filter components are at their nominal values. When active filters are used, the losses incurred by their presence shall be included and the calculation method documented by the supplier.

5.7.2 DC filter capacitor losses

Losses in the d.c. filter capacitors comprise losses in the d.c. grading resistors and harmonic losses in the capacitors. Losses due to the harmonic current in the capacitor bank are very small because of the low power factor and shall be neglected.

The losses in the grading resistors shall be calculated by using the total resistance of the capacitor bank as determined from the mean value of all grading resistors per capacitor unit obtained from production tests, and the capacitor bank configuration, using

$$P = \frac{U^2}{R}$$

where

U is the operating capacitor bank d.c. voltage, in volts;

R is the total bank resistance, in ohms.

5.7.3 DC filter reactor losses

The reactor losses shall be determined by calculating the harmonic currents in the reactor for the appropriate load level and corresponding operating parameters (see 4.3) and by measuring the reactor reactance and quality factor at the harmonic frequencies during factory tests, and corrected to the maximum operating temperature of the winding. The reactor losses are given by the formula

$$P = \sum_{n=12}^{n=48} \frac{I_n^2 \times X_n}{Q_n}$$

where

n is the harmonic order;

I_n is the calculated r.m.s. current through the reactor at the n th harmonic, in amperes;

X_n is the reactor reactance at the n th harmonic, in ohms;

Q_n is the quality factor measured at the n th harmonic.

5.7.4 Pertes au niveau d'une résistance de filtrage à courant continu

Les pertes au niveau d'une résistance doivent être calculées en considérant l'ensemble de tous les courants harmoniques. La valeur de la résistance R doit être déterminée par des mesures faites sur le site de production.

La valeur efficace du courant de chaque harmonique au travers de la résistance doit être calculée pour le niveau de charge approprié du poste de conversion et les paramètres de fonctionnement correspondants (voir 4.3). Les pertes au niveau de chaque résistance sont obtenues par l'équation

$$P_R = R \times \sum_{n=12}^{n=48} I_n^2$$

où

R est la valeur de la résistance, en ohms;

I_n est le courant efficace calculé au travers de la résistance pour l'harmonique de rang n , en ampères.

5.7.5 Pertes totales au niveau d'un filtre côté continu

Les pertes totales au niveau des filtres côté continu doivent être obtenues en ajoutant les pertes de tous les condensateurs, les bobines d'inductance, les résistances et les dispositifs actifs, le cas échéant, qui constituent les filtres côté continu.

5.8 Pertes du matériel auxiliaire et du poste en service

La puissance auxiliaire consommée par le poste de conversion en courant continu à haute tension dépend des installations du poste en service, des prescriptions de fonctionnement et des conditions ambiantes. Elle est en outre soumise à une variation dans le temps puisque des charges intermittentes dues, par exemple, au matériel de chauffage, de refroidissement, d'éclairage et de maintenance sont appliquées. L'acheteur doit définir l'étendue des services auxiliaires à inclure dans l'évaluation des pertes.

Les pertes auxiliaires totales du poste doivent être déterminées pour un mode de fonctionnement à vide et pour le ou les niveaux de charge appropriés du poste. Les pertes doivent être déterminées dans des conditions de fonctionnement normal en régime établi, en effectuant des mesures directes sur la ou les lignes principales au niveau de chaque source.

Les auxiliaires de poste en service utilisés seulement dans des circonstances particulières, par exemple durant des coupures effectuées pour la maintenance, une surcharge de courte durée ou des perturbations transitoires, ne doivent pas être pris en compte dans l'évaluation des pertes auxiliaires.

Pour tenir compte des variations de charge en fonction du temps, dues par exemple au fonctionnement intermittent des pompes de refroidissement, des ventilateurs ou à des charges dues au chauffage et à l'éclairage, nécessaires seulement à certains moments de la journée, une série de mesures doit être prise sur un intervalle de temps défini et une moyenne doit être établie à partir des résultats.

S'il n'est pas pratique de réaliser la mesure de la consommation de puissance auxiliaire à une température ambiante constante de 20 °C, un réglage approprié doit être fait au niveau des charges (telles que le matériel de refroidissement) qui sont sensibles à la température ambiante. Le calcul doit être documenté.

5.7.4 DC filter resistor losses

The resistor losses shall be calculated considering all harmonic currents together. The resistance value of the resistor R shall be determined by factory measurements.

The r.m.s. value of the current of each harmonic through the resistor shall be calculated for the appropriate load level of the converter station and corresponding operating parameters (see 4.3). The losses in each resistor are obtained by the formula

$$P_R = R \times \sum_{n=12}^{n=48} I_n^2$$

where

R is the resistance value, in ohms;

I_n is the calculated r.m.s. current through the resistor at the n th harmonic, in amperes

5.7.5 Total d.c. filter losses

The total d.c. filter losses shall be obtained by summing the losses of all capacitors, reactors, resistors and active devices, where applicable, that make up the d.c. filters.

5.8 Auxiliaries and station service losses

The auxiliary power consumed by the HVDC converter station depends on station service facilities, operating requirements and ambient conditions. Moreover, it is subject to variation with time as intermittent loads such as heating, cooling, lighting and maintenance equipment are utilized. The purchaser shall define the extent of the auxiliary services to be included in the loss evaluation.

The total station auxiliary losses shall be determined for no-load operation mode and for the appropriate load level(s) of the station. The losses shall be determined under normal steady-state operating conditions by direct measurements on the main feeder(s) at each source.

Station service auxiliaries used only under special circumstances, for example during maintenance outages, short-time overload or transient disturbances, shall not be considered in the evaluation of auxiliary losses.

To account for load variations with time due, for example, to intermittent operation of cooling pumps or fans or to heating and lighting loads which are required only at certain times of the day, a series of measurements shall be taken over a defined time interval and the results averaged.

If it is not practical to perform the measurement on auxiliary power consumption at a constant ambient temperature of 20 °C, an appropriate adjustment shall be made to those loads (such as cooling equipment) which are sensitive to the ambient temperature. The calculation shall be documented.

Si la ou les lignes d'alimentation des systèmes auxiliaires alimentent également un matériel non soumis à la responsabilité du fournisseur, la ou les charges de ce matériel doivent être mesurées séparément et soustraites de la mesure globale des pertes à des fins contractuelles.

Si la conception du système auxiliaire est telle que la consommation de puissance auxiliaire totale ne puisse pas être déterminée en pratique par une mesure directe, il est admis que l'acheteur et le fournisseur s'entendent sur une procédure de calcul de substitution. Dans ce cas, la procédure de calcul doit être clairement documentée.

5.9 Pertes au niveau des filtres d'interférences radio/courant porteur sur ligne d'énergie

En plus des filtres d'harmoniques côté alternatif et continu, normalement prescrits pour un poste en courant continu à haute tension, certaines applications nécessitent un matériel supplémentaire permettant d'éviter le brouillage radioélectrique (RI) ou les interférences avec des systèmes à courant porteur sur ligne d'énergie (PLC).

Ce matériel est susceptible d'inclure des bobines d'inductance en série dans les connexions en courant alternatif ou continu (avec ou sans condensateurs d'accord connectés en parallèle), des branches en parallèle ou une combinaison des deux.

Les pertes au niveau des branches en parallèle sont réduites et doivent être négligées.

Pour les filtres en série, seules les pertes au niveau de la bobine d'inductance doivent être prises en compte. Les pertes au niveau de la bobine d'inductance doivent être calculées conformément aux formules suivantes:

$$P = \sum_{n=1}^{n=49} \frac{I_n^2 \times X_n}{Q_n}$$

pour les filtres dans les montages en courant alternatif, ou

$$P = I_d^2 \times R_{PLC} + \sum_{n=12}^{n=48} \frac{I_n^2 \times X_n}{Q_n}$$

pour les filtres dans les montages en courant continu

où

R_{PLC} est la résistance en courant continu de la bobine d'inductance, en ohms;

n est le rang d'harmonique;

I_n est le courant calculé au travers de la bobine d'inductance au rang d'harmonique n , en ampères;

X_n est la réactance de la bobine d'inductance au rang d'harmonique n , en ohms;

Q_n est le facteur de qualité mesuré au rang d'harmonique n .

Lorsque des filtres côté alternatif en série sont situés sur le côté alternatif des filtres d'harmoniques en courant alternatif, seule la composante de fréquence fondamentale ($n = 1$) du courant doit être prise en compte. Lorsque des filtres côté alternatif en série sont situés entre les filtres d'harmoniques côté alternatif en dérivation et les transformateurs de conversion, ou entre les transformateurs de conversion et les valves, alors on doit considérer à la fois les composantes de fréquence fondamentale et d'harmonique caractéristique (jusqu'à $n = 49$) du courant.

Les courants harmoniques doivent être calculés conformément aux articles A.1, A.2 ou (pour les filtres côté continu) conformément à l'article A.4, selon le cas.

In cases where the feeder(s) for the auxiliary systems also supply equipment which is not within the responsibility of the supplier, the load(s) of this equipment shall be measured separately and subtracted from the overall loss measurement for contractual purposes.

If the design of the auxiliary system is such that the total auxiliary power consumption cannot practically be determined by direct measurement, then an alternative calculation procedure may be agreed between purchaser and supplier. In this case, the calculation procedure shall be clearly documented.

5.9 Radio interference/PLC filter losses

In addition to the a.c. and d.c. harmonic filters normally required at an HVDC station, certain applications require further equipment to prevent radio interference (RI) or interference with power line carrier (PLC) systems.

Such equipment may consist of series reactors in the a.c. or d.c. connections (with or without tuning capacitors connected in parallel), shunt branches or a combination thereof.

Losses in shunt branches are small and shall be neglected.

For series filters, only the losses in the reactor shall be considered. The reactor losses shall be calculated in accordance with the following formulae:

$$P = \sum_{n=1}^{n=49} \frac{I_n^2 \times X_n}{Q_n}$$

for filters in the a.c. connections, or

$$P = I_d^2 \times R_{PLC} + \sum_{n=12}^{n=48} \frac{I_n^2 \times X_n}{Q_n}$$

for filters in the d.c. connections

where

R_{PLC} is the d.c. resistance of the reactor, in ohms;

n is the harmonic order;

I_n is the calculated current through the reactor at the n th harmonic, in amperes;

X_n is the reactor reactance at the n th harmonic, in ohms;

Q_n is the quality factor measured at the n th harmonic.

When a.c. series filters are located on the a.c. system side of the a.c. harmonic filters, only the fundamental frequency ($n = 1$) component of current shall be considered. Where a.c. series filters are located between the shunt a.c. harmonic filters and the converter transformers, or between the converter transformers and the valves, then both the fundamental frequency and characteristic harmonic (up to $n = 49$) components of current shall be considered.

Harmonic currents shall be calculated in accordance with clauses A.1 and A.2 or (for filters on the d.c. side) clause A.4, as appropriate.

5.10 Autres pertes au niveau du matériel

Les pertes causées par le matériel restant, comme par exemple les parafoudres, transformateurs de mesure, appareillage de connexion, etc., doivent être négligées. Elles sont négligeables en comparaison des pertes du matériel principal considérées de 5.1 à 5.9 et le fait de ne pas les prendre en compte n'a pas d'influence significative sur les pertes totales du poste de conversion.

Les pertes du matériel spécial dans un poste de conversion particulier, non incluses dans le poste de conversion type examiné dans la présente norme, doivent être déterminées pour chacune des conditions de fonctionnement considérées. La détermination doit être fondée sur les caractéristiques du matériel spécial et sur une pratique technologique solide.

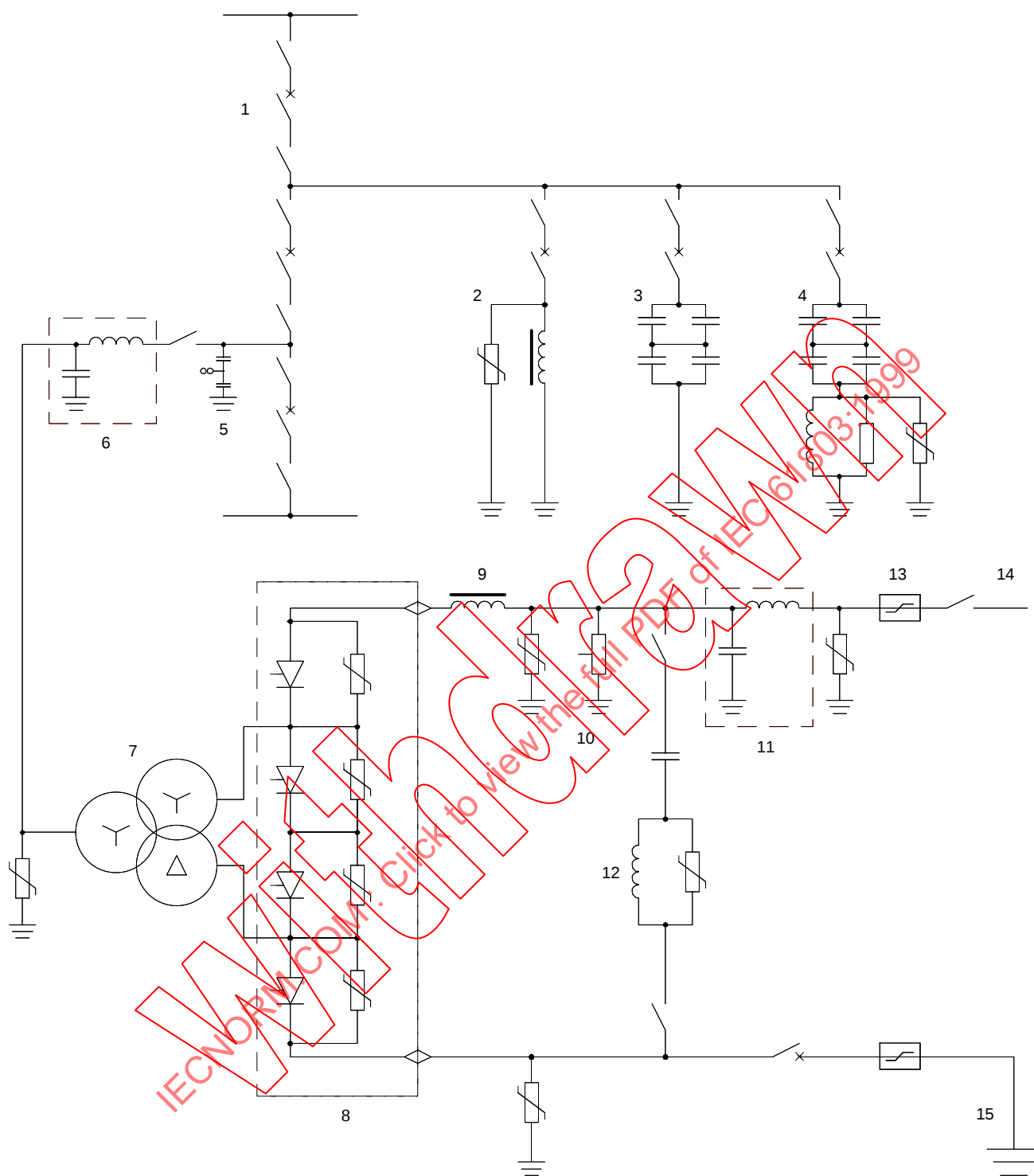
Withdrawing
IECNORM.COM: Click to view the full PDF of IEC 61803:1999

5.10 Other equipment losses

The losses caused by the remaining equipment, such as surge arresters, instrument transformers, switchgear, etc., shall be neglected. They are negligible in comparison with the main equipment losses discussed in subclauses 5.1 through 5.9, and neglecting them will not significantly affect the total converter station losses.

The losses of special equipment in a particular converter station, which are not included in the typical converter station considered in this standard, shall be determined for each of the operating conditions of interest. The determination shall be based on the characteristics of the special equipment and sound engineering practice.

Withdrawing
IECNORM.COM: Click to view the full PDF of IEC 61803:1999

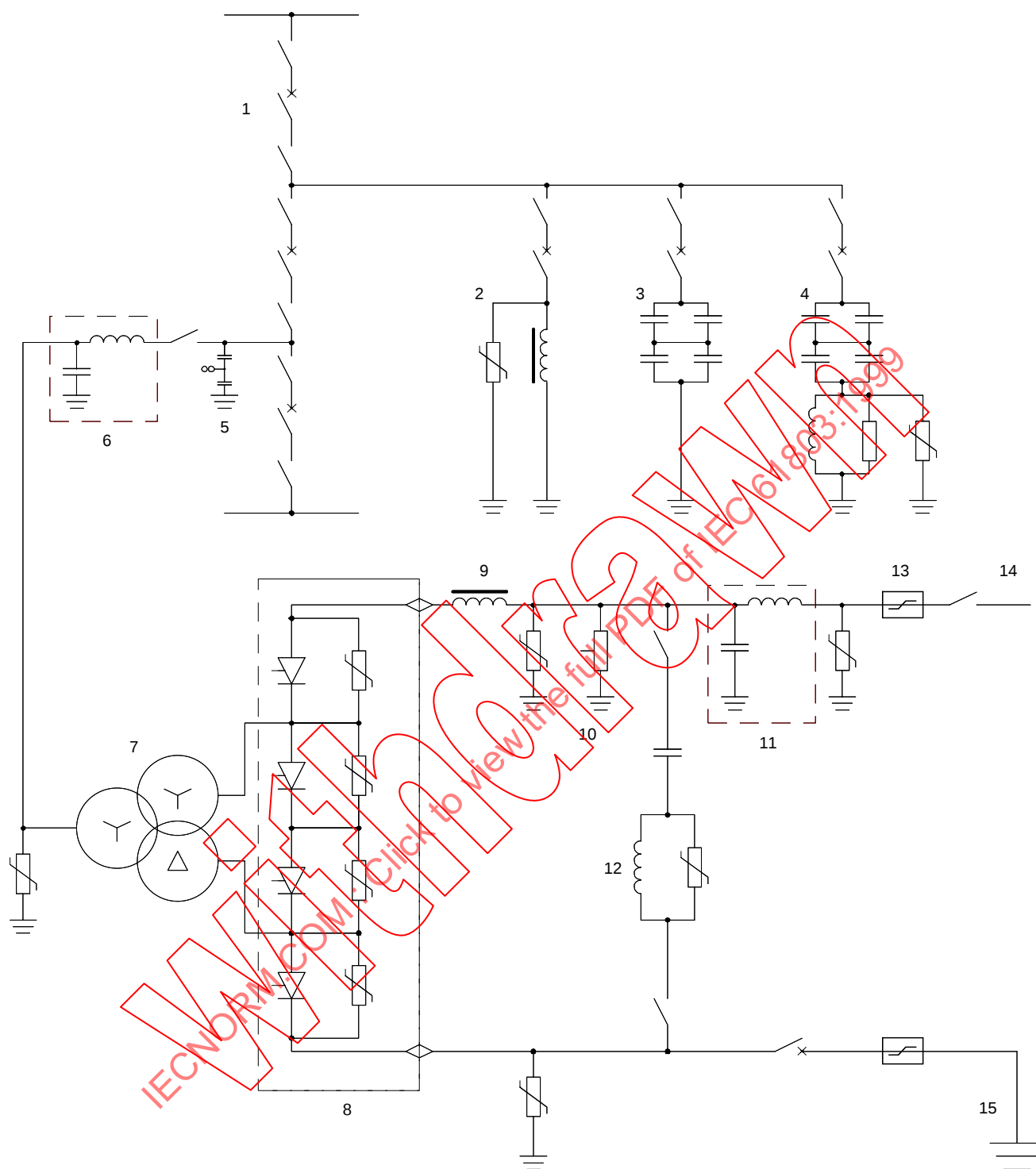


IEC 098/99

Légende

- | | | | |
|---|---|----|--|
| 1 | Commutateurs courant alternatif | 9 | Inductance de lissage en courant continu |
| 2 | Batterie d'inductances shunt | 10 | Diviseur de tension |
| 3 | Batterie de condensateurs shunt | 11 | Filtre PLC |
| 4 | Batterie de filtres côté courant alternatif | 12 | Filtre côté continu |
| 5 | Transformateur capacitif de tension | 13 | Dispositif de mesure de courant continu |
| 6 | Filtre PLC | 14 | Ligne des pôles |
| 7 | Transformateur de conversion | 15 | Electrode de terre |
| 8 | Ensemble de valves | | |

**Figure 1 – Matériel type en courant continu à haute tension (CCHT) pour un pôle
(le matériel auxiliaire n'est pas indiqué)**

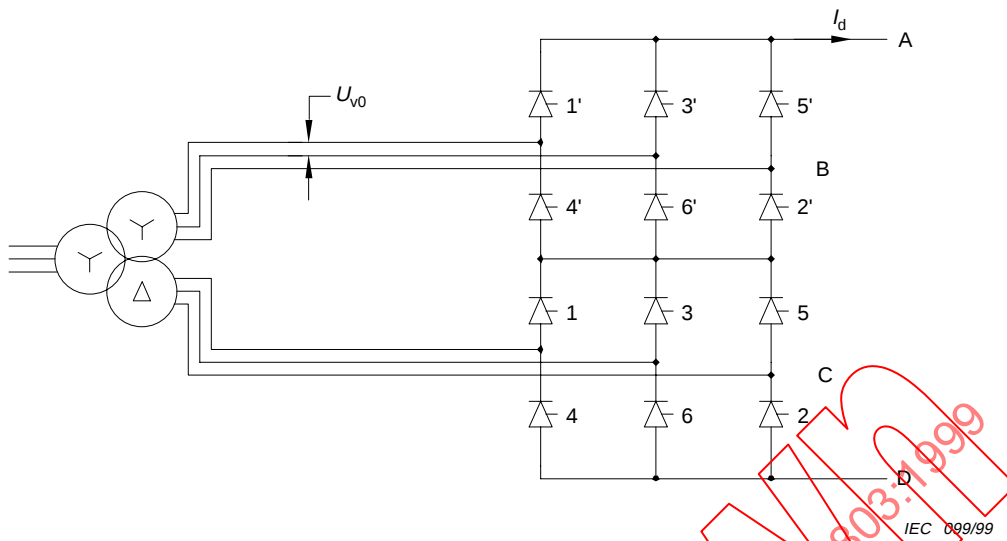


IEC 098/99

Key

- | | | | |
|---|-------------------------------|----|-----------------------------|
| 1 | AC switchyard | 9 | DC smoothing reactor |
| 2 | Shunt reactor bank | 10 | Voltage divider |
| 3 | Shunt capacitor bank | 11 | PLC filter |
| 4 | AC filter bank | 12 | DC filter |
| 5 | Capacitor voltage transformer | 13 | DC current measuring device |
| 6 | PLC filter | 14 | Pole line |
| 7 | Converter transformer | 15 | Ground electrode |
| 8 | Valve hall | | |

**Figure 1 – Typical high-voltage direct current (HVDC) equipment for one pole
(auxiliary equipment is not shown)**



Légende

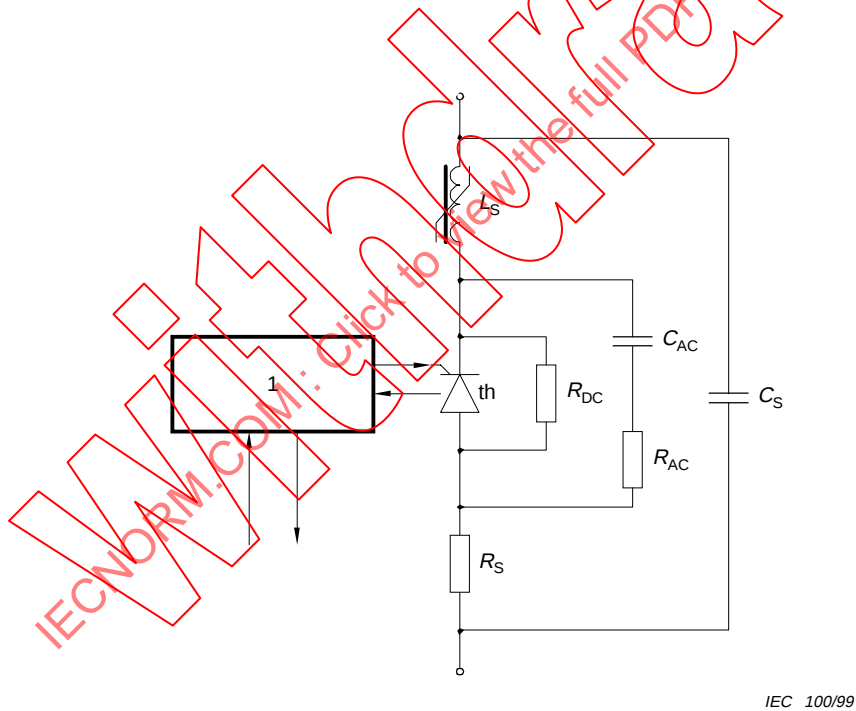
A Borne en courant continu à haute tension

C Pont inférieur

B Pont supérieur

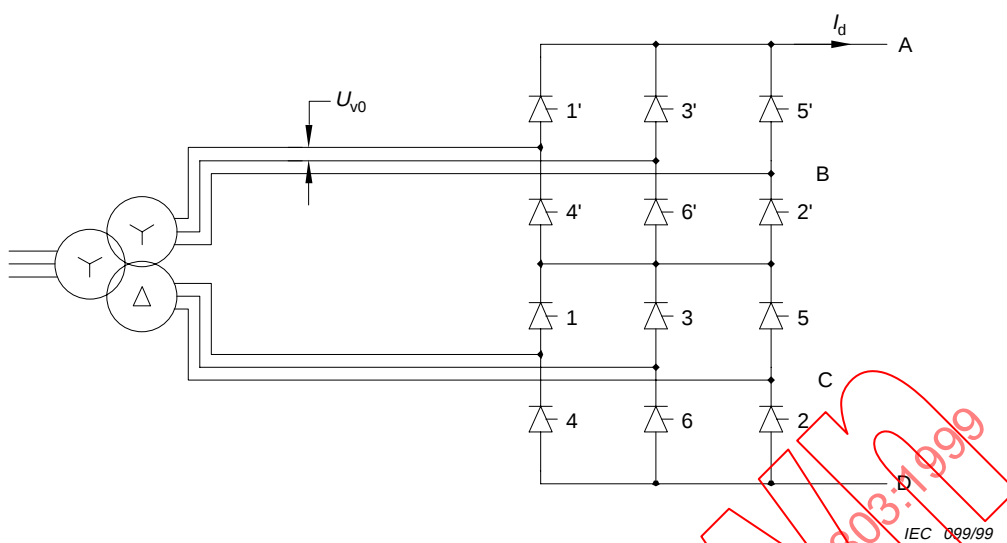
D Borne à basse tension à courant continu

Figure 2 – Schéma triphasé simplifié d'un convertisseur à 12 impulsions à CCHT



1 Commande et contrôle

Figure 3 – Circuit équivalent simplifié d'une valve type à thyristors



Key

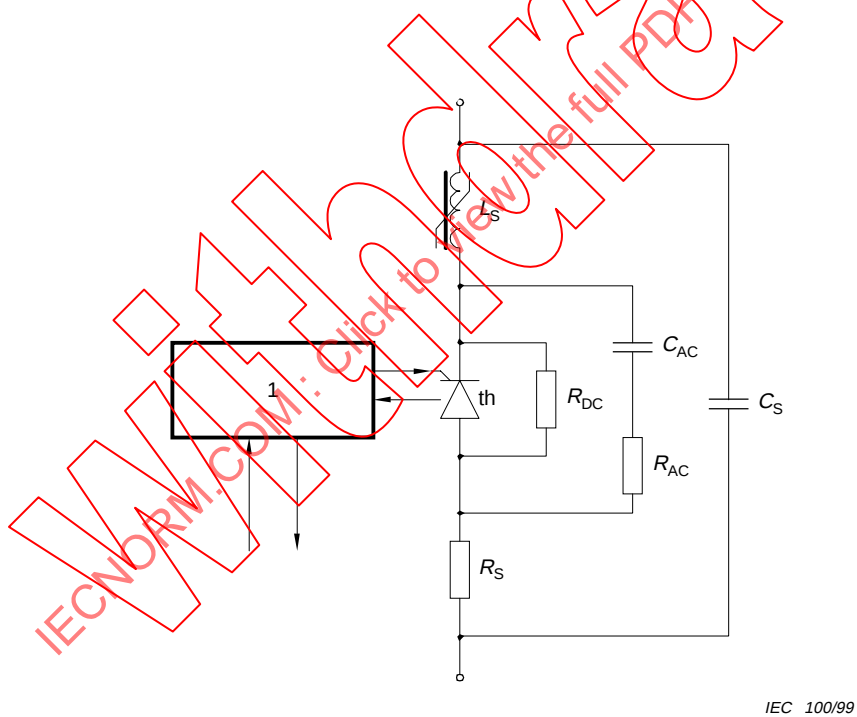
A High-voltage d.c. terminal

B Upper bridge

C Lower bridge

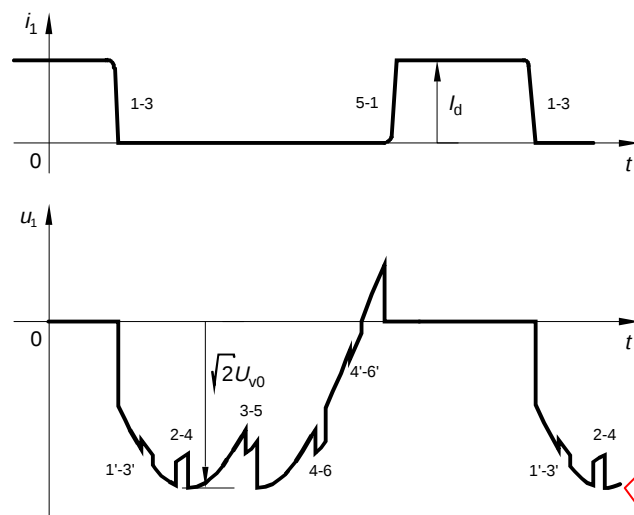
D Low voltage d.c. terminal

Figure 2 – Simplified three-phase diagram of an HVDC 12-pulse converter



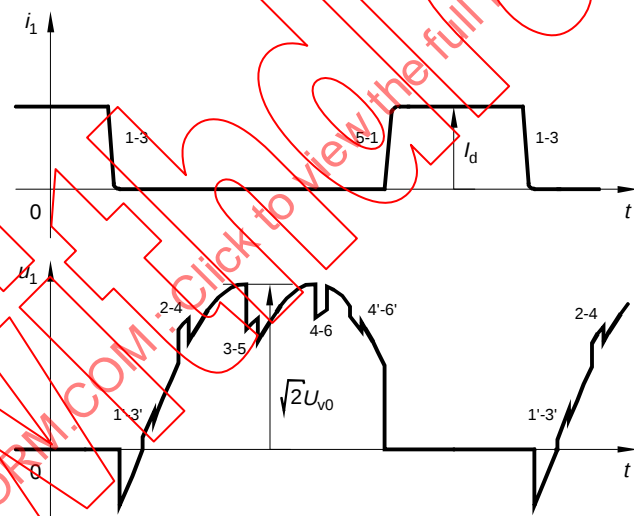
1 Control and monitoring

Figure 3 – Simplified equivalent circuit of a typical thyristor valve



$$\alpha = 20^\circ \quad \mu = 10^\circ$$

Figure 4a – Fonctionnement du redresseur



$$\gamma = 20^\circ \quad \mu = 10^\circ$$

Figure 4b – Fonctionnement de l'onduleur

Figure 4 – Formes de courant et de tension d'une valve fonctionnant dans un convertisseur à 12 impulsions (les dépassements de commutation ne sont pas indiqués)