

**RAPPORT
TECHNIQUE
TECHNICAL
REPORT**

**CEI
IEC**

60919-1

Première édition
First edition
1988-12

**Fonctionnement des systèmes à courant continu
haute tension (CCHT)**

**Première partie:
Spécification des conditions de fonctionnement
en régime établi**

Performance of high-voltage d.c. (HVDC) systems

**Part 1:
Steady-state conditions**



Numéro de référence
Reference number
CEI/IEC 60919-1: 1988

Numéros des publications

Depuis le 1^{er} 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* (IEV).

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.

**RAPPORT
TECHNIQUE
TECHNICAL
REPORT**

**CEI
IEC**

60919-1

Première édition
First edition
1988-12

**Fonctionnement des systèmes à courant continu
haute tension (CCHT)**

**Première partie:
Spécification des conditions de fonctionnement
en régime établi**

Performance of high-voltage d.c. (HVDC) systems

**Part 1:
Steady-state conditions**

© IEC 1988 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 Varembé 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 XB
PRICE CODE

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

SOMMAIRE

	Pages
PRÉAMBULE	8
PRÉFACE	8
Articles	
SECTION UN — GÉNÉRALITÉS	
1. Domaine d'application	10
2. Référence aux autres publications de la CEI	12
SECTION DEUX — SCHÉMA GÉNÉRAL DES SPÉCIFICATIONS DE FONCTIONNEMENT DES SYSTÈMES CCHT EN RÉGIME ÉTABLI	
3. Spécifications de fonctionnement en régime établi	14
SECTION TROIS — TYPES DE SYSTÈMES CCHT	
4. Généralités	14
5. Système de couplage CCHT	16
6. Système CCHT monopolaire à retour par la terre	16
7. Système CCHT monopolaire à retour métallique	18
8. Système CCHT bipolaire	18
9. Système bipolaire à neutre métallique	20
10. Deux groupes de 12 impulsions par pôle	22
11. Disposition des transformateurs de convertisseur	22
12. Considérations relatives aux commutations en courant continu	22
SECTION QUATRE — ENVIRONNEMENT	
13. Renseignements à fournir	24
SECTION CINQ — PUISSANCE, COURANT ET TENSION ASSIGNÉS	
14. Puissance assignée	28
15. Courant assigné	30
16. Tension assignée	30
SECTION SIX — SURCHARGE ET CAPACITÉ DES MATÉRIELS	
17. Surcharge	32
18. Capacité des matériels	34
SECTION SEPT — TRANSFERT MINIMAL DE PUISSANCE ET ÉTAT DE VEILLE À VIDE	
19. Généralités	36
20. Courant minimal	36
21. Fonctionnement sous tension continue réduite	36
22. Etat de veille à vide	38
SECTION HUIT — RÉSEAU ALTERNATIF	
23. Généralités	40
24. Tension alternative	40
25. Fréquence	42
26. Impédance du réseau à la fréquence fondamentale	42
27. Impédance du réseau aux fréquences harmoniques	42
28. Impédance d'onde directe et homopolaire	42
29. Autres sources d'harmoniques	44
30. Résonance subsynchrone	44
SECTION NEUF — PUISSANCE RÉACTIVE	
31. Généralités	44
32. Consommation de puissance réactive du convertisseur	46
33. Echanges de puissance réactive entre le réseau et la sous-station CCHT	46
34. Alimentation en puissance réactive	46
35. Dimension maximale des bancs réactifs commutables	48
SECTION DIX — LIGNE EN COURANT CONTINU, LIGNE D'ÉLECTRODE ET ÉLECTRODE DE TERRE	
36. Généralités	48
37. Ligne(s) aérienne(s)	48

CONTENTS

	Page
FOREWORD	9
PREFACE	9
Clause	
SECTION ONE – GENERAL	
1. Scope	11
2. Reference to other IEC publications	13
SECTION TWO – OUTLINE OF STEADY-STATE HVDC SYSTEM PERFORMANCE SPECIFICATION	
3. Steady-state performance specification	15
SECTION THREE – TYPES OF HVDC SYSTEMS	
4. General	15
5. HVDC back-to-back ties	17
6. Monopolar earth return HVDC system	17
7. Monopolar metallic return HVDC system	19
8. Bipolar HVDC system	19
9. Bipolar metallic neutral system	21
10. Two 12-pulse groups per pole	23
11. Converter transformer arrangements	23
12. D.C. switching considerations	23
SECTION FOUR – ENVIRONMENT	
13. Information to be supplied	25
SECTION FIVE – RATED POWER, CURRENT AND VOLTAGE	
14. Rated power	29
15. Rated current	31
16. Rated voltage	31
SECTION SIX – OVERLOAD AND EQUIPMENT CAPABILITY	
17. Overload	33
18. Equipment capability	35
SECTION SEVEN – MINIMUM POWER TRANSFER AND NO-LOAD STAND-BY STATE	
19. General	37
20. Minimum current	37
21. Reduced direct voltage operation	37
22. No-load stand-by state	39
SECTION EIGHT – A.C. SYSTEM	
23. General	41
24. A.C. voltage	41
25. Frequency	43
26. System impedance at fundamental frequency	43
27. System impedance at harmonic frequencies	43
28. Positive and zero sequence surge impedance	43
29. Other sources of harmonics	45
30. Subsynchronous resonance	45
SECTION NINE – REACTIVE POWER	
31. General	45
32. Converter reactive power consumption	47
33. Reactive power balance with the a.c. system	47
34. Reactive power supply	47
35. Maximum size of switchable var banks	49
SECTION TEN – D.C. LINE, ELECTRODE LINE AND EARTH ELECTRODE	
36. General	49
37. Overhead line(s)	49

Articles	Pages
38. Liaison(s) en câbles	50
39. Ligne de terre	50
40. Electrode de terre	52
SECTION ONZE — FIABILITÉ	
41. Généralités	52
42. Interruptions de service	52
43. Périodes horaires (<i>PH</i>)	54
44. Niveau de puissance de base (P_B)	54
45. Indisponibilité d'énergie (<i>IE</i>)	54
46. Disponibilité d'énergie (<i>DE</i>)	56
47. Nombre maximal autorisé d'interruptions de service forcées	56
48. Probabilité statistique des interruptions de service	58
SECTION DOUZE — COMMANDE ET MESURE	
49. Objet des circuits de commande	58
50. Structure de la commande	58
51. Réglage des ordres de commande	64
52. Limites du courant	64
53. Redondance du circuit de commande	66
54. Mesures	66
SECTION TREIZE — TÉLÉCOMMUNICATIONS	
55. Types de liaisons de télécommunications	66
56. Téléphone	68
57. Courant porteur de ligne (CPL)	68
58. Micro-ondes	68
59. Faisceau hertzien	68
60. Télécommunications optiques	68
61. Classification des données à transmettre	70
62. Télécommunication rapide	70
63. Fiabilité	70
SECTION QUATORZE — ALIMENTATIONS AUXILIAIRES	
64. Généralités	72
65. Fiabilité et classification des charges	72
66. Alimentations auxiliaires alternatives	74
67. Batteries et alimentations sans coupure	74
68. Alimentation de secours	76
SECTION QUINZE — BRUIT AUDIBLE	
69. Généralités	76
70. Nuisances publiques	78
71. Bruit dans les zones de travail	80
SECTION SEIZE — PERTURBATIONS HARMONIQUES EN COURANT ALTERNATIF	
72. Production d'harmoniques du côté courant alternatif	80
73. Filtrage	80
74. Critères de perturbations parasites	82
75. Niveaux d'interférences	84
76. Performance des filtres	86
SECTION DIX-SEPT — PERTURBATIONS HARMONIQUES EN COURANT CONTINU	
77. Interférences du côté courant continu	86
78. Performance des filtres continus	90
79. Conditions requises pour les spécifications	92
SECTION DIX-HUIT — INTERFÉRENCES DES COURANTS PORTEURS DE LIGNE	
80. Généralités	96
81. Spécification des performances	98

Clause	Page
38. Cable line(s)	51
39. Electrode line	51
40. Earth electrode	53

SECTION ELEVEN – RELIABILITY

41. General	53
42. Outage	53
43. Period hours (<i>PH</i>)	55
44. Base-power level (<i>P_B</i>)	55
45. Energy unavailability (<i>EU</i>)	55
46. Energy availability (<i>EA</i>)	57
47. Maximum permitted number of forced outages	57
48. Statistical probability of outages	59

SECTION TWELVE – CONTROL AND METERING

49. Control objectives	59
50. Control structure	59
51. Control order settings	65
52. Current limits	65
53. Control circuit redundancy	67
54. Metering	67

SECTION THIRTEEN – TELECOMMUNICATION

55. Types of telecommunication links	67
56. Telephone	69
57. Power line carrier (PLC)	69
58. Microwave	69
59. Radio link	69
60. Optical telecommunication	69
61. Classification of data to be transmitted	71
62. Fast response telecommunication	71
63. Reliability	71

SECTION FOURTEEN – AUXILIARY POWER SUPPLIES

64. General	73
65. Reliability and load classification	73
66. A.C. auxiliary supplies	75
67. Batteries and uninterruptible supplies (UPS)	75
68. Emergency supply	77

SECTION FIFTEEN – AUDIBLE NOISE

69. General	77
70. Public nuisance	79
71. Noise in working areas	81

SECTION SIXTEEN – HARMONIC INTERFERENCE – A.C.

72. A.C. side harmonic generation	81
73. Filters	81
74. Interference disturbance criteria	83
75. Levels for interference	85
76. Filter performance	87

SECTION SEVENTEEN – HARMONIC INTERFERENCE – D.C.

77. D.C. side interference	87
78. D.C. filter performance	91
79. Specification requirements	93

SECTION EIGHTEEN – POWER LINE CARRIER INTERFERENCE

80. General	97
81. Performance specification	99

Articles	Pages
SECTION DIX-NEUF — PERTURBATIONS RADIOÉLECTRIQUES	
82. Interférences radioélectriques (<i>IRE</i>) résultant des réseaux CCHT	100
83. Considérations sur la spécification des interférences radioélectriques	100
SECTION VINGT — PERTES	
84. Généralités	102
85. Principales sources de pertes	104
SECTION VINGT ET UN — DISPOSITIONS À PRENDRE POUR L'EXTENSION DES SYSTÈMES CCHT	
86. Généralités	106
87. Spécifications concernant les extensions	106
FIGURES	110

Withdrawn

Clause	Page
SECTION NINETEEN – RADIO INTERFERENCE	
82. Radio interference (<i>RI</i>) from HVDC systems	101
83. <i>RI</i> performance specification considerations	101
SECTION TWENTY – LOSSES	
84. General	103
85. Main contributing sources	105
SECTION TWENTY-ONE – PROVISIONS FOR EXTENSIONS TO THE HVDC SYSTEMS	
86. General	107
87. Specification for extensions	107
FIGURES	110

Withdrawn

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

FONCTIONNEMENT DES SYSTÈMES À COURANT CONTINU HAUTE TENSION (CCHT)

Première partie: Spécification des conditions de fonctionnement en régime établi

PRÉAMBULE

- 1) Les décisions ou accords officiels de la CEI en ce qui concerne les questions techniques, préparés par des Comités d'Etudes où sont représentés tous les Comités nationaux s'intéressant à ces questions, expriment dans la plus grande mesure possible un accord international sur les sujets examinés.
- 2) Ces décisions constituent des recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux.
- 3) Dans le but d'encourager l'unification internationale, la CEI exprime le vœu que tous les Comités nationaux adoptent dans leurs règles nationales le texte de la recommandation de la CEI, dans la mesure où les conditions nationales le permettent. Toute divergence entre la recommandation de la CEI et la règle nationale correspondante doit, dans la mesure du possible, être indiquée en termes clairs dans cette dernière.

PRÉFACE

Le présent rapport a été établi par le Sous-Comité 22F de la CEI: Convertisseurs à haute tension pour la transmission en courant continu, du Comité d'Etudes n° 22 de la CEI: Electronique de puissance.

Le texte de ce rapport est issu des documents suivants:

Règle des Six Mois	Rapport de vote
22F(BC)10	22F(BC)11

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

Publication citée dans le présent rapport:

Norme ISO 1996/1(1982): Acoustique – Caractérisation et mesurage du bruit de l'environnement, Partie 1: Grandeurs et méthodes fondamentales.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

PERFORMANCE OF HIGH-VOLTAGE D.C. (HVDC) SYSTEMS**Part 1: Steady-state conditions**

FOREWORD

- 1) The formal decisions or agreements of the IEC on technical matters, prepared by Technical Committees on which all the National Committees having a special interest therein are represented, express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the subjects dealt with.
- 2) They have the form of recommendations for international use and they are accepted by the National Committees in that sense.
- 3) In order to promote international unification, the IEC expresses the wish that all National Committees should adopt the text of the IEC recommendation for their national rules in so far as national conditions will permit. Any divergence between the IEC recommendation and the corresponding national rules should, as far as possible, be clearly indicated in the latter.

PREFACE

This report has been prepared by IEC Sub-Committee 22F: Converters for High-voltage D.C. Power Transmission, of IEC Technical Committee No. 22: Power Electronics.

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

Six Months Rule	Report on Voting
22F(CO)10	22F(CO)11

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

Publication quoted in the present report:

ISO Standard 1996/1 (1982): Acoustics – Description and measurement of environmental noise, Part 1: Basic quantities and procedures

FONCTIONNEMENT DES SYSTÈMES À COURANT CONTINU HAUTE TENSION (CCHT)

Première partie: Spécification des conditions de fonctionnement en régime établi

SECTION UN — GÉNÉRALITÉS

1. Domaine d'application

Le présent rapport fournit des indications générales sur les conditions de fonctionnement des systèmes CCHT en régime établi. Il se rapporte aux conditions de fonctionnement en régime établi des systèmes CCHT à deux extrémités, utilisant des convertisseurs à 12 impulsions comprenant des ponts de Graetz hexaphasés (voir la figure 1), mais il ne couvre pas les systèmes de transmission CCHT multiterminaux. Les deux convertisseurs sont supposés utiliser des valves à thyristors en tant que valves semi-conductrices principales et permettre le transport d'énergie dans les deux sens. Les valves à diodes ne sont pas considérées dans ce rapport.

Le présent rapport, qui couvre le fonctionnement en régime établi, sera suivi de rapports annexes concernant le fonctionnement dynamique et le fonctionnement transitoire. Ces trois aspects devraient être pris en considération pour l'établissement des spécifications des systèmes CCHT à deux extrémités.

Il importe que la différence entre les spécifications de fonctionnement d'un système et les spécifications de fabrication de chaque composant de ce système soit présente à l'esprit du lecteur. Les spécifications des matériels et les conditions d'essai ne sont pas définies dans ce rapport. Les questions concernant les conditions détaillées de fonctionnement sismique sont également exclues du présent rapport. En outre, du fait qu'il existe de nombreuses variantes entre les divers systèmes CCHT possibles, ceux-ci ne sont pas étudiés ici en détail et il ne conviendra pas d'utiliser directement ce rapport en tant que spécification d'un projet particulier, mais bien plutôt comme base d'un cahier des charges spécifiquement étudié pour répondre aux conditions réelles d'un système.

On établit souvent les spécifications de fonctionnement sous forme d'un tout, couvrant les deux sous-stations CCHT d'un système particulier. On peut également spécifier et acheter séparément certaines parties d'un système CCHT. En pareil cas, il convient de coordonner avec soin l'emploi de chaque partie selon les conditions générales de fonctionnement prévues pour le système CCHT, et de définir clairement l'interface de chaque composant avec l'ensemble du système. Au nombre de ces composants, donnés ici par ordre de facilité relative de traitement séparé et de définitions d'interface, on peut citer:

- a) la ligne à courant continu, la ligne de terre et la ligne d'électrode,
- b) le circuit de télécommunications,
- c) le bâtiment du convertisseur, les fondations et autres travaux de génie civil,
- d) l'alimentation de puissance réactive, comprenant les bancs de condensateurs shunt, les inductances shunt, les compensateurs synchrones et statiques var,
- e) les filtres côté réseau alternatif,
- f) les filtres côté réseau continu,
- g) les réseaux auxiliaires,
- h) l'appareillage à courant alternatif,
- i) l'appareillage à courant continu,

PERFORMANCE OF HIGH-VOLTAGE D.C. (HVDC) SYSTEMS

Part 1: Steady-state conditions

SECTION ONE — GENERAL

1. Scope

This report provides general guidance on the steady-state performance requirements of HVDC systems. It concerns the steady-state performance of two-terminal HVDC systems utilizing 12-pulse convertor units comprised of three-phase bridge (double way) connections (see Figure 1), but it does not cover multi-terminal HVDC transmission systems. Both terminals are assumed to use thyristor valves as the main semiconductor valves and to have power flow capability in both directions. Diode valves are not considered in this report.

This report, which covers steady-state performance, will be followed by additional reports for dynamic performance and transient performance. All three aspects should be considered when preparing two-terminal HVDC system specifications.

The difference between system performance specifications and equipment design specifications for individual components of a system should be realized. Equipment specifications and testing requirements are not defined in this report. Also excluded from this report are detailed seismic performance requirements. In addition, because there are many variations between different possible HVDC systems this report does not consider these in detail; consequently it should not be used directly as a specification for a particular project, but rather to provide the basis for an appropriate specification tailored to fit actual system requirements.

Frequently performance specifications are prepared as a single package for the two HVDC substations in a particular system. Alternatively, some parts of the HVDC system can be separately specified and purchased. In such cases, due consideration should be given to coordination of each part with the overall HVDC system performance objectives and the interface of each with the system should be clearly defined. Typical of such parts, listed in the appropriate order of relative ease for separate treatment and interface definition, are:

- a) d.c. line, electrode line and earth electrode,
- b) telecommunication system,
- c) convertor building, foundations and other civil engineering work,
- d) reactive power supply including a.c. shunt capacitor banks, shunt reactors, synchronous and static var compensators,
- e) a.c. filters,
- f) d.c. filters,
- g) auxiliary systems,
- h) a.c. switchgear,
- i) d.c. switchgear,

- j) les inductances de lissage,
- k) les transformateurs de convertisseur,
- l) les parafoudres,
- m) les valves et leurs auxiliaires,
- n) les systèmes de commande et de protection.

Note. – Les deux derniers points sont les plus difficiles à séparer et, en fait, il est déconseillé de le faire.

2. Référence aux autres publications de la CEI

Publication 27-2A: (1975)	Symboles littéraux à utiliser en électrotechnique, Deuxième partie: Télécommunications et électronique. Premier complément.
Publication 50:	Vocabulaire Electrotechnique International (VEI).
Publication 50(11): (1956)	Chapitre 11: Convertisseurs statiques. (Cette publication a été remplacée par la Publication 50(551) (1982); Chapitre 551: Electronique de puissance.)
Publication 50(37): (1966)	Chapitre 37: Equipements de commande et de régulation automatique. (Cette publication a été remplacée par la Publication 50(351).)
Publication 50(131): (1978)	Chapitre 131: Circuits électriques et magnétiques.
Publication 50(351): (1975)	Chapitre 351: Commande et régulation automatiques.
Publication 50(441): (1984)	Chapitre 441: Appareillage et fusibles.
Publication 50(601): (1985)	Chapitre 601: Production, transport et distribution de l'énergie électrique – Généralités.
Publication 50(602): (1983)	Chapitre 602: Production, transport et distribution de l'énergie électrique – Production.
Publication 50(603): (1986)	Chapitre 603: Production, transport et distribution de l'énergie électrique – Planification et conduite des réseaux.
Publication 50(605): (1983)	Chapitre 605: Production, transport et distribution de l'énergie électrique – Postes.
Publication 50(902): (1973)	Chapitre 902: Perturbations radioélectriques.
Publication 76-4: (1976)	Transformateurs de puissance, Quatrième partie: Prises et connexions.
Publication 99-1: (1970)	Parafoudres, Première partie: Parafoudres à résistance variable pour réseaux à courant alternatif.
Publication 117: (1973)	Symboles graphiques recommandés. (Cette publication a été remplacée par la Publication 617.)
Publication 146: (1973)	Convertisseurs à semiconducteurs.
Publication 146-4: (1986)	Quatrième partie: Méthode de spécification des performances et procédures d'essais des alimentations sans interruption.
Publication 147: (1976)	Valeurs limites et caractéristiques essentielles des dispositifs à semiconducteurs et principes généraux des méthodes de mesure.
Publication 148: (1969)	Symboles littéraux pour les dispositifs à semiconducteurs et les microcircuits intégrés.
Publication 214: (1976)	Changeurs de prises en charge.
Publication 271: (1974)	Liste des termes de base, définitions et mathématiques applicables à la fiabilité.

- j) d.c. reactors,
- k) convertor transformers,
- l) surge arresters,
- m) valves and their ancillaries,
- n) control and protection systems.

Note. – The last two items are the most difficult to separate and in fact separation of these two may be inadvisable.

2. Reference to other IEC publications

- Publication 27-2A: Letter symbols to be used in electrical technology, Part 2: Telecommunications and electronics. First supplement.
(1975)
- Publication 50: International Electrotechnical Vocabulary (IEV).
- Publication 50(11): Chapter 11: Static convertors. (This publication has been superseded by Publication 50(551) (1982): Chapter 551: Power electronics.)
(1956)
- Publication 50(37): Chapter 37: Automatic controlling and regulating systems. (This publication has been superseded by Publication 50(351).)
(1966)
- Publication 50(131): Chapter 131: Electric and magnetic circuits.
(1978)
- Publication 50(351): Chapter 351: Automatic control.
(1975)
- Publication 50(441): Chapter 441: Switchgear, controlgear and fuses.
(1984)
- Publication 50(601): Chapter 601: Generation, transmission and distribution of electricity – General.
(1985)
- Publication 50(602): Chapter 602: Generation, transmission and distribution of electricity – Generation.
(1983)
- Publication 50(603): Chapter 603: Generation, transmission and distribution of electricity – Power system planning and management.
(1986)
- Publication 50(605): Chapter 605: Generation, transmission and distribution of electricity – Substations.
(1983)
- Publication 50(902): Chapter 902: Radio interference.
(1973)
- Publication 76-4: Power transformers, Part 4: Tappings and connections.
(1976)
- Publication 99-1: Lightning arresters, Part 1: Non-linear resistor type arresters for a.c. systems.
(1970)
- Publication 117: Recommended graphical symbols. (This publication has been superseded by Publication 617.)
- Publication 146: Semiconductor convertors.
(1973)
- Publication 146-4: Part 4: Method of specifying the performance and test requirements of uninterruptible power systems.
(1986)
- Publication 147: Essential ratings and characteristics of semiconductor devices and general principles of measuring methods.
- Publication 148: Letter symbols for semiconductor devices and integrated microcircuits.
(1969)
- Publication 214: On-load tap-changers.
(1976)
- Publication 271: List of basic terms, definitions and related mathematics for reliability.
(1974)

Publication 272: (1968)	Considérations préliminaires sur la fiabilité. (Cette publication a été remplacée par la Publication 300.)
Publication 300: (1984)	Gestion de la fiabilité et de la maintenabilité.
Publication 354: (1972)	Guide de charge pour transformateurs immergés dans l'huile.
Publication 542: (1976)	Guide d'application pour changeurs de prises en charge.
Publication 551: (1987)	Détermination des niveaux de bruit des transformateurs et des bobines d'inductance.
Publication 605-1: (1978)	Essai de fiabilité des équipements, Première partie: Prescriptions générales.
Publication 606: (1978)	Guide d'application pour les transformateurs de puissance.
Publication 617: (1978)	Symboles graphiques pour schémas.
Publication 633: (1978)	Terminologie pour le transport d'énergie en courant continu à haute tension.
Publication 651: (1979)	Sonomètres.
Publication 700: (1981)	Essais des valves à semiconducteurs pour le transport d'énergie en courant continu à haute tension.

SECTION DEUX — SCHÉMA GÉNÉRAL DES SPÉCIFICATIONS DE FONCTIONNEMENT DES SYSTÈMES CCHT EN RÉGIME ÉTABLI

3. Spécifications de fonctionnement en régime établi

Une spécification complète des conditions de fonctionnement d'un système CCHT en régime établi devrait tenir compte des sections trois à vingt et un du présent rapport.

Etant donné que ces équipements sont généralement définis et achetés séparément, la ligne à courant continu, la ligne d'électrode et l'électrode de terre (voir la section dix) ne sont incluses qu'en raison de leur influence sur le fonctionnement du système CCHT.

Pour les besoins de ce rapport, on suppose qu'une sous-station CCHT se compose d'un ou plusieurs convertisseurs montés ensemble en un seul emplacement, avec les bâtiments, les inductances, les filtres, l'alimentation de puissance réactive, les commandes, les systèmes de surveillance et de protection et les matériels de mesure et auxiliaires. Bien que les sous-stations à courant alternatif ne soient pas étudiées ici, les filtres à courant alternatif et les sources de puissance réactive y sont inclus, bien qu'ils puissent être connectés sur des barres séparées de la sous-station CCHT comme indiqué dans la section seize.

SECTION TROIS — TYPES DE SYSTÈMES CCHT

4. Généralités

Il convient que cette partie de la spécification inclue les données de base suivantes:

- des renseignements d'ordre général concernant l'emplacement des sous-stations CCHT et l'objectif du projet;
- le type de système requis, avec un schéma unifilaire simplifié;
- le nombre de convertisseurs à 12 impulsions;
- les indications pertinentes résultant de l'examen de la présente section.

Publication 272: (1968)	Preliminary reliability considerations. (This publication has been superseded by Publication 300.)
Publication 300: (1984)	Reliability and maintainability management.
Publication 354: (1972)	Loading guide for oil-immersed transformers.
Publication 542: (1976)	Application guide for on-load tap-changers.
Publication 551: (1976)	Measurement of transformer and reactor sound levels.
Publication 605-1: (1978)	Equipment reliability testing, Part 1: General requirements.
Publication 606: (1978)	Application guide for power transformers.
Publication 617:	Graphical symbols for diagrams.
Publication 633: (1978)	Terminology for high-voltage direct current transmission.
Publication 651: (1979)	Sound level meters.
Publication 700: (1981)	Testing of semiconductor valves for high-voltage d.c. power transmission.

SECTION TWO — OUTLINE OF STEADY-STATE HVDC SYSTEM PERFORMANCE SPECIFICATION

3. Steady-state performance specification

A complete steady-state performance specification for a HVDC system should consider Sections Three to Twenty-One of this report.

Since the equipment items are usually separately specified and purchased, the d.c. line, electrode line and earth electrode (see Section Ten) are included only because of their influence on the HVDC system performance.

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

SECTION THREE — TYPES OF HVDC SYSTEMS

4. General

This part of the specification should include the following basic data:

- general information on the location of the HVDC substations and the purpose of the project;
- type of system needed, including a simple one-line diagram;
- the number of 12-pulse converter units;
- pertinent information derived from the discussion in this section.

D'une manière générale, dans les études de projets du type examiné dans ce rapport, il convient de tenir compte des considérations économiques, des coûts d'investissements, du coût des pertes et des autres dépenses annuelles prévues.

5. Système de couplage CCHT (figure 2)

Avec cette disposition, il n'y a pas de ligne de transport du courant continu et les deux convertisseurs sont situés dans un même emplacement. Les valves des deux convertisseurs peuvent se trouver dans une même salle ou même dans une structure intégrée. De même, de nombreux autres appareils liés aux convertisseurs, tels que le système de commande, le matériel de refroidissement, les auxiliaires, etc., peuvent se situer dans une zone particulière ou s'inclure dans une configuration commune aux deux convertisseurs. La configuration des circuits peut varier. On en verra des exemples en figure 2. Le rendement et l'économie de ces configurations diffèrent et doivent être évalués. Les filtres continus ne sont pas nécessaires.

Les valeurs assignées de tension et de courant pour une puissance assignée donnée devront être optimisées pour obtenir le plus faible coût des convertisseurs, y compris le coût estimé des pertes. Ainsi, en règle générale, sans avoir à tenir compte des pertes en ligne, la tension assignée sera faible et le courant assigné élevé par comparaison avec des projets qui incluent des lignes aériennes et des câbles. L'utilisateur n'a généralement pas besoin de préciser les valeurs assignées de la tension et du courant continu, à moins qu'il n'ait des raisons particulières de le faire, par exemple pour la compatibilité avec un poste existant, en prévision d'une extension future ou pour toute autre raison. L'économie exige que chaque convertisseur soit, en général, un convertisseur à 12 impulsions. Lorsque les critères de fonctionnement exigent que la perte d'un convertisseur ne provoque pas la perte de capacité de la puissance totale, les sous-stations CCHT importantes pourraient comporter deux ou plusieurs systèmes de couplage. Pour cela, on peut, pour des raisons d'économie, placer une partie des matériels dans la même zone, ou même les intégrer physiquement entre les systèmes de couplage.

6. Système CCHT monopolaire à retour par la terre (figure 3)

Des considérations économiques mènent souvent à l'adoption d'un système monopolaire à retour par la terre, en particulier pour la transmission par câble, qui est souvent coûteuse. La configuration à retour par la terre monopolaire pourrait également servir de première étape pour la mise en place d'un schéma bipolaire. Les aménagements monopolaires peuvent comprendre une ou plusieurs unités à 12 impulsions en série ou en parallèle aux extrémités de la ligne de transport du CCHT (figures 4 et 5). On pourrait utiliser plus d'une unité à 12 impulsions:

- a) pour assurer une capacité de transport partiel pendant une interruption de service du convertisseur;
- b) pour compléter le projet par étapes;
- c) à cause de limitations physiques dues au transport des transformateurs.

Cette disposition nécessite une ou plusieurs inductances de lissage à chaque extrémité de la ligne aérienne ou du câble CCHT; on les place généralement du côté haute tension. Néanmoins, on peut placer les inductances de lissage du côté terre si le rendement obtenu est acceptable. Si la ligne est aérienne, il faudra probablement des filtres à courant continu à chaque extrémité (voir section dix-sept). On aura également besoin d'une ligne de terre et d'une électrode de terre à fonctionnement continu aux deux extrémités de la transmission, ce qui oblige à prendre en considération des questions telles que la corrosion, les effets du champ magnétique, etc.

Generally, in studies of projects of the types discussed in this report, economic considerations should take into account the capital costs, the cost of losses and other expected annual expenses.

5. HVDC back-to-back ties (Figure 2)

In this arrangement there is no d.c. transmission line and both convertors are located at one site. The valves for both convertors may be located in one valve hall, or even in one integrated structure. Similarly, many other items for the two convertors, such as the control system, cooling equipment, auxiliary system, etc., may be located in one area or even integrated in layout into configurations common to the two convertors. Circuit configurations may vary. Examples are given in Figure 2. The performance and economics of these configurations differ and must be evaluated. D.C. filters are not needed.

The voltage and current ratings for a given power rating should be optimized to achieve the lowest convertor cost, including the evaluated cost of losses. As a rule then, with no line losses to consider, the voltage rating will be low and the current rating high in comparison with schemes which include overhead lines and cables. Ordinarily the user does not need to specify the direct voltage and current ratings, unless there are specific reasons to do so, for example for compatibility with an already existing station, to provide for a future extension or for some other reason. Economics dictate that each convertor will usually be a 12-pulse convertor unit. Where operating criteria require that loss of one convertor unit will not cause loss of full power capability, large HVDC substations could be comprised of two or more back-to-back ties. For this, some of the equipment of the back-to-back ties can for economic reasons be located in the same area or even physically integrated.

6. Monopolar earth return HVDC system (Figure 3)

Cost considerations often lead to adoption of a monopolar earth return system, particularly for cable transmission which may be expensive. The monopolar earth return configuration might also be the first stage in development of a bipolar scheme. Monopolar arrangements may include one or more 12-pulse units in series or in parallel at the ends of the HVDC transmission (Figures 4 and 5). More than one 12-pulse unit might be used:

- a) to ensure partial transmission capacity during convertor unit outages;
- b) to complete the project in stages;
- c) because of physical limitations of transformer transport.

This arrangement requires one or more d.c. reactors at each end of the HVDC overhead line or cable; these are usually located on the high voltage side. However, the d.c. reactors may be located on the earth side if the resulting performance is acceptable. If the line is overhead, d.c. filters are likely to be needed at each end (see Section Seventeen). It also requires an electrode line and a continuously operable earth electrode at the two ends of the transmission which involves consideration of issues such as corrosion, magnetic field effects, etc.

7. Système CCHT monopolaire à retour métallique (figure 6)

On utilisera généralement cette configuration:

- a) comme première étape dans la construction d'un réseau bipolaire, et lorsqu'un débit de courant de terre à long terme n'est pas nécessaire pendant la période intérimaire, ou
- b) si la longueur de la ligne de transport est suffisamment courte pour que la construction de lignes de terre et d'électrodes de terre soit non économique et indésirable, ou
- c) si la résistivité de terre est suffisamment élevée pour imposer une charge économique inacceptable.

Ce système utilise un conducteur haute tension et un conducteur basse tension. Le neutre est relié, dans l'une des deux sous-stations CCHT, à la terre de celle-ci ou encore à la prise de terre associée. Le neutre de l'autre sous-station CCHT est relié à la terre de celle-ci, soit par un condensateur, soit par un parafoudre, ou les deux.

Il faut des inductances de lissage aux deux extrémités du conducteur haute tension. On peut cependant monter l'inductance de lissage du côté terre si le résultat obtenu est satisfaisant. On peut avoir besoin de filtres à courant continu si la ligne continue est aérienne.

Si cette configuration représente la première étape d'un système bipolaire, on pourrait isoler son conducteur neutre pour la tension à ce stade du développement.

8. Système CCHT bipolaire (figures 7 et 8)

C'est la disposition la plus communément adoptée lorsqu'une ligne de transport à courant continu relie deux sous-stations CCHT. Elle équivaut effectivement à un double circuit de transmission alternatif. Elle réduit les perturbations harmoniques de la ligne continue comparativement à un fonctionnement monopolaire et elle maintient le courant de terre à une faible valeur. Deux schémas monopolaires associés forment un schéma bipolaire.

Pour que le courant circule dans une direction, l'un des pôles est positif par rapport à la terre et l'autre est négatif. Pour le faire circuler dans l'autre sens, on inverse les polarités des deux pôles. Lorsque les deux pôles sont en fonctionnement, on peut maintenir à une très faible valeur le courant de déséquilibre circulant dans la terre.

Cette configuration permet plusieurs modes de fonctionnement de secours. C'est pourquoi on tiendra compte, dans la spécification, des conditions requises suivantes:

- a) Pendant une interruption de service d'un pôle de la ligne de transmission CCHT l'équipement convertisseur de l'autre pôle devra pouvoir fonctionner en permanence avec retour à la terre.
- b) Si une circulation du courant de terre à long terme est indésirable, et si le pôle de ligne défectueux conserve un certain pouvoir d'isolation à basse tension, le réseau bipolaire devra pouvoir fonctionner en mode monopolaire à retour métallique (figure 8). Pour passer à ce mode de fonctionnement de secours, on connecte d'abord le conducteur du pôle coupé en parallèle avec le trajet de terre, puis on interrompt celui-ci pour transférer le courant au trajet métallique (par le conducteur du pôle coupé). Le transfert sans interruption nécessite un interrupteur de transfert du circuit de retour métallique (TCRM) à l'une des bornes de la transmission continue. Si l'on admet une brève interruption de passage du courant, le TCRM n'est pas nécessaire. L'équipement de neutre à l'extrémité TCRM du système de transmission devra être isolé de la terre pour une tension un peu plus élevée qu'à l'autre extrémité du système.
- c) Pendant l'entretien des électrodes de terre ou des lignes d'électrode, le fonctionnement du système bipolaire devra être possible avec les neutres du poste branchés sur la terre de celui-ci dans une (ou les deux) sous-station(s) CCHT tant que le courant de déséquilibre entre les deux pôles passant dans la terre du poste reste à un niveau très faible. Ce courant

7. Monopolar metallic return HVDC system (Figure 6)

This configuration will generally be used:

- a) as the first stage in construction of a bipolar system and if long term flow of earth current is not desirable during the interim period, or
- b) if the transmission line length is short enough to make it uneconomic and undesirable to build electrode lines and earth electrodes, or
- c) if the earth resistivity is high enough to impose an unacceptable economic penalty.

It utilizes one high voltage and one low voltage conductor. The neutral is connected at one of the two HVDC substations to its station earth or alternatively to the associated earth electrode. The other HVDC substation neutral is connected to its station earth through a capacitor or an arrester or both.

D.C. reactors are needed at both ends of the high voltage conductor. However, the d.c. reactor may be located on the earth side if the resulting performance is acceptable. D.C. filters may be needed if the d.c. line is overhead.

If this configuration is the first stage of a bipolar system, its neutral conductor could be insulated for the high voltage at this stage of development.

8. Bipolar HVDC system (Figures 7 and 8)

This is the most commonly used arrangement when a d.c. transmission line connects two HVDC substations. It is effectively equivalent to a double circuit a.c. transmission. It reduces harmonic interference from the d.c. line as compared with monopolar operation and it keeps earth current flow down to a low value. When combined, two monopolar earth return schemes give a bipolar scheme.

For power flow in one direction, one pole has positive polarity to earth and the other pole has negative polarity to earth. For power flow in the other direction the two poles reverse their polarities. When both poles are in operation the unbalance current flow in the earth path can be kept at a very low value.

This configuration offers a number of emergency operating modes. Consequently the following requirements should be considered in the specifications:

- a) During an outage of one HVDC transmission line pole, convertor equipment of the other pole should be capable of continuous operation with earth return.
- b) If long term flow of earth current is undesirable and if the defective line pole still retains some low voltage insulating capability, the bipolar system should be capable of operation in the monopolar metallic return mode (Figure 8). To switch into this emergency operating mode the conductor of the off-pole is first connected in parallel with the earth path and then the earth path is interrupted to transfer the current to the metallic path (through the conductor of the off-pole). Load transfer without interruption requires a metallic return transfer breaker (MRTB) at one terminal of the d.c. transmission. If a short interruption of power flow is permitted, MRTB would not be necessary. The neutral equipment at the MRTB end of the HVDC transmission system should be insulated from earth for a somewhat higher voltage than at the other end of the system.
- c) During maintenance of the earth electrode(s) or the electrode line(s), operation of the bipolar system should be possible with the station neutral(s) connected to the station earth at one or both HVDC substations as long as the unbalance current between the two poles entering the station earth(s) is kept at a very low value. The unbalance current should be

de déséquilibre devra rester très faible pour éviter des effets de saturation dans les transformateurs du convertisseur, résultant de la circulation d'une partie de ce courant à travers les neutres des transformateurs. Avec cette disposition, lorsqu'on perd une ligne ou un pôle de sous-station, les deux pôles devront se bloquer automatiquement.

- d) En fonctionnement bipolaire avec les deux électrodes de terre connectées, les deux pôles du système CCHT devront pouvoir fonctionner avec des courants nettement différents dans chaque pôle. Cela peut s'avérer nécessaire si le fonctionnement d'un pôle à pleine charge devient impossible par suite d'un défaut de refroidissement ou pour toute autre raison inhabituelle.
- e) Si un fonctionnement continu est nécessaire au cas où l'isolation de la ligne a été partiellement endommagée, les convertisseurs devront être prévus pour un fonctionnement continu à tension réduite, de sorte que l'on puisse faire fonctionner l'un ou l'autre pôle à tension réduite (voir article 21).
- f) En cas de perte d'un pôle de la ligne de transport, on peut également connecter les deux pôles de la sous-station CCHT en parallèle en se servant des sectionneurs d'inversion de polarité appropriés dans au moins un poste, ce qui permet aux deux pôles de fonctionner en mode monopolaire à retour par la terre. Pour ce faire, il convient que les bornes à courant continu de chaque groupe de 12 impulsions soient isolées pour la valeur de la tension polaire totale, et la ligne et l'électrode de terre devront pouvoir thermiquement être capables de transporter un courant supérieur au courant normal.

Il est nécessaire d'avoir une inductance de lissage à chaque extrémité du réseau et sur chaque pôle, et si le réseau CCHT comporte une ligne aérienne, il sera, très probablement, nécessaire d'avoir aussi un filtre continu. On se sert le plus souvent d'une unité à 12 impulsions par pôle, mais des réseaux à grande capacité ou prévus pour une extension par étapes nécessiteraient peut-être des unités à 12 impulsions montées en série ou en parallèle (figures 4 et 5).

9. Système bipolaire à de neutre métallique (figure 9)

Si l'on ne peut admettre un courant de terre ou si la distance entre les bornes du système CCHT est courte, ou s'il n'est pas possible de réaliser une électrode de terre du fait d'une résistivité de terre trop importante, on peut construire la ligne de transmission avec un troisième conducteur pour avoir un système bipolaire à circuit de neutre métallique. Ce troisième conducteur transporte les courants de déséquilibre durant le fonctionnement bipolaire. Il sert également de voie de retour lorsqu'un pôle de la ligne de transmission est hors service. Ce troisième conducteur ne nécessite qu'une isolation à tension réduite et, dans ce cas, peut également servir de fil de garde si la ligne est aérienne. Toutefois, s'il est entièrement isolé, il peut servir de conducteur de rechange. Dans ce cas, un fil de garde séparé est nécessaire.

Il convient de mettre à la terre le neutre d'une des deux sous-stations CCHT, tandis que le neutre de l'autre extrémité de la transmission serait flottant ou relié à la terre de son poste par l'intermédiaire d'un parafoudre, d'un condensateur, ou des deux.

Avec cette disposition, on peut encore utiliser le système en mode bipolaire si l'un des conducteurs devient indisponible et si le troisième conducteur est totalement isolé. Les neutres des deux bornes devront être reliés à la terre de leur poste respectif et l'on prendra soin de maintenir le débit du courant de déséquilibre à un niveau très faible. La perte d'un pôle entraînera le blocage de l'autre jusqu'à ce que la commutation requise ait eu lieu pour le fonctionnement des sections du système de transmission CCHT restées en état de marche.

Si l'un des pôles d'une sous-station devient indisponible, le système peut fonctionner en mode monopolaire à retour métallique en utilisant le pôle de l'autre sous-station.

kept low to avoid saturation effects in the converter transformers from flow of part of the unbalance current through the transformer neutrals. In this arrangement when one transmission line or substation pole is lost, both poles should be blocked automatically.

- d) In bipolar operation with both earth electrodes connected, the two poles of the HVDC system should be capable of operation with substantially different currents in each pole. This may be necessary if loss of cooling or some other unusual condition prevents operation of one pole with full current.
- e) If continuation of operation is required in case the line insulation has been partially damaged, the converters should be designed for continuous operation at reduced voltage, so that either pole can be operated at reduced voltage (see Clause 21).
- f) In the event of loss of one transmission line pole, the two substation poles can also be connected in parallel by using appropriate switches for polarity reversal in at least one station pole enabling both poles to operate in the monopolar earth return mode. This, however, requires that the d.c. terminals of each 12-pulse group be insulated for the full pole voltage and the line and the earth electrode shall be thermally capable of carrying a current higher than the normal current.

A d.c. reactor is needed at each end of the system in each pole, and if the HVDC system includes an overhead line, a d.c. filter would most likely be needed. One 12-pulse unit per pole is most commonly used; however, large capacity systems or staged expansion may require 12-pulse units in series or in parallel (Figures 4 and 5).

9. **Bipolar metallic neutral system** (Figure 9)

If earth currents are not tolerable or if the distance between the HVDC system terminals is short, or if an earth electrode is not feasible because of high earth resistivity, then the transmission line may be constructed with a third conductor to give a bipolar metallic neutral system. The third conductor carries unbalance currents during bipolar operation. It also serves as the return path when one transmission line pole is out of service. This third conductor requires only reduced voltage insulation and in this case may also serve as a shield wire if the line is overhead. However, if it is fully insulated, it can serve as a spare conductor. In this case a separate shield wire is required.

The neutral of one of the two HVDC substations should be earthed, while the neutral at the other end of the transmission would float or be tied to its station earth through an arrester, a capacitor or both.

With this design, the system can still be operated in the bipolar mode, if one conductor becomes unavailable and the third conductor is fully insulated. Then the neutrals at both terminals should be connected to their local station earths, and care should be taken to hold the unbalance current flow to very low values. Loss of one pole will require blocking of the other pole until the necessary switching has taken place for operation of the remaining sound portions of the HVDC transmission system.

If one substation pole becomes unavailable, the system can be operated in monopolar metallic return mode by utilizing the other substation pole.

10. Deux groupes de 12 impulsions par pôle

Pour une grande capacité bipolaire, on peut envisager de monter deux unités à 12 impulsions en série par pôle. Ce qui veut dire qu'en cas de coupure forcée ou prévue d'un convertisseur à 12 impulsions, on ne perd que 25% de la capacité, et les deux pôles peuvent encore fonctionner avec un courant équilibré (sans courant de terre). Si l'on dispose d'une capacité de surcharge suffisante, on peut rétablir la pleine puissance, ou presque. Il faudra des sectionneurs ou des interrupteurs continus pour contourner et mettre hors-circuit un groupe à 12 impulsions quelconque. Il faut néanmoins s'attendre à ce que le coût de cette disposition, par rapport à celui d'un groupe à 12 impulsions par pôle pour une valeur nominale équivalente, soit supérieur.

11. Disposition des transformateurs de convertisseur

Chaque convertisseur à 12 impulsions nécessite deux enroulements de valve de transformateur triphasés, l'un branché en étoile et l'autre en triangle. On utilisera soit:

- a) un transformateur triphasé à deux enroulements de valve, ou
- b) deux transformateurs triphasés, l'un branché en étoile-étoile et l'autre en étoile-triangle, ou
- c) trois transformateurs monophasés à double enroulement de valve, l'un pour le branchement en étoile et l'autre pour le branchement en triangle, ou encore
- d) six transformateurs monophasés, connectés en deux groupes triphasés, l'un en étoile-étoile et l'autre en étoile-triangle.

Selon les considérations de disponibilité, des transformateurs de rechange peuvent être nécessaires à une ou aux deux extrémités. Si un transformateur triphasé à deux enroulements de valve est utilisé, une seule unité de rechange serait nécessaire. Etant donné que les transformateurs triphasés branchés en étoile et branchés en triangle seraient de modèles différents, il conviendrait d'envisager un transformateur de rechange de chaque modèle.

Par contre, un seul transformateur de rechange suffirait avec des transformateurs monophasés à double enroulement de valve, car les trois appareils seraient identiques. La dernière des options ci-dessus suggérerait deux transformateurs de rechange, l'un pour le transformateur monophasé monté en étoile et l'autre pour le transformateur monté en triangle.

Si l'on n'utilise pas de transformateur de rechange, les solutions b) et d) ci-dessus (nouvelle appellation) permettent de travailler à demi-puissance en six impulsions en cas de coupure d'un transformateur, si le réseau est prévu pour ce mode de fonctionnement, alors que ceci n'est pas possible avec les solutions a) et c) (également nouvelles).

12. Considérations relatives aux commutations en courant continu

Il existe plusieurs dispositions de commutation à courant continu possibles, destinées à augmenter la disponibilité du système CCHT.

L'article 8 traite du fonctionnement d'un système bipolaire avec circuit de retour métallique monopolaire.

Pour les systèmes bipolaires, on peut prévoir une commutation continue (figure 10) permettant d'utiliser n'importe quel conducteur pour le branchement sur n'importe quel pôle de sous-station, ou sur le neutre. Cette disposition est utile pour une liaison utilisant des câbles et dans laquelle on dispose d'un câble de réserve totalement isolé, ou comprenant des câbles montés en parallèle. Si l'un des pôles de la sous-station est hors service, on peut mettre les câbles en parallèle pour réduire les pertes en ligne. Généralement on relie directement les barres continues aux convertisseurs, avec deux barres de pôle et une barre de neutre. Cela empêche la connexion de deux pôles de sous-station en parallèle.

10. Two 12-pulse groups per pole

For a large bipole capacity, two 12-pulse units in series per pole may be considered. This means that when a forced or scheduled outage of a 12-pulse convertor occurs, only 25% of capacity will be lost and the two poles can still operate with balanced current (without earth current). If sufficient overload capability is available, full power or almost full power can be restored. D.C. switches will be necessary to bypass and remove any 12-pulse group from operation. The cost of such an arrangement, compared to one 12-pulse group per pole for the same total rating, would be expected to be greater.

11. Converter transformer arrangements

Each 12-pulse convertor requires two three-phase transformer valve windings, one star-connected and the other delta-connected. These are provided by either:

- a) one three-phase transformer with two valve windings, or
- b) two three-phase transformers, one connected star-star and the other star-delta, or
- c) three single-phase transformers each with two valve windings, one for star-connection and the other for delta-connection, or
- d) six single-phase transformers, connected in two three-phase banks, one connected star-star and the other star-delta.

Depending on the HVDC system availability requirements, spare transformers may be needed at one or both ends. If one three-phase transformer with two valve windings is used, only one spare unit would be required. Since the star and delta-connected three-phase transformers would be of different designs, spare considerations would indicate one spare of each design.

Only one spare would be required for the single-phase, double-valve winding transformers since all three would be identical. The last of the above options would suggest two spare transformers, one each for the star and the delta-valve winding single-phase transformers.

If spare transformers are not employed, alternatives b) and d) above allow for six-pulse operation at half power in case of a transformer outage, if the d.c. system is designed for this mode of operation, while this is not possible with alternatives a) and c).

12. D.C. switching considerations

There are a number of possible d.c. switching arrangements intended to increase HVDC system availability.

Monopolar metallic return operation of a bipolar system is discussed in Clause 8.

For bipolar systems, d.c. switching may be provided (Figure 10) so as to be able to use any conductor for connection to any substation pole or to neutral. This arrangement is useful for a scheme involving cables and where a fully-insulated spare cable is available or cables are connected in parallel. If one substation pole is out of service, then the cables can be paralleled to reduce line losses. Generally, d.c. buses are fixed in relation to convertors, with two pole buses and a neutral bus. This would preclude connection of the two substation poles in parallel.

Néanmoins, si l'on veut avoir la possibilité de connecter les deux pôles de sous-station en parallèle, on peut prévoir l'inversion de polarité d'au moins un pôle, et les extrémités neutres de ce pôle devront alors être également isolées pour toute la tension de ligne. La figure 11 montre une disposition de commutation possible.

Dans le cas d'une ligne continue comprenant des sections aériennes et des sections de câbles, on pourra utiliser une disposition de commutation continue semblable à celle de la figure 12 à la jonction de ces diverses sections.

Pour plusieurs lignes bipolaires, on peut envisager la mise en parallèle des pôles du convertisseur, pour permettre le rétablissement de la capacité de transport (figure 13) lors de coupures de la ligne.

Avec des lignes bipolaires de grande longueur en parallèle, on pourra prévoir des commutations intermédiaires comme celles de la figure 14.

SECTION QUATRE — ENVIRONNEMENT

13. Renseignements à fournir

On devra fournir les renseignements suivants pour chaque sous-station CCHT.

Emplacement

Paramètres	Unités		Exemples d'utilisation et remarques
Altitude	m		Pour l'étude des systèmes de refroidissement à air et pour les distances d'isolement
Température atmosphérique extérieure	°C		Les températures maximales sont données pour la définition des caractéristiques et les températures minimales pour la capacité de surcharge. Si l'utilisateur a l'intention de surcharger le matériel et admet une limitation correspondante de la durée de vie prévue, il devra l'indiquer et fournir les renseignements nécessaires
	Pour la tenue à basse température	Pour la tenue à puissance assignée	On peut aussi, si l'on préfère, fournir les courbes montrant les variations de ces paramètres en cours d'année, sur une base mensuelle
Température maximale au thermomètre sec	°C	°C	Etude du transformateur de refroidissement de la valve et de l'inductance
Température maximale au thermomètre humide	°C	°C	Etude du système évaporateur de refroidissement et de l'humidité relative de la salle des valves
Température moyenne maximale au thermomètre sec sur 24 h	°C	°C	Etude du transformateur et de l'inductance
Température moyenne minimale au thermomètre sec sur 24 h	°C	—	Etude du transformateur, de l'inductance et du sectionneur et besoins de chauffage du bâtiment
Température minimale, thermomètre sec	°C	—	Etude du transformateur, de l'inductance et du sectionneur et besoins de chauffage du bâtiment
Températures d'air intérieur maximale et minimale et humidités relatives	°C %	°C %	Généralement définies par le fabricant de valves pour la salle des valves et par le concepteur des commandes pour la salle de commande

(Suite du tableau à la page 26)

However, if flexibility of connecting the two substation poles in parallel is needed, then provision for polarity reversal of at least one substation pole could be made and the neutral end of that substation pole will also have to be insulated for full line voltage. A possible switching arrangement is shown in Figure 11.

In the case of a d.c. line including overhead line and cable sections, a d.c. switching arrangement such as in Figure 12 may be used at the junction of the overhead and cable sections.

For more than one bipolar line, paralleling of converter poles may be considered, in order to allow restoration of transmission capability (Figure 13) for transmission line outages.

For long bipolar lines in parallel, intermediate switching such as in Figure 14 may be provided.

SECTION FOUR — ENVIRONMENT

13. Information to be supplied

The following information should be supplied for each HVDC substation:

Location

Parameter	Unit		Examples of use and comments
Height above sea level	m		For the design of air-cooling systems and for air clearances
Outdoor air temperature	°C		The maximum temperatures are given for rating purposes and the low temperatures for overload capability requirements. If the user intends to overload the equipment and accept a corresponding loss-of-life expectancy this should be stated and the necessary information supplied
	For low temperature capability	For rated power capability	If preferred, curves showing how these parameters vary over the year, on a monthly basis, may be provided instead
Maximum dry bulb temperature	°C	°C	Valve cooling transformer and reactor design
Maximum wet bulb temperature	°C	°C	Evaporative cooling system design and of valve hall relative humidity
Maximum average dry bulb temperature for 24 h period	°C	°C	Transformer and reactor design
Minimum average dry bulb temperature for 24 h period	°C	—	Transformer, reactor and disconnector switch design and building heating needs
Minimum dry bulb temperature	°C	—	Transformer, reactor and disconnector switch design and building heating needs
Maximum and minimum indoor air temperatures and relative humidity	°C %	°C %	Usually determined by the valve designer for the valve hall and by the control designer for the control room

(Table continued on page 27)

Paramètres	Unités		Exemples d'utilisation et remarques
Températures d'air et humidité relatives intérieures pendant la maintenance et durée maximale de transition après la mise à l'arrêt	°C %	°C %	Indiquées si les températures intérieures extrêmes sont excessives pour le personnel d'entretien
Irradiation solaire incidente maximale			Refroidissement du bâtiment, calcul des caractéristiques des transformateurs, des inductances, des barres, etc.
surface horizontale	W/m ²		
surface verticale	W/m ²		
Vent			
vitesse constante maximale	m/s		Support du matériel et étude des bâtiments
vitesse maximale de rafale	m/s		Support du matériel et étude des bâtiments
vitesse maximale à la température minimale de ... °C	m/s		Etude des conducteurs, des isolateurs et des pylônes
Charge de glace et de neige			
épaisseur maximale de glace par temps calme	mm		Etude des matériels et des structures telles que sectionneurs, conducteurs, etc.
épaisseur maximale de glace avec vitesse maximale de vent de ... m/s	mm		Etude des matériels et des structures telles que sectionneurs, conducteurs, etc.
charge de neige maximale	N/m ²		Etude du bâtiment
épaisseur de neige maximale	mm		Hauteur du matériel au-dessus de la neige pour la sécurité
Pluviosité			Drainage des bâtiments et du terrain
moyenne annuelle	mm		
chute maximale sur 1 h	mm		
chute maximale sur 5 min	mm		
Brouillard et pollution			
pratique de l'utilisateur en matière de nettoyage et de graissage des isolateurs			Pour définir les prescriptions d'isolation et pour l'étude des filtres du système de refroidissement d'air; une valeur équivalente estimée du niveau de salinité pour l'étude des isolateurs sera indiquée
Niveau kéraunique au poste et sur les 5 à 10 premiers km de ligne	coups/km ² /an (à la sous-station) coups/100 km/an		Etude du parafoudre du poste
Conditions sismiques			Etude de la structure, des matériels et des fondations
accélération horizontale maximale	m/s ²		
plage de fréquences des oscillations horizontales	Hz		
accélération verticale maximale	m/s ²		
plage de fréquences des oscillations verticales	Hz		
durée d'un séisme	cycles		
Disponibilité d'eau de refroidissement sur le site (si on l'utilise pour un refroidissement secondaire)			L'eau de refroidissement secondaire peut être utilisée soit pour complément et vidange des évaporateurs soit pour refroidissement occasionnel. Les tours d'évaporation peuvent être une source d'intense humidité pour les isolateurs et devront être positionnées avec soin
Source d'eau			Réservoir, puits, etc. On peut aussi, si l'on préfère, fournir les courbes montrant les variations de ces paramètres en cours d'année sur une base mensuelle

(Suite du tableau à la page 28)

Parameter	Units		Examples of use and comments
Indoor air temperatures and relative humidity during maintenance and maximum transition time after shutdown	°C %	°C %	Specified if indoor temperature extremes are too great for maintenance personnel
Maximum incident solar radiation			Building cooling, ratings of transformers, reactors, buses, etc.
horizontal surface	W/m ²		
vertical surface	W/m ²		
Wind conditions			
maximum continuous velocity	m/s		Equipment support and building design
maximum gust velocity	m/s		Equipment support and building design
maximum velocity at a minimum temperature ... °C	m/s		Conductor, strain insulator and tower design
Ice and snow loading			
maximum ice thickness with no wind	mm		Equipment and structure design, e.g., disconnectors/switch, conductor, etc.
maximum ice thickness with a maximum wind of ... ms	mm		Equipment and structure design, e.g., disconnectors/switch, conductor, etc.
maximum snow load	N/m ²		Building design
maximum depth of snow	mm		Equipment height above snow for safety purposes
Rainfall			Building and site drainage
annual average	mm		
maximum in a 1 h period	mm		
maximum in a 5 min period	mm		
Fog and contamination			
utility practice for insulator washing and greasing			To determine requirements for insulation and air cooling system filter design. An estimated equivalent salt deposit density level should be specified for insulator design
Keraunic level at the station and the first 5-10 km of the line	strokes/km ² /year (substation) strokes/100 km/year		Station lightning protection design
Seismic conditions			Equipment, structure and foundation design
maximum horizontal acceleration	m/s ²		
frequency range of horizontal oscillations	Hz		
maximum vertical acceleration	m/s ²		
frequency range of vertical oscillations	Hz		
duration of seismic event	cycles		
Cooling water available at the site (if used for secondary cooling)			Secondary cooling water may be used either for make-up and blow-down of evaporative coolers or for once-through cooling. Evaporative cooling towers can be a source of high humidity for the insulators and should be carefully located
Source of water			Reservoir, well, etc. If preferred, curves showing how these parameters vary over the year on a monthly basis may be provided instead

(Table continued on page 29)

Paramètres	Unités		Exemples d'utilisation et remarques
	Pour la tenue à basse température	Pour la tenue à puissance assignée	
Débit constant maximal	m ³ /s	m ³ /s	Requis pour l'étude du système de refroidissement
Débit maximal sur 24 h	m ³ /s	m ³ /s	Requis pour l'étude du système de refroidissement
Débit constant minimal	m ³ /s	m ³ /s	Requis pour l'étude du système de refroidissement
Débit minimal sur 24 h	m ³ /s	m ³ /s	Requis pour l'étude du système de refroidissement
Température maximale de l'eau	—	°C	Requis pour l'étude du système de refroidissement
Température minimale de l'eau	°C	—	Requis pour l'étude du système de refroidissement
Température maximale admissible pour l'eau de rejet	°C	°C	Requis pour l'étude du système de refroidissement
Niveau de pH			Etude de la station d'épuration de l'eau
Conductivité de l'eau	μ siemens/m		Etude de la station d'épuration de l'eau
Types de solides dissous			Etude de la station d'épuration de l'eau
Quantité de solides dissous	g/m ³		Etude de la station d'épuration de l'eau
Types de solides en suspension			Etude de la station d'épuration de l'eau
Quantité de solides en suspension	g/m ³		Etude de la station d'épuration de l'eau
Résistivité maximale du sol au niveau de la sous-station CCHT	Ωm		Etude de la prise de terre du poste
- Profondeur de la nappe phréatique	m		Etude des fondations
- Etat du sol sur le site			Trou de sonde (par exemple roc) et toutes conditions particulières (comme profondeur de gel maximale); étude des fondations
- Accessibilité du site			Pour définir les coûts d'installation et de livraison
- Limites de poids et de dimensions pour le transport			Etude du matériel, en particulier des transformateurs et des inductances de lissage
- Limitations imposées par l'environnement aux matériels et aux bâtiments			Cela influe sur l'étude des matériels, des barres et des bâtiments
- Conditions affectant le milieu			Limites de bruit, considérations esthétiques, traitement architectural, aménagement du paysage, etc.
Toutes les conditions non précisées ci-dessus, telles que règlements afférents, qui peuvent influencer sur le fonctionnement du système devront être fournies.			

SECTION CINQ — PUISSANCE, COURANT ET TENSION ASSIGNÉS

14. Puissance assignée

La puissance assignée est celle que le système CCHT devra pouvoir transmettre continuellement dans la gamme des conditions ambiantes spécifiées avec tous les matériels en service, mais sans avoir besoin d'utiliser des appareils redondants; la tension et la fréquence du réseau continu, de même que les angles d'allumage et d'extinction des convertisseurs étant eux-mêmes sur leur plage de fonctionnement en régime établi.

Etant donné qu'un système de transmission CCHT se compose généralement de trois parties, à savoir les deux sous-stations CCHT et la ligne de transmission, dont chacune est source de pertes, il s'agira de préciser le point de mesure de la puissance assignée.

Parameter	Units		Examples of use and comments
	For low temperature capability	For rated power capability	
Maximum continuous flow rate	m ³ /s	m ³ /s	Required for cooling system design
Maximum flow rate for a 24 h period	m ³ /s	m ³ /s	Required for cooling system design
Minimum continuous flow rate	m ³ /s	m ³ /s	Required for cooling system design
Minimum flow rate for a 24 h period	m ³ /s	m ³ /s	Required for cooling system design
Maximum water temperature	—	°C	Required for cooling system design
Minimum water temperature	°C	—	Required for cooling system design
Maximum allowable dump temperature	°C	°C	Required for cooling system design
pH level			Design of water treatment plant
Conductivity of water	μ siemens/m		Design of water treatment plant
Type of dissolved solids			Design of water treatment plant
Quantity of dissolved solids	g/m ³		Design of water treatment plant
Type of undissolved solids			Design of water treatment plant
Quantity of undissolved solids	g/m ³		Design of water treatment plant
Maximum earth resistivity at the HVDC substation	Ωm		Station earth design
– Depth of water table	m		Foundation design
– Site soil conditions			Bore hole information (e.g. rocks) and any special conditions such as maximum frost depths; foundation design
– Site accessibility			To determine installation and delivery costs
– Weight and size limitations for transportation			Equipment design — especially transformers and d.c. reactors
– Local profile limitations on equipment and buildings			Influence on equipment, bus and building design
– Environmental considerations			Audible noise limits, aesthetic requirements — architectural treatment, landscaping, etc.
Any special conditions not listed above, for instance, related regulations, which influence system performance should be given.			

SECTION FIVE — RATED POWER, CURRENT AND VOLTAGE

14. Rated power

Rated power is the active power the HVDC system shall be able to transmit continuously over the range of ambient conditions specified, with all equipment in service, but without the need to utilize redundant components; the d.c. system voltage and frequency as well as convertor firing and extinction angles being in their steady-state range.

Because an HVDC transmission system in general consists of three sections, that is the two HVDC substations and the transmission line, each of which produces losses, the point of measurement of rated power should be specified.

- 14.1 On définit la puissance assignée d'un système de transmission CCHT par pôle comme le produit de la tension continue assignée par le courant continu assigné.

Pour un courant continu donné, les pertes en ligne varient avec les conditions ambiantes, qui peuvent n'être pas uniformes sur toute sa longueur. On a donc pris l'habitude de donner la puissance assignée au niveau de la barre continue du redresseur. Si la capacité de transmission nécessaire est définie en un autre point, tel que la barre alternative de l'extrémité émettrice, celle de l'extrémité réceptrice ou un emplacement quelconque de la ligne continue, il s'agira alors de définir la tension continue assignée et choisir le courant continu assigné par l'optimisation du système CCHT.

La puissance et la tension assignées aux barres continues de l'onduleur sont des valeurs dérivées des grandeurs du redresseur, et les pertes en ligne se fondent généralement sur des paramètres de conducteur définis et sur des hypothèses de température uniforme du conducteur le long de la ligne.

Les systèmes CCHT à longue distance peuvent être monopolaires ou bipolaires. Il convient de préciser la puissance assignée par pôle en indiquant le nombre de pôles.

- 14.2 Avec un système de couplage CCHT, il n'y a pas de ligne de transmission. C'est pourquoi, on choisit la tension et le courant continus assignés par optimisation du système CCHT. En outre, le redresseur et l'onduleur sont solidement interconnectés du côté continu et fonctionnent comme un tout unique. On peut donc considérer la puissance assignée d'un réseau de ce genre comme étant le produit de la tension continue assignée par le courant continu assigné.

14.3 *Sens de l'échange d'énergie*

Si l'on veut avoir la même puissance assignée dans les deux sens, par exemple avec des liaisons destinées à assurer un échange de puissance entre réseaux, il convient de le préciser.

Lorsque l'écoulement de la puissance est prédominant dans un sens, par exemple avec des systèmes alimentés depuis une source éloignée, on pourra ne préciser la puissance assignée que dans cette direction, pour réduire le coût de l'onduleur. On admettra alors une capacité de transmission inhérente inférieure pour l'inversion du sens de l'échange d'énergie.

15. **Courant assigné**

Le courant continu assigné est la valeur moyenne du courant continu que le système doit pouvoir transmettre en permanence dans toutes les conditions ambiantes définies et sans limitation de temps. Le courant assigné n'a pas à être précisé pour les systèmes de couplage, comme expliqué au paragraphe 14.2 ci-dessus, sauf si l'on a des raisons particulières pour le faire.

16. **Tension assignée**

La tension assignée est la valeur moyenne de la tension continue nécessaire pour transmettre la puissance assignée au courant continu assigné. On la mesure entre la barre haute tension du côté ligne de l'inductance de lissage et la barre basse tension de la sous-station CCHT, en excluant la ligne de terre. On définit la tension assignée à la tension nominale du système alternatif et à l'angle nominal d'allumage du convertisseur en fonctionnement au courant continu assigné.

Pour les systèmes de transmission CCHT à longue distance, il convient d'indiquer la tension assignée du côté émetteur. Si la capacité de la ligne de transmission est supérieure à la tension assignée, on l'indiquera. Il n'est pas nécessaire par contre de l'indiquer pour les systèmes de couplage comme expliqué au paragraphe 14.2 ci-dessus, sauf si l'on a des raisons particulières de le faire.

- 14.1 Rated power of an HVDC transmission system on a per pole basis is defined as the product of rated direct voltage times rated direct current.

For a given direct current, transmission line losses vary with ambient conditions, which can be non-uniform along the length of the line. Therefore it is customary to specify rated power at the rectifier d.c. bus. If the required transmission capability is defined at some other location, that is sending end a.c. bus, receiving end a.c. bus, or somewhere along the d.c. line, then the rated d.c. voltage should be defined and the rated direct current should be chosen through design optimization of the HVDC system.

Rated power and voltage at the inverter d.c. bus are derived values from rectifier quantities, and line losses are usually based on defined conductor parameters and uniform conductor temperature assumptions along the line.

Long distance HVDC systems may be monopolar or bipolar. Rated power should be specified on a per pole basis stating the number of poles.

- 14.2 With system ties in a back-to-back configuration, there is no transmission line. Therefore, the rated d.c. voltage and current are chosen through design optimization of the HVDC system. Moreover, rectifier and inverter are solidly connected at the d.c. side, operating as one unit. Rated power of such a system can therefore be defined as the product of rated direct voltage times the rated direct current.

14.3 *Direction of power flow*

If the same power rating is required in each direction, such as with system ties for power exchange, this should be stated.

Where power flow is primarily in one direction, such as with systems fed from remote generation, rated power may be specified only for that direction to minimize the inverter cost. Then a lower inherent transmission capability should be accepted for reversal of power flow.

15. **Rated current**

Rated direct current is the mean value of the direct current that the system should be able to transmit continuously for all ambient conditions specified and without time limitations. The rated current should not be specified for back-to-back ties as detailed under Sub-clause 14.2 above, unless there are specific reasons for doing so.

16. **Rated voltage**

The rated voltage is the mean value of the required direct voltage to transmit rated power at rated direct current. It is measured between the high-voltage bus at the line side of the d.c. reactor and the low-voltage bus at the HVDC substation, excluding the earth electrode line. The rated voltage is defined at nominal a.c. system voltage and nominal convertor firing angle while operating at rated direct current.

For long distance HVDC transmission systems, rated voltage should be specified at the sending end. If the voltage capability of the transmission line is higher than the rated voltage, then this shall be stated. The rated voltage need not be specified for back-to-back ties as detailed under Sub-clause 14.2 above, unless there are specific reasons for doing so.

SECTION SIX — SURCHARGE ET CAPACITÉ DES MATÉRIELS

17. Surcharge

La surcharge dans une sous-station CCHT s'applique généralement au passage d'un courant direct continu supérieur au courant assigné. Dans ce cas, on peut prévoir une réduction acceptable de la durée de vie du matériel (due par exemple à un vieillissement thermique), l'emploi d'une redondance et de faibles températures ambiantes.

La surcharge peut être spécifiée en termes de puissance. La régulation de la tension dans le convertisseur qui comporte le transformateur provoque normalement une augmentation du courant légèrement supérieure à la quantité proportionnelle de l'augmentation de la puissance. Si l'on veut maintenir la tension assignée dans des conditions de surcharge, on peut prendre les mesures suivantes, qui augmentent les coûts:

- a) le convertisseur doit être prévu pour une tension à vide supérieure, ce qui a pour résultat un régime nominal supérieur, si la surcharge est nécessaire dans toute la gamme des nœuds de tension alternative,
Note. — Cela peut ne pas être nécessaire si l'on désire que la surcharge n'affecte que la plage supérieure de la tension du système alternatif en régime établi.
- b) la tension nominale des valves du convertisseur, qui est basée sur la tension à vide du transformateur, doit être augmentée,
- c) il convient d'augmenter la gamme du changeur de prise si l'on veut conserver l'angle d'allumage du convertisseur à sa valeur nominale. Mais on peut aussi prévoir un convertisseur pour un angle nominal d'allumage supérieur à la puissance assignée ce qui augmentera la consommation de puissance réactive, les harmoniques et les pertes, ainsi que les contraintes internes des composants de la valve.

En conséquence, s'il s'agit de maintenir le niveau de la tension continue assignée dans des conditions de surcharge, il sera nécessaire de surdimensionner le matériel.

Pour un système plus économique, on pourra spécifier une capacité nominale de surintensité, sans tenir compte de la régulation du courant continu. Les équations élémentaires des convertisseurs permettent alors de définir le courant maximal au-delà duquel une nouvelle augmentation serait compensée par une régulation excessive de tension.

La durée requise de surcharge d'une sous-station CCHT dépend la plupart du temps des besoins du réseau alternatif, surtout après des perturbations dans le réseau alternatif ou continu.

Cependant, il convient de noter quelques contraintes concernant le matériel de sous-station CCHT. Les constantes de temps vont de une seconde à quelques heures, comme indiqué à l'article 18. Des conditions de surcharge de plus longue durée à niveau élevé peuvent, par conséquent, avoir pour résultat une augmentation du calibre des appareils, donc d'imposer un coût plus élevé ou une réduction de l'espérance de vie de l'appareil. Il faut donc évaluer ces facteurs par rapport aux bénéfices que l'on peut attendre du système lorsqu'on spécifie la surcharge.

Note. — Par exemple, on pourrait prendre comme valeur pratique une surcharge de 1,2 pendant une heure; ceci n'affecterait pas l'espérance de vie des transformateurs et des réactances à refroidissement à huile, mais peut devoir être pris en compte dans l'étude des valves à thyristors. De même, selon le système, on pourra changer la surcharge d'une heure en surcharge permanente en se servant de la redondance du système de refroidissement.

Un autre exemple est celui des surcharges oscillatoires à des fréquences maximales de 1 Hz pour des durées de plusieurs secondes et des surcharges de 5 s pour contrebalancer des surtensions temporaires ou des variations de fréquence. La fréquence et les intervalles de temps entre ces cycles de surcharge devront être spécifiés.

SECTION SIX — OVERLOAD AND EQUIPMENT CAPABILITY

17. Overload

Overload in an HVDC substation usually refers to direct current flow above its rated value. For this, consideration may be given to acceptable reduction in life expectancy of equipment (e.g. due to thermal ageing), use of redundancy, and low ambient temperatures.

Overload may be specified in terms of power. Voltage regulation in the convertor including the transformer normally causes an increase in current somewhat more than an amount proportional to the increase in power. If rated voltage is to be maintained under overload conditions, then the following measures may be adopted, at additional cost:

- a) the convertor should be designed for a higher no-load voltage. This results in a higher MVA rating, if overload is required over the full range of a.c. bus voltage,

Note. — This may not be necessary, if overload is required only for the upper range of the steady-state a.c. system voltage.

- b) the voltage rating of the convertor valves, which is based on transformer no-load voltage, should be increased,
- c) the on-load tap changer range should be increased, if the convertor firing angle is to be maintained at its nominal value. Alternatively, the convertor may be designed for a higher nominal firing angle at rated power. This will increase reactive power consumption, harmonics and losses, as well as the internal stresses on valve components.

As a consequence, if rated direct voltage is to be maintained under overload conditions, oversizing of equipment will be necessary.

For a more economical design, an overcurrent rating may be specified, without regard for direct voltage regulation. Basic convertor equations then permit determination of the maximum current, beyond which further increase would be offset by excessive voltage regulation.

The required duration of HVDC substation overloading is most often determined by a.c. system needs, especially following contingencies in either the a.c. or d.c. system.

However, some constraints should be observed for the HVDC substation equipment. Thermal time constants range from one second to some hours, as detailed in Clause 18. Longer duration overload requirements of high magnitude may therefore result in an effectively increased rating of equipment and thus impose a greater cost or a reduction of life expectancy. These factors should be weighed against system benefits when specifying overload.

Note. — As an example, a practical value may be a 1.2 per unit overload for one hour which does not result in loss of life expectancy of oil-cooled transformers and reactors but may have to be designed into thyristor valves. Also depending on the particular design the one-hour overload may be converted to continuous if cooling redundancy is utilized.

Other examples include oscillatory overloads at a frequency of up to 1 Hz for durations of several seconds, and 5 s overloads to counteract temporary overvoltages or frequency changes. The frequency and the time intervals between such overload cycles should be specified.

18. Capacité des matériels

On définit cette capacité comme la possibilité pour le matériel d'une sous-station CCHT de permettre la transmission d'une puissance supérieure à la puissance assignée sans affecter l'espérance de vie prévue pour ce matériel. Elle dépend des conditions d'utilisation et des critères de conception de chaque composant. Nous discuterons aux paragraphes suivants des implications de ces critères par rapport à leur influence sur les caractéristiques de surcharge.

La température ambiante est un facteur important. Le matériel de puissance est prévu pour fonctionner à la charge assignée dans les conditions ambiantes les plus défavorables spécifiées. Néanmoins, ces conditions ne durent normalement qu'un temps limité. A températures ambiantes basses, il y a une certaine marge d'accroissement de capacité, si l'on peut surmonter les contraintes indiquées au paragraphe 18.3. Cette marge dépend du type particulier de matériel choisi, et diffère selon les divers composants d'une sous-station CCHT. On peut spécifier une courbe générale de capacité de transmission par rapport à la température ambiante ainsi que les conditions à remplir par le réseau alternatif. Ces valeurs seront indiquées en termes de températures ambiantes à thermomètre sec et humide.

18.1 Capacité des valves du convertisseur

La constante de temps thermique de l'ensemble thyristor/radiateur d'une valve à thyristor est faible (de plusieurs secondes à quelques minutes). Des surcharges résultant d'un fonctionnement continu au courant assigné et à des températures ambiantes maximales augmentent la température de jonction du thyristor. On devra en tenir compte par rapport à la capacité d'élimination des défauts prévue pour la valve. Par conséquent, le refroidissement de la valve à thyristor devra être conçu de telle manière que les températures de fonctionnement de sécurité ne soient pas dépassées, même pendant le fonctionnement prévu en surcharge.

Une redondance est généralement prévue dans le circuit de refroidissement de la valve. Les valves sont conçues de manière à remplir les conditions nominales spécifiées dans les conditions ambiantes les plus défavorables et avec perte de la redondance du matériel de refroidissement. Si l'on requiert une capacité supplémentaire lorsque la redondance de refroidissement n'est pas disponible cela sera précisé explicitement.

D'un autre côté, avec tout le matériel de refroidissement redondant en fonctionnement, on dispose d'une capacité thermique supplémentaire. Les capacités de courant supérieures à la normale qui en résultent dépendent de la conception thermique de la valve et du système de refroidissement.

Compte tenu de ce qui précède, les spécifications de surcharge du convertisseur devraient mentionner l'amplitude et la durée de la surcharge, la fréquence des surcharges de modulation, ainsi que les conditions que devrait remplir le matériel de refroidissement aux températures ambiantes maximales.

18.2 Capacité des transformateurs et réactances à refroidissement à huile

La constante de temps thermique de l'enroulement du transformateur ou de la réactance est d'environ 15 min et varie d'une à plusieurs heures en ce qui concerne leur circuit d'huile, selon le modèle.

Par conséquent, pour des surcharges brèves de l'ordre de 5 s, le matériel refroidi à l'huile n'est pas le facteur limitatif des surcharges des sous-stations CCHT. Avec des surcharges durant plus de 1 h, il convient de préciser si l'on admet une réduction de l'espérance de vie. Il convient également d'indiquer la fréquence prévue de ces surcharges.

18.3 Capacité des filtres harmoniques alternatifs et du matériel de compensation de puissance réactive

La surcharge d'une sous-station CCHT engendre généralement des courants harmoniques accrus. Ceux-ci, à leur tour, augmentent la charge en harmoniques, les pertes dans les filtres et

18. Equipment capability

This is defined as the ability of the HVDC substation equipment to permit transmission of greater than rated power without loss of equipment life expectancy. It depends on operating conditions as well as on the design criteria for individual components. Implications resulting from the latter are discussed in subsequent sub-clauses with respect to their bearing on overload specifications.

Ambient temperature is an important factor. Power equipment is designed to perform at rated loading under the most adverse ambient conditions specified. However, these conditions normally prevail for only limited time periods. At low ambient temperatures, some margin is available for increased capability, if the constraints listed in Sub-clause 18.3 can be overcome. This margin depends on the design chosen for the particular equipment and would differ for various HVDC substation components. An enveloping curve of transmission capability versus ambient temperature can be specified along with the a.c. system conditions to be met. This should be specified in terms of wet bulb and dry bulb ambient temperatures.

18.1 Converter valve capability

The thermal time constant of the thyristor heat sink combination in a thyristor valve is rather small (several seconds up to a few minutes). Overloads following continuous operation at rated current and at maximum ambient temperatures increase thyristor junction temperature. This should be considered with respect to the specified fault suppression capability of the valve. Consequently, thyristor valve cooling should be designed so that safe operating temperatures are not exceeded even during specified overload operation.

Redundancy is provided as a general practice in the valve cooling circuit. Valves are designed such that the specified rating will be met under the most adverse ambient conditions and loss of thyristor cooling equipment redundancy. If additional capability is needed when redundant cooling is not available, this should be explicitly specified.

On the other hand, with all redundant cooling equipment in service, extra thermal capability is available. The resulting greater-than-normal current capabilities depend on the thermal design of the valve and on the cooling system.

In view of the above, converter overload specifications should state the magnitude and duration of overload, frequency of oscillatory overloads for modulation purposes, as well as the cooling equipment status to be assumed at maximum ambient temperatures.

18.2 Capability of oil-cooled transformers and reactors

The thermal time constant of the transformer or reactor windings is approximately 15 min and ranges from one to several hours for their oil circuits, depending on the design.

Consequently, for short time overloads in the 5 s range, oil-cooled equipment is not the limiting factor on HVDC substation overloads. For overloads lasting longer than 1 h, it should be specified whether loss-of-life expectancy is permitted. The expected frequency of occurrence of such overloads should also be specified.

18.3 A.C. harmonic filter and reactive power compensation equipment capability

HVDC substation overloads will usually generate increased harmonic currents. These in turn increase harmonic loading, losses in filters and harmonic interference levels. The

les niveaux de perturbations harmoniques. Les spécifications devront préciser si les performances du matériel concernant les perturbations dans des conditions assignées seront satisfaites dans les conditions de surcharge, ou dans quelle mesure on admettra une réduction des performances.

De même, étant donné qu'une surcharge augmente la consommation de puissance réactive du convertisseur, les spécifications devront préciser comment en tenir compte pour assigner la valeur du matériel de compensation de puissance réactive. Si le réseau est amené à fournir une puissance réactive supplémentaire lorsque la sous-station CCHT est en surcharge, il peut y avoir une régulation excessive de la tension alternative et, par suite, une réduction du débit de puissance. C'est pourquoi il convient de préciser la tension à prévoir dans les barres alternatives en surcharge.

18.4 Capacité de l'appareillage et des barres

L'appareillage et les barres n'imposent généralement pas de limites aux surcharges d'une sous-station CCHT à moins que l'on ne prévoie de mettre des convertisseurs en parallèle. Néanmoins, on accordera une attention particulière aux capacités de surcharge des transformateurs de courant et des traversées.

SECTION SEPT — TRANSFERT MINIMAL DE PUISSANCE ET ÉTAT DE VEILLE À VIDE

19. Généralités

Avec des sous-stations CCHT il existe une limite minimale de courant continu en régime établi. Cela est dû au fait qu'au-dessous d'un certain niveau, le courant devient discontinu et impose le critère principal de limite minimale de puissance.

20. Courant minimal

La tension continue d'un convertisseur CCHT étant constituée de portions de la tension sinusoïdale de barre, le courant continu ne serait pas en soi une quantité uniforme ou constante. Ce qui le rend continu, c'est l'inductance de lissage branchée en série avec le convertisseur. En supposant une tension continue moyenne constante, le courant continu deviendrait discontinu, à faible puissance, selon la dimension de l'inductance de lissage, le nombre de groupes de valves en service, là où l'on utilise une série de connexions de groupes, et l'angle d'allumage du convertisseur. Il y a lieu d'éviter un courant discontinu en régime établi, à moins que l'équipement du convertisseur n'ait été conçu pour ce mode de fonctionnement.

La taille d'une inductance de lissage étant généralement définie par d'autres critères, et l'angle d'allumage pouvant avoir n'importe quelle valeur, on précisera une limite minimale du courant. On utilise généralement une valeur de 5% à 10% du courant assigné, mais on peut encore la réduire en utilisant une inductance de lissage de taille supérieure.

21. Fonctionnement sous tension continue réduite

Dans des conditions de pollution atmosphérique, souvent alliées à des conditions atmosphériques défavorables, il est possible qu'une ligne aérienne de transmission continue ne puisse fonctionner à sa tension assignée. Néanmoins, le système de commande de la sous-station CCHT offre divers moyens permettant de conserver le passage de la puissance sous tension réduite.

Une des possibilités consiste à placer le changeur de prise du transformateur dans la position qui correspond à la tension alternative minimale pour les valves. De plus, on peut obtenir une réduction supplémentaire de la tension de transmission en fonctionnant sous un angle d'allumage supérieur.

specifications should state whether the interference performance under rated conditions should be met under overload conditions or to what extent degradation of performance is permitted.

Also, since overload increases the converter reactive power consumption, the specifications should state how this is to be taken into account when designing reactive power compensation equipment. If additional reactive power is drawn from the system under HVDC substation overload conditions, excessive a.c. bus voltage regulation and a consequent reduction in power flow may take place. For this reason, the expected a.c. bus voltage under overload conditions should be specified.

18.4 *Switchgear and buswork capability*

Switchgear and buswork normally do not impose limits on HVDC substation overloads, unless paralleling of converters is planned. However, special attention should be paid to the overload capabilities of current transformers and bushings.

SECTION SEVEN — MINIMUM POWER TRANSFER AND NO-LOAD STAND-BY STATE

19. **General**

With HVDC substations there exists a minimum steady-state direct current limit. This is due to the fact that at some low level the current becomes discontinuous and is the principal criterion for a minimum power limit.

20. **Minimum current**

Since the direct voltage output of an HVDC converter is made of sections of the sinusoidal bus voltage, direct current would not be a smooth or constant quantity by itself. Rather, it is made continuous by the d.c. reactor connected in series with the converter. Assuming a constant average direct voltage, the direct current would become discontinuous, at low power, depending on the size of the d.c. reactor, number of valve groups in service, where series connection of groups is used, and converter firing angle. Discontinuous current should be avoided in steady-state operation, unless the converter equipment is designed for this mode of operation.

Since the d.c. reactor size is usually determined by other criteria and the firing angle can be of any value, a minimum current limit shall be specified. A value of 5% to 10% of rated current is commonly used. This minimum direct current can further be reduced by choosing a larger d.c. reactor.

21. **Reduced direct voltage operation**

Under contamination conditions, often in combination with unfavourable weather conditions, operation of an overhead d.c. transmission line may not be possible at its rated voltage. However, the control system of the HVDC substation offers various means to achieve continuation of power flow at reduced transmission voltages.

One possibility is to move the transformer tap changer to the position resulting in the lowest a.c. voltage for the valves. In addition, a further decrease of transmission voltage can be achieved through operation at an increased firing angle.

Cela pourrait exiger un type de valve spécial, donc une augmentation du prix. De plus, étant donné que le fonctionnement sous des angles d'allumage plus grands augmente la génération d'harmoniques et la consommation de puissance réactive, le fonctionnement sous tension continue réduite exige une réduction du courant continu pour le cas où le matériel de filtrage et de compensation n'aurait pas une puissance assignée correspondant à ces conditions.

Il est également possible d'augmenter la plage de fonctionnement du changeur de prise ou, lorsque le système continu est alimenté à partir d'une centrale isolée, de réduire la tension des barres alternatives.

Les valeurs pratiques de fonctionnement sous tension continue réduite sont de 70% à 80% de la tension assignée, peut-être à courant réduit. Il est raisonnable de s'attendre à une capacité de fonctionnement continu au courant assigné à 75% de la tension à peu près en utilisant un refroidissement redondant, pourvu que l'on admette un niveau de perturbation harmonique légèrement supérieur; lequel dépend à son tour de la fréquence et de la durée envisagées pour ce fonctionnement.

Lorsqu'on utilise deux convertisseurs à 12 impulsions branchés en série, on peut couper l'un d'eux, ce qui réduit la tension de 50% et supprime la nécessité de fonctionner avec un angle d'allumage du convertisseur plus grand ou un courant continu réduit.

Pour parvenir à une conception économique du matériel, il conviendra de préciser les niveaux de tension alternative pour les fonctionnements prévus sous tension continue.

22. Etat de veille à vide

Dans ce mode, la sous-station CCHT est prête pour une reprise de charge immédiate sans qu'une longue procédure de mise en route soit nécessaire. Il convient de donner une définition de l'état des divers matériels pour déterminer les pertes à vide de la sous-station CCHT si l'on a prévu le fonctionnement à l'état de veille à vide.

22.1 Transformateurs de convertisseur – veille à vide

Les transformateurs du convertisseur peuvent rester sous tension ou hors tension, selon la politique de l'utilisateur concernant les pertes. Dans le dernier cas, il faudra tenir compte du temps nécessaire à la décroissance des courants d'enclenchement. Les pompes à huile et les refroidisseurs devront fonctionner au niveau minimal correspondant au type de transformateur utilisé.

22.2 Valves du convertisseur – veille à vide

Les valves du convertisseur devront être à l'état bloqué. Il y aura de faibles pertes dans les circuits de répartition de tensions si les transformateurs du convertisseur sont sous tension. Les circuits de refroidissement primaire, secondaire et de la salle des valves devront fonctionner à un niveau suffisant pour permettre une reprise de charge immédiate.

22.3 Filtres alternatifs et compensation réactive – veille à vide

On peut ou non connecter les filtres alternatifs et la compensation réactive selon la stratégie du contrôle de la puissance réactive pratiquée dans le système alternatif. Cependant, pour la détermination des pertes à vide, on devra les considérer comme étant déconnectés.

22.4 Inductances de lissage et filtres à courant continu – veille à vide

Les inductances de lissage et les filtres continus devront être branchés. Les inductances de lissage, les pompes et les refroidisseurs devront fonctionner au niveau minimal, conformément à la conception des inductances de lissage.