

**SPÉCIFICATION  
TECHNIQUE  
TECHNICAL  
SPECIFICATION**

**CEI  
IEC**

**60919-3**

Première édition  
First edition  
1999-03

---

---

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

**Partie 3:  
Conditions dynamiques**

**Performance of high-voltage  
direct current (HVDC) systems –**

**Part 3:  
Dynamic conditions**



Numéro de référence  
Reference number  
CEI/IEC 60919-3/TS:1999

## Numéros des publications

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

## Publications consolidées

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

## Validité de la présente publication

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

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

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

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

## Terminologie, symboles graphiques et littéraux

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

SPÉCIFICATION  
TECHNIQUE  
TECHNICAL  
SPECIFICATION

CEI  
IEC

60919-3

Première édition  
First edition  
1999-03

---

---

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

Partie 3:  
Conditions dynamiques

Performance of high-voltage  
direct current (HVDC) systems –

Part 3:  
Dynamic conditions

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

Aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photo-copie 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

e-mail: [inmail@iec.ch](mailto:inmail@iec.ch)

3, rue de Varembé Geneva, Switzerland  
IEC web site <http://www.iec.ch>



Commission Electrotechnique Internationale  
International Electrotechnical Commission  
Международная Электротехническая Комиссия

CODE PRIX  
PRICE CODE

X

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

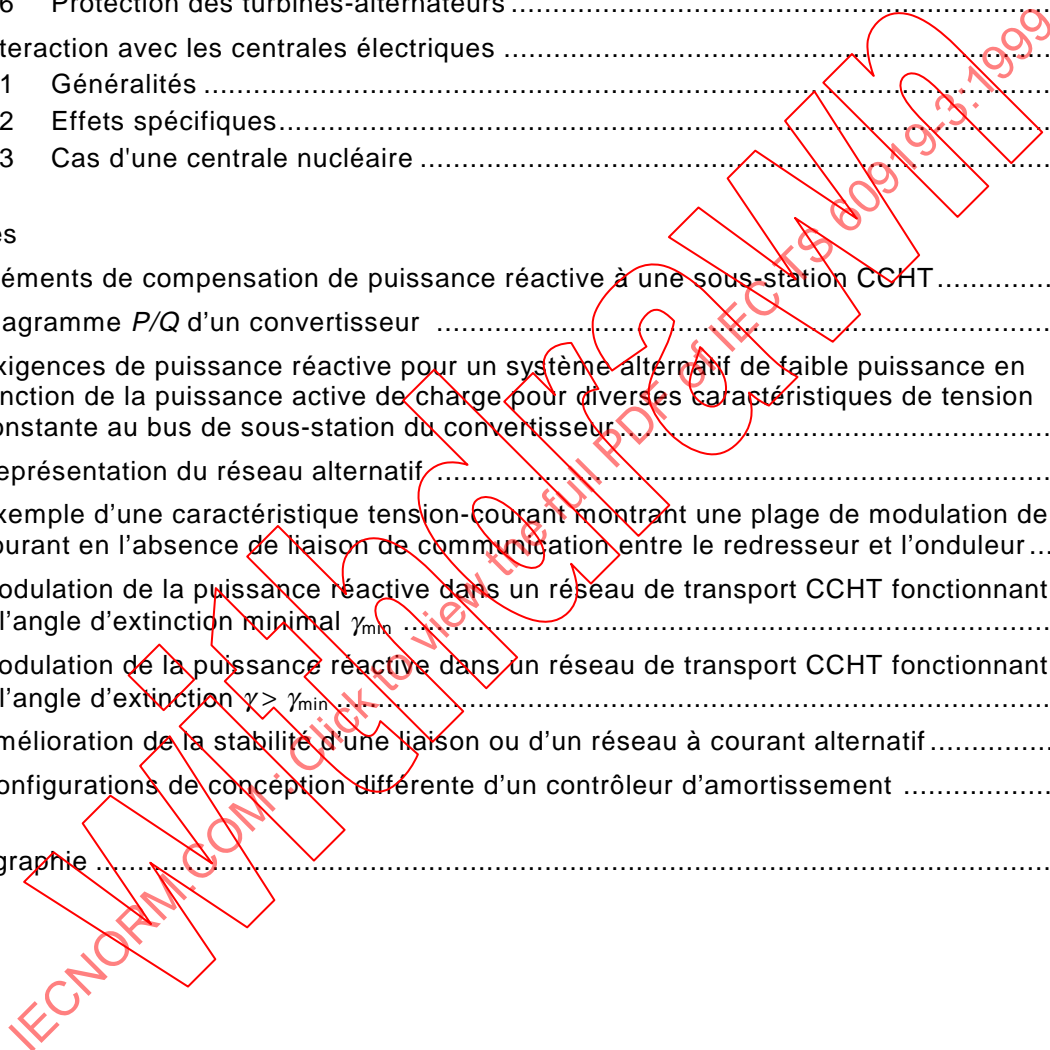
## SOMMAIRE

	Pages
AVANT-PROPOS .....	6
Articles	
1 Domaine d'application .....	8
2 Références normatives.....	8
3 Généralités sur les spécifications relatives au fonctionnement dynamique des réseaux CCHT .....	10
3.1 Spécification relative au fonctionnement dynamique .....	10
3.2 Commentaire général.....	12
4 Commande du transfert de puissance et de la fréquence des réseaux à courant alternatif .....	12
4.1 Généralités .....	12
4.2 Commande du transfert de puissance .....	12
4.3 Commande de la fréquence.....	18
5 Commande de la tension dynamique des réseaux à courant alternatif et interactions avec les sources de puissance réactive .....	22
5.1 Généralités .....	22
5.2 Tension et puissance réactive d'un poste CCHT et des autres sources de puissance réactive.....	22
5.3 Ecart de tension à la barre omnibus du poste CCHT .....	28
5.4 Interactions entre la tension et la puissance réactive dans le poste et les autres sources de puissance réactive .....	30
6 Stabilité des réseaux à courant alternatif dans des conditions transitoires et en régime établi .....	34
6.1 Généralités .....	34
6.2 Caractéristiques de la modulation de la puissance active et réactive.....	36
6.3 Classification des configurations de réseau .....	40
6.4 Réseau à courant alternatif en parallèle avec le réseau CCHT .....	40
6.5 Amélioration de la stabilité dans l'un des réseaux à courant alternatif reliés à un poste CCHT .....	40
6.6 Détermination des caractéristiques de la commande de l'amortissement .....	42
6.7 Mise en oeuvre des exigences relatives au contrôleur d'amortissement et aux télécommunications.....	44
7 Fonctionnement dynamique des réseaux CCHT aux fréquences supérieures .....	44
7.1 Généralités .....	44
7.2 Types d'instabilité .....	44
7.3 Informations à prendre en compte lors de la conception .....	48
7.4 Moyens de prévention des instabilités.....	50
7.5 Amortissement des harmoniques d'ordre inférieur par des commandes .....	50
7.6 Démonstration de la qualité du fonctionnement aux fréquences supérieures .....	50

## CONTENTS

	Page
FOREWORD .....	7
Clause	
1 Scope .....	9
2 Normative references .....	9
3 Outline of HVDC dynamic performance specifications .....	11
3.1 Dynamic performance specification .....	11
3.2 General comments .....	13
4 AC system power flow and frequency control .....	13
4.1 General .....	13
4.2 Power flow control .....	13
4.3 Frequency control .....	19
5 AC dynamic voltage control and interaction with reactive power sources .....	23
5.1 General .....	23
5.2 Voltage and reactive power characteristics of an HVDC substation and other reactive power sources .....	23
5.3 Voltage deviations on the busbar of an HVDC substation .....	29
5.4 Voltage and reactive power interaction of the substation and other reactive power sources .....	31
6 AC system transient and steady-state stability .....	35
6.1 General .....	35
6.2 Characteristics of active and reactive power modulation .....	37
6.3 Classification of network situations .....	41
6.4 AC network in parallel with the HVDC link .....	41
6.5 Improvement of the stability within one of the connected a.c. networks .....	41
6.6 Determination of the damping control characteristics .....	43
6.7 Implementation of the damping controller and telecommunication requirements .....	45
7 Dynamics of the HVDC system at higher frequencies .....	45
7.1 General .....	45
7.2 Types of instability .....	45
7.3 Information required for design purposes .....	49
7.4 Means available for preventing instabilities .....	51
7.5 Damping of low order harmonics by control action .....	51
7.6 Demonstration of satisfactory performance at higher frequencies .....	51

Articles	Pages
8 Oscillations sous-synchrones .....	52
8.1 Généralités .....	52
8.2 Critères d'une interaction de torsion sous-synchrone avec un réseau CCHT .....	54
8.3 Critères d'analyse pour l'identification des groupes d'alternateurs susceptibles de subir des effets de torsion .....	56
8.4 Considérations relatives à la performance pour l'utilisation de commandes sous-synchrones de l'amortissement .....	58
8.5 Essais de fonctionnement .....	60
8.6 Protection des turbines-alternateurs .....	60
9 Interaction avec les centrales électriques .....	60
9.1 Généralités .....	60
9.2 Effets spécifiques .....	60
9.3 Cas d'une centrale nucléaire .....	66
 Figures	
1 Eléments de compensation de puissance réactive à une sous-station CCHT .....	68
2 Diagramme $P/Q$ d'un convertisseur .....	70
3 Exigences de puissance réactive pour un système alternatif de faible puissance en fonction de la puissance active de charge pour diverses caractéristiques de tension constante au bus de sous-station du convertisseur .....	72
4 Représentation du réseau alternatif .....	72
5 Exemple d'une caractéristique tension-courant montrant une plage de modulation de courant en l'absence de liaison de communication entre le redresseur et l'onduleur .....	74
6 Modulation de la puissance réactive dans un réseau de transport CCHT fonctionnant à l'angle d'extinction minimal $\gamma_{\min}$ .....	76
7 Modulation de la puissance réactive dans un réseau de transport CCHT fonctionnant à l'angle d'extinction $\gamma > \gamma_{\min}$ .....	78
8 Amélioration de la stabilité d'une liaison ou d'un réseau à courant alternatif .....	80
9 Configurations de conception différente d'un contrôleur d'amortissement .....	80
Bibliographie .....	82



Clause	Page
8 Subsynchronous oscillations.....	53
8.1 General.....	53
8.2 Criteria for subsynchronous torsional interaction with an HVDC system .....	55
8.3 Screening criteria for identifying generator units susceptible to torsional interactions .....	57
8.4 Performance considerations for utilizing subsynchronous damping controls .....	59
8.5 Performance testing.....	61
8.6 Turbine generator protection .....	61
9 Power plant interaction .....	61
9.1 General.....	61
9.2 Specific interactions .....	61
9.3 Special considerations for a nuclear plant.....	67
 Figures	
1 Elements for reactive power compensation at an HVDC substation.....	69
2 <i>P/Q</i> diagram of a converter.....	71
3 Reactive power requirements of a weak a.c. system depending on the active power loading for various constant voltage characteristics at the a.c. bus of an HVDC substation .....	73
4 Representation of the a.c. network .....	73
5 An example of voltage – current characteristic showing possible current modulation range in the absence of telecommunication between rectifier and inverter.....	75
6 Reactive power modulation in an HVDC transmission operating at minimum extinction angle $\gamma_{\min}$ .....	77
7 Reactive power modulation in an HVDC transmission operating at extinction angle $\gamma > \gamma_{\min}$ .....	79
8 Stability improvement of an a.c. link or network .....	81
9 Principle arrangements of a damping controller .....	81
Bibliography .....	83

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

**FONCTIONNEMENT DES SYSTÈMES À COURANT CONTINU  
HAUTE TENSION (CCHT) –**

**Partie 3: Conditions dynamiques**

AVANT-PROPOS

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

La tâche principale des comités d'études de la CEI est l'élaboration des Normes internationales. Exceptionnellement, un comité d'études peut proposer la publication d'une spécification technique

- lorsqu'en dépit de maints efforts, l'accord requis ne peut être réalisé en faveur de la publication d'une Norme internationale, ou
- lorsque le sujet en question est encore en cours de développement technique ou quand, pour une raison quelconque, la possibilité d'un accord pour la publication d'une Norme internationale peut être envisagée pour l'avenir mais pas dans l'immédiat.

Les spécifications techniques font l'objet d'un nouvel examen trois ans au plus tard après leur publication afin de décider éventuellement de leur transformation en Normes internationales

La CEI 60919-3, qui est une spécification technique, a été établie par le sous-comité 22F: Electronique de puissance pour les réseaux électriques de transport et de distribution, du comité d'études 22 de la CEI: Electronique de puissance.

Le texte de cette spécification technique est issu des documents suivants:

Projet d'enquête	Rapport de vote
22F/39/CDV	22F/45/RVC

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



## INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

**PERFORMANCE OF HIGH-VOLTAGE  
DIRECT CURRENT (HVDC) SYSTEMS –****Part 3: Dynamic conditions**

## FOREWORD

- 1) The IEC (International Electrotechnical Commission) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of the IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, the IEC publishes International Standards. Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. The IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of the IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested National Committees.
- 3) The documents produced have the form of recommendations for international use and are published in the form of standards, technical reports, technical specifications or guides and they are accepted by the National Committees in that sense.
- 4) In order to promote international unification, IEC National Committees undertake to apply IEC International Standards transparently to the maximum extent possible in their national and regional standards. Any divergence between the IEC Standard and the corresponding national or regional standard shall be clearly indicated in the latter.
- 5) The IEC provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with one of its standards.
- 6) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this technical specification may be the subject of patent rights. The IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

The main task of IEC technical committees is to prepare International Standards. In exceptional circumstances, a technical committee may propose the publication of a technical specification when

- the required support cannot be obtained for the publication of an International Standard, despite repeated efforts, or
- the subject is still under technical development or where, for any other reason, there is the future but no immediate possibility of an agreement on an International Standard.

Technical specifications are subject to review within three years of publication to decide whether they can be transformed into International Standards.

IEC 60919-3, which is a technical specification, has been prepared by subcommittee 22F: Power electronics for electrical transmission and distribution systems, of IEC technical committee 22: Power electronics

The text of this technical specification is based on the following documents:

Enquiry draft	Report on voting
22F/39/CDV	22F/45/RVC

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

# FONCTIONNEMENT DES SYSTÈMES À COURANT CONTINU HAUTE TENSION (CCHT) –

## Partie 3: Conditions dynamiques

### 1 Domaine d'application

La présente spécification technique contient des indications générales sur le fonctionnement dynamique des réseaux à courant continu haute tension (CCHT). Dans cette spécification, on utilise le terme fonctionnement dynamique pour désigner les événements et les phénomènes dont les fréquences caractéristiques ou la plage temporelle correspondent à un état entre des conditions transitoires et celles du régime établi. Ce type de fonctionnement résulte de l'interaction entre les réseaux CCHT à deux extrémités et les réseaux à courant alternatif ou leurs composants, par exemple les centrales, les lignes et les barres à courant alternatif et les sources de puissance réactive, dans des conditions transitoires ou en régime établi. On suppose que les réseaux CCHT à deux extrémités utilisent des unités de conversion à 12 impulsions montées en pont triphasé (bidirectionnel). On suppose également que les convertisseurs utilisent des valves à thyristors comme les bras du pont, ainsi que des parafoudres à oxyde métallique sans éclateur pour la coordination de l'isolement et pour permettre le transfert de puissance dans les deux sens. Les valves à diodes ne sont pas étudiées ici. Bien que les réseaux de transport CCHT à extrémités multiples ne soient pas mentionnés expressément ici, la majeure partie de l'information contenue dans cette spécification s'applique également à ces réseaux.

La présente spécification constitue la troisième partie d'une série de publications et porte sur le fonctionnement dynamique, alors que la première partie traite du fonctionnement en régime établi et la deuxième partie du fonctionnement dans des conditions transitoires. Il convient de tenir compte des trois parties avant d'établir les spécifications d'un réseau CCHT à deux extrémités.

Il existe une différence entre les spécifications de fonctionnement des réseaux et les spécifications de réalisation des matériels qui constituent les composants individuels de ces réseaux. Les spécifications des matériels et les prescriptions applicables aux essais ne sont pas définies ici; l'accent est mis plutôt sur celles qui pourraient avoir une influence directe sur le fonctionnement des réseaux. Il existe de multiples variantes de réseaux CCHT qui ne sont pas étudiées en détail ici. Il convient de ne pas utiliser cette spécification comme spécification d'un projet particulier, mais plutôt en tant qu'outil dans la préparation d'une spécification plus appropriée, permettant de répondre aux besoins réels d'un réseau pour un schéma particulier de transport d'énergie électrique. Cette spécification n'a pas pour objet de distinguer la responsabilité de l'utilisateur de celle du constructeur en ce qui concerne le projet spécifié.

### 2 Références normatives

Les documents normatifs suivants contiennent des dispositions qui, par suite de la référence qui y est faite, constituent des dispositions valables pour la présente partie de la CEI 60919. Pour les références datées, les amendements ultérieurs ou les révisions de ces publications ne s'appliquent pas. Toutefois, les parties prenantes aux accords fondés sur la présente partie de la CEI 60919 sont invitées à rechercher la possibilité d'appliquer les éditions les plus récentes des documents normatifs indiqués ci-après. Pour les références non datées, la dernière édition du document normatif en référence s'applique. Les membres de l'ISO et de la CEI possèdent le registre des Normes internationales en vigueur.

CEI 60919-1:1988, *Fonctionnement des systèmes à courant continu haute tension (CCHT) – Partie 1: Spécification des conditions de fonctionnement en régime établi*

CEI 60919-2:1991, *Fonctionnement des systèmes à courant continu haute tension (CCHT) – Partie 2: Défauts et manoeuvres*

# PERFORMANCE OF HIGH-VOLTAGE DIRECT CURRENT (HVDC) SYSTEMS –

## Part 3: Dynamic conditions

### 1 Scope

This technical specification provides general guidance on the dynamic performance of high-voltage direct current (HVDC) systems. Dynamic performance, as used in this specification, is meant to include those events and phenomena whose characteristic frequencies or time domain cover the range between transient conditions and steady state. It is concerned with the dynamic performance due to interactions between two-terminal HVDC systems and related a.c. systems or their elements such as power plants, a.c. lines and buses, reactive power sources, etc. at steady-state or transient conditions. The two-terminal HVDC systems are assumed to utilize 12-pulse converter units comprised of three-phase bridge (double way) connections. The converters are assumed to use thyristor valves as bridge arms, with gapless metal oxide arresters for insulation coordination and to have power flow capability in both directions. Diode valves are not considered in this specification. While multi-terminal HVDC transmission systems are not expressly considered, much of the information in this specification is equally applicable to such systems.

This specification (part 3) which covers dynamic performance, is accompanied by publications for steady-state (part 1) and transient (part 2) performance. All three aspects should be considered when preparing two-terminal HVDC system specifications.

A difference exists between system performance specifications and equipment design specifications for individual components of a system. While equipment specifications and testing requirements are not defined herein, attention is drawn to those which would affect performance specifications for a system. There are many possible variations between different HVDC systems, therefore these are not considered in detail. This report should not be used directly as a specification for a specific project, but rather to provide the basis for an appropriate specification tailored to fit actual system requirements for a particular electric power transmission scheme. This specification does not intend to discriminate between the responsibility of users and manufacturers for the work specified.

### 2 Normative references

The following normative documents contain provisions which, through reference in this text, constitute provisions of this part of the IEC 60919. For dated references, subsequent amendments to, or revisions of, any of these publications do not apply. However, parties to agreements based on this part of the IEC 60919 are encouraged to investigate the possibility of applying the most recent editions of the normative documents indicated below. For undated references, the latest edition of the normative document referred to applies. Members of ISO and IEC maintain registers of currently valid International Standards.

IEC 60919-1:1988, *Performance of high-voltage d.c. (HVDC) systems – Part 1: Steady-state conditions*

IEC 60919-2:1991, *Performance of high-voltage d.c. (HVDC) systems – Part 2: Faults and switching*

### 3 Généralités sur les spécifications relatives au fonctionnement dynamique des réseaux CCHT

#### 3.1 Spécification relative au fonctionnement dynamique

Il est recommandé qu'une spécification complète sur le fonctionnement dynamique d'un réseau CCHT tienne compte des articles suivants:

- commande du transfert de puissance et de la fréquence des réseaux à courant alternatif (voir article 4);
- commande de la tension dynamique des réseaux à courant alternatif et interactions avec les sources de puissance réactive (voir article 5);
- stabilité des réseaux à courant alternatif dans des conditions transitoires et en régime établi (voir article 6);
- fonctionnement dynamique des réseaux CCHT aux fréquences supérieures (voir article 7);
- oscillations sous-synchrones (voir article 8);
- interactions avec les centrales électriques (voir article 9).

L'article 4 porte sur l'utilisation de la commande de la puissance active du réseau CCHT pour modifier le transfert de puissance et/ou la fréquence des réseaux à courant alternatif, dans le but d'améliorer leur fonctionnement. Il convient de tenir compte des aspects suivants à la conception des modes de commande de la puissance active:

- a) réduction au minimum des pertes des réseaux à courant alternatif en régime établi;
- b) prévention des surcharges des lignes à courant alternatif en régime établi et au cours d'une perturbation;
- c) coordination avec la commande du régulateur à courant alternatif;
- d) suppression des déviations de fréquence du réseau à courant alternatif en régime établi et au cours d'une perturbation.

L'article 5 décrit les caractéristiques de tension et de puissance réactive des postes CCHT et des autres sources de puissance réactive (filtres côté courant alternatif, batteries de condensateurs, inductances shunt, compensateurs statiques et compensateurs synchrones). Il traite également des interactions entre ces matériels pendant la commande de la tension des barres côté courant alternatif.

L'article 6 présente les méthodes de commande de la puissance active et de la puissance réactive d'un réseau CCHT qui permettent d'améliorer la stabilité en régime établi ou en régime transitoire, ou les deux, des réseaux à courant alternatif interconnectés, en contrecarrant les oscillations électromécaniques.

L'article 7 porte sur le fonctionnement dynamique d'un réseau CCHT dans une plage de fréquences dont la valeur initiale est égale ou supérieure à la moitié de la valeur de la fréquence fondamentale, ces fréquences résultant des harmoniques caractéristiques et non caractéristiques produites par les convertisseurs. Certains moyens de prévention des instabilités sont aussi étudiés.

A l'article 8, on trouve une description du phénomène d'amplification des oscillations mécaniques de torsion à fréquences naturelles dans le groupe turbine-alternateur d'une centrale thermique, phénomène résultant des interactions avec le réseau CCHT (en modes de régulation à puissance constante et à courant constant). Des spécifications portant sur la commande de l'amortissement sous-synchrone sont aussi définies.

Les interactions entre centrales et réseaux CCHT proches au point de vue électrique sont étudiées à l'article 9, en tenant compte de certaines caractéristiques particulières des centrales nucléaires et des exigences de fiabilité des réseaux CCHT.

### 3 Outline of HVDC dynamic performance specifications

#### 3.1 Dynamic performance specification

A complete dynamic performance specification for an HVDC system should consider the following clauses:

- a.c. system power flow and frequency control (see clause 4);
- a.c. dynamic voltage control and interaction with reactive power sources (see clause 5);
- a.c. system transient and steady state stability (see clause 6);
- dynamics of the HVDC system at higher frequencies (see clause 7);
- subsynchronous oscillations (see clause 8);
- power plant interaction (see clause 9).

Clause 4 deals with using active power control of the HVDC system to affect power flow and/or frequency of related a.c. systems in order to improve the performance of such a.c. systems. The following aspects should be considered at the design of HVDC active power control modes:

- a) to minimize the a.c. power system losses under steady-state operation;
- b) to prevent a.c. line overload under steady-state operation and under a disturbance;
- c) to coordinate with the a.c. generator governor control;
- d) to suppress a.c. system frequency deviations under steady-state operation and under a disturbance.

In clause 5, the voltage and reactive power characteristics of the HVDC substation and other reactive power sources (a.c. filters, capacitor banks, shunt reactors, SVC (static var compensator), synchronous compensators) as well as interaction between them during control of the a.c. bus voltage are considered.

In clause 6, a discussion is provided concerning methods of controlling active and reactive power of an HVDC link to improve the steady-state and/or transient stability of the interconnected a.c. system by counteracting electromechanical oscillations.

Clause 7 deals with dynamic performance of an HVDC system in the range of half fundamental frequency and above due to both characteristic and non-characteristic harmonics generated by converters. Means for preventing instabilities are also discussed.

In clause 8, the phenomenon of amplification of torsional, mechanical oscillations in turbine-generators of a thermal power plant at their natural frequencies, due to interaction with an HVDC control system (constant power and current regulation modes), is considered. Specifications for subsynchronous damping control are defined.

The interaction between a power plant and an HVDC system located electrically near to it is considered in clause 9, taking into account some special features of the nuclear power plant and requirements for the reliability of the HVDC system.



### 3.2 Commentaire général

Il est recommandé que toutes les prescriptions relatives à la conception de futurs réseaux CCHT qui font l'objet de spécifications soient comprises dans les limites précisées dans les publications sur le fonctionnement en régime établi (CEI 60919-1) et en régime transitoire (CEI 60919-2). Il est recommandé d'identifier la stratégie de commande adéquate des réseaux CCHT au cours de la préparation de la spécification sur le fonctionnement dynamique des réseaux CCHT, en se basant sur des études détaillées des réseaux de puissance. Il convient de préciser les priorités d'entrée des signaux de commande et la façon dont ils sont traités.

## 4 Commande du transfert de puissance et de la fréquence des réseaux à courant alternatif

### 4.1 Généralités

La commande de la puissance active d'un réseau CCHT peut servir à contrôler le transfert de puissance et/ou la fréquence des réseaux à courant alternatif interconnectés, dans le but d'améliorer le fonctionnement de ceux-ci en régime établi et au cours d'une perturbation.

Les modes de fonctionnement de la puissance active d'un réseau CCHT utilisés pour améliorer le fonctionnement des systèmes à courant alternatif dans les domaines suivants sont traités dans cet article:

- commande de la puissance CCHT en vue de réduire au minimum les pertes totales du réseau de puissance en régime établi;
- commande de la puissance CCHT en vue de prévenir toute surcharge des lignes à courant alternatif au cours d'une perturbation ainsi qu'en régime établi;
- commande de la puissance CCHT coordonnée à la commande du régulateur du réseau à courant alternatif;
- commande de la puissance CCHT en vue de supprimer toute déviation de fréquence du réseau à courant alternatif au cours d'une perturbation et en régime établi.

Les modes de commande de la puissance active et/ou réactive du réseau CCHT utilisés pour améliorer la stabilité dynamique et transitoire des réseaux à courant alternatif ou pour améliorer la commande de la tension alternative sont traités aux articles 5 et 6.

### 4.2 Commande du transfert de puissance

#### 4.2.1 Exigences relatives à la commande de la puissance en régime établi

La puissance d'un réseau CCHT est parfois commandée dans le but de réduire au minimum les pertes totales de puissance du réseau, d'empêcher toute surcharge des lignes à courant alternatif et de permettre une coordination avec la commande du régulateur des alternateurs du réseau à courant alternatif. Ces exigences applicables à la commande diffèrent parfois selon le rôle des réseaux CCHT dans le réseau de puissance global.

Lorsqu'un réseau CCHT transmet la puissance en provenance de centrales éloignées, la commande de la puissance de transport est coordonnée à la commande du régulateur des alternateurs des centrales. Dans ce cas, il est admis que la tension, la fréquence ou la vitesse du rotor des alternateurs servent de signal de référence au réseau de commande de la puissance du réseau CCHT.

Lorsque deux réseaux alternatifs sont reliés par un réseau CCHT, la puissance du réseau CCHT est commandée selon un modèle prédéfini, dans des conditions normales de fonctionnement. Cependant, une fonction peut être ajoutée au mécanisme de commande de cette puissance pour que la fréquence de l'un ou l'autre des réseaux ou des deux réseaux à courant alternatif soit commandée. Lorsque l'un des réseaux à courant alternatif est un réseau isolé, comme par exemple le réseau alimentant une île, il peut être nécessaire que la commande de sa fréquence soit réalisée par le réseau CCHT.

### 3.2 General comments

Any design requirements for future HVDC systems being specified should fall within the design limits covered in publications on steady-state (IEC 60919-1) and transient (IEC 60919-2) performance. It is recommended that during preparation of the dynamic HVDC system performance specification, the proper HVDC system control strategy should be identified based on detailed power system studies. The priorities of control signal inputs and the way they are processed should be specified.

## 4 AC system power flow and frequency control

### 4.1 General

Active power control of an HVDC system can be used to control the power flow and/or frequency in related a.c. systems in order to improve the performance of a.c. systems in steady-state operation and under disturbance.

In this clause, the HVDC active power operation modes, which are used to improve the a.c. system performance for the following purposes, will be covered:

- HVDC power control to minimize the total power system losses under steady-state operation;
- HVDC power control for prevention of a.c. line overload under a disturbance as well as steady state;
- coordinated HVDC power control with an a.c. system generator governor control;
- HVDC power control for suppression of an a.c. system frequency deviation under a disturbance as well as steady state.

HVDC active and/or reactive power modes used to improve a.c. system dynamic and transient stability or improve a.c. voltage control is discussed in clauses 5 and 6.

### 4.2 Power flow control

#### 4.2.1 Steady-state power control requirements

The power of an HVDC system is sometimes controlled to minimize overall power system losses, to prevent a.c. line overloading, and to coordinate with the governor control of a.c. system generators. Such power control requirements differ from time to time according to the role of HVDC systems in the overall power system.

When an HVDC system is used to transmit power from remote generating stations, the HVDC transmission power control is coordinated with the governor control of the power station generators. In this case, the generator voltage, frequency or the rotor speed may be used as a reference to the HVDC power control system.

When two a.c. power systems are connected by an HVDC link, the HVDC power is controlled to a pre-determined pattern under normal circumstances, but an additional function can be incorporated to this HVDC power control so that the frequency of either or both a.c. power systems is controlled. When one of the a.c. systems is an isolated system, such as one supplying a separate island, frequency control of this isolated a.c. system may have to be realized by the HVDC system.

La commande de la fréquence d'un réseau à courant alternatif par un réseau CCHT est étudiée en 4.3.

Lorsque deux réseaux à courant alternatif sont interconnectés par plus d'un réseau à courant continu ou par des réseaux mixtes ou lorsqu'un réseau à courant continu est inclus dans un réseau à courant alternatif, la puissance du réseau CCHT peut être commandée pour réduire au minimum les pertes totales dues au transport dans les réseaux interconnectés.

Dans certains réseaux mixtes, la commande des variations de puissance du réseau CCHT peut servir à éviter la surcharge d'une ou de plusieurs lignes de transport.

Lorsque des stratégies de commande particulières sont utilisées, par exemple celle visant à améliorer le fonctionnement d'un réseau à courant alternatif en augmentant la puissance côté courant continu au cours et après une perturbation, il peut être nécessaire de régler la puissance du réseau de transport à courant continu en régime établi à une valeur limitée de sorte que la puissance côté courant continu ne dépasse pas sa valeur assignée, incluant la capacité de surcharge au moment où la commande est initiée. Il est important de prendre également en considération également l'alimentation en puissance réactive supplémentaire exigée à la fois par les convertisseurs du réseau CCHT et par les réseaux à courant alternatif dans une telle situation.

Il est nécessaire de tenir compte des points suivants a) à g) dans l'établissement des exigences relatives à la commande en régime établi. A noter qu'au moment de la préparation de la spécification, l'ensemble de ces exigences peuvent ne pas être déterminées ou élaborées; dans ce cas, il est nécessaire de prévoir et de permettre l'ajout de nouvelles exigences.

- a) Lorsqu'un réseau de commande du transfert de puissance est conçu pour remplir plus d'une fonction, y compris la commande de la fréquence des réseaux à courant alternatif, il convient de concevoir le système de commande CCHT de telle sorte que les priorités relatives des fonctions de commande soient définies.
- b) En régime établi, la commande visant la prévention des surcharges des lignes à courant alternatif bénéficie habituellement d'une priorité supérieure à celle accordée aux autres commandes de la puissance. La commande visant à réduire au minimum les pertes du réseau est mise en application soit en réglant la puissance côté courant continu selon un modèle défini à l'avance en fonction des caractéristiques du réseau, soit en réponse à un calcul en ligne effectué au bureau central de répartition de la charge. En règle générale, cette commande est relativement lente, plusieurs secondes ou plusieurs minutes, même dans le second cas.
- c) Dans les réseaux isolés ou dans ceux dont l'apport en courant continu est plutôt grand, la fréquence est souvent soutenue par la puissance du réseau CCHT. Dans un tel cas, la commande de la fréquence du réseau CCHT pourrait être prioritaire par rapport à la réduction des pertes, mais il est admis qu'elle soit limitée par la protection contre les surcharges.
- d) Le changement de la demande de puissance réactive qui accompagne les variations de puissance peut entraîner de fréquentes commutations des matériels de puissance réactive. Dans un tel cas, il est nécessaire de concevoir des mesures particulières de contrôle de la tension en courant alternatif, par exemple la commande de la puissance réactive au moyen de convertisseurs ou la définition de limites applicables aux variations de la puissance CCHT.
- e) Il convient d'identifier, d'étudier et de préciser le besoin de signaux spéciaux de réglage du niveau de puissance, propres au réseau électrique. Les signaux occasionnant des déviations du courant continu, de la puissance et de la tension alternative supérieures aux valeurs assignées des matériels et des réseaux ne peuvent pas être autorisés. Il convient d'établir et de coordonner les priorités de deux signaux d'entrée ou plus présentant une demande simultanée touchant la puissance de la liaison à courant continu.
- f) Les liaisons bipolaires à courant continu nécessitent normalement que leur puissance et leur courant soient réellement partagés entre les pôles. A la perte d'un pôle, une stratégie quant à la surcharge du pôle restant pourrait être développée pour réduire au minimum les écarts de transfert d'énergie, de tension et de fréquence des réseaux à courant alternatif.



The a.c. system frequency control by an HVDC system is discussed in 4.3.

When two a.c. systems are interconnected by more than one d.c. link or d.c. and a.c. links, or when a d.c. system exists within an a.c. system, HVDC power may be controlled in order to minimize the total transmission losses of the interconnected systems.

In some cases of a.c./d.c. system configurations described above, the HVDC power change control can be used to prevent overloading of one or more transmission lines in the power system.

In certain special HVDC control schemes, such as the one designed to improve a.c. system performance by increasing the d.c. power during and after a disturbance, the steady-state d.c. transmission power may have to be set at a restricted value so that the d.c. power does not exceed the d.c. rated power, including overload capability, when the control is initiated. It is important to consider also the additional reactive power supply required both by the HVDC converters and the a.c. systems in such a situation.

The following points a) to g) need to be considered in the specification of steady-state control requirements. Note that at the time of preparing the specification, the complete steady-state control requirements may not have been determined or designed, but allowance for possible future inputs is necessary.

- a) When a power flow control system is designed to have more than one function, including the a.c. system frequency control, the HVDC control system should be so designed that priorities are set between each control function.
- b) Under steady-state conditions, the control for prevention of a.c. line overloading is usually given higher priority over other power flow controls. The control for minimization of power system losses is implemented either by setting the d.c. power to a pattern which has been pre-determined by the power system data, or in response to an on-line computation which is conducted in the central load dispatching office. Usually its control response is relatively slow, being several seconds or several minutes, even in the latter case.
- c) In isolated systems or systems with a relatively large d.c. infeed, frequency is often maintained by the HVDC power. In such a case, HVDC frequency control could have a priority over system loss minimization, but may be limited by overload protection.
- d) The change in reactive power demand accompanying the power changes may result in frequent switching of reactive power equipment. In such a case, it is necessary to figure out particular a.c. voltage control measures such as reactive power control by converter units, or to set limits of the magnitude of HVDC power change.
- e) The need for special power order adjustment signals unique to the power system should be identified, studied, and specified. The signals cannot be permitted to cause d.c. current or power, or a.c. voltage to deviate beyond equipment and system ratings and limits. The priority of two or more input signals having simultaneous demand on d.c. link power should be established and coordinated.
- f) Bipolar d.c. links normally require that d.c. power and current be effectively shared between poles. For loss of one pole, an overload strategy for the remaining pole could be developed to minimize disruption to a.c. system power flow, voltage and frequency.

- g) Il est recommandé que la rupture de la liaison de communication entre le système émetteur et le système récepteur du réseau à courant continu ne cause pas de rupture du réseau à courant alternatif. Une exigence minimale de la spécification est que le transfert de puissance soit maintenu au même niveau que celui qui existait avant la panne de communication. Si des fonctions supplémentaires, la commande de la fréquence par exemple, sont nécessaires au cours d'une panne temporaire de la liaison de communication, il convient de les spécifier.

#### 4.2.2 Exigence relative à la modification graduelle de la puissance

Dans certaines conditions de fonctionnement du réseau, il peut être nécessaire de modifier par étapes le niveau de puissance du réseau CCHT afin d'améliorer le fonctionnement des réseaux à courant alternatif pendant et après les perturbations. Dans ce cas, cette modification graduelle peut comporter une inversion de la puissance continue.

Il est possible de réaliser une modification graduelle de la puissance continue en redéfinissant la valeur du niveau de puissance ou la gamme de puissance en réponse à un signal d'entrée. Il convient de régler le taux de variation de la puissance et la valeur maximale de la variation correspondant à un échelon à l'intérieur de limites spécifiées, en fonction des prescriptions applicables aux réseaux à courant alternatif. Par exemple, des rampes de variation différentes peuvent être nécessaires pour différents événements. Il peut être nécessaire d'inclure des considérations spéciales lorsque l'échelon de variation inclut une inversion de puissance.

Parmi les perturbations des réseaux à prendre en considération lors de l'établissement des prescriptions applicables aux échelons de variation de la puissance continue, figurent: l'ouverture de ligne à courant alternatif, la perte d'une source d'alimentation importante ou la chute importante de la fréquence du réseau alternatif et l'accroissement ou la réduction soudaine de la charge du réseau, accompagnée d'un écart de fréquence important.

Dans certains des exemples de perturbations mentionnés ci-dessus, les réseaux à courant alternatif seront également supportés par la commande de leur fréquence par le réseau à courant continu.

Pour concevoir et établir les caractéristiques des fonctions de commande du réseau CCHT, il convient d'étudier en détail pour différentes conditions du réseau, les effets des fonctions de variation graduelle de la puissance. Il est préférable de définir des limites et des gammes pour les variations de puissance et les types de rampes, plutôt que d'établir des valeurs précises. Le réglage des valeurs peut alors se faire pendant le fonctionnement du réseau à courant continu.

Les signaux servant au déclenchement des variations graduelles de puissance du CCHT sont, entre autres, ceux de relais de surcharge ou des signaux d'ouverture de certaines lignes de transport, qui sont transmis au poste CCHT, ou la fréquence du réseau à courant alternatif détectée au poste CCHT ou à un certain point des réseaux à courant alternatif.

Le temps de propagation des signaux de déclenchement transmis par une liaison de communication peut avoir des répercussions sur le fonctionnement des réseaux mixtes. Dans certains cas, une liaison de communication haute vitesse peut être nécessaire. Lorsque le temps de propagation est grand, il convient d'en tenir compte.

Il arrive que les signaux soient envoyés aux deux postes du réseau CCHT, ou que plus d'un signal soit reçu par l'un de ces postes. Dans ces cas, il est donc nécessaire d'établir les priorités des fonctions de commande.

La valeur de l'échelon de variation de puissance continue peut être limitée par l'état des réseaux à courant alternatif et à courant continu, et il peut également, par fois, être nécessaire de détecter les changements d'état des réseaux pour mettre à jour les valeurs des limites.

- g) Disruption of the telecommunication link between the sending and receiving system of the d.c. link should not cause disruption to the a.c. power system. A minimum specification requirement is that power transmission is maintained at the same power level which existed before the telecommunication failure. If additional functions such as frequency control are required during temporary outage of the telecommunication link, these should be specified.

#### 4.2.2 Step change power requirement

Under certain power system conditions, it may be required to change the HVDC power in steps in order to improve the performance of a.c. systems during and after power system disturbances. Under certain circumstances, the step change may involve d.c. power reversal.

A step change of d.c. power is realized by changing the set value of d.c. power order or by changing the power range in response to an input signal. The rate of change of power and limit to the magnitude of the d.c. power change demanded by the step change should be adjustable within specified limits according to a.c. system requirements. For example, different ramp rates may be required for different events. Special considerations may be required when the step change would include power reversal.

Power system disturbances to be considered in specifying d.c. power step changes may include: a.c. line trip, loss of large power supply source or large drop in a.c. system frequency and sudden increase or decrease of power system load with its corresponding large frequency deviation.

In some of the above cases of power system disturbances, the a.c. systems will also be supported by the a.c. frequency control provided by the d.c. system.

In specifying and designing HVDC control functions, the effects of the step change power functions should be surveyed in detail for various power system conditions. It is best to specify limits and ranges for power changes and ramp rates rather than specific settings. Setting adjustment can be made with the d.c. system in operation.

The signals for initiation of HVDC step power changes include overload relay signals or trip signals of particular transmission lines which are transmitted to the HVDC substation, or a.c. system frequency which is detected at the HVDC substation or at some point in a.c. systems.

The time delay involved in a telecommunication system which transmits these initiation signals may affect the a.c. or d.c. system performance. Therefore in some cases a high speed telecommunication system may be required. When the transmission delay time is large, this effect should be taken into account.

There are some cases in which signals are sent to both HVDC substations, or more than one signal is received by an HVDC substation. In these cases, it is necessary to set priorities of control functions.

The magnitude of d.c. power step change may be limited by a.c. and d.c. system conditions, and it may be required under certain circumstances to detect the changes in system conditions to update the values of such limits.

En particulier, lorsqu'il se produit une importante variation graduelle de la puissance continue, il est permis de modifier la tension alternative substantiellement. C'est pourquoi il peut être nécessaire d'étudier la gamme des fluctuations de tension alternative admissibles pour déterminer les limites applicables aux variations graduelles de puissance ou introduire des mesures spéciales de commande de la tension.

Les limites admissibles de déviation de la tension alternative peuvent être différentes pour un fonctionnement en régime établi et en régime transitoire et il convient de les définir.

Lorsqu'un réseau CCHT est relié à un réseau alternatif à haute impédance ou à faible inertie, la variation graduelle de la puissance continue peut avoir des effets négatifs sur la stabilité de la tension, la stabilité des ondes transitoires, la fréquence et le fonctionnement du réseau alternatif. Il peut alors être nécessaire de limiter la grandeur et le taux de variation de la puissance, ou d'adopter d'autres mesures particulières en vue d'éviter la détérioration du fonctionnement dynamique du réseau à courant alternatif. Lorsqu'un réseau CCHT interconnecte deux réseaux à courant alternatif, il faut évaluer en détail l'effet de la variation graduelle de puissance continue à la fois pour le réseau à courant alternatif où se produit la perturbation et pour l'autre réseau à courant alternatif qui ne subit pas le défaut.

Lorsque la variation graduelle de la puissance continue entraîne une chute du courant continu en deçà du courant de fonctionnement minimal admissible du réseau CCHT, lequel est habituellement d'environ 5 % à 10 % du courant assigné, il convient d'établir le fonctionnement du convertisseur à la valeur minimale du courant positif. Si tel n'est pas le cas, il convient de bloquer le convertisseur après un intervalle de temps de fonctionnement à faible courant, ou de préciser qu'il peut fonctionner jusqu'à un courant nul.

En raison des restrictions qui s'appliquent à la commande des onduleurs et des risques possibles pour le fonctionnement des réseaux à courant alternatif, il n'est pas souhaitable d'exiger une variation graduelle de courant supérieure à la marge de courant, sauf si des mesures de commande spéciales sont prises en cas de perte de la liaison de communication.

Il peut être nécessaire de prendre en compte certains facteurs lorsqu'un réseau CCHT est mis en marche à partir d'un état d'attente sans charge, en réponse à une demande de variation de puissance (voir l'article 7 de la CEI 60919-1).

#### **4.3 Commande de la fréquence**

La commande de la fréquence d'un réseau alternatif par le réseau CCHT peut être mise en vigueur dans les buts suivants:

- a) commande de la fréquence du réseau à courant alternatif à l'extrémité réceptrice ou à l'extrémité émettrice, ou aux deux extrémités, dans le cas du transport d'un courant continu en provenance de sources éloignées;
- b) commande de la fréquence d'un petit réseau à courant alternatif ou d'un réseau à courant alternatif dans une île isolée, interconnecté à un gros réseau à courant alternatif par un réseau à courant continu;
- c) commande de la fréquence de l'un ou l'autre des réseaux à courant alternatif interconnectés par un réseau CCHT, en tenant compte de la fréquence de l'autre réseau.

La commande de la fréquence d'un réseau à courant alternatif est effectuée soit comme une fonction continue sur la fréquence en régime établi, soit lorsque l'écart de fréquence du réseau dépasse certaines limites. Il est permis de la mettre en service dans certaines circonstances seulement, par exemple lorsque le réseau alternatif local relié au poste CCHT est déconnecté du réseau à courant alternatif principal. Il convient de préciser dans la spécification les exigences relatives aux tâches et au fonctionnement du contrôleur de fréquence.

In particular, when there is a large step change in d.c. power, the a.c. voltage may change substantially. For this reason, it may be required to study the allowable range of a.c. voltage fluctuation to determine the limits on step power changes, or introduce special a.c. voltage control measures.

The allowable limits of a.c. voltage deviation can be different for steady-state operation and transient conditions and should be specified.

When an HVDC system is connected to a high impedance and/or low inertia a.c. system, the step change in d.c. power may have adverse effects on the voltage stability, transient stability, and frequency of the a.c. system. In such cases, the magnitude and rate of change of power may have to be limited, or other special measures may have to be provided, to prevent deterioration of the a.c. system dynamic performance. When an HVDC system interconnects two a.c. systems, the effect of d.c. power step change must be evaluated in detail not only for the a.c. system in which a disturbance occurs, but also for the other a.c. system in which a fault does not occur.

When the d.c. step change of power causes the d.c. current to fall below the minimum allowable operational current of the HVDC system, which is usually 5 % to 10 % of the rated current, the converter operation should be set to the positive minimum current. Otherwise the converter should be blocked after the allowable period of low current operation, or be specified to operate down to zero current.

Because of inverter control limitations and possible risks to a.c. system operation, it is not advisable to request a current order step change larger than the current margin unless special control actions are taken upon loss of telecommunications.

Certain considerations may be required when an HVDC system is to be started up from a no load stand-by state in response to a step change power order (see clause 7 of IEC 60919-1).

### 4.3 Frequency control

The a.c. system frequency control by the HVDC system can be applied for the following purposes:

- a) frequency control of the receiving and/or sending end a.c. system for a d.c. transmission from remote power sources;
- b) frequency control of an a.c. system in an isolated island or a small a.c. system when it is interconnected to a large a.c. system through a d.c. system;
- c) frequency control of either of the a.c. systems interconnected by an HVDC system, also taking the frequency of the other system into account.

The a.c. system frequency control is executed either as a continuous function of frequency under steady-state conditions, or when the frequency deviation of the a.c. system exceeds certain limits. It may only be activated under certain circumstances such as when the local a.c. system connected to the HVDC substation is disconnected (islanded) from the main a.c. system. Accordingly, the specification should state the duties and performance requirements of the frequency control function.



Si, à l'extrémité réceptrice, la fréquence est commandée en faisant varier ou en modulant la puissance transmise par le réseau à courant continu, il faut alors coordonner la commande de la fréquence de ce réseau avec toute commande des régulateurs sur les alternateurs à courant alternatif associés. Il est parfois possible d'utiliser la fonction de déviation de la fréquence transitoire d'un réseau asynchrone du côté émetteur pour supporter le côté récepteur, à condition que le matériel de production du courant alternatif soit conçu à cette fin.

Lorsqu'un poste CCHT est électriquement loin du centre du réseau à courant alternatif, l'angle de phase de la tension alternative au poste CCHT varie substantiellement avec les variations de la puissance. Dans de telles circonstances, la vitesse de réponse du signal de fréquence peut être réduite. Pour éviter cette diminution de la vitesse de réponse, le signal de fréquence peut être détecté au centre du réseau à courant alternatif et transmis au poste CCHT.

En ce qui concerne la commande de la fréquence, il peut être nécessaire d'établir des limites à la variation de puissance et au taux de variation de puissance qui maintiennent la fluctuation de la tension du réseau à courant alternatif à l'intérieur d'une gamme admissible. Ou encore, il peut être nécessaire d'utiliser des mesures spéciales de régulation de la tension, par exemple la commande de la puissance réactive par des convertisseurs ou des compensateurs statiques. Il convient de préciser les limites admissibles de fluctuation de la tension au cours de la commande de la fréquence en régime établi.

Lorsque la contribution du réseau à courant continu à la commande de fréquence du réseau à courant alternatif est mise en place, il se peut que la commande de fréquence des alternateurs soit réduite, à moins que les deux fonctions de commande soient correctement coordonnées. Lorsque deux réseaux sont interconnectés, il peut être nécessaire de fournir une bande inactive appropriée ou de sélectionner un gain convenable pour la commande de fréquence par un réseau CCHT, de sorte que seule une fluctuation importante ou rapide de la fréquence soit compensée par la commande de la puissance continue, et qu'une fluctuation faible ou lente soit commandée par les postes appartenant au réseaux individuels à courant alternatif.

La commande de la fréquence conçue pour corriger des perturbations sévères, celles, par exemple, occasionnées par la défaillance de gros matériels de production, peut être réalisée plus efficacement si le signal d'ouverture du matériel est transmis au poste CCHT pour initier la commande.

Une variation rapide ou de grande valeur de la puissance continue associée à la commande de la fréquence peut causer une surtension ou une baisse de tension dans les réseaux à courant alternatif. Il est possible de corriger une telle situation en limitant le taux de variation de la puissance ou en utilisant de rapides compensations de la puissance réactive. Il convient de spécifier les valeurs permises pour les surtensions, les baisses de tension et la durée des variations.

Lorsqu'une commande de la puissance continue est réalisée pour régler la fréquence, il est habituellement nécessaire de disposer de canaux de communication à haute vitesse, des canaux hertziens, par exemple, entre deux postes CCHT. Dans le cas de la perte de la liaison de communication entre les postes, la commande de la fréquence est normalement limitée au réseau connecté au poste qui commande le courant.

Lorsque le point de détection de la fréquence est situé loin de la borne de commande du poste CCHT, ou lorsqu'il est prévu que la commande de la fréquence soit initiée par des signaux spéciaux émis du réseau à courant alternatif, des canaux de communication sont nécessaires.

Il convient de tenir compte, dans tous les cas, de l'effet du temps de propagation de la liaison de communication.

Voir la section 13 de la CEI 60919-1 au sujet des canaux de communication.

If the frequency at the receiving end is controlled by varying or modulating the power transmitted by the d.c. link, there must be coordination of the d.c. link frequency control with any governor control on associated a.c. generators. It may be possible to use transient frequency deviation capability of an asynchronous sending end system for support of the receiving end, provided the a.c. generating equipment is designed accordingly.

When an HVDC substation is electrically far from the centre of the a.c. system, the phase angle of a.c. voltage at the HVDC substation changes substantially with power changes. In such circumstances, the speed of response of the frequency signal can be reduced. To avoid this lower speed of response, the frequency signal can be detected at the centre of the a.c. system and transmitted to the HVDC substation.

In frequency control it may be required to provide limits of power change and rate of power change which maintains the a.c. system voltage fluctuation within an allowable range, or utilize special voltage regulation measures such as reactive power control by converters or SVC. The allowable limits of voltage fluctuation during steady state frequency control should be specified.

When the d.c. contribution to a.c. system frequency control is implemented, it is possible that generator frequency control is degraded unless the controls are properly coordinated. When two different power systems are interconnected, it may be required to provide appropriate dead band or to select suitable gain in the frequency control by the HVDC system so that only large or fast frequency fluctuations are compensated by the d.c. power control, and small or slow frequency fluctuations are controlled by the power stations belonging to the individual a.c. systems.

The frequency control designed to correct for severe disturbances, such as those caused by the tripping of large generation units may be realized more effectively if the generator unit trip signal is transmitted to the HVDC substation to initiate the control action.

Fast and large magnitude of d.c. power change for frequency control may produce overvoltage or voltage dip in the a.c. systems. Such a situation may be relieved by limiting the rate of power change or by fast reactive power compensations. The allowable overvoltage or voltage dip, and the allowable duration time should be specified.

When d.c. power control is performed for the purpose of frequency control, it is usually necessary to provide high speed telecommunication channels, such as a microwave channels, between two HVDC substations. In case of loss of telecommunication between the two substations, frequency control is usually limited to the network connected to the current controlling substation.

When the frequency detection point is located far from the HVDC substation control terminal, or when it is intended to initiate the frequency control action by special signals issued from the a.c. system, telecommunication channels are required.

In any case, the effect of telecommunication time delay should be taken into account.

For a discussion of telecommunication channels, refer to section 13 of IEC 60919-1.

## 5 Commande de la tension dynamique des réseaux à courant alternatif et interactions avec les sources de puissance réactive

### 5.1 Généralités

La modification du transfert de puissance réactive résultant d'une variation de la charge, de manoeuvres ou de défauts entraîne des fluctuations de la tension dans le réseau à courant alternatif. Dans les réseaux à courant alternatif à impédance élevée, c'est-à-dire ceux dont la capacité de court-circuit est faible, on peut s'attendre à une fluctuation plus grande de la tension et le besoin d'une commande de la tension est plus évident.

Il convient de limiter les variations soudaines de la tension dans un réseau à moins de 3 %, par exemple, si elles sont fréquentes, et à moins de 10 % si elles sont plus rares. Il convient de spécifier les valeurs appropriées.

Le matériel des postes pourrait être menacé par des surtensions temporaires élevées supérieures à la plage de fonctionnement habituelle, provoquées par des variations importantes de la charge ou par une réjection de charge dans les réseaux dont la capacité de court-circuit est faible. De telles surtensions peuvent être limitées par l'ouverture de sources de la puissance réactive. Il y a lieu de spécifier la valeur maximale et la durée admissible des surtensions temporaires.

### 5.2 Tension et puissance réactive d'un poste CCHT et des autres sources de puissance réactive

Dans des conditions dynamiques, la commande de la puissance réactive et de la tension de la barre à courant alternatif d'un poste CCHT peut être réalisée en utilisant différents matériels. La figure 1 montre le schéma d'un poste CCHT qui comporte des matériels servant à la compensation de la puissance réactive. Le choix des matériels utilisés, parmi ceux qui sont décrits, dépend des caractéristiques du réseau alternatif et des exigences concernant celles du poste CCHT en cause, ainsi que de l'évaluation économique des différentes solutions possibles.

#### 5.2.1 Convertisseur source de puissance active et réactive

La puissance active et réactive du convertisseur d'un poste CCHT dépend des facteurs suivants:

- impédance de commutation;
- tension de commutation;
- angle de retard  $\alpha$  du redresseur ou angle d'extinction  $\gamma$  à l'onduleur;
- courant dans le réseau courant continu.

Les constantes de temps de réponse du convertisseur sont le résultat de la combinaison des constantes du réseau de commande, des systèmes de mesure et de la ligne de transport à courant continu. Dans les réseaux de commande types, les constantes de temps de réponse sont de l'ordre de quelques millisecondes, ce qui assure la commande de l'angle de retard ou de l'angle d'extinction en moins de 20 ms. Le temps de réponse du réseau à courant continu global se situe normalement entre 50 ms et 150 ms.

La commande du changeur de prises peut s'ajouter à celle de l'allumage du convertisseur. Cependant, chaque changement de prise entraîne un retard de quelques secondes. Par conséquent, cette commande n'est pas utilisée pour le réglage rapide de la puissance active et réactive; elle ne sert que pour des ajustements aux conditions optimales au nouveau point de fonctionnement dynamique.

Le graphique de la puissance active et réactive du convertisseur représenté à la figure 2 peut servir à l'étude du fonctionnement dynamique (voir aussi la figure 15 de la CEI 60919-1). La gamme admissible de conditions indiquée à la figure 2, pour un courant continu maximal donné et un angle de retard entre quelques degrés et 90°, pourrait théoriquement être utilisée.



## 5 AC dynamic voltage control and interaction with reactive power sources

### 5.1 General

Change in reactive power flow due to load change, switching operations or faults produce voltage fluctuations in the a.c. network. In high impedance a.c. systems, i.e. in systems with low short-circuit capacity, larger voltage fluctuation can be expected and the need for voltage control is more pronounced.

Sudden voltage changes in the network should be limited e.g. to less than 3 % if occurring frequently and to less than 10 % if happening seldom. Appropriate values should be specified.

High temporary overvoltages in excess of the normal operating range due to large load changes and load rejection in networks with low short-circuit capacity could risk endangering station equipment. High temporary overvoltages can be limited by tripping of reactive power sources. The acceptable limit and duration for temporary overvoltages should be specified.

### 5.2 Voltage and reactive power characteristics of an HVDC substation and other reactive power sources

Dynamic reactive power and voltage control on the a.c. bus of an HVDC substation can be obtained by using different equipment. Figure 1 shows schematically an HVDC substation with elements for reactive power compensation. Which of the depicted elements is used depends on the a.c. network characteristics and requirements on the data of the HVDC substation concerned, as well as on the economic evaluation of the different possible solutions.

#### 5.2.1 Converter as active/reactive power source

The active/reactive power of an HVDC converter depends on the following factors:

- commutation impedance;
- commutation voltage;
- delay angle  $\alpha$  at the rectifier or extinction angle  $\gamma$  at the inverter;
- d.c. current.

Converter operating time constants are the composite of control system, measurement systems, and d.c. transmission line constants. With typical control systems time constants are in the range of a few milliseconds, and this provides the control of delay angle or extinction angle in the range of less than 20 ms. The response time of the total d.c. system is normally in the range of 50 ms to 150 ms.

The tap changer control can be active in addition to the converter firing control. However, each tap changer step has a time delay of few seconds. Therefore, this control is not used for fast active/reactive power control, but only for adjustments to the optimum operation conditions at the new operating point.

For consideration of dynamic conditions, the active/reactive power diagram of the converter shown in figure 2 can be used (see also figure 15 of IEC 60919-1). The valid range of operation for a given maximum d.c. current and delay angle between a few degrees and 90° as defined in figure 2 could theoretically be used.

Toutefois, en réalité, cette gamme est limitée par la conception du matériel et les conditions d'exploitation. Voici quelques exemples d'utilisation d'un convertisseur dans des conditions de fonctionnement dynamique:

- fonctionnement avec angle de retard  $\alpha$  ou angle d'extinction  $\gamma$  constant. Dans des conditions de fonctionnement dynamique, les variations de la puissance réactive en fonction de la puissance active correspondent à la courbe a de la figure 2;
- puissance réactive maintenue constante lorsque la puissance active est modifiée (courbe b de la figure 2). L'angle de retard ou l'angle d'extinction change en conséquence.

Dans ce cas, tous les points de fonctionnement dynamique appartenant à la surface entre les courbes a et b peuvent servir à des fins de commande, compte tenu des besoins du réseau à courant alternatif, si le poste de conversion est adapté aux contraintes qui en résultent.

Dans le cas de configurations dos à dos, la commande de la puissance réactive des convertisseurs peut être utilisée à grande échelle. Cependant, lorsqu'il s'agit de transmissions sur de longues distances ou par câbles, les convertisseurs peuvent être utilisés pour la commande de la puissance réactive pour une plage restreinte seulement. La priorité consiste à maintenir la tension de la ligne ou du câble constante pour transmettre la puissance active de façon économique.

Lorsque le convertisseur est destiné à servir à la commande de la puissance réactive, il faut tenir compte de l'influence qu'il exerce alors sur le convertisseur placé à l'autre extrémité. Bien que les deux convertisseurs puissent être séparés par une inductance d'amortissement dans la configuration dos à dos, ou par des inductances d'amortissement et par les lignes ou les câbles à courant continu, incluant les filtres côté courant continu dans le cas d'un réseau de transport à deux extrémités, la modification dynamique de la puissance active et réactive au niveau de l'un des convertisseurs aura des répercussions sur la puissance active et réactive du second convertisseur. La commande du réseau CCHT doit donc être coordonnée aux deux extrémités.

Pour les transmissions sur de longues distances ou par câbles longs, le temps de réponse plus long du transport à courant continu peut avoir des répercussions sur la plage dynamique de la puissance active et réactive. Les deux extrémités peuvent toutefois être coordonnées par des signaux de communication. Si le réseau de communication fait défaut, la coordination entre les extrémités peut être faite en fonction des caractéristiques tension/courant utilisées pour la commande. Dans ce cas, cependant, il en résulte une durée accrue du temps de réponse.

Dans un poste faisant partie d'une configuration dos à dos, la coordination des opérations de commande se fait plus facilement.

### **5.2.2 Caractéristiques de tension des réseaux à courant alternatif en fonction de la charge imposée à la barre omnibus du poste CCHT**

En ce qui concerne la commande de la tension dans des conditions de fonctionnement dynamique, il est important de disposer d'une caractéristique du réseau alternatif représentant la dépendance des puissances active et réactive de la barre côté courant alternatif, pour différents niveaux de tension. Des courbes types de telles caractéristiques en régime établi sont illustrées à la figure 3. Pour maintenir constant un niveau de tension donné (1 p.u. (par unité) par exemple), il convient que le poste CCHT fournisse ou consomme une certaine quantité de puissance réactive en fonction d'une relation avec la puissance active propre à chaque poste.

La figure 3 peut servir à déterminer cette commande de tension. Les courbes sont normalement calculées au moyen de programmes de transit de puissance et de stabilité. L'autre possibilité est de réduire les réseaux alternatifs à un équivalent d'un circuit simple de Thévenin (voir figure 4).

Dans les réseaux alternatifs maillés comportant des alternateurs électriquement éloignés de la barre du poste CCHT, la tension d'alimentation  $E$  (voir figure 4) demeure à peu près constante et ne change que si la configuration du réseau alternatif change, en raison, par exemple, du déclenchement de lignes, de charges ou d'alternateurs.

However, in reality the range is limited according to the equipment design and operating conditions. Examples of the use of a converter for dynamic operating conditions are:

- operation with constant delay angle  $\alpha$  or extinction angle  $\gamma$ . In dynamic conditions the reactive power changes with the active power corresponding to curve a in figure 2;
- reactive power kept constant when active power is changed (line b in figure 2). The delay angle or extinction angle change correspondingly.

In this case all operating points inside the area between curve a and line b can be used for dynamic control purposes, depending on the a.c. network requirements, if the converter station is specified for the resulting stresses.

With back-to-back schemes, reactive power control of the converters can be used large scale. With long distance or cable transmission, however, converters can be used for reactive power control only for a limited range. The priority is to keep constant the voltage on the line or cable to transmit active power economically.

When a converter is to be used for reactive power control, the influence on the operation of the converter at the other end has to be considered. Although the two converters may be separated by a smoothing reactor in the back-to-back scheme or by the smoothing reactors, and the d.c. lines or cables, including d.c. filters in the case of two-terminal transmission, dynamic change of the active/reactive power at one converter will influence the active/reactive power of the second converter. The HVDC control has to be coordinated at both ends.

For long distance or long cable transmission, the longer time response of the d.c. transmission can influence the dynamic range of the active/reactive power. Both terminals can, however, be coordinated by telecommunication signals. If the telecommunication system fails, coordination between the terminals can be based on the voltage/current characteristics used in the control. In this case, however, a slower response results.

In a back-to-back station, coordination of control actions is more easily achieved.

### **5.2.2 Voltage characteristics of a.c. networks depending on the power loading at the busbar of the HVDC substation**

With dynamic voltage control, an a.c. network characteristic describing the dependence on the active/reactive power at the a.c. bus for different voltage levels is important. Typical curves for such steady-state characteristics are shown in figure 3. To keep a certain voltage level (e.g. 1 p.u. (per unit)) constant, the HVDC substation should deliver or consume a certain quantity of reactive power according to a relationship with active power that is specific to each station.

Figure 3 can be used for determining dynamic voltage control. Curves are normally calculated by load flow and stability programs. The other possibility is to reduce a.c. networks to a simple Thevenin equivalent (see figure 4).

In meshed a.c. networks with generators electrically far away from the HVDC substation bus, the driving voltage  $E$  (in figure 4) remains approximately constant and changes only if the a.c. network configuration changes, e.g. tripping of lines, loads or generators.

Cependant, lorsque les alternateurs sont proches du poste CCHT, une modification des conditions de puissance active et réactive et, par conséquent, des conditions de tension, aura des répercussions sur la tension au niveau des alternateurs. La commande de démarrage de la production agira et influencera les conditions de tension à la barre du poste CCHT.

La constante de temps de réponse associée à la variation de tension, dans ce cas, est d'environ 100 ms à 500 ms. La valeur la plus basse est valide lorsque les alternateurs sont électriquement proches du poste CCHT, dans le cas, par exemple, d'un réseau CCHT à alternateur isolé. Toutefois, il est nécessaire d'étudier de plus près ce type d'apport CCHT, étant donné qu'il convient que la commande provenant du réseau CCHT et la commande de tension des alternateurs soient étroitement coordonnées.

### **5.2.3 Caractéristiques de tension des filtres côté courant alternatif, des batteries de condensateurs et des inductances shunt, pour la compensation de puissance au poste CCHT**

Pour satisfaire aux exigences relatives à la puissance réactive en régime établi, il est admis que des filtres côté réseau alternatif, des batteries de condensateurs et des inductances shunt soient installés. Il convient, au minimum, de relier les filtres côté réseau alternatif nécessaires au fonctionnement en présence de courants harmoniques au poste CCHT. Les autres matériels de puissance réactive commutables peuvent aussi être utilisés pour satisfaire aux exigences du système relatives à la commande de tension dynamique et à l'ajustement de la puissance réactive.

La taille des matériels de puissance réactive est déterminée par les exigences du réseau alternatif et par le besoin de limiter l'échelon de tension au moment de la manoeuvre. Il est possible d'atténuer la variation transitoire de tension qui résulte de la manoeuvre, pendant que les convertisseurs sont en marche, au moyen d'une commande des convertisseurs qui amortit la variation de la puissance réactive. Une double manoeuvre, par exemple la mise en marche et l'arrêt simultanés de matériels de puissance réactive de différentes dimensions et de différents types, peut aussi servir à réduire la variation de la puissance réactive.

Il convient d'envisager la mise en place planifiée du matériel de compensation de la puissance réactive en vue de limiter les temps de réponse en fermeture des réseaux alternatifs, les temps de traitement du réseau de commande et les cycles de décharge ou opératoires de ce matériel. Il est nécessaire également d'étudier avec une attention particulière les cycles de manoeuvre des disjoncteurs, y compris la tension transitoire de rétablissement (TTR) du matériel au cours d'un défaut de fonctionnement ou de conditions de défaut.

### **5.2.4 Caractéristiques de tension des compensateurs statiques**

La commande de la tension dynamique dans les réseaux alternatifs peut être assurée par des compensateurs statiques. A la barre du poste CCHT, le compensateur statique peut servir à commander la tension si le poste CCHT n'est pas en état de fonctionner ou si la capacité de commande de la puissance réactive des convertisseurs est indisponible pour d'autres raisons.

Il convient de déterminer la taille du compensateur statique relié au poste CCHT en fonction de la variation de tension prévue à la barre et de la puissance réactive nécessaire pour compenser cette variation.

Il convient d'assigner une valeur de puissance réactive du compensateur statique supérieure à la taille du plus grand des matériels de puissance réactive commutables reliés à la barre, pour permettre une commande progressive de la tension.

On peut également déterminer la taille du compensateur statique en fonction des limites imposées aux sursensions, au moment d'une réjection de charge, par exemple. La capacité de surcharge du compensateur statique peut être utilisée à cette fin.

En ce qui a trait à la compensation dynamique, il est nécessaire de tenir compte, lors du dimensionnement du compensateur statique, du point de fonctionnement dynamique en exploitation continue. Il convient de prévoir, pour le compensateur statique qui se met en marche dans ces conditions, une aire de régulation suffisante pour assurer la commande de la tension.

When, however, generators are close to the HVDC substation, a change in active/reactive power conditions and consequently voltage conditions will influence the voltage at the generators. Then generation excitation control will act on and influence the voltage conditions at the HVDC substation bus.

The time constant for voltage change in this case is about 100 ms to 500 ms. The lower value is valid where the generators are electrically close to the HVDC substation, e.g. an isolated generator-HVDC network. However, this type of HVDC infeed needs more detailed consideration, as the HVDC control and generator voltage control should be closely coordinated.

### **5.2.3 Voltage characteristics of a.c. filters, capacitor banks and shunt reactors for power compensation at the HVDC substation**

To meet reactive power requirements under steady-state conditions, a.c. filters, capacitor banks and shunt reactors may be installed. As a minimum, the a.c. filters required to fulfil the harmonic performance should be connected to the HVDC substation. The additional switchable reactive power elements can also be used for dynamic voltage control and adjustment of reactive power requirements of the system.

The size of reactive power elements is determined by the a.c. network requirements and to limit the voltage step at switching. Transient voltage change at switching during the operation of converters can be reduced with the aid of converter control which damps the change of reactive power. Binary switching, e.g. simultaneously switching in and out of different sizes and types of reactive power elements can also be used to reduce the reactive power change.

Considerations should be made in the planned deployment of reactive power compensation apparatus for the limitations of a.c. closing operating times, control system processing times, and discharge or duty cycles of such equipment. Special consideration also needs to be made for power circuit-breaker switching duties, including the transient recovery voltage (TRV) of the apparatus during mis-operation or fault conditions.

### **5.2.4 Voltage characteristics of static var compensator (SVC)**

Dynamic voltage control in the a.c. network can be maintained by SVCs. At the HVDC substation bus, the SVC may be used for voltage control in the event that the HVDC substation is out of operation or the converter reactive power control capability is not available for other reasons.

The size of SVC connected to the HVDC substation bus should be determined according to the expected voltage variation at the bus and the corresponding need for the reactive power to compensate it.

The reactive power rating of the SVC should be larger than the size of the largest switchable reactive power element being connected to the bus, to enable smooth voltage control.

The size of the SVC can also be determined depending on the requested overvoltage limitation, e.g. at load rejection. For this task, the overload capability of the SVC can be used.

When dimensioning the SVC for dynamic compensation, the operating point during continuous operation needs to be taken into account. Starting from continuous operation, the SVC should have enough regulation area to maintain voltage control.



L'aspect de la disponibilité est important dans le dimensionnement du compensateur statique. Si un compensateur statique doit également fonctionner dans des conditions dynamiques pendant d'éventuelles indisponibilités de ce dernier, il convient d'ajouter une unité de secours ou d'accepter des contraintes de fonctionnement.

### 5.2.5 Caractéristiques de tension des compensateurs synchrones

Dans les réseaux alternatifs présentant une inertie nulle ou très basse, il est permis d'utiliser des compensateurs synchrones pour augmenter la valeur assignée de court-circuit et l'inertie. La taille du compensateur synchrone dans ce cas dépend des exigences relatives à la puissance réactive et à la commande de la fréquence. Dans les réseaux alternatifs à basse puissance, un compensateur synchrone peut être nécessaire pour réduire l'impédance du réseau de manière à obtenir un fonctionnement stable du poste CCHT.

On peut envisager d'utiliser un compensateur synchrone pour aider à la commande de la tension dynamique dans un réseau d'excitation rapide dont la tension de plafond est élevée. Le temps de réponse associé à la réaction du compensateur synchrone est supérieur au temps de réponse d'un compensateur statique. Cependant, étant donné que la tension interne du compensateur synchrone qui sous-tend sa réactance transitoire s'ajoute à la capacité de court-circuit du réseau alternatif, les variations temporaires de tension peuvent être limitées à des niveaux de décalage acceptables, intrinsèquement et instantanément, par la conception du matériel. Le réseau d'excitation réagira de façon à ramener la tension alternative au point de fonctionnement normal voulu.

Il est important de tenir compte de la fiabilité du compensateur synchrone au moment de son dimensionnement. Dans certains cas, il convient de considérer l'ajout d'appareils de secours en raison des exigences de l'entretien programmé et des possibilités de mauvais fonctionnement.

### 5.3 Ecarts de tension à la barre omnibus du poste CCHT

La puissance du réseau alternatif à la barre du poste CCHT peut être exprimée par le rapport de court-circuit (RCC), soit le quotient de la puissance de court-circuit en mégavolts ampères à la barre du poste CCHT, à une tension de 1 p.u., et de la puissance continue assignée en mégawatts.

Les condensateurs et les filtres côté réseau alternatif connectés à la barre du réseau à courant alternatif réduisent le niveau de court-circuit de façon significative. Le terme « rapport de court-circuit effectif » (RCCE) désigne le rapport entre le niveau de court-circuit réduit par la puissance réactive des batteries de condensateurs shunt et des filtres côté réseau alternatif connectés à la barre à courant alternatif, à une tension de 1,0 p.u., et la puissance continue assignée.

Un RCCE ou un RCC plus faible signifie une interaction plus prononcée entre le poste CCHT et le réseau alternatif. Les réseaux alternatifs peuvent être classés dans les catégories suivantes en fonction de leur puissance [1]\*:

- réseaux à puissance élevée offrant un RCCE > 3,0;
- réseaux à puissance moyenne offrant un faible RCCE:  $3,0 > RCCE > 2,0$ ;
- réseaux à faible puissance offrant un très faible RCCE < 2,0.

Dans le cas de réseaux dont le RCCE est élevé, les modifications de la puissance active et réactive du poste CCHT entraînent des variations de tension faibles ou moyennes. Par conséquent, il n'est normalement pas nécessaire d'ajouter une commande additionnelle de la tension transitoire à la barre omnibus. L'équilibre de puissance réactive entre le réseau alternatif et le poste CCHT peut être réalisé par la commutation de matériels de puissance réactive.

---

\* Les chiffres entre crochets renvoient à la bibliographie.

An important aspect of SVC dimensioning is the question of availability. If dynamic performance of the SVC is also required during possible outages of the SVC, a spare unit should be considered or operating restrictions have to be accepted.

### 5.2.5 Voltage characteristics of synchronous compensator (SC)

In a.c. networks with zero or very low inertia, synchronous compensators may be used to increase the short-circuit rating and the inertia. The size of synchronous compensator in this case depends on the reactive power and frequency control requirements. In weak a.c. systems the synchronous compensator may be required to achieve network impedance decrease needed for stable operation of the HVDC substation.

Fast excitation systems with high ceiling voltage are considered suitable applications for the synchronous compensator to support the dynamic voltage control. The time constant for the synchronous compensator reaction is slower than the response of an SVC. However, since the internal voltage of the synchronous compensator behind its transient reactance adds to the short circuit capacity of the a.c. system, temporary voltage variation can be inherently and instantly limited to acceptable offset levels as a consequence of design. Action of the excitation system returns the a.c. voltage to the normal desired operating point.

When synchronous compensators are dimensioned, the unit reliability has to be taken into account. Because of scheduled maintenance requirements and possible malfunctions, spare units should be considered in some cases.

### 5.3 Voltage deviations on the busbar of an HVDC substation

The strength of the a.c. network at the bus of the HVDC substation can be expressed by the short-circuit ratio (SCR), defined as the relation between the short-circuit level in megavolt amperes at the HVDC substation bus at 1 p.u. voltage and the rated d.c. power in megawatts.

The capacitors and a.c. filters connected to the a.c. bus reduce the short-circuit level significantly. The expression "effective short circuit ratio" (ESCR) is used for the ratio between the short-circuit level reduced by the reactive power of the shunt capacitor banks and a.c. filters connected to the a.c. bus at 1,0 p.u. voltage and the rated d.c. power.

Lower ESCR or SCR means more pronounced interaction between the HVDC substation and the a.c. network. AC networks can be classified in the following categories according to strength [1]\*:

- strong systems with high ESCR:  $ESCR > 3,0$ ;
- medium-level systems of low ESCR:  $3,0 > ESCR > 2,0$ ;
- weak systems with very low ESCR:  $ESCR < 2,0$ .

In the case of high ESCR systems, changes in the active/reactive power of the HVDC substation lead to small or moderate voltage changes. Therefore the additional transient voltage control at the busbar is not normally required. The reactive power balance between the a.c. network and the HVDC substation can be achieved by switched reactive power elements.

---

\* Figures in square brackets refer to the bibliography.

Dans le cas de réseaux dont le RCCE est faible ou très faible, les changements dans le réseau alternatif ou dans la puissance du réseau de transport CCHT pourraient produire des oscillations de tension et nécessiter des stratégies de commande particulières.

Il est alors nécessaire d'introduire dans ces réseaux une commande de la puissance réactive dynamique ou un compensateur statique ou un compensateur synchrone supplémentaire. Il convient de faire fonctionner l'onduleur, de préférence en mode de courant constant ou de tension continue constante; ces modes sont conçus de manière à ne pas réduire le facteur de puissance et à ne pas augmenter la puissance réactive de l'onduleur lorsque la tension alternative chute. On évite ainsi toute instabilité de la tension.

Dans le cas des postes dos à dos, il est possible d'utiliser des convertisseurs CCHT pour maîtriser la surtension associée à une réjection de charge d'un côté, résultant de la perte du réseau de transport à courant alternatif de l'autre côté (et vice-versa). Du côté en défaut, les valves continuent de transporter le courant continu au moyen d'une paire de dérivation. De l'autre côté, l'allumage des valves est réglé pour contrôler le courant continu dans ce mode court-circuité afin de soutirer de la puissance réactive et contrôler la surtension, à la manière d'une inductance à thyristors. Il convient de prévoir dans ce mode des durées de fonctionnement suffisantes pour accorder du temps pour la commutation réactive ou alors elles peuvent être aussi longues que possible, tout en respectant les valeurs assignées du matériel, pour permettre un éventuel rétablissement du réseau alternatif et, par conséquent, une reprise rapide du transport à courant continu.

Cependant, cette stratégie n'est pas disponible si la réjection de charge résulte d'un défaut dans le poste CCHT. Dans ce cas, il peut être nécessaire de considérer d'autres mesures pour la réduction des surtensions.

Les surtensions temporaires causées par une réjection de charge dans une ligne de transport CCHT augmentent à mesure que le RCC diminue. Dans les réseaux dont le RCC est élevé, le facteur de surtension associé à une réjection de charge est inférieur à 1,25 p.u.; de plus, dans la plupart des cas, ce facteur se situe sous le niveau de contrainte critique pour le matériel. La surtension peut être assez longue, à moins qu'elle ne soit réduite grâce à la coupure de matériels de puissance réactive. Il s'agit de la procédure normale pour réduire les surtensions temporaires dans les postes CCHT alimentés par des réseaux à puissance élevée.

Dans les réseaux dont le RCC est faible ou très faible, le facteur de surtension au moment d'une réjection de charge, s'il n'est pas limité par d'autres moyens, atteindrait des valeurs élevées susceptibles de mettre en danger le matériel à courant alternatif et CCHT ou accroître le coût du poste.

Dans ce cas, la commande de la puissance réactive dans le poste CCHT est habituellement nécessaire, ce qui a pour effet de restreindre la surtension au moment d'une réjection totale ou partielle de la charge. Toutefois, d'autres mesures sont nécessaires pour réduire les surtensions lorsque le poste CCHT est coupé en raison d'une défaillance dans le poste. Il est possible d'utiliser un limiteur de surtension ou un compensateur statique supplémentaire sur la barre omnibus, ou de provoquer un déclenchement rapide des matériels de puissance réactive ou des compensateurs synchrones.

## **5.4 Interactions entre la tension et la puissance réactive dans le poste et les autres sources de puissance réactive**

### **5.4.1 Convertisseurs CCHT, filtres commutables côté réseau alternatif, batteries de condensateurs et inductances shunt**

Les matériels de puissance réactive commutables non munis d'éléments commandés présentent des variations graduelles de la puissance réactive. Il convient de prévoir la taille de ces matériels de telle sorte que la variation de la tension au moment d'une manoeuvre ne dépasse pas une limite prescrite. La configuration qui ne comporte que des matériels de puissance réactive commutables est généralement utilisée pour les réseaux à puissance élevée.



In the case of low and very low ESCR systems, the changes in the a.c. network or in the HVDC transmission power could lead to voltage oscillations and a need for special control strategies.

Dynamic reactive power control of the converter or an additional SVC or synchronous compensator is therefore required in these systems. The inverter should preferably operate in constant current mode or constant d.c. voltage mode, designed not to lower the power factor nor to increase the reactive power of the inverter when the a.c. voltage drops and so avoid voltage instability.

At back-to-back stations, it is possible to use the HVDC converters to control the load rejection overvoltage on one side caused by loss of a.c. transmission on the other side (and vice versa). On the faulted side, valves continue to conduct direct current through a by-pass pair. On the unfaulted side, valve firing is set to control direct current in this short-circuited mode in order to draw reactive power, and to control overvoltage in the manner of a thyristor controlled reactor. The permissible duration of operation in this mode should be sufficient to allow time for reactive switching, or it can be as long as possible within equipment ratings to allow for possible a.c. system recovery and therefore rapid restoration of the d.c. transmission.

However, this strategy is not available if load rejection results from a fault in the HVDC substation. In this case, other measures for overvoltage reduction may be needed.

Temporary overvoltages at load rejection of HVDC transmission increase with the reduction of SCR. In high SCR systems the overvoltage factor at load rejection is below 1,25 p.u. and in most cases lies under the critical stress level for the equipment. The duration of the overvoltage can last for a long time unless it is reduced by switching off the reactive power elements. This is the normal procedure to reduce the temporary overvoltages in HVDC substations supplied by strong networks.

In low and very low SCR networks, the overvoltage factor at load rejection, if not limited by other means, would reach high values which could endanger the a.c. and HVDC equipment or increase the substation costs.

In this case, reactive power control of the HVDC substation is usually required which would limit the overvoltage at complete and partial load rejection. However, additional measures are needed to reduce the overvoltages in the event that the HVDC substation is tripped because of failure in the substation. This can be done with an overvoltage limiter or additional SVC on the busbar or fast tripping of reactive power elements or synchronous compensators.

## **5.4 Voltage and reactive power interaction of the substation and other reactive power sources**

### **5.4.1 HVDC converters, switchable a.c. filters, capacitor banks and shunt reactors**

Switchable reactive power elements without controlled reactive power equipment offers reactive power change in steps. The size of the reactive power elements should be designed in such a way that the voltage change at switching does not exceed a certain specified limit. The configuration using only switchable reactive power elements is generally used for strong systems.

Cependant, en modifiant l'angle de retard ou l'angle d'extinction de quelques degrés seulement, la commande du courant continu peut s'opposer à la variation de puissance réactive au moment d'une manoeuvre. Pour permettre l'utilisation d'un convertisseur pour une commande supplémentaire de la puissance réactive à l'intérieur d'une plage étroite, ce qui peut être requis dans les réseaux à puissance moyenne, il suffit de hausser légèrement les valeurs assignées des convertisseurs.

A pleine charge, la modification de l'angle de retard ou de l'angle d'extinction de  $3^\circ$ , par exemple, signifie une variation de la puissance réactive de 10 % de la puissance active réelle au poste CCHT, qui peut être contrée par une hausse de 2 % des valeurs assignées du matériel (voir la figure 2). Cette solution convient également au transport CCHT sur de grandes distances si la coordination des deux postes est possible. Au cours d'une charge partielle, un angle de retard ou d'extinction plus grand est nécessaire pour produire le même accroissement de consommation de la puissance réactive. Cela peut se traduire par un fonctionnement à une tension plus basse que la tension continue assignée, ce qui aura des répercussions sur le fonctionnement de l'autre poste. La tension continue la plus basse et son courant accru entraînent une augmentation des pertes dans les lignes de transport.

Des convertisseurs dont la plage de puissance réactive est grande sont nécessaires dans les réseaux à faible puissance pour commander la tension. Il convient d'inclure cette plage de puissance réactive au moins dans la plage de l'élément de puissance réactive commutable le plus important. Dans un tel cas, le surdimensionnement nécessaire du poste CCHT conduit à des coûts considérablement plus élevés. Cette solution peut être utilisée, de préférence, dans les postes CCHT dos à dos.

La constante de temps de la commande de la tension par un convertisseur se situe dans l'intervalle de 10 ms à 20 ms. Les deux côtés sont commandés simultanément: la commutation des matériels de puissance réactive, compte tenu des exigences de chaque côté à courant alternatif, peut en principe être réalisée par échelon de 100 ms, bien qu'un certain temps de décision puisse être nécessaire en pratique. Si, en raison de l'asymétrie de tension des deux côtés, on ne peut obtenir des conditions de fonctionnement optimales en commutant les matériels de puissance réactive seulement, l'équilibre peut être atteint en modifiant la position du changeur de prises des transformateurs de conversion. Cette correction est assez lente, ce qui représente des échelons de quelques secondes.

#### **5.4.2 Convertisseurs CCHT, sources de puissance réactive commutables et compensateur statique**

S'il est nécessaire d'introduire une commande de la tension et de la puissance réactive en raison de la faible puissance du réseau mais que cette commande ne peut être assurée par le convertisseur, un compensateur statique de puissance réactive additionnel peut être installé à la barre du poste CCHT. Cette solution présente l'avantage que la tension est commandée même si le poste est en panne ou hors circuit. Une autre utilisation du compensateur statique apparaît lorsque la tension du côté d'un réseau à courant alternatif doit être commandée sans que cela influence l'autre côté du réseau de transport à courant continu. Dans le cas d'un réseau CCHT à deux extrémités, la commande de la tension par un compensateur statique peut permettre au réseau CCHT de fonctionner de façon économique, indépendamment de la commande de la puissance réactive.

Il convient que la taille du compensateur statique soit déterminée en fonction de la gamme de régulation requise, et que cette dernière soit plus grande que celle du plus grand matériel de puissance réactive commutable. Comme point de départ de la régulation, il convient de considérer tous les points de fonctionnement possibles du compensateur statique dans des conditions d'exploitation continue. En outre, il convient d'examiner les conditions qui se manifestent lorsque le compensateur statique est hors service en raison d'une panne ou d'une opération de maintenance. Il convient de retenir soit l'utilisation de deux éléments, soit l'application de restrictions associées au fonctionnement sans compensateur statique.

Les configurations CCHT et les compensateurs statiques possèdent leurs propres commandes, incluant des constantes de temps comparables, et on observe parfois des effets de pompage d'instabilité. Il convient donc de coordonner soigneusement ces commandes.

However, by making changes to the converter delay angle or extinction angle by a few degrees, d.c. control can oppose the reactive power change at switching. To permit use of the converter for additional reactive power control within a narrow range, which may be required in intermediate systems, only a small additional rating of the converters is required.

At full load, the change of delay angle or extinction angle by, say,  $3^\circ$ , means a reactive power change at the HVDC substation of 10 % of actual active power, which can be accommodated by a 2 % higher rating of equipment (see figure 2). This solution is also suitable for long distance HVDC transmission if the coordination of both substations is available. At partial load, larger delay angle or extinction angle is necessary to achieve the same increase in reactive power consumption. This may result in operation at lower than nominal d.c. voltage and therefore will affect the operation of the other station. The lower d.c. voltage with its increased current will result in increased transmission line losses.

However, converters with a larger reactive power range are needed in weak systems to control the voltage. The reactive power range should be at least in the range of the largest switchable reactive power element. In such a case the required overrating of the HVDC substation leads to considerably higher costs. This solution can be preferably used in back-to-back HVDC substations.

The voltage control time constant of the converters lies in the range of 10 ms to 20 ms. Both sides are controlled simultaneously: switching of reactive power elements, depending on the requirements of each a.c. side, can in principle be done in steps of 100 ms, though a certain decision time may be required in practice. If, due to the differing voltage conditions on each side, optimum operating conditions cannot be achieved by switching reactive power elements only, the condition can be corrected by tap changer operation on the converter transformers. This correction is quite slow, in the range of a few seconds per step.

#### **5.4.2 HVDC converters, switchable reactive power sources and SVC**

If voltage and reactive power control are required because the network is weak, but cannot be made available by the converter, an additional SVC may be installed at the bus of the HVDC substation. The advantage of this solution is that the voltage is controlled even while the HVDC is out of operation or is being tripped. One further SVC application arises when one a.c. side has to be voltage controlled without any influence on the other side of the d.c. transmission. In the case of a two-terminal HVDC system, voltage control by SVC can enable the HVDC to operate at an economic operating point irrespective of reactive power control.

The size of the SVC should be designed according to the required regulation range, which should be larger than the largest switchable reactive power element. As a starting point for the regulation, all possible operating points of the SVC during continuous operation of the scheme should be considered. In addition, attention should be given to conditions arising when the SVC is out of operation due to outages or maintenance. Either two units should be considered, or restrictions imposed by operation without SVC should be accepted.

HVDC schemes and SVCs each have their own controls with comparable time constants. As hunting effects can occur between them, careful coordination between the controls should be provided.

### 5.4.3 Convertisseurs CCHT, sources de puissance réactive commutables et compensateurs synchrones

Des compensateurs synchrones peuvent aussi servir à la commande de la tension dans des conditions de fonctionnement dynamique à la barre d'un poste CCHT. Des compensateurs synchrones peuvent être utilisés lorsque l'inertie du réseau à courant alternatif est faible et que les variations transitoires de la charge ou les défauts sont de nature à entraîner des déviations excessives de la fréquence. Les compensateurs synchrones peuvent assurer une partie de la compensation de la puissance réactive et la commande de la tension. La constante de temps de la compensation de tension dépend du réseau d'excitation du compensateur synchrone et se situe entre 100 ms et 200 ms, ce qui est supérieur à la constante de temps de la commande du réseau à courant continu.

Un compensateur synchrone accroît la capacité de court-circuit du réseau alternatif et est donc utile dans la prévention de l'instabilité de tension dans les réseaux à faible puissance, en haussant le rapport de court-circuit.

Il est recommandé que la plage de régulation assignée d'un compensateur synchrone soit supérieure à celle du plus grand matériel de puissance réactive commutable, et qu'elle soit déterminée en tenant compte, particulièrement, de son point de fonctionnement éventuel.

En raison de la durée des opérations de maintenance et des indisponibilités forcées du compensateur synchrone, il convient de considérer l'ajout d'une ou plusieurs unités de rechange ou d'accepter les restrictions imposées par un fonctionnement sans compensateur synchrone.

## 6 Stabilité des réseaux à courant alternatif dans des conditions transitoires et en régime établi

### 6.1 Généralités

Lorsque cela est nécessaire pour obtenir de bonnes conditions de fonctionnement, il est possible de commander les puissances active et réactive du réseau CCHT pour accroître la stabilité des réseaux alternatifs qui lui sont reliés, dans des conditions transitoires et en régime établi.

Un réseau électrique est en état de stabilité en régime établi si, après une «faible» perturbation, il se retrouve dans un état de fonctionnement en régime établi identique ou quasi identique à son état initial.

Un réseau électrique est en état de stabilité transitoire par rapport à une série de perturbations (pas aussi faibles que dans le cas précédent) si, à la suite de ces perturbations, il se retrouve dans un état de fonctionnement synchrone en régime établi.

Le phénomène traité dans le présent article porte sur le phénomène des oscillations électromécaniques entre des machines synchrones ou des groupes de machines, ou entre des portions du réseau, à la suite d'une perturbation. Lorsque les précautions nécessaires ne sont pas prises, ces oscillations peuvent être telles que le réseau devient instable et que les alternateurs se désynchronisent. Dans d'autres cas, le réseau reste stable, mais un faible amortissement peut prolonger la durée des oscillations. Les oscillations électromécaniques provoquent des oscillations de la puissance active et réactive dans les alternateurs, les lignes de transport ou autres, ainsi que de la tension dans les postes.

Les fréquences intéressantes se trouvent dans la gamme qui s'étend de 0,1 Hz à 2 Hz. Les oscillations entre des portions d'un grand réseau sont habituellement situées dans la partie inférieure de la gamme, alors que celles associées à une machine à faible inertie, par exemple un compensateur synchrone, se trouvent dans la partie supérieure de la gamme.

Un réseau CCHT peut parfois être utilisé pour améliorer la stabilité des réseaux alternatifs qui lui sont reliés, en commandant automatiquement sa puissance active pour contrecarrer les oscillations. Alternativement ou à titre complémentaire, la consommation de puissance réactive du convertisseur peut, au besoin, être commandée pour améliorer le fonctionnement.

### 5.4.3 HVDC converters, switchable reactive power sources and synchronous compensators

For dynamic voltage control at the bus of an HVDC substation, synchronous compensators can also be used. Synchronous compensators can be utilized in cases when inertia of the a.c. system is low and transient load changes or faults would lead to unacceptably large frequency deviations. Synchronous compensators can offer a part of the required reactive power compensation and voltage control. The voltage compensation time constant depends on the excitation system of the synchronous compensator and is in the range of about 100 ms to 200 ms, which is longer than the d.c. control time constant.

A synchronous compensator adds to the short-circuit capacity of the a.c. system and is therefore useful in preventing voltage instability in weak networks thanks to the resulting increase in short-circuit ratio.

The synchronous compensator regulation range should be rated for more than the largest switchable reactive power unit with due regard to the possible operating point of the synchronous compensator.

Because of longer maintenance times and forced outages of a synchronous compensator, one or more spare units should be considered, or the restrictions imposed by operation without a synchronous compensator in service have to be accepted.

## 6 AC system transient and steady-state stability

### 6.1 General

The possibility to control active and/or reactive power of an HVDC link can be used to improve the transient and steady-state stability of the connected a.c. networks if this is required to attain good operating conditions.

An electric power system is said to be in a condition of steady-state stability if, following any "small" disturbance, it reaches a condition of steady-state operation which is identical or close to its initial condition.

A power system is said to be in a condition of transient stability with respect to a sequence of disturbances (not "small" as in the above sense) if, following this sequence of disturbances, it returns to a condition of steady-state synchronous operation.

The phenomena dealt with in this clause concern electromechanical oscillations between different synchronous machines, groups of machines or areas of the power system following a disturbance in the network. If suitable precautions are not taken, such oscillations could be so large that the power system becomes unstable and generators fall out of synchronism. In other cases the system can be stable, but with low damping leading to a prolonged oscillation time. The electromechanical oscillations result in oscillations of active and reactive power in generators, transmission lines, etc. and of the voltage in the substations.

The frequencies of interest are in the range of 0,1 Hz to 2 Hz. Oscillations between large network areas normally fall in the lower part of the range, while oscillations involving a low inertia machine, such as a synchronous compensator, fall in the upper part of the range.

An HVDC link can sometimes be used to improve the stability performance of the connected a.c. systems by automatically controlling the active power of the link to counteract the oscillations. As an alternative or a complement, the reactive power consumption of the converter can, if necessary, be controlled to improve performance.



La modification graduelle du transfert de puissance, dont il a été question à l'article 4, est une caractéristique de commande essentielle du réseau CCHT pour le maintien de la stabilité des réseaux alternatifs.

Enfin, d'autres aspects du fonctionnement du réseau CCHT, qui ont des répercussions sur la stabilité mais dont il n'est pas question ici, sont le transfert de puissance durant les défauts et le rétablissement à la suite de l'élimination des défauts. Ces sujets sont traités en 4.3.2 et 4.3.3 de la CEI 60919-2 .

## **6.2 Caractéristiques de la modulation de la puissance active et réactive**

### **6.2.1 Généralités**

La modification de la puissance active et réactive est réalisée en commandant les angles d'allumage. La commande de la modulation n'implique normalement pas le fonctionnement du changeur de prises des convertisseurs et des transformateurs. En effet, les changeurs de prises sont trop lents pour réagir aux oscillations dans la plus grande partie de la gamme de fréquences ou encore, les niveaux de modulation sont trop faibles pour déclencher le changeur de prises. Il est aussi possible de bloquer le fonctionnement du changeur de prises pendant la modulation.

Au cours d'une perturbation, plusieurs modes oscillatoires peuvent se manifester simultanément. Le contrôleur peut alors être amené à réagir à plusieurs fréquences d'oscillation en même temps. Dans quelques situations, cependant, les conditions du réseau peuvent être telles qu'il est recommandé que le contrôleur ne réagisse pas à certaines fréquences. Ces aspects peuvent être traités en assurant un filtrage adéquat des signaux d'entrée au contrôleur.

La commande automatique peut se faire par la modulation de grands signaux ou par la modulation de petits signaux. Ces termes sont associés à la modulation de la puissance active. La modulation de grands signaux implique la modulation simultanée de la demande de courant dans le redresseur et dans l'onduleur, alors que la modulation de petits signaux est réalisée localement dans le poste de commande du courant seulement. La modulation de grands signaux est la méthode la plus courante.

### **6.2.2 Modulation de grands signaux**

La capacité de surcharge à court terme du matériel de conversion peut normalement être utilisée pour la modulation de grands signaux de puissance active; elle peut donc être un facteur important dans l'obtention d'un amortissement efficace. Il convient donc de spécifier si la commande de l'amortissement doit déterminer la surcharge requise ou si elle doit se limiter à utiliser la capacité de surcharge disponible. En définissant les exigences applicables à la surcharge, il convient de spécifier si la modulation à des fins d'amortissement est possible, concurrentement avec un fonctionnement en surcharge à court terme ou en régime établi. D'autres aspects des exigences applicables aux surcharges sont décrits à l'article 17 de la CEI 60919-1.

Dans les postes dos à dos, on peut permettre que la modulation provoque une inversion de puissance. Si une telle opération est requise dans un réseau à deux extrémités, il peut alors être nécessaire de disposer d'une liaison de communication à haute vitesse.

Dans un réseau CCHT à deux extrémités, la modulation de grands signaux nécessite habituellement une liaison de communication pour la transmission de la demande de courant et parfois des données sur la fréquence entre les postes CCHT.

Lorsque la liaison de communication n'est pas disponible, la modulation de la puissance active peut quand même être effectuée dans le poste de commande du courant, mais il convient ensuite de la limiter de telle façon que la marge de courant ne soit pas perdue. La figure 5 illustre cette situation.

One control feature, which can be essential in the assistance of an HVDC link to maintain stability in an a.c. system is the step change power flow requirements discussed in clause 4.

Other aspects of HVDC link performance that have an impact on stability but which are not treated here are power transfer during faults and the recovery following fault clearing. These matters are treated in 4.3.2 and 4.3.3 of IEC 60919-2.

## **6.2 Characteristics of active and reactive power modulation**

### **6.2.1 General**

Active and reactive power changes are achieved by control of the firing angles. Modulation control does not normally involve converter transformer tap changer operation since tap changers are too slow to react to oscillations over most of the frequency range of interest, or because the modulation levels are too low to initiate tap changer operation. It may also be possible to block tap changer operation during modulation action.

During a disturbance, several oscillatory modes may occur simultaneously. In such cases, the controller may have to respond to several oscillation frequencies at the same time. In some cases, however, system conditions may be such that the controller should preferably not respond to certain frequencies. These aspects can be taken care of by proper filtering of the input signals to the controller.

The automatic control action can be effected either by large signal modulation or small signal modulation. These terms are related to active power modulation. Large signal modulation involves the simultaneous modulation of the current order in both rectifier and inverter, while small signal modulation is carried out locally in the current controlling station only. Large signal modulation is the most commonly applied method.

### **6.2.2 Large signal modulation**

The short-term overload capability of the converter equipment can normally be utilized for large signal active power modulation, and can be an important factor in achieving an efficient damping action. It should therefore be specified if damping control action shall determine the amount of overload required, or if the control action shall be limited to using the inherently available overload capability. When specifying the overload requirements, it should be established if modulation for damping purposes shall be possible in combination with short-term or steady-state overload operation. Further aspects of overload requirements can be found in clause 17 of IEC 60919-1.

In back-to-back stations it may be possible to let the modulation cause power reversal. If power reversal during modulation is required in a two-terminal system, a high speed telecommunication system may be required.

In a two-terminal HVDC system, large signal modulation usually requires telecommunication for transmission of current order and sometimes frequency information between the HVDC substations.

When the telecommunication is not available, active power modulation can still be performed in the current controlling station but should then be restricted in such a way that the current margin is not lost. This is illustrated in figure 5.

### 6.2.3 Modulation de petits signaux

Dans certains cas, l'utilisation de la liaison de communication pour transmettre la puissance modulée ou les demandes de courant peut s'avérer difficile à mettre en pratique, voire impossible. C'est le cas lorsque le temps de propagation est assez long pour devenir significatif par rapport à la durée de la modulation, ou lorsque la liaison fait défaut. Une modulation de petits signaux de puissance peut alors être effectuée dans le poste de commande du courant. L'amplitude de la modulation est normalement limitée à une valeur entre 30 % et 50 % de la marge de courant. Une telle modulation peut tout de même fournir une aide considérable à l'amortissement dans les cas où les oscillations peuvent commencer à augmenter spontanément (instabilité en régime établi).

### 6.2.4 Modulation de la puissance réactive

Dans la plupart des cas, la modulation de la puissance active est suffisamment efficace. Cependant, la modulation de la puissance réactive peut parfois être avantageuse, en particulier pour les réseaux alternatifs à impédance élevée, ou en raison du point d'arrivée du courant continu. Il convient également de souligner que la modulation de la puissance active du réseau CCHT ne peut provoquer que des oscillations indésirables de la tension alternative, étant donné qu'une modification de la puissance active est toujours accompagnée d'une variation de la puissance réactive. Il est parfois possible de corriger cette situation au moyen d'une double commande de la puissance active et de la puissance réactive. Par exemple, la modulation de la puissance réactive peut servir à contrecarrer les fluctuations de la tension alternative. Le signal d'entrée au contrôleur est, dans ce cas, la tension alternative.

La modulation de la puissance réactive est réalisée en modifiant l'angle d'allumage ou d'extinction dans le poste de commande de la tension. On le fait habituellement à l'onduleur. Un accroissement de l'angle d'extinction en vue d'accroître la consommation de puissance réactive de l'onduleur a pour effet de réduire la tension directe. L'angle d'allumage dans le redresseur augmente conséquemment de façon automatique, afin de maintenir une valeur constante du courant continu ou de la puissance. La modulation de la puissance réactive à l'onduleur occasionne donc aussi une variation de la consommation de la puissance réactive du redresseur. Il peut arriver que ce phénomène limite l'amplitude de la modulation.

Le mécanisme décrit ci-dessus indique que la modulation de puissance réactive peut être faite au poste de commande de la tension sans que des prescriptions particulières applicables au réseau de communication ne soient nécessaires. Si une modulation de la puissance réactive est nécessaire au poste de commande du courant, la commande doit être réalisée au poste de commande de la tension et le signal de commande transmis par le réseau de communication. L'opération qui en découle dans le poste de commande du courant est réalisée indirectement par le biais de la commande de maintien d'une valeur constante de courant ou de puissance.

Si le réseau CCHT fonctionne à son angle d'extinction minimal (tension maximale), seule une augmentation de la consommation de la puissance réactive à partir de la valeur correspondant aux conditions de régime établi est possible au cours de la modulation. Une diminution de la puissance réactive par rapport à la valeur en régime établi ne peut être obtenue que si le réseau CCHT est exploité sous la valeur maximale de la tension continue et avec des angles d'allumage et d'extinction en régime établi supérieurs aux valeurs minimales. Les figures 6 et 7 montrent des caractéristiques tension-courant et la variation de la puissance réactive pendant le fonctionnement de l'onduleur dans ces deux situations.

Il est important de spécifier si une réduction de la consommation de puissance réactive pendant la modulation est possible, étant donné que cela entraînera un coût accru pour les valves, les transformateurs de courant et les filtres.



### 6.2.3 Small signal modulation

In some situations, it may not be practical or possible to use the telecommunication link to transmit modulated power or current orders. This is the case if the telecommunication delay is so large that it becomes significant compared to the period time of the modulation or if the telecommunication has failed. A small signal power modulation can then still be performed in the current controlling station. The modulation amplitude is normally limited to between 30 % and 50 % of the current margin. Such a small signal modulation can still provide considerable damping assistance in cases where oscillations can start growing spontaneously (steady-state instability).

### 6.2.4 Reactive power modulation

In most cases active power modulation is sufficiently effective. However, modulation of reactive power can sometimes be beneficial, in particular for high impedance a.c. systems, or because of the location of the d.c. infeed. It should also be pointed out that modulation of active HVDC power may only lead to unwanted oscillations of the a.c. voltage, since a change in active power is always accompanied by a change in reactive power. This can sometimes be cured through a combined control of active and reactive power. Reactive power modulation can for example be performed to counteract a.c. voltage fluctuations. The input signal to the controller is, in this case, the a.c. voltage.

Reactive power modulation is achieved by altering the firing or extinction angle in the voltage controlling station. This is normally effected on the inverter. An increase of the extinction angle in order to increase the reactive power consumption of the inverter will result in a reduction of the direct voltage, and the firing angle in the rectifier will therefore also automatically increase in order to maintain constant d.c. current or power. Therefore, reactive power modulation at the inverter will also result in variation of the reactive power consumption of the rectifier. This can sometimes limit the modulation amplitude.

The mechanism described above indicates that reactive power modulation can be made at the voltage controlling station without any special telecommunication requirements. If reactive power modulation is needed at the current controlling station, the control action will still have to be carried out at the voltage controlling station, and the control signal should therefore be sent through the telecommunication channel. The resulting action in the current controlling station will be achieved indirectly through the constant current or power control.

If the HVDC system is operating at its minimum extinction angle (maximum voltage), only an increase of the reactive power consumption from the steady-state value is possible during modulation. A decrease of the reactive power relative to the steady-state value can only be obtained if the HVDC system is being operated below the maximum direct voltage and with steady-state firing and extinction angles above the minimum values. Figures 6 and 7 show voltage-current characteristics and reactive power variation at inverter operation for both these situations.

It is important to specify if a decrease in the reactive power consumption during modulation is possible, since this will cause increased cost for valves, converter transformers and filters.

### 6.3 Classification des configurations de réseau

Le niveau d'amélioration de la stabilité des réseaux alternatifs que l'on peut obtenir dépend de l'importance de l'amplitude de la modulation par rapport à la puissance du réseau, des caractéristiques du réseau et des points de connexion au réseau CCHT. Il est possible de distinguer deux situations différentes du point de vue conceptuel. La première existe lorsque l'amélioration de la stabilité doit être assurée pour une ligne ou un réseau à courant alternatif monté en parallèle au réseau CCHT. Dans le second cas, la stabilité doit être améliorée pour un réseau relié à l'un des postes CCHT. Les deux situations sont illustrées par les figures 8a et 8b.

### 6.4 Réseau à courant alternatif en parallèle avec le réseau CCHT

La configuration dans laquelle un réseau à courant alternatif est relié en parallèle avec un réseau CCHT est celle où la capacité du réseau CCHT peut être utilisée le plus efficacement pour améliorer la stabilité du réseau à courant alternatif. Normalement, la commande vise à moduler la puissance active transmise pour compenser les variations de l'angle de phase entre A et B (voir la figure 8a). L'écart de fréquence entre A et B, ou la puissance active ou le courant dans le réseau alternatif parallèle, sont des signaux d'entrée possibles pour le contrôleur d'amortissement du réseau CCHT. La figure 9 montre deux configurations basées sur des principes différents de contrôleur d'amortissement. Il convient que la stratégie de commande soit en mesure de reconnaître la situation dans laquelle le réseau alternatif parallèle est ouvert et les réseaux A et B deviennent désynchronisés. La modulation n'a alors plus de signification.

La méthode la plus utilisée est celle de la mesure de l'écart de fréquence. L'utilisation de la puissance d'une ligne à courant alternatif comme signal d'entrée pour le contrôleur peut parfois causer des difficultés, étant donné que dans le cas d'une différence marquée entre les angles de phase dans la ligne, la puissance peut diminuer à mesure que cette différence augmente. Il en résulte une mauvaise réaction de commande du réseau CCHT.

Le paragraphe 6.6 décrit comment les fonctions de transfert  $G(s)$  peuvent être définies. Elles ont normalement une caractéristique de bande passante telle que les variations qui se produisent en régime établi ne créent pas de signal de sortie non nul du contrôleur. De même, il est recommandé que la fonction de transfert bloque l'action du contrôleur en cas de changements rapides des signaux d'entrée.

En présence d'un réseau alternatif parallèle, la commande de l'amortissement du réseau CCHT peut parfois accroître la quantité de puissance transmise par le circuit alternatif parallèle de façon stable. L'importance de l'amélioration dépend du type d'instabilité qui impose la limite de puissance. Dans le cas de la première oscillation d'une instabilité, on peut s'attendre à des améliorations uniquement si le réseau CCHT est grand ou offre une forte capacité de surcharge de courte durée. Il est toutefois possible d'obtenir un meilleur amortissement lorsque l'amplitude de la modulation est relativement petite. Dans certains cas, même la modulation de petits signaux réalisée localement, dans le poste de commande du courant, permet d'augmenter la quantité de puissance dans les lignes à courant alternatif parallèles.

### 6.5 Amélioration de la stabilité dans l'un des réseaux à courant alternatif reliés à un poste CCHT

La capacité du réseau CCHT d'améliorer la stabilité d'un réseau alternatif relié à un poste CCHT dépend en grande partie de la configuration et des caractéristiques du réseau qui a besoin d'une intervention; elle dépend aussi de la possibilité d'obtenir des signaux d'entrée significatifs pour le contrôleur d'amortissement. Dans certains cas, les signaux d'entrée doivent être transmis au poste CCHT à partir d'autres postes du réseau à courant alternatif. Ces signaux peuvent être la fréquence, la tension, la puissance ou le courant de la ligne à courant alternatif, ou une combinaison de ces valeurs.

Pour établir les spécifications relatives à la commande de l'amortissement dans un tel cas, il convient de tenir compte de la capacité du réseau relié à l'autre poste CCHT d'accepter les oscillations de puissance qui en résultent.

### 6.3 Classification of network situations

The degree of improvement of a.c. system stability that can be obtained depends on the size of the modulation amplitude relative to the strength of the network, the characteristics of the network and to what points in the network the HVDC link is connected. One can distinguish between two conceptually different situations. One of these is when stability improvement has to be provided for an a.c. line or an a.c. network in parallel with the HVDC link. The other situation is when the stability inside a network connected to one of the HVDC substations has to be improved. These two situations are shown in figures 8a and 8b.

### 6.4 AC network in parallel with the HVDC link

This is probably a configuration in which the capability of the HVDC link to improve stability of an a.c. system can be most effectively utilized. The normal control action is to modulate the active power transmitted to counteract variations in the phase angle between A and B (see figure 8a). The frequency difference between A and B or active power or current in the parallel a.c. link are possible inputs to the damping controller of the HVDC link. Figure 9 shows two principle arrangements of a damping controller. The control strategy should be able to recognize the situation when the parallel a.c. link is opened and networks A and B lose synchronism. The modulation then becomes meaningless.

The measurement of frequency difference is the most commonly used method. The use of power in an a.c. line as input to the controller may sometimes cause difficulties, since at high phase angle difference across the line, the power of the line may decrease with increasing phase angle difference and thereby cause a wrong control action by the d.c. link.

Subclause 6.6 describes how the transfer functions  $G(s)$  can be determined.  $G(s)$  normally have a band-pass characteristic so that steady-state changes do not result in a non-zero output from the controller. Likewise, the transfer function should suppress controller action at fast changes in the input signals.

In case of a parallel a.c. link, HVDC damping control can sometimes increase the amount of power that can be transmitted via the parallel a.c. circuit in a stable manner. The amount of improvement depends on what type of instability dictates the power limit. In a first swing instability situation, improvements can only be expected if the HVDC link is large or has a large short-time overload capability. Improved damping can, however, also be obtained in cases where the modulation amplitude is relatively small. Even small signal modulation performed locally in the current controlling station has made it possible to increase the amount of power in parallel a.c. lines in some cases.

### 6.5 Improvement of the stability within one of the connected a.c. networks

The ability of the HVDC link to improve stability in this case depends largely on the configuration and characteristics of the network requiring assistance and also on the possibility to obtain relevant input signals to the damping controller. In some cases, input signals may have to be transmitted to the HVDC substation from other stations in the a.c. network. Input signals to the controller can be frequency, voltage, a.c. line power, line current or a combination of these.

When specifying damping control in a case like this, consideration should be given to the ability of the network connected to the other HVDC substation to accept the resulting power swings.

Les remarques générales relatives à la fonction de transfert du contrôleur, indiquées en 6.4 pour le cas des réseaux à courant alternatif parallèles, s'appliquent également au cas présent.

## 6.6 Détermination des caractéristiques de la commande de l'amortissement

On étudie normalement le besoin et l'efficacité d'une commande de l'amortissement par un réseau CCHT à l'aide d'un programme informatique sur la stabilité transitoire, en mesure de modéliser les liaisons CCHT et les caractéristiques du contrôleur. Une telle étude peut dévoiler les problèmes potentiels associés à l'interaction, à basses fréquences, entre le réseau CCHT et les autres composants du réseau global, par exemple les compensateurs statiques de puissance réactive ou les compensateurs synchrones.

Cependant, l'environnement du contrôleur comprend plusieurs éléments qui ne sont pas modélisés ou ne sont pas modélisés correctement. Aux études de modèles, il convient donc d'ajouter des mesures et des essais réalisés sur le terrain, lorsqu'il est possible de le faire.

Il est important de souligner le besoin de représenter de façon précise le réseau CCHT et son système de commande dans les études de la stabilité transitoire. Il est permis qu'un modèle simplifié à l'extrême mène à des résultats trompeurs. Il convient donc de vérifier le modèle de la liaison à courant continu dans le programme de stabilité. De préférence, la validation peut se faire à l'aide d'un TNA CCHT ou d'un simulateur numérique et, après la construction, à l'aide de mesures prises dans le réseau CCHT.

Même si les simulateurs CCHT ou les programmes numériques équivalents peuvent être utilisés pour vérifier les performances du réseau CCHT alors que le contrôleur d'amortissement est en fonction, ils ne sont, dans la plupart des cas, pas adaptés au contrôleur, en raison de l'importance limitée du réseau susceptible d'être représenté.

En dépit du fait qu'un contrôleur d'amortissement est conçu pour agir dans une gamme de fréquences inférieures à environ 2 Hz, il peut être dommageable qu'il soit utilisé pour l'amortissement d'oscillations sous-synchrones (voir l'article 8).

La spécification de la fonction d'amélioration de la stabilité d'un réseau CCHT peut être faite de deux façons différentes. Ce qui distingue ces deux façons, c'est le responsable de la détermination de la fonction de transfert et des autres caractéristiques du contrôleur d'amortissement: dans un cas, c'est l'entreprise de service public qui achète la liaison, dans l'autre cas, c'est le fournisseur du matériel du poste CCHT.

Dans le premier cas, il convient que les articles de la spécification traitant de la commande précisent les caractéristiques du contrôleur en termes de nombre de signaux d'entrée, de fonction(s) de transfert, de logique accessoire et de nombre de signaux de sortie. Le matériel de commande peut ensuite être conçu pour fournir correctement les caractéristiques spécifiées, puis être soumis à des essais.

Dans le second cas, la situation est plus complexe. Il convient que le fournisseur ait à sa disposition un ensemble complet de données sur le réseau et sur les alternateurs pour qu'il puisse effectuer des études de la stabilité transitoire et autres dans des conditions de fonctionnement suffisamment variées. Les exigences de fonctionnement sont alors complexes, il peut être difficile de formuler des critères de performance précis et des négociations peuvent s'avérer nécessaires. Si l'on choisit cette méthode, il convient de réaliser les études de stabilité avant de publier la spécification afin de déterminer les niveaux de stabilité et/ou d'amortissement auxquels on peut s'attendre sous l'effet de la commande par la liaison à courant continu.

Dans un cas comme dans l'autre, il convient de tenir compte de la capacité du matériel du poste, en particulier les valves, dans la détermination des limites applicables au gain et à l'amplitude du contrôleur. Il convient d'établir des dispositions particulières en ce qui concerne l'examen technique de la performance du contrôleur au cours des essais de mise en service et périodiquement par la suite.

The general considerations regarding the transfer function of the controller as given in 6.4 for the case of a parallel a.c. network apply also in this case.

## 6.6 Determination of the damping control characteristics

The need for and effectiveness of HVDC link damping control is normally studied using a transient stability computer program with the ability to model HVDC links and different controller characteristics. Such a study can reveal potential problems in the interaction at low frequencies between the HVDC link and other power system elements such as static var or synchronous compensators.

The controller environment includes many elements that are, however, modelled inaccurately or not at all. Thus model studies should be augmented by measurements and tests performed in the field when possible to do so.

It is important to stress the need for an accurate representation of the HVDC link and its control system when performing transient stability studies. An oversimplified model may give rise to misleading results. The d.c. link model in the stability programme should therefore be validated. The validation can be carried out preferably against an HVDC TNA or digital simulator and after construction, against measurements performed upon the HVDC system.

HVDC simulators and equivalent digital programs can be used to check the performance of the HVDC link with the damping controller in operation, but due to the limited size of the a.c. network that can be represented, they are in most cases not adequate for the design of the controller.

In spite of the fact that a damping controller is designed to act in a frequency range below about 2 Hz, it may have a detrimental effect on a controller for damping of subsynchronous oscillations (see clause 8).

The specification of the stability improvement feature of an HVDC link can be determined in two conceptually different ways. The difference between the two ways lies in who determines the transfer function and other characteristics of the damping controller, the utility purchasing the link, or the supplier of the HVDC substation equipment.

In the former case the control-related aspects of the specification should specify the characteristics of the controller in terms of input quantities, transfer function(s), accessory logic and output quantities. The control equipment can then be designed to correctly implement the specified characteristics, and then verified by tests.

In the second case the situation becomes more complex. The supplier should be provided with a full set of network and generator data to allow him to perform transient stability and related studies for an adequately broad range of operating conditions. In this case the performance requirements are complex; it may be difficult to formulate clear performance criteria and negotiations may be required. If this method is selected, stability studies should also be performed prior to issuing the specification in order to establish the level of stability and/or damping that can be expected to be achieved by d.c. link control action.

In either case, the capability of the substation equipment, in particular the valves, should be considered in the determination of the gain and amplitude limitations of the controller. Explicit provisions should be made for engineering review of controller performance during commissioning tests and periodically thereafter.



## **6.7 Mise en oeuvre des exigences relatives au contrôleur d'amortissement et aux télécommunications**

Le contrôleur d'amortissement peut être facilement intégré au matériel de commande CCHT. Il est habituellement installé au niveau de la commande du poste CCHT (voir 50.3 de la CEI 60919-1).

Pour la modulation de grands signaux, il est recommandé de tenir compte de la capacité de la liaison de communication entre les deux postes CCHT; il convient que celle-ci puisse transmettre au contrôleur les signaux de modulation auxquels s'ajoutent, très souvent, les signaux d'entrée (la fréquence, par exemple), sans provoquer de déphasages trop importants.

Lorsque la commande de la modulation nécessite un soutien de télécommunications, la fiabilité de la liaison de communication est de première importance. Il convient que le réseau de communication soit conçu de façon telle qu'une «modulation déphasée» ne puisse être le résultat de défaillances de communication. Cela signifie que s'il y a interruption de la liaison de communication, la modulation reprend correctement lorsque la liaison est rétablie.

## **7 Fonctionnement dynamique des réseaux CCHT aux fréquences supérieures**

### **7.1 Généralités**

Cet article traite du fonctionnement dynamique d'un réseau CCHT pour des fréquences égales à la moitié de la fréquence fondamentale et plus. Les convertisseurs CCHT génèrent des oscillations dont les fréquences sont des multiples entiers et non entiers de la fréquence fondamentale et ils réagissent à de telles oscillations. La performance des convertisseurs dépend donc de l'impédance des réseaux à courant alternatif et à courant continu. Dans certaines conditions, il peut survenir une instabilité telle que la performance du convertisseur est inacceptable. Pour nos besoins, la distinction entre stabilité et instabilité est la suivante: dans un réseau stable, l'effet (par exemple les harmoniques non caractéristiques) est proportionnel à la cause (par exemple le déséquilibre dans un réseau alternatif), alors que l'instabilité produit habituellement des oscillations à des multiples non entiers de la fréquence fondamentale et peut se développer à partir de rien, même dans un réseau parfaitement équilibré. On trouve une description détaillée de ces sujets dans les références indiquées dans la bibliographie et, en particulier, dans la CIGRE TF14-07/IEEE, partie 1 [1].

La présente spécification technique ne contient par conséquent que de brèves descriptions de ces sujets, incluant les informations pertinentes nécessaires et les aspects particuliers de la spécification des configurations CCHT.

### **7.2 Types d'instabilité**

#### **7.2.1 Instabilité de boucle (instabilité harmonique)**

L'instabilité de boucle a été observée dans les premières configurations CCHT et a souvent été qualifiée d'instabilité harmonique. Elle peut survenir à des fréquences égales à des multiples entiers et non entiers de la fréquence fondamentale et met en cause la boucle principale du circuit de puissance et du circuit de commande (y compris les mesures). Cette instabilité est fortement liée aux paramètres de commande et de mesure du réseau. L'instabilité peut se produire même si le réseau alternatif est parfaitement équilibré et exempt de distorsion et même si des caractéristiques de commande inadéquates sont utilisées; elle peut être observée à la fois du côté courant continu et du côté courant alternatif. Elle commence souvent à une fréquence égale à un multiple quasi entier de la fréquence fondamentale, presque toujours proche de la résonance de circuit principal. Elle peut alors bloquer à la fréquence harmonique la plus proche pendant que l'amplitude de l'instabilité augmente.

Une instabilité de ce type se produit rarement avec le type de commande actuel d'«allumage équidistant».



## 6.7 Implementation of the damping controller and telecommunication requirements

The damping controller can easily be integrated into the HVDC control equipment. It is usually allocated to the HVDC substation control level (see 50.3 of IEC 60919-1).

In the case of large signal modulation, consideration should be given to the capacity of the telecommunication link between the two HVDC substations, which should be able to transmit the modulation signals and in many cases also input signals (e.g. frequency) to the controller without causing too large phase displacements.

Where the modulation control requires telecommunication, the reliability of the communication link is of primary importance. The telecommunication system should be designed in such a way that “out of phase modulation” cannot result from communication failures, i.e. if there is an interruption in the telecommunication channel, the system should be designed so that modulation is resumed correctly when the channel resumes operation.

## 7 Dynamics of the HVDC system at higher frequencies

### 7.1 General

This clause addresses the dynamic performance of an HVDC system in the range of half fundamental frequency and above. HVDC converters generate and react to oscillations at both integer and non-integer multiples of fundamental frequency, and thus the converter performance is dependent on the impedance of the a.c. and d.c. systems. In some circumstances, instability can occur, so that the converter performance is unacceptable. For present purposes the distinction between stability and instability is that in a stable system, effect (e.g. non-characteristic harmonics) is proportional to cause (e.g. unbalance in an a.c. system), whereas instability usually involves the generation of oscillations at non-integer multiples of fundamental frequency and can “grow from nothing” even in a perfectly balanced system. A detailed description of these subjects is covered in references listed in the bibliography and in particular in CIGRE TF14-07/IEEE, Part 1 [1].

This technical specification will therefore only provide brief descriptions, but it will outline the relevant required information and particular aspects of the specification of HVDC schemes.

### 7.2 Types of instability

#### 7.2.1 Loop instability (harmonic instability)

This instability was found on some early HVDC schemes, and was often referred to as harmonic instability. It can occur at both integer and non-integer multiples of the fundamental frequency and it involves the main power circuit and control circuit (including measurements) loop. It is strongly related to the control and measuring system parameters. The instability can occur even if the a.c. system is perfectly balanced and without distortion, if unsuitable control characteristics are used and can be seen on both the a.c. and the d.c. side. It often starts from a near integer multiple of fundamental frequency, nearly always close to the main circuit resonance. It may then lock into the nearest harmonic frequency as the instability amplitude grows.

The instability rarely occurs with present day “equidistant firing” type of control.

### 7.2.2 Instabilité de boucle de courant

La vitesse de réponse d'un réseau CCHT est principalement limitée par les capacités et les inductances des réseaux à courant alternatif et à courant continu. La réponse du convertisseur lui-même est, en général, beaucoup plus rapide que celle d'un réseau ou d'un appareil à courant alternatif. Cependant, le forçage excessif de la réponse par l'utilisation de gains dans la boucle de commande du courant peut entraîner l'instabilité du réseau CCHT, surtout si la réponse du réseau à courant continu, avec ses dispositifs de mesure et de commande, est comparable au temps de réponse du réseau à courant alternatif. La nécessité de maintenir un réseau stable, dans l'ensemble, peut dans certains cas signifier que l'on doit ralentir la réponse de la commande CCHT.

### 7.2.3 Instabilité associée à la saturation des noyaux

Ce type d'instabilité est associé à la saturation partielle des transformateurs du convertisseur. Une composante à la fréquence fondamentale du courant continu provoque une deuxième harmonique et un courant continu dans les enroulements des valves. Si la composante continue atteint un niveau comparable à, par exemple, 50 % du courant de magnétisation du transformateur, la saturation partielle du transformateur peut entraîner des niveaux importants d'harmoniques additionnelles (incluant la deuxième harmonique) dans le courant de magnétisation. Les diverses contributions de courant à la deuxième harmonique intensifient la présence de deuxièmes harmoniques dans la tension alternative et, dans certains cas, il peut en résulter une instabilité totale.

Une résonance à haute impédance proche de la deuxième harmonique du côté alternatif ou une résonance à basse impédance proche de la fréquence fondamentale du côté continu, ou parfois les deux, rendent l'instabilité encore plus probable. Dans certains cas, il est possible de définir les paramètres du circuit principal (inductance de lissage côté courant continu ou filtres côté courant alternatif, par exemple), de manière à éviter ces résonances. Toutefois, il arrive que l'impédance de la ligne soit si importante qu'il est impossible d'empêcher une résonance aux fréquences fondamentales et harmoniques lorsque des paramètres réalistes sont sélectionnés pour le matériel du poste CCHT. Dans ces cas, l'instabilité peut être corrigée en modifiant les constantes associées à la commande ou en intégrant des boucles de retour spéciales dans les opérations de commande. Il convient cependant de porter une attention particulière au contrôle des oscillations transitoires, les surtensions par exemple, en particulier si la résonance n'est que légèrement amortie.

### 7.2.4 Interactions harmoniques

La présence d'harmoniques dans la tension alternative engendre des harmoniques dans la tension continue aux deux fréquences de bande latérale et, par conséquent, dans le flux de courant du côté continu, à ces fréquences. De même, les harmoniques du courant continu engendrent des harmoniques de courant alternatif dans les enroulements des valves des transformateurs et les réseaux alternatifs, aux deux fréquences de bande latérale; elles créent donc une distorsion harmonique de la tension du côté alternatif à ces fréquences. Dans des conditions de résonance, cela peut conduire à une distorsion harmonique inacceptable du côté courant alternatif ou du côté courant continu, ou des deux côtés.

Contrairement aux instabilités décrites en 7.2.1 et 7.2.2, ce phénomène ne se produit que s'il existe une source de déclenchement interne dans le réseau alternatif ou dans le réseau continu. Il peut s'agir, par exemple, de la superposition du courant continu d'un composant à la fréquence fondamentale, comme cela peut se produire lorsqu'une ligne aérienne à courant continu est placée parallèlement à une ligne à courant alternatif sur une longue distance. Le composant à fréquence fondamentale génère alors un courant continu et une deuxième harmonique dans les enroulements des valves des convertisseurs. Il est impossible de réduire le composant de deuxième harmonique résultant injecté dans le réseau à courant alternatif en même temps. Il peut être nécessaire de prendre les mesures qu'il convient, par exemple transposer la ligne à courant alternatif ou filtrer les harmoniques d'un côté ou de l'autre des convertisseurs.

### 7.2.2 Current loop instability

The speed of the response of an HVDC system is limited primarily by the capacitances and inductances of the a.c. and d.c. systems. The response of the converter itself is generally considerably faster than that of an a.c. system or machine. However, excessive forcing of the response by the use of high gains in the current control loop can lead to instability of the HVDC system, particularly if the response of the d.c. system with its measuring and control devices is comparable to the response time of the a.c. system. The need to provide a system which is stable overall may in some cases mean that the HVDC control response has to be slowed down.

### 7.2.3 Core saturation instability

This instability involves partial saturation of the converter transformers. A fundamental frequency component in the d.c. current causes second harmonic and d.c. in the valve winding current. If the d.c. component reaches a level comparable to say 50 % of the transformer magnetizing current, the partial saturation of the transformer may result in significant levels of additional harmonics (including second harmonic) in the magnetizing current. The various second harmonic current contributions enhance the second harmonic in the a.c. voltage, and under some circumstances a full instability can result.

A high impedance resonance near to the second harmonic on the a.c. side, and/or a low-impedance resonance near to fundamental frequency on the d.c. side makes the instability more likely. In some cases it is practicable to design the main circuit parameters (e.g. d.c. reactor or a.c. filters) such that these resonances are avoided. In some cases however, the line impedance is so dominating that resonance at fundamental or harmonic frequencies cannot be avoided by selection of realistic parameters for HVDC substation equipment. In cases where such resonances cannot be avoided, the instability can be "cured" either by modifying the control constants or by the provision of special feedback loops in the controls. However, in such cases special care should be taken to control transients, e.g. overvoltages, particularly if the resonance is lightly damped.

### 7.2.4 Harmonic interactions

Harmonics in the a.c. voltage will result in the generation of harmonics in the direct voltage at the two sideband frequencies, and thus in the flow of current on the d.c. side at these frequencies. Similarly, harmonics in the direct current will result in the generation of harmonic a.c. currents in the transformer valve windings and a.c. systems at the two sideband frequencies, and thus in the creation of harmonic voltage distortion on the a.c. side at these frequencies. Under resonance conditions this may result in unacceptable harmonic distortion on either the a.c. side or the d.c. side, or both.

Unlike the instabilities described in 7.2.1 to 7.2.2, this phenomenon occurs only if there is an internal driving source in either the a.c. or the d.c. system. One example of this phenomenon is the superimposition of a fundamental frequency component on the direct current, as may occur if an overhead d.c. line runs parallel to an a.c. line over a significant distance. The fundamental frequency component will then cause direct current and second harmonic in the converter valve windings. It is not feasible to reduce the second resultant harmonic component injected into the a.c. system at the same time. Thus, it may be necessary to take actions such as transposing the a.c. line or by applying harmonic filtering on either the d.c. or the a.c. side of the converter.

Les déséquilibres dans le réseau à courant alternatif (fréquence fondamentale inverse ou déséquilibre d'impédance) ou l'inégalité des inductances de fuite des transformateurs des convertisseurs sont d'autres sources d'instabilités. Elles provoquent une deuxième harmonique du côté continu, ce qui entraîne des répercussions sur le côté alternatif. Une bande latérale du réseau alternatif se trouve à la troisième harmonique et peut parfois nécessiter l'ajout de filtres de troisième harmonique pour éviter une distorsion excessive de la tension alternative.

Etant donné que le mécanisme de production des harmoniques non caractéristiques dépend de la circulation des harmoniques du côté courant continu des convertisseurs, une interaction entre elles peut se produire. Sauf si la ligne ou le câble à courant continu et les filtres côté courant continu possèdent une impédance shunt très basse par rapport à l'impédance de l'autre convertisseur, les deux convertisseurs sont couplés à ces fréquences. Par conséquent, le traitement des harmoniques non caractéristiques ne peut être fait de façon indépendante pour les deux postes CCHT, puisque le couplage entre ceux-ci implique que chacun contribue au comportement des harmoniques non caractéristiques de l'autre. Il est même possible qu'une onde stationnaire soit créée sur la ligne à courant continu, ce qui amplifie l'effet aux deux postes CCHT. Seule une analyse dans laquelle les paramètres de circuit seraient délibérément déformés de manière à faire apparaître cette possibilité pourrait être utile.

### 7.3 Informations à prendre en compte lors de la conception

Pour garantir que le réseau CCHT fonctionne de façon satisfaisante dans des conditions dynamiques aux plus hautes fréquences, il convient de tenir compte pour sa conception des interactions étroites entre les différentes parties du réseau global. Le réseau global comprend les réseaux à courant alternatif reliés aux deux postes CCHT, le réseau conducteur à courant continu, le circuit principal des postes CCHT et le système de commande des convertisseurs. Il est peu probable que des études significatives puissent être réalisées à l'étape de la spécification pour définir des exigences spécifiques aux composants des postes CCHT. Par conséquent, il est recommandé que la spécification soit fonctionnelle et exige que le fabricant conçoive les postes CCHT de manière à ce qu'ils fonctionnent de façon satisfaisante aux plus hautes fréquences, pour toutes les combinaisons possibles de conditions du réseau. La divulgation des procédures que le fabricant utilise pour démontrer le fonctionnement satisfaisant des postes dans des conditions dynamiques aux plus hautes fréquences peut être demandée.

Les conditions externes aux postes CCHT qu'il est nécessaire de prendre en compte dans la recherche d'un fonctionnement satisfaisant du réseau CCHT dans des conditions dynamiques aux plus hautes fréquences sont énumérées ci-après:

- l'impédance et l'angle de phase du réseau alternatif et du réseau continu connu, vus à partir de chaque convertisseur. Il convient de fournir des configurations de réseau alternatif à puissance élevée et à faible puissance et, si possible, des configurations de réseau incluant les contingences de panne probables;
- les fréquences de résonance du côté courant alternatif ou du côté courant continu, en particulier lorsque des fréquences complémentaires peuvent exister (par exemple,  $f_{res,ac} = f_{res,dc} \pm f_0$ , où  $f_0$  est la fréquence fondamentale et  $f_{res,ac}$  et  $f_{res,dc}$  sont respectivement les fréquences de résonance du côté alternatif et continu);
- les déséquilibres d'impédance et de tension du réseau alternatif;
- la présence d'autres sources d'harmoniques, associées à leurs impédances de déclenchement, et de charges non linéaires électriquement proches des bornes courant alternatif et/ou courant continu du poste CCHT. La présence d'une source à fréquence fondamentale du côté continu en est un cas particulier;
- le couplage possible de lignes à courant alternatif à une ligne à courant continu à la fréquence fondamentale. Cette situation nécessite une configuration géométrique des lignes à courant alternatif et à courant continu installées en parallèle, des valeurs maximales du courant et de la tension des lignes à courant alternatif, des points de transposition, etc.

Other driving sources are unbalances in the a.c. system (negative sequence fundamental frequency, or impedance unbalance) or inequality of leakage reactances of converter transformers; all of these cause second harmonic on the d.c. side, which reacts back on the a.c. side. One sideband of the latter is at third harmonic, and can sometimes require the addition of third harmonic filters to prevent excessive a.c. voltage distortion.

Because the mechanism for the generation of non-characteristic harmonics depends upon circulation of harmonics on the d.c. side of the converters, there may be an interaction between them. Unless the d.c. line or cable and the d.c. filters have a very low shunt impedance compared to the impedance of the other converter, the two converters are coupled at these frequencies. Therefore, the treatment of non-characteristic harmonics cannot be carried out independently for the two HVDC substations, since the coupling between them means that each contributes to the non-characteristic harmonic behaviour of the other. There is even the possibility that a standing wave may be set up on the d.c. line, magnifying the effect at both HVDC substations. Only an analysis in which the circuit parameters are deliberately distorted to expose this possibility is likely to be useful.

### 7.3 Information required for design purposes

In order to ensure that the HVDC system gives satisfactory dynamic performance at higher frequencies, the close interactions between the different parts of the overall system should be taken into account in the design. The overall system includes the a.c. systems at both HVDC substations, the d.c. conductor system, the HVDC substation main circuit, and the converter control system. It is unlikely that meaningful studies can be performed at the specification stage to define specific requirements for the HVDC substation components. Therefore, the specification should be functional, requiring that the manufacturer designs the HVDC substation so that satisfactory performance is achieved at higher frequencies for all practical combinations of system conditions. A disclosure of the procedures by which the manufacturer intends to demonstrate satisfactory dynamic harmonic performance at higher frequencies can be requested.

The conditions external to the HVDC substation which need to be taken into account when designing satisfactory dynamic performance of the HVDC system at higher frequencies are as follows:

- the impedance and phase angle of the a.c. system and the known d.c. system as seen from each converter. Both weak and strong a.c. system representations should be provided, and if possible, network configurations with probable outage contingencies;
- resonances on the a.c. or d.c. side, in particular whether complementary resonances can exist (e.g.,  $f_{res,ac} = f_{res,dc} \pm f_0$ , where  $f_0$  is the fundamental frequency and  $f_{res,ac}$  and  $f_{res,dc}$  are a.c. and d.c. side resonant frequencies respectively);
- unbalances in the a.c. system impedance or voltage;
- the presence of other harmonic sources with corresponding source impedances and non-linear loads electrically close to the HVDC substation a.c. and/or d.c. terminals. The presence of a fundamental frequency source on the d.c. side is a special case of this;
- possible a.c. lines coupling to the d.c. line at fundamental frequency. This requires geometrical configuration of a.c. and d.c. lines when running in parallel, a.c. line maximum current and voltage, points of transposition, etc.



Il convient que la spécification comprenne cette information ou un nombre suffisant de données décrivant les réseaux alternatifs et continus pour permettre de la déduire. On peut voir que l'information mentionnée ci-dessus correspond en grande partie à celle qui est exigée pour la conception d'un poste CCHT en régime établi (voir la CEI 60919-1). Il convient de noter toutefois que dans certaines applications la fréquence fondamentale  $f_0$  peut présenter de grandes variations (par exemple pour un centrale isolée), et que de ce fait peuvent découler des résonances inhabituelles.

#### 7.4 Moyens de prévention des instabilités

Il est possible d'éviter ou de corriger la plupart des instabilités aux fréquences supérieures en modifiant le réseau de commande. Cela peut signifier simplement la sélection d'un réglage d'accord approprié. Dans d'autres cas, il peut être nécessaire d'introduire des boucles de retour supplémentaires, par exemple pour la tension alternative ou continue ou les courants des enroulements des valves à courant alternatif ou le courant continu. La solution adoptée peut varier d'un fabricant à l'autre et, évidemment, d'une configuration à une autre.

Les techniques de commande sont toujours étudiées en premier lieu, parce qu'elles offrent normalement une solution relativement peu coûteuse aux problèmes d'instabilité. Il y a toutefois des situations pour lesquelles le réseau de commande seul est insuffisant pour accomplir toute l'activité voulue. Lorsque ce niveau est atteint, il est nécessaire de faire un compromis quant à l'objectif de commande ou d'utiliser un autre moyen.

Les filtres amortisseurs à large bande peuvent améliorer de façon significative la performance du réseau global en supprimant les résonances aiguës. Toutefois, la suppression des harmoniques à des fréquences individuelles est beaucoup plus faible par kVAr pour un filtre amorti que pour un filtre accordé. Cette méthode de prévention de l'instabilité peut donc être très coûteuse, en particulier si l'instabilité se produit à une fréquence relativement basse. Toutefois, en présence de sources d'harmoniques externes importantes, comme une ligne à courant alternatif non transposée, installée parallèlement à une ligne aérienne à courant continu sur une grande distance, il est impossible d'obtenir un fonctionnement satisfaisant sans l'application de coûteux filtres de blocage de la fréquence fondamentale du côté courant continu ou de filtres shunt de la deuxième harmonique du côté courant alternatif.

#### 7.5 Amortissement des harmoniques d'ordre inférieur par des commandes

Les réseaux de commande modernes (à allumage équidistant) sont en mesure d'amortir efficacement les harmoniques non caractéristiques d'ordre inférieur (provenant du réseau alternatif, par exemple). Cela se fait à l'aide d'une modulation appropriée de l'angle de retard ( $\alpha$ ). Cette façon de faire peut s'avérer avantageuse dans certains cas, comme dans l'application d'un réseau CCHT à des réseaux alternatifs basse puissance ou à des réseaux alternatifs dont les conducteurs de phase ne sont pas transposés, ou même au cours du rétablissement après défaillance d'un réseau alternatif lorsque l'onde est temporairement déformée. Bien qu'il soit souvent possible d'ajuster le système de commande pour exercer une action retardatrice sur les harmoniques non caractéristiques d'ordre inférieur, une seule variable ( $\alpha$ ) est disponible pour assurer toute cette activité. Ainsi, la même technique peut être incapable de retarder simultanément la deuxième harmonique du réseau à courant continu et la troisième harmonique du réseau alternatif.

#### 7.6 Démonstration de la qualité du fonctionnement aux fréquences supérieures

Traditionnellement, on a utilisé des simulateurs CCHT pendant l'étape de conception pour démontrer qu'une configuration CCHT est exempte d'instabilités indésirables. Les simulateurs sont des outils qui conviennent bien à une telle analyse puisqu'ils permettent de créer une multitude de conditions et de configurations de réseau que l'on peut étudier relativement rapidement. Les recherches sont en général réalisées comme des études progressives de la réponse, un amortissement rapide de la réponse indiquant une bonne résistance aux instabilités. Cependant, la précision de telles études est soumise aux limites des éléments du simulateur.



The above information should be included in the specification or alternatively, sufficient data describing the a.c. and d.c. system to enable this information to be devised should be provided. It can be seen that the above-listed information largely corresponds to that required also for the steady-state design of the HVDC substation (see IEC 60919-1). However, it should be noted that in some applications the fundamental frequency  $f_0$  can vary over a large range (e.g. for an isolated generating station), and that this may expose resonances not normally encountered.

#### 7.4 Means available for preventing instabilities

Most instabilities at higher frequencies can be avoided or corrected by alterations to the control system. This may simply involve the selection of appropriate tuning. In other cases it may be necessary to introduce additional feedback loops, e.g. from the a.c. or d.c. voltage or the a.c. valve winding currents or the d.c. current. The solution adopted may differ between manufacturers and indeed from scheme to scheme.

Control techniques are always investigated first, because they normally offer a relatively cheap solution to instability problems. However, there will be occasions in which the control system acting alone is insufficient to accomplish all of the desired activity. Once this stage has been reached, either a control target has to be compromised, or other means found.

Broadband damped filters can significantly improve the performance of the overall system by removing sharp resonances. However, the harmonic suppression at individual frequencies is much lower per kVAr for a damped filter than for a tuned filter. Therefore, this method of preventing instability can be very costly, particularly if the instability occurs at a relatively low frequency. However, in the case of significant external harmonic sources, such as an untransposed a.c. line being run in parallel to an overhead d.c. line over a great distance, it may not be possible to obtain satisfactory performance without the application of expensive fundamental frequency blocking filters on the d.c. side or second harmonic shunt filters on the a.c. side.

#### 7.5 Damping of low order harmonics by control action

Modern (equidistant firing) control systems are able to actively damp low order non-characteristic harmonics, (e.g. from the a.c. network). This is achieved by suitable modulation of the delay angle ( $\alpha$ ). This can be beneficial under special circumstances, such as the application of HVDC to weak a.c. networks and/or to a.c. networks whose phase conductors are not transposed, or even during recovery from a.c. network faults when the waveform is temporarily distorted. Although it is often possible to adjust the control system to exert a restraining influence on the low uncharacteristic harmonics, only a single variable ( $\alpha$ ) is available to accommodate all such activity. Thus, the same technique may be incapable of restraining simultaneously the second harmonic on the d.c. network and the third harmonic on the a.c. network.

#### 7.6 Demonstration of satisfactory performance at higher frequencies

Traditionally, HVDC simulators have been used to demonstrate during the design stage that an HVDC scheme is free from undesirable instabilities. Simulators are a convenient tool for such analysis, enabling a multiplicity of system conditions and configurations to be investigated relatively rapidly. The investigations are generally carried out as step response studies, with rapid damping of the response showing good resistance to instability. However, the accuracy of such investigations is subject to simulator component limitations.

Par exemple, plusieurs des harmoniques normales à observer sont si petites qu'elles tendent à être dissimulées par les harmoniques parasites causées par les déséquilibres des éléments du modèle. Les modèles des transformateurs de convertisseur ont atteint un degré élevé de perfection dans la simulation des caractéristiques de saturation magnétique réelles des transformateurs, mais la plupart des modèles ne permettent pas de vérifier l'instabilité associée à la saturation des noyaux.

Au cours des dernières années, la simulation informatique est devenue une alternative viable au simulateur TNA CCHT relativement à la démonstration de l'absence d'instabilité. Il est probable qu'une simulation automatisée soit plus appropriée que celle réalisée par le simulateur TNA CCHT et que son analyse soit plus précise, étant donné que les pertes réelles du réseau et des composants peuvent être représentées. L'utilisation de tout le matériel réel de commande ne sera pas possible, sauf si le simulateur automatisé fonctionne en temps réel. Il est important que la simulation soit validée en comparant ses résultats aux mesures effectuées dans un réseau réel.

Étant donné que le convertisseur agit en corrélation avec les harmoniques qui l'entourent (impédances des harmoniques du côté courant alternatif et du côté courant continu ainsi qu'injection d'harmoniques provenant d'autres sources), il est important de démontrer que le convertisseur n'amplifie pas les harmoniques non caractéristiques d'ordre inférieur de façon inacceptable et que les amplitudes élevées de telles harmoniques ne provoquent pas d'instabilité.

Il est possible d'effectuer des études de modélisation du convertisseur et de ses commandes dans un réseau présentant des résonances complémentaires d'harmoniques d'ordre inférieur entre les réseaux à courant alternatif et à courant continu reliés. On arrive souvent à démontrer, en utilisant les essais appropriés, que le comportement du convertisseur et de ses commandes n'est pas perturbé indûment par les harmoniques, même lorsque celles-ci démontrent une amplitude importante.

Au cours de la mise en service, il convient (s'il y a lieu) de mettre le réseau à courant alternatif ou le réseau à courant continu, ou les deux, dans les pires conditions de résonance avec le poste convertisseur; il convient ensuite de chercher à démontrer si les contre-mesures de l'instabilité sont adéquates en mesurant la réponse du réseau aux variations graduelles et/ou à la modulation des petits signaux aux fréquences appropriées de la demande en cours.

## **8 Oscillations sous-synchrones**

### **8.1 Généralités**

Seuls les groupes turbines-alternateurs installés près d'un poste redresseur et reliés au réseau alternatif par une connexion à faible puissance sont affectés par les oscillations sous-synchrones. En général, les fréquences de torsion naturelles se retrouvent dans une gamme allant de 20 Hz à 40 Hz. Pour les gros groupes turbines-alternateurs nucléaires, la plus basse fréquence de torsion peut être de 5 Hz seulement, alors que les autres modes de torsion se situent à des fréquences supérieures.

Les vibrations de torsion d'un rotor de turbine-alternateur peuvent être amorcées par plusieurs perturbations électriques habituelles du réseau de transport. En outre, dans certaines conditions, les vibrations de torsion peuvent être amplifiées ou renforcées par une interaction proche de la résonance entre le rotor du groupe turbine-alternateur et une ligne de transport compensée en série, ou encore par une interaction avec le réseau de commande CCHT.

Étant donné que les modes de torsion ne démontrent qu'un très faible amortissement, les oscillations de l'arbre se poursuivent très longtemps après avoir été engendrées. Une stimulation d'intensité excessive qui se répète peut conduire à une réduction de la durée de vie de l'arbre et, à l'extrême, à une défaillance due à la fatigue.

For example, many of the normal harmonics to be observed are so small that they tend to be buried by spurious harmonics caused by model component unbalances. Model converter transformers have reached a high degree of perfection in simulating real transformer B-H characteristics, but most models are not adequate to check for core saturation instability.

In recent years computer simulation has become a viable alternative to the HVDC TNA simulator for demonstration of absence of instability. A computer simulation is likely to be more convenient than one undertaken by means of the HVDC TNA simulator, and the analysis can be potentially more accurate, since the actual system and component losses can be represented. Unless the computer simulator operates in real time it will not be practical to use the actual and complete control hardware. It is important that the simulation is validated by comparison of results with actual measurements performed on a real system.

Since the converter interacts with its harmonic environment (harmonic impedances on the a.c. and d.c. sides as well as harmonic injection from other sources), it is important to demonstrate that the converter does not magnify low order non-characteristic harmonics to an unacceptable extent and that large amplitudes of such harmonics will not cause instability.

Studies can be undertaken by modelling the converter and its controls in a system with low order harmonic complementary resonances between the associated a.c. and d.c. networks. By appropriate tests, it is often possible to show that the behaviour of the converter and its controls are not unduly disturbed by harmonics, even when the harmonics exhibit substantial amplitude.

During commissioning it should be arranged (if applicable) for the a.c. system and/or the d.c. system to be in worst resonance with the converter station, and the adequacy of the instability counter measures should be demonstrated by measuring the system response to step changes and/or small signal modulation at the appropriate frequencies of the current order.

## **8 Subsynchronous oscillations**

### **8.1 General**

Only turbine-generator units located near a rectifier substation and having weak connection to the a.c. network are vulnerable to subsynchronous oscillations. Commonly, torsional natural frequencies lie in the range of 20 Hz to 40 Hz. For large nuclear turbine-generators, the lowest torsional frequency may be as low as 5 Hz, with other torsional modes at higher frequencies.

Torsional vibrations in a turbine-generator rotor may be stimulated by many common electrical disturbances in the transmission system. Furthermore, under certain conditions, torsional vibrations may be amplified, or reinforced, by a near resonant interaction between the turbine-generator rotor and a series compensated transmission line, or by interaction with an HVDC control system.

Since turbine-generator torsional modes have very little inherent damping, shaft oscillations persist for a considerable time after they are stimulated. Repeated stimulation of excessive magnitude can lead to loss of shaft life, and in the extreme, fatigue failure.

Dans un réseau CCHT, les modes de régulation à puissance constante et à courant constant peuvent avoir une influence déstabilisatrice sur les torsions du rotor. Les largeurs de bande types du régulateur de courant se trouvent dans la plage de 10 Hz à 30 Hz pour les réseaux CCHT. Cette plage peut inclure deux ou trois modes de vibrations de torsion pour les gros groupes turbines-alternateurs.

La résonance sous-synchrone (RSS) associée à des lignes de transport à courant alternatif compensées en série présente des différences fondamentales avec le phénomène d'instabilité de torsion des réseaux CCHT. La RSS associée à une compensation série touche principalement la partie supérieure de la plage des fréquences de torsion, alors que l'interaction avec un réseau CCHT touche surtout les modes de torsion aux fréquences inférieures. La RSS associée à la compensation série peut être beaucoup plus sévère que l'interaction de torsion associée à un réseau CCHT en ce qui a trait à la grandeur de la déstabilisation par la torsion.

## 8.2 Critères d'une interaction de torsion sous-synchrone avec un réseau CCHT

L'amortissement négatif des modes oscillatoires de torsion des groupes turbines-alternateurs est inhérent à l'objectif de commande du courant dans un réseau CCHT. Un certain amortissement négatif existera à l'intérieur de la largeur de bande de la boucle de régulation de la commande du courant.

Seuls les groupes turbines-alternateurs installés près d'un poste redresseur et reliés au réseau alternatif par une connexion à faible puissance sont vulnérables aux interactions de torsion. Les groupes proches d'un onduleur ne subissent pas une telle déstabilisation étant donné que les onduleurs ne réagissent pas de la même façon que les redresseurs aux variations de l'angle de phase.

Le mouvement du rotor du groupe turbine-alternateur fait varier la magnitude et l'angle de phase de la tension alternative qui alimente le convertisseur. L'effet sur l'angle de retard du convertisseur et la réaction de la boucle de commande fermée au décalage apparent de l'angle d'allumage entraîne des variations de la tension continue et du courant continu, donc du transfert de puissance continue. L'effet ultime de la variation de la puissance CCHT est un changement du couple électrique de l'alternateur. Si le déphasage accumulé de l'alternateur entre le changement de vitesse de l'arbre de l'alternateur et le changement conséquent du couple électrique du rotor dépasse  $90^\circ$ , l'oscillation de torsion peut devenir instable.

Une charge constante constitue une caractéristique négative à toute déviation de la vitesse de l'arbre de l'alternateur.

Lorsque l'onduleur commande le courant, la tension continue suit le redresseur. Lorsque la vitesse du rotor de l'alternateur augmente, la tension alternative augmente aussi. Si le redresseur est en mode de commande alpha, la tension continue augmente aussi et entraîne un accroissement de la puissance. Il en résulte donc un amortissement positif dans la largeur de bande de la commande de courant et on s'approche des caractéristiques d'amortissement positif inhérentes associées à l'absence de commande.

Un groupe turbine-alternateur proche de l'onduleur d'un réseau CCHT a toujours une interconnexion en courant alternatif parallèle à la charge et subit donc moins d'influence de la commande CCHT qu'un groupe proche d'un redresseur. De plus, lorsque la vitesse de l'arbre de l'alternateur d'un groupe proche de l'onduleur augmente, la magnitude de la tension augmente, ce qui provoque une diminution de l'intensité du courant continu (et conduit à un effet d'amortissement contraire à celui du redresseur).

En régime établi, l'angle d'allumage du fonctionnement du convertisseur a des répercussions significatives sur l'interaction. Cela découle de la relation cosinusoidale non linéaire, propre au convertisseur, qui existe entre l'angle d'allumage et la tension continue. La linéarisation du gain pour l'angle d'allumage du régulateur de courant réduit l'interaction, mais sans l'éliminer.

In an HVDC system, the constant power and constant current regulation modes may have a destabilizing influence on rotor torsionals. Typical current control regulator bandwidth for HVDC systems are within the range of 10 Hz to 30 Hz. This range may include two or three torsional modes of vibration for large thermal turbine-generators.

Subsynchronous resonance (SSR) involving series compensated a.c. transmission lines has some fundamental differences with the HVDC torsional instability phenomenon. SSR associated with series compensation affects primarily the higher range of torsional frequencies while torsional interaction with HVDC primarily affects the lower frequency torsional modes. SSR associated with series compensation can be much more severe than HVDC related torsional interaction in the magnitude of torsional destabilization.

## 8.2 Criteria for subsynchronous torsional interaction with an HVDC system

Negative damping to turbine-generator torsional modes of oscillation is inherent to the objective of controlling current in an HVDC system. Some degree of negative damping will exist within the bandwidth (BW) of the current control regulation loop.

Only turbine-generator units located near a rectifier substation and having a weak connection to the a.c. network are vulnerable to torsional interactions. Units near an inverter do not experience much destabilization since inverters react differently to phase angle variations than do rectifiers.

Turbine-generator rotor motion causes variations in both magnitude and phase angle of the a.c. voltage supplying the converter. The effect on converter angle of delay, and the closed loop control reaction to the apparent firing angle shift result in changes in direct voltage and current, thereby, d.c. power transfer. The ultimate effect of change in HVDC power is change in generator electrical torque. If the generator accumulated phase lags between the change in the generator shaft speed, and the resulting change in electrical torque on the generator rotor exceeds  $90^\circ$ , the torsional oscillation may become unstable.

A constant power load presents a negative characteristic to any deviation of generator shaft speed.

With the inverter controlling current, the d.c. voltage will follow the rectifier. When the generator rotor speed increases, so will a.c. voltage. If the rectifier is in an alpha control mode, d.c. voltage will also increase and lead to a power increase. Thus positive damping results within the current control BW and approaches the inherent positive damping characteristics associated with no control action.

Turbine generator units near the inverter of an HVDC system will always have a parallel a.c. interconnection to the load and hence experience less influence on the HVDC control than might a unit near a rectifier. Also, when shaft speed increases on a unit near the inverter, the voltage magnitude at the inverter increases, which causes a decrease in d.c. current magnitude (i.e. leading to an opposite damping effect compared to the rectifier).

Steady-state firing angle of operation of the converter has significant impact on the interaction. This arises from the inherent non-linearity cosine relationship between firing angle and d.c. voltage. Gain linearization for the current regulator firing angle will reduce but not eliminate the interaction.



Un fonctionnement en présence de grands angles de retard peut réduire de façon significative la stabilité en torsion. Par conséquent, dans l'établissement des spécifications applicables au réseau CCHT, il convient de tenir compte du fait que le réseau fonctionnera à tension réduite à des fins de commande de la tension ou en raison d'une réduction du niveau de l'isolation du réseau de transport.

On a observé des effets de torsion sur les groupes thermiques, mais non sur les groupes hydrauliques. Dans le cas de groupes à vitesse très faible et moyenne (à faible hauteur de charge), l'inertie des alternateurs hydrauliques, qui est très grande comparativement à celle des turbines, réduit l'interaction avec le réseau électrique et élimine pratiquement la possibilité d'apparition de problèmes d'effets de torsion, tant avec les lignes de transport à courant alternatif à compensation série qu'avec le réseau CCHT. Pour les applications qui utilisent des groupes à haute vitesse (à grande hauteur de charge), l'écart entre l'inertie des alternateurs hydrauliques et celle des turbines peut ne pas être grand, ce qui accroît la possibilité d'effets de torsion. Lors de l'établissement des spécifications, il convient de clarifier si un problème de RSS peut se produire dans les configurations en cause. Le paragraphe 8.3 décrit une méthode simplifiée qui permet de rechercher les possibilités d'apparition d'une RSS. Lorsqu'il peut y avoir une RSS, des études plus poussées du réseau sont nécessaires.

Les commandes appliquées au réseau à courant continu en vue d'augmenter l'amortissement des oscillations de puissance, lesquelles sont habituellement observées dans une gamme de fréquences de 0,1 Hz à 2,0 Hz, peuvent agir en interaction avec les modes de torsion et avoir parfois un effet déstabilisateur sur les groupes turbines-alternateurs voisins. Il convient de tenir compte de cette influence dans l'établissement des spécifications de tout réseau CCHT chaque fois qu'entrent en jeu des commandes de l'amortissement et de la résonance sous-synchrone. Etant donné que ces deux types de commandes sont parfois nécessaires, il est impératif qu'elles puissent coexister de façon complémentaire.

Pour les lignes à compensation série qui sont stables pour ce qui est des effets de torsion, il convient que l'ajout d'un réseau CCHT ait un effet négligeable sur cette stabilité. Un tel ajout impose un petit effet d'amortissement positif aux modes de torsion surtout si l'on utilise un contrôleur de l'amortissement subsynchrone. Cependant, il convient d'inclure des spécifications exigeant que de tels réseaux soient analysés pour s'assurer de l'absence de RSS.

Dans les réseaux pouvant faire l'objet d'une instabilité en torsion, il convient de préciser dans les spécifications les fréquences de torsion et les données sur l'amortissement des ondes de vibration et d'oscillations mécaniques pour tous les groupes d'alternateurs en cause. Si elles ne sont pas disponibles, les fréquences de RSS peuvent être obtenues au moyen d'un essai sur le terrain relativement simple. Il convient également de fournir les données appropriées sur le réseau de transport.

### **8.3 Critères d'analyse pour l'identification des groupes d'alternateurs susceptibles de subir des effets de torsion**

Il est recommandé que les spécifications applicables à tout nouveau réseau dans lequel il existe des possibilités d'effets de torsion sur les turbines-alternateurs prévoient des analyses visant à déterminer si des études approfondies de la résonance sous-synchrone et, éventuellement, des contrôleurs de l'amortissement sous-synchrones (CASS) sont nécessaires.

Dans les réseaux CCHT où la résonance sous-synchrone pourrait être un problème potentiel mais dans lesquels un CASS n'est pas nécessaire au départ, il est recommandé que le document de spécification exige des moyens appropriés d'entrée d'une commande CCHT en vue de l'ajout éventuel d'un contrôleur d'amortissement sous-synchrone.



Operation at large angles of delay can significantly reduce torsional stability. Therefore, consideration should be given in the HVDC system specifications when operation is planned at reduced voltage for voltage control purposes, or because of reduced insulation strength of the transmission system.

Torsional interaction has not occurred on hydro generator units, only on thermal generator units. For very low and medium speed (low head) units, the very large hydro generator inertia with respect to turbine inertia reduces interaction with the electrical system and practically eliminates the possibility of torsional interaction problems both with the series compensated a.c. transmission and HVDC. For applications utilizing high speed (high head) units, the inertia ratio of hydro generator and turbines may not be large, increasing the possibility of torsional interaction. The specification should require clarification on whether an SSR problem can occur in the given configurations. An example of the simplified method for screening possibilities for SSR occurring is presented in 8.3. In the case where SSR is possible, more detailed system studies are required.

Controls applied to the d.c. system to augment damping of power swing oscillations, typically in the frequency range of 0,1 Hz to 2,0 Hz, can interact with torsional modes and sometimes result in a significant destabilizing influence on nearby turbine-generator units. This influence should be considered in the specification of any HVDC system whenever damping controls and subsynchronous resonance considerations exist. Since both controls are necessary in some installations, it is imperative that they coexist in a complimentary manner.

On series compensated lines that are torsionally stable, the addition of an HVDC system should have negligible effect on the torsional stability. The addition of the HVDC system adds a small positive damping to the torsional modes, especially if a subsynchronous damping controller is implemented. However, specifications should require that each such system be investigated to assure no SSR problem.

On systems in which the potential for torsional instability exists, the specification should contain the information on torsional frequencies and damping of vibration and mechanical mode shapes for all the generator units of interest. If not available, SSR frequencies can be obtained by a relatively simple field test. Pertinent transmission network data should also be supplied.

### **8.3 Screening criteria for identifying generator units susceptible to torsional interactions**

Specifications for any new HVDC system in which there is a potential for torsional interaction with turbine-generators should contain provisions for screening studies to determine if in-depth subsynchronous resonance studies and possible subsynchronous damping controllers (SSDC) are required.

On HVDC systems where subsynchronous resonance may potentially be a problem, but no SSDC control is required initially, the specification should require appropriate HVDC control input provisions for addition of a future subsynchronous damping controller.

Une relation approximative entre la grandeur de l'interaction et la puissance du réseau alternatif a été mise au point. Cette relation, qui peut être utilisée comme outil d'analyse quantitative pour identifier les contingences des groupes et du réseau qui exigent une étude détaillée, est la suivante:

$$UIF_i = \frac{S_{CCHT}}{S_i} \left( 1 - \frac{SC_i}{SC_{tot}} \right)^2$$

où

$UIF_i$  est le facteur d'interaction du  $i^{\text{ème}}$  groupe de production;

$S$  est la valeur assignée en mégavolts ampères correspondant à l'indice (CCHT ou le  $i^{\text{ème}}$  groupe);

$SC_i$  est la capacité de court-circuit à la barre de commutation CCHT, en excluant le  $i^{\text{ème}}$  groupe (et les filtres côté courant alternatif);

$SC_{tot}$  est la capacité de court-circuit à la barre de commutation CCHT, en incluant le  $i^{\text{ème}}$  groupe (et en excluant les filtres côté courant alternatif).

Les résultats d'études approfondies suggèrent qu'un facteur d'interaction inférieur à environ 0,1 n'aura pas d'effets significatifs et peut être négligé dans les études ultérieures.

#### 8.4 Considérations relatives à la performance pour l'utilisation de commandes sous-synchrones de l'amortissement

Les contrôleurs d'amortissement sous-synchrones agissent de manière à moduler la commande CCHT de l'angle d'allumage pour garantir un amortissement positif des oscillations de torsion de tous les groupes de production voisins, pour toutes les conditions de fonctionnement possibles du réseau.

Les signaux types du réseau alternatif utilisés pour la conception d'un CASS sont la fréquence de la barre à courant alternatif du redresseur, la vitesse angulaire de l'arbre de l'alternateur et un signal synthétisé formé des tensions et des courants du convertisseur.

Il convient que la plage de fonctionnement du CASS dans des conditions dynamiques soit suffisamment grande pour assurer au moins un certain amortissement positif à une oscillation de torsion, après qu'elle a été stimulée au maximum par une perturbation dans le réseau.

Il est recommandé que les spécifications comprennent des exigences de fiabilité applicables au CASS au moins égales au reste des commandes, et que la fonction soit exempte de défaillance.

Il convient de ne pas considérer le CASS comme un appareil de protection, mais comme un contrôleur seulement. Par conséquent, il convient d'inclure une protection par relais de RSS à chaque groupe turbine-alternateur pouvant subir une instabilité par effets de torsion.

Il est recommandé que le CASS ne réduise d'aucune façon les autres aspects du fonctionnement du convertisseur (c'est-à-dire les harmoniques, la réponse aux défaillances, etc.).

Il est recommandé que les études se penchent sur les répercussions de l'ajout d'un CASS et d'une compensation par condensateurs série dans le réseau alternatif en cause.

An approximate relationship between the magnitude of the interaction and a.c. system strength has been developed. This relationship, used as a quantitative screening tool to identify units and system contingencies which require detailed study, is as follows:

$$UIF_i = \frac{S_{CCHT}}{S_i} \left( 1 - \frac{SC_i}{SC_{tot}} \right)^2$$

where

$UIF_i$  is the unit interaction factor of  $i$ th generating unit;

$S$  is the rating in megavolts amperes per subscript (HVDC or  $i$ th unit);

$SC_i$  is the short-circuit capability at HVDC commutating bus excluding  $i$ th unit (excluding a.c. filters);

$SC_{tot}$  is the short-circuit capability at HVDC commutating bus including  $i$ th unit (excluding a.c. filters).

Results of extensive studies suggest that an interaction factor less than approximately 0,1 will not have significant interaction and can be neglected from further studies.

#### 8.4 Performance considerations for utilizing subsynchronous damping controls

Subsynchronous damping controllers act to modulate the HVDC firing control in such a manner as to ensure positive damping of torsional oscillations on all nearby generator units for all practical system operating conditions.

Typical signals utilized from the a.c. system in the SSDC design include the rectifier a.c. bus frequency, generator shaft angular velocity or a synthesized signal from both converter voltages and currents.

The dynamic range of the SSDC should be wide enough to provide at least some positive damping to a torsional oscillation after it has been stimulated to the maximum amount possible by a system disturbance.

The specifications should include reliability requirements for the SSDC at least equal to the remainder of the controls, and the function should be fail-safe.

The SSDC controller should not be considered a protective device, only a damping controller. Hence, SSR relay protection should be included for each turbine-generator unit having potential torsional instability.

The SSDC controller should not degrade any other aspects of converter performance (i.e. harmonics, fault response, etc.).

Studies should consider the impact of SSDC and series capacitor compensation connected in the associated a.c. system.

## 8.5 Essais de fonctionnement

Il convient de vérifier l'efficacité de l'amortissement par le CASS en soumettant le contrôleur à un ensemble d'essais sur le terrain, mettant en cause le réseau CCHT et les groupes turbines-alternateurs touchés. Il convient de prévoir les mesures des vibrations de torsion subies par les groupes d'alternateurs.

Il convient de vérifier la marge du gain du CASS par des mesures (au moyen de fonctions de mesure des transferts en boucle ouverte appliquées au CASS et au réseau auquel il est relié).

## 8.6 Protection des turbines-alternateurs

Les oscillations de torsion qui peuvent être dommageables pour une machine ne peuvent être détectées de façon fiable et sûre au poste de conversion.

Il est recommandé que tout groupe turbine-alternateur pouvant potentiellement réagir avec un réseau de conversion CCHT soit protégé par un relais de protection contre les torsions.

## 9 Interaction avec les centrales électriques

### 9.1 Généralités

Plus une centrale est reliée de près à un réseau à courant continu, plus elle subira les effets de cette liaison. Il est admis qu'un poste puisse transmettre la plus grande partie ou la totalité de sa puissance au redresseur d'un réseau de transport à courant continu, ou qu'il puisse la partager avec une charge, la puissance étant livrée à partir d'un poste onduleur. Si la charge d'une liaison à courant continu provient directement de l'alternateur d'une centrale, il est certain qu'il y aura une interaction significative. Il convient d'en tenir compte dans la conception du réseau à courant continu et du réseau alternatif qui lui est relié, en incluant les spécifications qui s'appliquent à la turbine et à l'alternateur. Si la puissance produite par la centrale alimente aussi une charge ou un réseau à courant alternatif, les effets dont il est question dans le présent article sont toujours présents, mais il convient de tenir compte d'autres aspects associés à l'influence du fonctionnement du réseau global courant alternatif-courant continu sur cette charge ou ce réseau.

### 9.2 Effets spécifiques

La puissance électrique est habituellement générée d'une centrale qui tire son énergie d'une source hydraulique, thermique ou nucléaire. L'interaction entre une liaison à courant continu étroitement associée à l'un des types de centrales produit des problèmes semblables qui sont identifiés dans le présent article. Lorsque les interactions peuvent toucher un certain type de centrales de façon différente ou plus accentuée, une mention particulière est ajoutée en conséquence.

Il convient de noter que les réseaux de transport à courant alternatif qui peuvent remplacer des lignes de transport à courant continu agissent en interaction avec les alternateurs en occasionnant des problèmes du même type et de la même importance que ceux décrits dans le présent article. Cela ne signifie toutefois pas que l'on ne doit pas tenir compte des interactions des réseaux à courant continu avec la centrale dans la préparation d'une spécification pour un réseau à courant continu.

#### 9.2.1 Répercussions des variations de fréquence

Il convient que les alternateurs fonctionnent à l'intérieur d'une plage de fréquences précise dont les limites sont déterminées en fonction du fait que les alternateurs sont synchrones ou asynchrones par rapport au réseau électrique à courant alternatif principal. Des sauts de fréquence dans la centrale sont occasionnés par une perte de puissance du réseau de transport à la suite d'une défaillance de commutation, de défauts et de blocage de groupe de valves. Une sur-oscillation à fréquence extrêmement élevée se produit lorsque la liaison à courant continu bloque complètement et qu'il n'y a pas de voie de rechange pour la puissance entre le poste et la charge; il s'ensuit une réjection totale de la charge pour la centrale.

## 8.5 Performance testing

Damping performance of the SSDC should be verified by conducting a series of controller field tests involving the HVDC system and the affected turbine generator units. Measurements of the torsional vibrations should be made at the generator units.

Gain margin of the SSDC should be checked by measurement (i.e. measure the open loop transfer functions through the SSDC and the system to which it is connected).

## 8.6 Turbine generator protection

Torsional oscillations that may be damaging to a machine cannot be reliably and securely detected at the converter station.

Any turbine-generator that can potentially interact with an HVDC converter system should be protected with a torsional protective relay.

# 9 Power plant interaction

## 9.1 General

The closer a power plant is connected electrically to a d.c. link, the more it will be affected by that link. A generating station may feed much or all of its power into the rectifier of a d.c. transmission system, or share its supply to a load with power being delivered from an inverter station. If the loading on the d.c. link comes directly from the generator of a power plant, there is bound to be significant interaction. This should be addressed in the design of the d.c. link and associated a.c. power system, including the specification of the turbine and generator. Where the power generated by the power plant also feeds an a.c. load or system, the interactions discussed in this clause are still present, but other aspects related to the influence of the a.c./d.c. system operation on this load or system should also be considered.

## 9.2 Specific interactions

Electric power is usually generated from a power plant which derives its energy from either hydro, thermal or nuclear sources. Interaction between a d.c. link closely associated with any of the various kinds of power plant will lead to common concerns identified in this clause. In cases where interactions may affect a particular kind of power plant in a different or more sensitive manner, specific reference is made accordingly.

It should be appreciated that a.c. transmission systems, as an alternative to d.c. transmission, interact with generators with similar and equal concerns as presented in this clause. This does not mean, however, that d.c. link interactions with a power plant should not be considered in preparing a specification for a d.c. link.

### 9.2.1 Frequency variation effects

Generators should operate within a specific frequency range, the limits of which are determined by whether it is synchronous or asynchronous to the main a.c. power system. Power loss in the d.c. transmission system because of commutation failure, faults or valve group blocking will result in frequency excursions in the power plant. Extreme frequency overshoot will occur when the d.c. link completely blocks and there is no alternate path for the power from the generation to reach the load, resulting in full load rejection for the power plant.

Une contrainte encore plus sévère est imposée aux alternateurs lorsqu'ils sont isolés physiquement au moyen d'un onduleur et séparés de la charge. L'inversion de la puissance électrique à l'alternateur en raison de la puissance que l'onduleur lui transmet, lorsqu'il n'est pas protégé par une commande de réduction de la puissance de la liaison à courant continu, peut causer des dommages au rotor.

Il convient d'entreprendre des études pour examiner en détail les conséquences des pannes de la liaison à courant continu. Il convient également de planifier le réseau électrique de telle façon qu'une réjection totale de charge par la liaison à courant continu n'ait pas, si elle se produit, de répercussions sur la centrale au-delà de ses limites de conception. Le type de centrale (hydraulique, thermique ou nucléaire) détermine quelles installations de transport et quels systèmes de protection sont à ajouter pour réduire l'impact sur la centrale d'une telle réjection. Les centrales nucléaires, en raison de la longueur de la période nécessaire pour atteindre de nouveau leur plein niveau de production, peuvent nécessiter les restrictions les plus sévères quant à la conception des réseaux de transport, afin d'assurer une protection contre la réjection totale de charge à courant continu. Il convient de prévoir avec un haut niveau de fiabilité un réseau CCHT qui transmet une grande partie de la puissance d'une centrale nucléaire à la charge. Dans le cas d'indisponibilités au niveau des pôles, il convient de tenir compte de la capacité de surcharge du ou des pôles restants pour éviter un arrêt de la centrale ou faciliter une réduction ordonnée de sa puissance.

### 9.2.2 Interactions des commandes de fréquence

Une instabilité à très basse fréquence (moins de 0,5 Hz) peut se développer en raison d'une interaction entre la commande de la vitesse de la machine tournante par les régulateurs de la turbine et le réseau de transport à courant continu si aucune mesure particulière de coordination n'est prise pour les coordonner. Des études et des essais peuvent servir à optimiser le réglage des régulateurs. Des commandes du réseau CCHT peuvent aussi être développées pour contribuer à l'amortissement de ces instabilités par l'ajout de boucles spéciales de commande en réponse à l'accroissement de fréquence mesuré des réseaux alternatifs. L'article 6 contient d'autres informations à ce sujet.

### 9.2.3 Effets des surtensions

Les surtensions causées par une réjection de charge par la liaison à courant continu ont des répercussions sur une centrale lorsque cette réjection est aussi transférée à l'alternateur. Les surtensions peuvent endommager les alternateurs et d'autres matériels si des filtres et des batteries de condensateurs shunt restent en service après la réjection de charge. On doit tenir compte en particulier des surtensions qui s'exercent sur le moteur auxiliaire et sur le réseau d'excitation. Il peut survenir une auto-excitation de l'alternateur au moment de la réjection de charge, sauf si un mécanisme de déclenchement transversal adéquat est intégré au réseau. Il est parfois nécessaire de combiner des commandes de blocage des convertisseurs et le déclenchement des filtres et des batteries de condensateurs shunt.

Lorsque des disjoncteurs sont nécessaires pour éliminer le défaut des filtres à courant alternatif et des batteries de condensateurs shunt dans des conditions de surtensions et d'auto-excitation dues à une réjection de charge, il convient de définir les valeurs assignées des disjoncteurs de façon à pouvoir résister aux contraintes imposées, comme il en est question en 3.3 de la CEI 60919-2. Il convient que la sensibilité et la vitesse de protection sélectionnées pour la commutation des filtres et des batteries de condensateurs, dans des conditions d'auto-excitation, soient adéquates pour protéger les machines et le matériel de poste contre les surtensions, de même que pour distinguer, au niveau de la liaison à courant continu une réjection de charge temporaire d'une permanente. En effet, la suppression de filtres et de condensateurs au moyen d'une interruption temporaire de la liaison à courant continu peut laisser le réseau dans un état tel que ses ressources en puissance réactive soient inadéquates pour retrouver pleinement le niveau de puissance qu'il démontrait avant la perturbation.

Dans de tels cas, il convient de coordonner soigneusement la remise en circuit des filtres et des condensateurs selon les capacités du matériel et les séquences de rétablissement de la liaison à courant continu, en particulier lorsque la durée de la panne temporaire doit être réduite au minimum.



A more severe stress on generators is imposed when they are islanded with a d.c. inverter and separated from the load. Electric power reversal at the generator, due to power fed to it from the inverter that is not protected by a d.c. link power order reduction, could lead to rotor damage.

Studies should be undertaken to examine in detail the consequences of d.c. link outages. The power system should be planned so that full d.c. link load rejection if it occurs, does not impact on the power plant beyond its design limits. The type of power plant, whether hydro, thermal or nuclear, will dictate what additional transmission facilities and protection systems will be essential to lessen the impact of a d.c. link full load rejection on it. Nuclear plants may require the most stringent limits on transmission design for protection against full d.c. load rejection because of the lengthy delay in resuming full power production. An HVDC system which transmits a major part of the power of a nuclear plant to the load should be designed with high reliability. For pole outages, overload capability on the remaining pole(s) should be considered to avoid generator plant shutdown or facilitate an orderly power reduction in the plant.

### 9.2.2 Frequency controls interactions

Very low frequency instability (below 0,5 Hz) can develop as an interaction between machine speed control by turbine governors and the d.c. transmission system if no particular measures are taken to coordinate them. Studies and tests to optimize governor settings can be undertaken. HVDC link controls can also be developed to contribute to the damping at these instabilities by the addition of special control loops responding to measured incremental frequency of the a.c. systems. Further information is available in clause 6.

### 9.2.3 Overvoltage effects

DC link load rejection overvoltages will affect a power plant when the load rejection is also transferred to its generator. Overvoltages can damage the generators and other equipment if filters and shunt capacitor banks remain on after load rejection. Overvoltages on the auxiliary service motor and excitation system have to be specially borne in mind. There is a possibility of self excitation of the generator on load rejection unless suitable cross tripping is incorporated into the system design. Combining converter blocking controls with tripping of filters and shunt capacitor banks may be required.

When circuit-breakers are required to clear a.c. filter and shunt capacitor banks under conditions of load rejection overvoltages and self-excitation, breaker rating should be sized to accommodate the stresses imposed as discussed in 3.3 of IEC 60919-2. The sensitivity and speed of protection for switching filter and capacitor banks under conditions of self-excitation should be adequate to protect machine and station equipment against the overvoltages and also discriminate between a temporary and permanent d.c. link load rejection. This is because removal of filters and capacitors through a temporary d.c. link shutdown may leave the system with inadequate reactive power support to fully recover its pre-disturbance power level.

In such cases, the switching back in of filters and capacitors should be carefully coordinated with equipment capabilities and d.c. link recovery sequences, particularly when the duration of the temporary outage is to be minimized.

La combinaison d'un poste de production et d'un poste CCHT peut démontrer un faible amortissement du côté courant alternatif, dans les cas où la charge alternative locale est petite ou inexistante. Dans de telles circonstances, les résonances, surtensions et tensions transitoires de rétablissement des disjoncteurs peuvent nécessiter une attention particulière.

#### 9.2.4 Harmoniques

Les courants harmoniques caractéristiques et non caractéristiques générés par un poste de conversion qui ne seraient pas correctement filtrés et amortis peuvent s'écouler dans l'alternateur. Des vibrations mécaniques indésirables peuvent s'ensuivre dans les centrales hydrauliques et thermiques, et un échauffement interne peut se produire, en particulier dans le rotor. Dans les deux cas, des dommages peuvent survenir. Il convient de définir la charge harmonique prévue ou autorisée dans les alternateurs proches des liaisons à courant continu, et d'utiliser cette valeur pour la détermination des spécifications des alternateurs et de la conception des filtres à courant alternatif. Ce sujet est également traité à l'article 75 de la CEI 60919-1. Dans le cas d'un groupe turbine-alternateur à vapeur, il convient de prêter une attention particulière à la grandeur des cinquième et septième harmoniques. Cela est important parce que l'interaction du champ magnétique a un effet de torsion pulsé sur le rotor à la sixième harmonique. Si ce phénomène se produit à une fréquence de résonance mécanique supersynchrone impliquant des oscillations de torsion des éléments du rotor et un flambage des aubes de la turbine, il peut en résulter une fatigue dans les arbres et les aubes de la turbine.

#### 9.2.5 Effets sous-synchrones et répercussions sur l'arbre

Comme l'indique l'article 8, des effets sous-synchrones peuvent être imposés à l'alternateur, à l'arbre et à la turbine et ces effets peuvent être dangereux. Les courants sous-harmoniques générés par certains types d'alternateurs diesel peuvent agir en interaction avec les liaisons à courant continu. Si une telle probabilité existe, il convient d'effectuer des essais pour déterminer la présence de sous-harmoniques dans le réseau; il convient alors d'inclure cette information dans la spécification afin que l'amortissement soit intégré aux commandes de la liaison à courant continu. Un problème connexe est l'impact sur l'arbre de l'alternateur après une modification graduelle du couple, qui peut résulter d'une rejection de la charge par la liaison à courant continu ou même à un défaut de commutation. Même si les oscillations mécaniques ainsi causées entre les masses de l'arbre de la turbine et de l'arbre de l'alternateur sont amorties, il est admis qu'une certaine réduction de la durée de vie des arbres survienne. Il est également admis que les centrales thermiques et nucléaires sont parfois plus sensibles à ce phénomène. Si un tel problème est possible, il convient de chercher à réduire au minimum les possibilités de défaillances de commutation qui occasionnent une perte de la durée de vie des arbres.

Les répercussions sur les arbres surviennent également lorsque des séquences de redémarrage de la liaison à courant continu sont utilisées. Tout redémarrage non réussi peut imposer des contraintes additionnelles à l'arbre d'un groupe turbine-alternateur. Il convient d'étudier et de prévoir cet effet dans l'établissement de spécifications de la liaison à courant continu en ce qui concerne la stratégie de redémarrage.

#### 9.2.6 Résonance

La configuration du réseau à courant alternatif reliant la centrale et le convertisseur, qui comprend habituellement des lignes courtes, un grand nombre de matériels de puissance réactive et autres, présente un risque de conditions de résonance marquée et un très faible niveau d'amortissement.

#### 9.2.7 Surtensions

A cause des conditions de résonance décrites en 9.2.6 et du faible niveau d'amortissement, on doit tenir compte de surtensions temporaires autres que celles causées par la réjection de charge. Parmi ces surtensions, figurent celles résultant de l'élimination des défauts en courant alternatif et de la mise sous tension des transformateurs.

The combination of a generator station and an HVDC substation may exhibit low damping on the a.c. side in cases where local a.c. load is small or non-existent. Under such circumstances, resonances, overvoltages and transient recovery voltages for circuit-breakers may require special attention.

#### **9.2.4 Harmonics**

Characteristic and non-characteristic harmonic currents generated from a converter station not adequately filtered and damped may flow into the generator. Undesirable mechanical vibrations may result in hydro and thermal units, as well as develop internal heating, particularly on the rotor. In both instances, damage can be caused. Anticipated or permitted harmonic loading into generators at or close to d.c. links should be determined and used as input to generator specifications and a.c. filter design. Further discussion is found in clause 75 of IEC 60919-1. In the case of a steam turbine generator, special attention should be given to the magnitude of the fifth and seventh harmonics. This is of special concern because the interaction of the magnetic field produces a pulsating torque at the sixth harmonic on the rotor. If coincident with a supersynchronous mechanical resonant frequency involving torsional oscillations of the rotor elements and flexing of the turbine buckets, fatigue in the turbine shafts and buckets may result.

#### **9.2.5 Subsynchronous and shaft impact effects**

Subsynchronous effects can be dangerously imposed upon the generator, shaft and turbine as discussed in clause 8. Subharmonic currents generated by certain types of diesel generators can interact with d.c. links. If such a probability exists, system tests should be undertaken to determine the subharmonics present in the system, and such information provided in the specification so that damping can be designed into the controls of the d.c. link. A related problem is the impact on a shaft of a generator of the step change in torque which can result from a d.c. link load rejection or even from a commutation failure. Even if the resulting mechanical oscillations between masses on the turbine and generator shaft are damped, some loss of shaft life may occur. Thermal and nuclear plant may be most sensitive to this concern. The potential for commutation failures contributing to loss of shaft life should be minimized if this is identified as being a possible problem.

Shaft impact effects are also caused when d.c. link restart sequences are adopted. Each unsuccessful restart can impose additive stresses to the shaft of a turbine generator. This effect should be studied and anticipated in the specification of the d.c. link so far as the restart strategy is concerned.

#### **9.2.6 Resonance**

The configuration of the a.c. system interconnecting the power station and converter, usually involving short lines, great concentration of reactive power equipment, etc. has a potential risk of pronounced resonance conditions and a very low degree of damping.

#### **9.2.7 Overvoltages**

As a result of the resonance conditions indicated in 9.2.6 above, as well as the low degree of damping, other temporary overvoltages than those caused by load rejection shall be considered. Among these overvoltages that can be mentioned are a.c. fault clearing overvoltages and overvoltages resulting from transformer energization.

### 9.2.8 Contraintes dans le matériel de commutation à courant alternatif

En plus des problèmes décrits en 9.2.3, la configuration d'un réseau à courant alternatif comportant des lignes courtes, dont il est question en 9.2.6, peut exiger que la tension transitoire de rétablissement (TTR) soit supérieure aux valeurs standard pour le disjoncteur qui doit alors être utilisé.

### 9.2.9 Sous-fréquences

Il convient également d'étudier l'occurrence de conditions de sous-fréquences résultant d'une perturbation majeure comme la perte de groupes de production.

### 9.2.10 Procédure de démarrage d'un convertisseur

Il convient de tenir compte de la régulation de fréquence dans le réseau du côté émetteur et des exigences relatives à la capacité de puissance réactive de l'alternateur au cours de la procédure de démarrage d'une unité de conversion.

## 9.3 Cas d'une centrale nucléaire

Il convient de moduler en détail les caractéristiques associées aux relais de protection qui peuvent causer l'arrêt d'urgence d'une centrale nucléaire dans le cadre d'études de simulation. Si la capacité de dérivation de la vapeur est la même que la capacité du réacteur, l'arrêt d'urgence peut être évité s'il se produit une perturbation dans un réseau à courant continu ou dans le réseau alternatif du côté récepteur.

En étudiant le phénomène de la résonance sous-synchrone, il convient de noter que la fréquence de résonance mécanique d'un groupe turbine-alternateur d'une centrale nucléaire est habituellement inférieure à celle d'autres types de turbines-alternateurs à vapeur.