

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

High-voltage direct current (HVDC) installations – System tests

Installations en courant continu à haute tension (CCHT) – Essais systèmes

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61975:2010



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2010 IEC, Geneva, Switzerland

All rights reserved. Unless otherwise specified, no part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from either IEC or IEC's member National Committee in the country of the requester.

If you have any questions about IEC copyright or have an enquiry about obtaining additional rights to this publication, please contact the address below or your local IEC member National Committee for further information.

Droits de reproduction réservés. Sauf indication contraire, aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de la CEI ou du Comité national de la CEI du pays du demandeur.

Si vous avez des questions sur le copyright de la CEI ou si vous désirez obtenir des droits supplémentaires sur cette publication, utilisez les coordonnées ci-après ou contactez le Comité national de la CEI de votre pays de résidence.

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

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

About the IEC

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

About IEC publications

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

Useful links:

IEC publications search - www.iec.ch/searchpub

The advanced search enables you to find IEC publications by a variety of criteria (reference number, text, technical committee,...).

It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

Stay up to date on all new IEC publications. Just Published details all new publications released. Available on-line and also once a month by email.

Electropedia - www.electropedia.org

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

Customer Service Centre - webstore.iec.ch/csc

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

A propos de la CEI

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

A propos des publications CEI

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

Liens utiles:

Recherche de publications CEI - www.iec.ch/searchpub

La recherche avancée vous permet de trouver des publications CEI en utilisant différents critères (numéro de référence, texte, comité d'études,...).

Elle donne aussi des informations sur les projets et les publications remplacées ou retirées.

Just Published CEI - webstore.iec.ch/justpublished

Restez informé sur les nouvelles publications de la CEI. Just Published détaille les nouvelles publications parues. Disponible en ligne et aussi une fois par mois par email.

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire en ligne au monde de termes électroniques et électriques. Il contient plus de 30 000 termes et définitions en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans les langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (VEI) en ligne.

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

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

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

High-voltage direct current (HVDC) installations – System tests

Installations en courant continu à haute tension (CCHT) – Essais systèmes

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

PRICE CODE
CODE PRIX

XC

ICS 29.130.10; 31.080.01

ISBN 978-2-83220-371-2

Warning! Make sure that you obtained this publication from an authorized distributor.
Attention! Veuillez vous assurer que vous avez obtenu cette publication via un distributeur agréé.

CONTENTS

FOREWORD.....	4
INTRODUCTION.....	6
1 Scope.....	7
2 Normative references.....	7
3 Terms and definitions	7
3.1 Test classifications terms	7
3.2 Operation state terms	8
4 General	9
4.1 Purpose.....	9
4.2 Structure of the HVDC system	10
4.3 Structure of the control and protection system.....	11
4.4 Logical steps of system test.....	12
4.5 Structure of system test	13
4.6 Precondition for site test	13
5 Converter station test.....	16
5.1 General	16
5.2 Converter unit test	17
5.3 Energizing of reactive components.....	18
5.4 Changing the d.c. system configuration	19
5.5 Electromagnetic compatibility.....	20
5.6 Trip test.....	21
5.7 Open line test	22
5.8 Back-to-back test.....	24
5.9 Short circuit test	25
6 Transmission tests.....	26
6.1 Low power transmission tests	26
6.2 Operator control mode transfer	34
6.3 Changes of d.c. configuration	40
6.4 Main circuit equipment switching.....	43
6.5 Dynamic performance testing.....	47
6.6 AC and d.c. system staged faults	56
6.7 Loss of telecom, auxiliaries or redundant equipment	60
6.8 High power transmission tests	63
6.9 Acceptance tests	67
7 Trial operation	74
7.1 General	74
7.2 Purpose of test	74
7.3 Test precondition	74
7.4 Test procedure	74
7.5 Test acceptance criteria.....	75
8 System test plan and documentation	75
8.1 General	75
8.2 Plant documentation and operating manual.....	75
8.3 System study reports and technical specification.....	75
8.4 Inspection and test plan	76
8.5 System test program.....	76

8.6 Test procedure for each test	77
8.7 Documentation of system test results	77
8.8 Deviation report	78
Bibliography	79
Figure 1 – Relation among five major aspects of system test	10
Figure 2 – Structure of the HVDC system	11
Figure 3 – Structure of the HVDC control and protection	11
Figure 4 – Structure of system test	15
Figure 5 – Sequence for low power transmission tests	28
Figure 6 – Step response test of current control at the rectifier	49
Figure 7 – Step response test of extinction angle control at the inverter	50
Figure 8 – Step response test of d.c. voltage control at the inverter	50
Figure 9 – Step response test of current control at the inverter	51
Figure 10 – Step response test of power control at the rectifier	51

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61975:2010

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

HIGH-VOLTAGE DIRECT CURRENT (HVDC) INSTALLATIONS – SYSTEM TESTS

FOREWORD

- 1) The International Electrotechnical Commission (IEC) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, IEC publishes International Standards, Technical Specifications, Technical Reports, Publicly Available Specifications (PAS) and Guides (hereafter referred to as "IEC Publication(s)"). Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested IEC National Committees.
- 3) IEC Publications have the form of recommendations for international use and are accepted by IEC National Committees in that sense. While all reasonable efforts are made to ensure that the technical content of IEC Publications is accurate, IEC cannot be held responsible for the way in which they are used or for any misinterpretation by any end user.
- 4) In order to promote international uniformity, IEC National Committees undertake to apply IEC Publications transparently to the maximum extent possible in their national and regional publications. Any divergence between any IEC Publication and the corresponding national or regional publication shall be clearly indicated in the latter.
- 5) IEC itself does not provide any attestation of conformity. Independent certification bodies provide conformity assessment services and, in some areas, access to IEC marks of conformity. IEC is not responsible for any services carried out by independent certification bodies.
- 6) All users should ensure that they have the latest edition of this publication.
- 7) No liability shall attach to IEC or its directors, employees, servants or agents including individual experts and members of its technical committees and IEC National Committees for any personal injury, property damage or other damage of any nature whatsoever, whether direct or indirect, or for costs (including legal fees) and expenses arising out of the publication, use of, or reliance upon, this IEC Publication or any other IEC Publications.
- 8) Attention is drawn to the Normative references cited in this publication. Use of the referenced publications is indispensable for the correct application of this publication.
- 9) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this IEC Publication may be the subject of patent rights. IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

International Standard IEC 61975 has been prepared by subcommittee 22F: Power electronics for electrical transmission and distribution systems, of IEC technical committee 22: Power electronic systems and equipment.

This first version of IEC 61975 cancels and replaces IEC/PAS 61975 published jointly in 2004 by IEC and CIGRÉ. It constitutes a technical revision incorporating engineering experience.

This bilingual version (2012-09) corresponds to the monolingual English version, published in 2010-07.

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

FDIS	Report on voting
22F/221/FDIS	22F/227/RVD

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

The French version of this standard has not been voted upon.

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

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

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

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61975:2010

INTRODUCTION

The standard is structured in eight clauses:

- a) Clause 1 – Scope
- b) Clause 2 – Normative references
- c) Clause 3 – Definitions
- d) Clause 4 – General
- e) This clause addresses the purpose of this standard, the HVDC system structure, the control and protection structure, the logical steps of commissioning, the structure of the system test and that of the system commissioning standard.
- f) Clause 5 – Converter station test
- g) This clause addresses the commissioning of converter units and verifies the steady state performance of units as well as switching tests.
- h) Clause 6 – Power transmission tests
- i) This clause concerns the commissioning of the transmission system, and verifies station coordination, steady-state and dynamic performance, interference, as well as interaction between the d.c. and a.c. systems.
- j) Clause 7 – Trial operation
- k) After completion of the system test, the period of trial operation is normally specified to verify the normal transmission.
- l) Clause 8 – System test plan and documentation

Clauses 5 to 7 comprise individual sections providing an introduction and covering objects, preconditions and procedures and general acceptance criteria as well as detailed descriptions of the individual tests.

HIGH-VOLTAGE DIRECT CURRENT (HVDC) INSTALLATIONS – SYSTEM TESTS

1 Scope

This International Standard applies to system tests for high-voltage direct current (HVDC) installations which consist of a sending terminal and a receiving terminal, each connected to an a.c. system.

The tests specified in this standard are based on bidirectional and bipolar high-voltage direct current (HVDC) installations which consist of a sending terminal and a receiving terminal, each connected to an a.c. system. The test requirements and acceptance criteria should be agreed for back-to-back installations, while multi-terminal systems and voltage sourced converters are not included in this standard. For monopolar HVDC installations, the standard applies except for bipolar tests.

For the special functions or performances that are claimed by specific projects, some extra test items not included in this standard should be added according to the technical specification requirements.

This standard only serves as a guideline to system tests for high-voltage direct current (HVDC) installations. The standard gives potential users guidance, regarding how to plan commissioning activities. The tests described in the guide may not be applicable to all projects, but represent a range of possible tests which should be considered.

Therefore, it is preferable that the project organization establishes the individual test program based on this standard and in advance assigns responsibilities for various tasks/tests between involved organisations (e.g. user, supplier, manufacturer, operator, purchaser etc.) for each specific project.

2 Normative references

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

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

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

3 Terms and definitions

For the purposes of this document, the terms and definitions given in IEC 60633 as well as the following terms and definitions apply.

3.1 Test classifications terms

3.1.1

station test

converter system test including items which verify the function of individual equipment of the converter station in energized state

3.1.2

system test

test verifying functions and performances of HVDC system as a whole as well as the interaction with adjacent a.c. systems

3.1.3

transmission tests

test verifying functions and performances of HVDC system when transmitting power between both terminals

NOTE It is also referred to as an “end to end test”.

3.2 Operation state terms

In the d.c. system, there are 5 defined states: earthed, stopped, standby, blocked, de-blocked.

3.2.1

earthed

state in which the pole or converter is isolated and earthed on the a.c. and d.c. sides and no energizing of the pole or converter equipment is possible

NOTE The earthed state provides the necessary safety for carrying out maintenance work, and is the only one that permits the pole or converter maintenance. In this state maintenance work is possible on the converter transformers, the isolated and earthed part of the a.c. high voltage bus equipment, d.c. and valve hall installed equipment of this pole or converter.

3.2.2

stopped/isolated

state in which the pole or converter is isolated from the a.c. and d.c. side, but all the earthing switches are open

NOTE In this state the d.c. yard can be prepared for power transmission (earth electrode line, pole and d.c. line connect).

3.2.3

standby

state which is to be used when the d.c. system is not being utilized but is ready for power transmission

NOTE In this state the converter transformer is to be ready; tap-changer is automatically brought to the start position, which ensures that the transformer will be energized with minimum voltage to minimize the inrush current. The disconnector of the a.c. bay should be closed, but the circuit breakers in the feeding bay of the converter transformer should be open. In this state the d.c. configuration can still be changed (earth electrode line, pole and d.c. line connect).

3.2.4

blocked

state in which the pole is prepared to transmit power at a moment's notice

NOTE The converter transformer is connected to the energized a.c. bus by means of closing of the respective circuit breaker. The valve cooling system is ready for operation if the cooling water conductivity, flow and temperature are within the specified limits. A defined d.c. configuration shall have been established. Further changes are not possible in this state. The thyristor pre-check is carried out after the converter transformer has been energized. The pre-check is considered as passed when in every valve the redundancy is not lost. To change the blocked state, the states stopped, standby and de-blocked are selectable.

3.2.5

de-blocked

state representing the following two operating modes: power transmission and open line test

NOTE Power transmission is the normal operating mode. In the de-blocked status the pole transmits power in normal operating mode if both terminals are in the deblocked stage and there is a voltage difference between the terminals. A minimum number of a.c. filters should be available.

3.2.6

off-site tests

tests which are performed before on-site testing

4 General

4.1 Purpose

System test completes the commissioning of an HVDC system.

The supplier can verify the suitability of the station equipment installed and the functional completeness of the system. Moreover, adjustments and optimizations can be made.

It is shown for the user that the requirements and stipulations in the contract are met and that there is correlation with studies and previous off-site tests.

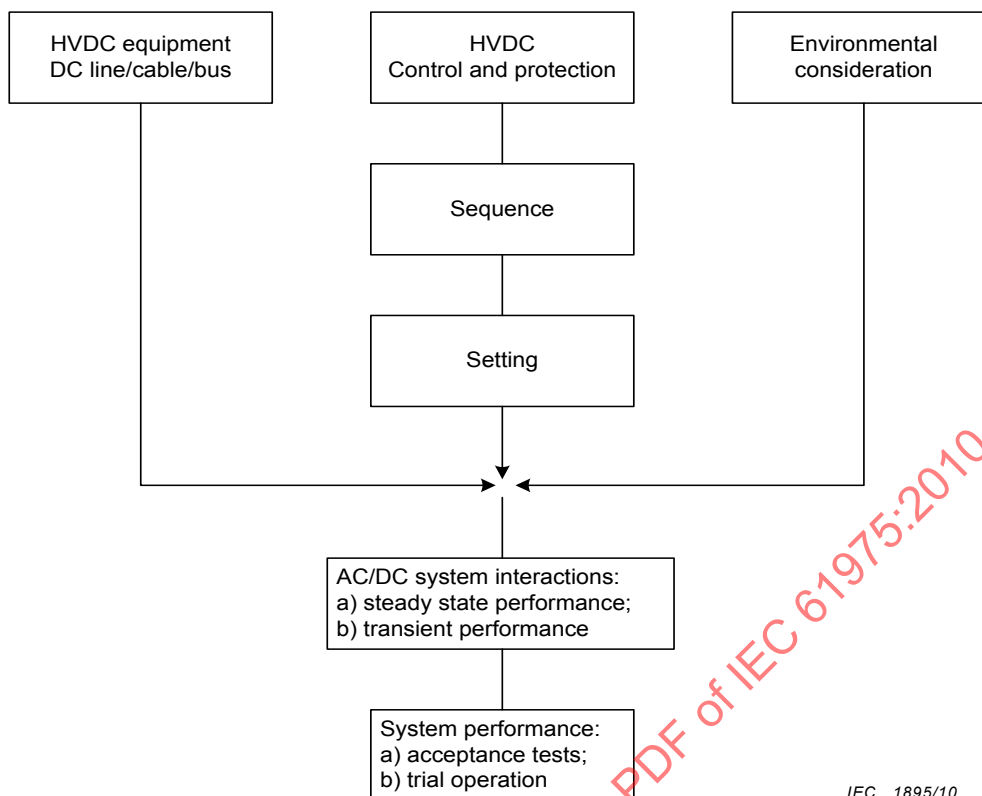
For the user, the completion of system test marks the beginning of commercial operation of the HVDC system.

When adapting the HVDC system to the connected a.c. systems, there may be various constraints which require coordination within the economic schedules of the a.c. system operators. System tests prove to the public that tolerable values of phenomena concerning the public interest are not exceeded.

Five major aspects are subject to system tests:

- a) HVDC station equipment and d.c. line/cable/bus including earth electrode, if any;
- b) HVDC control and protection equipment and their settings;
- c) environmental considerations;
- d) a.c./d.c. system interaction;
- e) system performance when jointly operated with a connected a.c. system.

The interrelation between these aspects is shown in Figure 1.



IEC 1895/10

Figure 1 – Relation among five major aspects of system test

Thorough and complete system test of the above components can be achieved with the tests described in the standard.

Acceptance tests shall be defined between supplier and user in advance and may be performed at an appropriate time during the test schedule.

System tests may affect more than the actual contract parties. Those parties shall be informed in time.

The complexity and the diversified areas concerned during system test require thorough planning and scheduling, cooperation of all involved parties, as well as complete and organized documentation.

NOTE The suggested “Test Procedures” are recommendations and alternative test procedures may be used subject to the agreement between supplier and user.

4.2 Structure of the HVDC system

From a functional point of view an HVDC system consists of a sending terminal and a receiving terminal, each connected to an a.c. system. The two terminals have one or several converters connected in series on the d.c. side and in parallel on the a.c. side. The terminals are connected by a transmission line or cable or a short piece of busbar (back-to-back station). Multi-terminal systems are not addressed in this standard.

The structure of the HVDC system is shown in Figure 2.

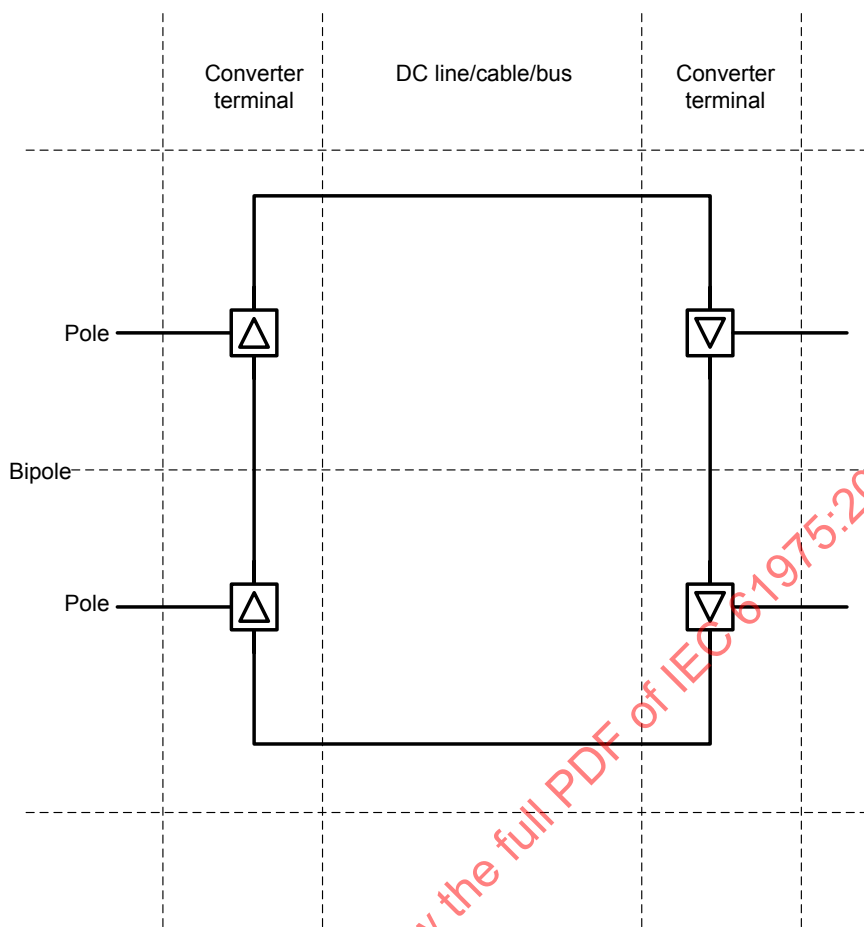


Figure 2 – Structure of the HVDC system

IEC 1896/10

4.3 Structure of the control and protection system

Each of the converter units can be controlled individually. To make the system function correctly as a power transmission system, the converter units should be controlled in a coordinated way by a higher level of the control system. Coordinated controls and protection are essential for the proper functioning of HVDC systems.

The structure of the HVDC control and protection is shown in Figure 3:

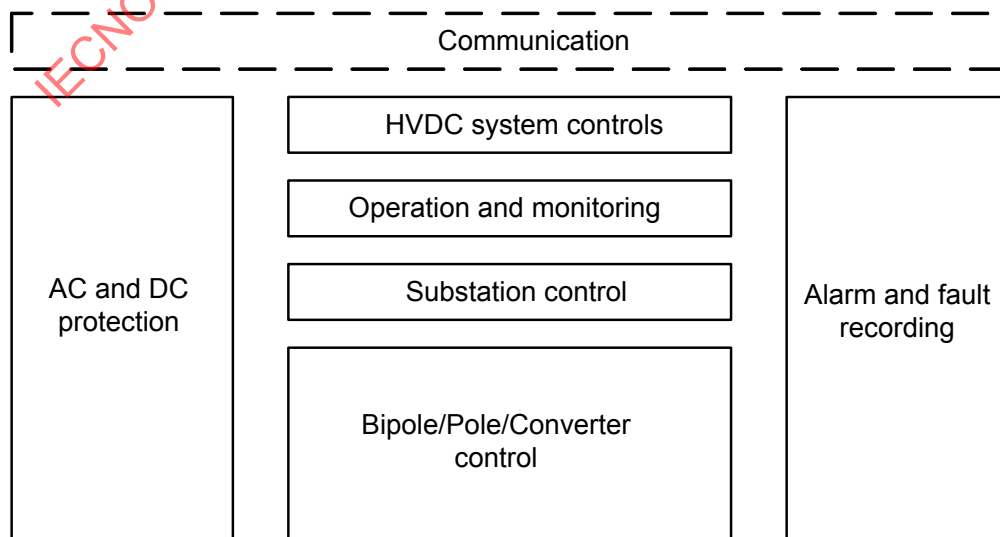


Figure 3 – Structure of the HVDC control and protection

IEC 1897/10

4.4 Logical steps of system test

To ensure proper functioning, the type test and functional performance test should be conducted in factory in order to debug and test the control system before the site test.

In order to provide the power grid data and help to compile the system test plan, the off-line digital simulation should be conducted before and during the simulation test, especially analysis on the power flow, stability and overvoltage.

Considering the complexity of the HVDC system, all limiting design cases may be conducted on the digital simulator in a similar way to those done on site.

Commissioning an HVDC system may affect more than the actual contract parties. The complexity and the diversified areas concerned during system test require thorough planning and scheduling, cooperation of all involved parties and complete and structured documentation. Before a system test can begin on site, the following preconditions should be fulfilled concerning subsystem tests, operator training and safety instructions, system test plan and test procedures, and all necessary test equipment.

- a) All subsystems should have been tested and commissioned, including a.c. filters and the converter transformers with special attention to possible transformer or a.c. filter resonance during energizing.
- b) Operating personnel should be sufficiently trained.
- c) Operating instructions for the station should be available.
- d) Personnel, plant safety and security instructions should be available.
- e) System test plan and documentation (Part 8) should be available and agreed upon.
- f) AC/d.c. power profiles should have been agreed for each test.
- g) Any a.c./d.c. system operating restrictions should have been identified.
- h) Operator voice communications should be available
- i) All necessary test equipment should have been calibrated and in service.
- j) Procedures for the preparation and evaluation of test results should have been agreed upon.

Site system tests should follow the structure of the HVDC system, starting from the smallest, least complex operational unit, usually a 12-pulse converter, and shall end with the total system in operation. The test sequence should be scheduled starting at the local level with simple tests before involving additional locations and the transmission system and more complex tests.

After all preconditions are fulfilled, converter station tests should be conducted and begin from the converter unit test, including energizing of a.c. filter and d.c. yard, electrical magnetic interference, trip test, changing the d.c. system configuration, open line test, and so on.

The power transmission (also called end-to-end) test should start on a monopolar basis, with bipolar operation, with full power being the final step.

Having the complete system running properly, performance of the steady state can be verified. With normal operating ramp settings and automatic switching sequences in place, the effect of a number of disturbances on the d.c. side of the system as well as in the a.c. systems may be checked, and the transient and fault recovery performances may be verified.

Acceptance tests shall be defined between supplier and user in advance and may be performed at an appropriate time during the test schedule.

The acceptance tests necessary to verify whether acceptance criteria have been met, may have been performed wholly or in part during the commissioning period. To avoid unnecessary

duplication of such tests, careful consideration should be given in advance as to when acceptance tests are carried out.

If acceptance tests are still outstanding or acceptance tests have to be repeated due to modifications, they should be performed during the transmission testing, or following trial operation, if appropriate.

Correct operation of the HVDC system over an extended period of time is checked during the trial operation.

Complete and organized documentation of the system tests, which benefit both the supplier and the user, shall form part of the project documentation and contain all necessary data records, logs, etc, and if necessary a commentary and references.

After all the above HVDC system tests have been completed, all functions have been verified and the HVDC system can be handed over to the users.

4.5 Structure of system test

The structure of the system test is shown in Figure 4.

4.6 Precondition for site test

4.6.1 Factory system test

This subclause describes site tests and the commissioning of the HVDC controls at the factory, including real-time simulation test.

Subsequent to the routine test of the HVDC system control and protection equipment, it is normal practice to check the function of the HVDC control and protection equipment in a factory system test (= FST) prior to being shipped to site.

The factory system test provides the opportunity to set up the parameters of the control systems and to obtain a proof on the performance of the equipment relative to the specified requirements.

Performance of the protective functions of the converter, during various simulated faults, can also be checked. This enables the equipment to be partly commissioned off-site. It also provides the opportunity to detect and correct hardware and software errors or deficiencies in the control and protection systems.

The factory system test may use a real-time simulator and/or software models.

In the factory system test the complete control system shall be tested. Fault recorders and sequence of event recorders in case they are "stand alone equipment" may be excluded. If these recorders are not part of the factory system test, the validity of output signals to these equipment would be checked during the tests.

Finding and correcting hardware and software errors in the control system is an important function of the off-site test. Such faults are easier to find and correct off-site rather than during site tests and commissioning. Correcting such faults reduces the probability of disturbing the customer power system during the site system test.

4.6.2 Additional simulation test before site system test

If the a.c. network condition in commissioning stage is different from that in the HVDC design stage, the additional simulation test should be conducted, if specified by the user.

Off-line simulation software can be used to analyse short circuit capacity, overvoltage and power flow, while the real-time simulator may be used for the complete functional performance tests of the control system.

The additional simulations provide opportunities to:

- a) set up the parameters of the control systems and obtain a preliminary check on the performance of the equipment relative to the specified requirements;
- b) check performance of the protective functions of the converter during various simulated faults;
- c) find and correct hardware and software errors in the control system which are easier to find and correct off-site rather than during site tests and commissioning, and can reduce the probability of disturbing the customer power system during site system tests.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61975:2010

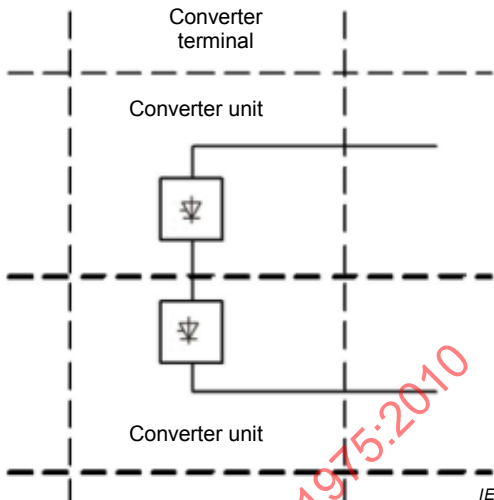
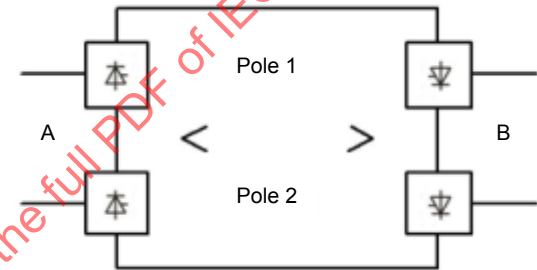
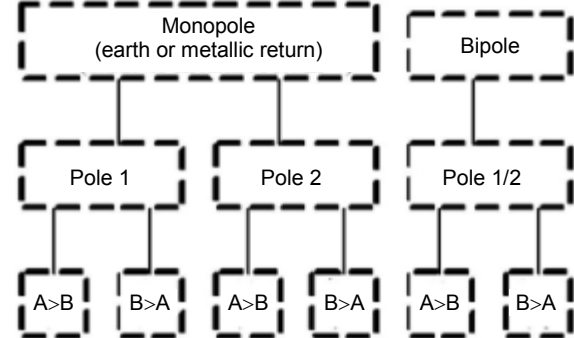
Tests	Configuration
Converter station test 1) Converter unit test 2) Energizing of reactive components • A.c. filters • Capacitor banks • Reactors 3) Changing the d.c. system configuration 4) Electromagnetic compatibility 5) Trip test 6) Open line test 7) <i>Back-to-back test</i> 8) <i>Short circuit test</i> NOTE Tests in <i>Italic</i> are special load tests as per 5.1.2.5.	 IEC 1898/10
Power transmission test 1) Basic operation • Start and stop sequences and steady state operation • Protective blocking and tripping sequences • Power and current ramping 2) Operator control mode transfer • Control location • Control mode • Reactive power control mode • Operation voltage • D.c. power automatic control 3) Changes of d.c. configuration 4) Switching of primary equipment • Transformers and tap changers • A.c. filters and the reactive power compensation devices • D.c. filters 5) Dynamic performance testing 6) A.c. and d.c. system staged faults 7) Loss of telecom, auxiliaries or redundant equipment 8) Steady state performance • The measurement of the system parameters • Reactive power control end performance • Overload/Temperature rise • Harmonic performance and filter components rating • Audible noise • Loading tests • Electromagnetic interference test • Earth electrode test	 IEC 1899/10 Configuration  IEC 1900/10
Trial operation	

Figure 4 – Structure of system test

5 Converter station test

5.1 General

5.1.1 Environmental specifications

This clause describes the test of each converter station as a unit and the verification of the HVDC transmission line prior to transmitting power. This group of tests precedes the end-to-end test.

During the test program, conformance with environmental specifications should be included where applicable. Preliminary observations of audible noise, radio and PLC interference levels may be made, and temperature rise of major equipment can be monitored as described in Clause 6. However, the actual measurement of the above mentioned quantities should be conducted during end-to-end operation.

5.1.2 General purpose

5.1.2.1 General

The converter station test verifies the correct operation of an individual converter station and the proper insulation of all main circuit equipment before starting the power transmission tests.

The converter station tests may be divided into low voltage energizing, high voltage energizing, open line test and load tests.

5.1.2.2 Low voltage energizing / Phasing verification

In order to verify the phasing, the converter main circuit connections and the converter firing control a low voltage energizing test could be conducted prior to high voltage energizing. The test verifies the electrical phasing through the main circuit and the control system.

5.1.2.3 High voltage energizing

The high voltage energizing verifies that proper voltage insulation is achieved in the a.c. and d.c. main circuit equipment.

5.1.2.4 Open line test

The open line tests of the d.c. switchyard and d.c. transmission circuit verify that proper insulation voltage withstand has been achieved and that the converter firing control and the valve base electronics function properly.

5.1.2.5 Special load test

A load test (back-to-back or short circuit test) may be conducted, if specifically specified by the user, to get a provisional verification of the control system, the valve cooling capability and the main circuit with respect to temperature rise, audible noise and radio interference. Final verification will be made during power transmission test.

5.1.3 General precondition

Before beginning the converter test, the following equipment shall be verified off voltage and be available:

- a) a.c. switchgear;
- b) a.c. filters, capacitor banks and shunt reactors;
- c) d.c. filters and switchgear;

- d) converter transformers;
- e) thyristor valves and cooling system;
- f) station auxiliary service;
- g) fire protection system;
- h) a.c. and d.c. protection systems;
- i) control system;
- j) d.c. line or cable (for open line test);
- k) sequence of event recorder;
- l) alarm system;
- m) transient fault recorders.

Prior to the converter tests, detailed procedures and plans should be prepared. As the tests may involve some disturbance or increased risk to the connected a.c. systems, the operators of the systems should be consulted.

5.2 Converter unit test

5.2.1 Purpose of test

The test verifies that at the first energization of the converter unit the insulation voltage withstand is achieved, and checks that the electrical phasing is correct.

5.2.2 Test precondition

Test preconditions are the following:

- a) All controls and protections associated with the high voltage equipment shall be verified and in service. A trip test shall be made shortly before high voltage energizing (see 5.6).
- b) Monitoring instrumentation shall be connected and ready.
- c) All clamp joints shall have been tightened and the insulators wiped clean.
- d) The HVDC transmission line disconnect switch shall be opened and locked.
- e) All safety procedures shall have been carried out.
- f) A final visual inspection of the high voltage equipment shall be performed and the arrester counter numbers shall be recorded.
- g) The low voltage side of the valves shall be earthed.

5.2.3 Test procedure

5.2.3.1 Low voltage energizing

Test conditions are the following:

- a) During the test, all the internal reference voltages in the controls and the firing pulses of the valve control unit (=VCU) are monitored.
- b) The test may be performed by applying 0,5 to 10 kV to the primary side or to the valve side of the converter transformers with all thyristors short-circuited except one or more thyristors in each valve.
- c) An appropriate resistor or reactor may serve as a load on the d.c. side.
- d) Each single valve is represented by a single thyristor level. During the low voltage energizing test, the valves are de-blocked and the converter is operating in normal or open line test mode.

NOTE An alternative approach to verify the phasing of the converter main circuit connections and the interconnections to the converter transformers is a thorough visual inspection of the interconnection scheme and

comparison with the relevant documentation. This will however include verification that the control sends out a firing pulse to the correct thyristor.

5.2.3.2 High voltage energizing

Test conditions are the following:

- a) Energize the converter transformer with the valves blocked and check the electrical phasing through the control system.
- b) Ensure that the converter transformer tap changers initially at highest position (lowest valve side voltage) and then are stepped to rated voltage.
- c) Keep the transformer energized for a minimum of 6 h.
- d) Record a.c. voltage, steady-state and inrush-current, and inspect the equipment for abnormal sounds and corona discharge during the test.

5.2.3.3 Test acceptance criteria

The test acceptance criteria are the following:

- a) No abnormal sound or corona discharge shall occur in the energized equipment.
- b) No protection shall operate improperly.
- c) Parameters, such as voltage, should be as expected.

5.3 Energizing of reactive components

5.3.1 Individual energizing of reactive components

Reactive components, such as a.c. filters, capacitor banks and shunt reactors are energized for the first time individually. Combined switching of these elements is described in Clause 6.

5.3.2 Purpose of test

Purposes of the test are the following:

- a) to verify that proper voltage insulation is achieved;
- b) to verify that the a.c. filters, capacitor banks and shunt reactors are balanced between the three phases;
- c) to confirm the no-load currents and voltages of the protections, if any.

5.3.3 Test precondition

Test preconditions are the following:

- a) All controls and protections (main and backup) associated with the high voltage equipment shall be verified and in service. A trip test shall be made shortly before high voltage energizing.
- b) AC filter tuning shall be completed.
- c) AC filters and shunt capacitors shall have been balanced.
- d) All clamp joints shall have been tightened and the insulators wiped clean.
- e) All safety procedures shall have been carried out.
- f) A final visual inspection of the high voltage equipment shall be performed, and the arrester counter numbers shall be recorded.

5.3.4 Test procedure

Test procedure is the following:

- a) Energize the a.c. filters, capacitor banks and shunt reactors one by one.

- b) Keep each a.c. filter, capacitor bank and shunt reactor energized for a minimum of 2 h.
- c) Record a.c. voltage, steady-state and inrush current, and inspect the equipment for abnormal sounds and corona discharge during the test.

5.3.5 Test acceptance criteria

The test acceptance criteria are the following:

- a) No abnormal sound or corona discharge shall occur in the energized equipment.
- b) No protection shall operate improperly.
- c) The a.c. filters and capacitor banks shall be balanced within design tolerances.

5.4 Changing the d.c. system configuration

5.4.1 General

Changing the d.c. system configuration can be relatively simple in an end to end or point to point system which has a single converter per pole. The switching operations become more complicated if the station poles have parallel or series converters. This test demonstrates that equipment, breakers, disconnectors or earthing switches are operated in the correct sequence and, are properly interlocked. Changing the d.c. system configuration on load is described in Clause 6.

Transfers between different d.c. system configurations can be initiated automatically and jointly or manually from local control or from a remote dispatch centre. In manual or separate control, the operators need to coordinate these actions via voice communication.

5.4.2 Purpose of test

The test verifies that the d.c. system configuration can be safely changed as specified prior to transmitting power for the first time.

5.4.3 Test precondition

Test preconditions are the following:

- a) Off-site tests verifying d.c. system configuration change shall have been completed.
- b) All necessary a.c. and d.c. switching equipment shall be in service.
- c) Operator instructions and test procedures shall be available.

5.4.4 Test procedure

The transfer between specified d.c. system configurations shall be demonstrated. The changes of configuration should be performed from the initial conditions defined below:

- monopolar earth return;
- monopolar metallic return;
- bipolar operation;
- integration of parallel or series converters.

The tests shall first be performed with telecommunication out of service, and then with telecommunication in service.

- a) Establish voice communication with the operators of the other terminal.
- b) Switch off the telecommunication.
- c) Reset all alarms.

- d) Select the initial d.c. system configuration in accordance with the operating instructions. The procedure will have to be done in steps involving operators at each terminal.
- e) Verify the appropriate switching action on the operator control interface and sequence of events recorder. Simulate failures in the switching sequence.
- f) Repeat the test for all applicable d.c. system configurations.
- g) Restore telecommunication.
- h) Repeat the tests, in automatic and joint control mode.

5.4.5 Test acceptance criteria

The test acceptance criteria are the following:

- a) Switching sequences shall correctly transfer between all applicable d.c. system configurations, with and without telecommunication.
- b) All switching sequences shall be safely and correctly completed.
- c) The interlocking of earthing switches, disconnect switches and breakers of the a.c. and d.c. yards shall be in accordance with the technical specifications.
- d) It should be possible to initiate a change of d.c. system configuration from local and, if available, from remote control locations.
- e) An incomplete sequence shall be terminated in a safe condition.

5.5 Electromagnetic compatibility

5.5.1 General

The test may be conducted, if specified by user, at each station and each pole individually.

5.5.2 Test precondition

Test preconditions are the following:

- a) All primary equipment in the a.c. and d.c. yard of the tested station should be off voltage.
- b) All controls and protections (main and backup) associated with the high voltage equipment shall be verified and in service.
- c) All alarm and monitoring (including recording sequence of events) systems shall be verified and in service.

All the cubicles of control and protection system and the devices in them are charged.

All safety procedures shall have been carried out.

A final visual inspection of the high voltage equipment shall be performed, and the arrester counter numbers shall be recorded.

The test equipment, such as walkie talkie or mobile telephones, should be checked and in service. Moreover, the emitting power of the test equipment should be within 3 W to 5 W.

5.5.3 Test procedure

5.5.3.1 General

Electromagnetic compatibility can utilize different interference sources, which are listed as follows.

5.5.3.2 Test procedure by emitting source

Test procedure is as follows:

- a) Ensure that the tested cubicles and devices of control and protection are energized.
- b) Verify that the door of the d.c. control cubicles is closed.
- c) Emitting source shall be placed at first at the front and then behind each cubicle door of the control panel and emitting shall be repeated three times in each position. The distance between the emitting source and cubicle doors of the control panel should be calculated according to IEC 61000-4-3. The duration of each emitting shall not be less than 10 s.
- d) Inspect the equipment during the test for abnormal sounds and actions.

5.5.3.3 Test procedure by switching on and off the a.c. busbar

Test procedure is the following:

- a) Ensure that all cubicles and devices of control and protection are energized.
- b) Switch on the disconnected a.c. busbar which is the nearest one to the control room of the station.
- c) Switch off the above busbar.
- d) Inspect the equipment during the test for abnormal sounds and actions.

5.5.4 Test acceptance criteria

There shall be no abnormal control actions during the test.

5.6 Trip test

5.6.1 General

The test should be conducted for each trip coil in the converter station and each pole before energizing of the a.c. filters and transformers.

5.6.2 Purpose of test

Purposes of the test are the following:

- a) Verify the function of the protective trip circuits of equipment in the converter station.
- b) Verify the sequence and performance of the protective trip.

5.6.3 Test precondition

Test preconditions are the following:

- a) All equipment in the a.c. and d.c. yard of the tested station should be off voltage.
- b) All controls and protections (main and backup) associated with the high voltage equipment shall be verified and in service.
- c) All alarm and monitoring (including recording sequence of events) systems shall be verified and in service.
- d) All safety procedures shall have been carried out.
- e) A final visual inspection of the high voltage equipment shall be performed, and the arrester counter numbers shall be recorded.

5.6.4 Test procedure

5.6.4.1 General

The trip signals can be initiated from different positions, as follows.

5.6.4.2 DC protection trip test

Initiate a trip signal on the terminal of the d.c. protective circuit tested, and the a.c. circuit breaker on the a.c. source side should be tripped out.

5.6.4.3 Protection trip test of the a.c. filter and shunt capacitor

Initiate a trip signal on the protection trip terminal of the a.c. filter and shunt capacitor tested, and the a.c. filter breaker should be tripped out.

5.6.4.4 Emergency switch off button trip test

Push down the emergency switch off button in the control room. The a.c. circuit breaker of the a.c. source side should be tripped out.

5.6.5 Test acceptance criteria

The test acceptance criteria are the following:

- a) The a.c. source side breaker of the converter transformer shall be tripped properly initiated by either d.c. protection or manually by the emergency switch off button.
- b) The a.c. source side breaker of each a.c. filter or shunt capacitor shall be tripped properly initiated by their protection trip circuit.
- c) No abnormal alarm or event shall occur.

5.7 Open line test

5.7.1 General

5.7.1.1 Necessity of the test

The open line test may be unnecessary where other tests items cover purposes of this test.

5.7.1.2 Open line test of the d.c. switchyard

Open line test of the d.c. switchyard can be performed from both terminals of the HVDC system at the time.

5.7.1.3 Open line test with the d.c. transmission circuit

Open line test of the d.c. transmission circuit, which can be performed from either terminal of the HVDC system but one at a time, can be conducted from the converter that becomes available first but preferably from the terminal with the highest operating voltage. The open line test can excellently demonstrate the condition of the HVDC lines and cables.

5.7.2 Test precondition

5.7.2.1 Open line test of the d.c. switchyard

Test preconditions are the following:

- a) The converter transformers shall have been energized.
- b) All controls and protections associated with the converter transformers and the d.c. switchyard, including the d.c. voltage dividers, shall have been verified and in service. A trip test shall be made shortly before high voltage energizing. Preferably a low voltage energizing shall have been performed.
- c) Monitoring instrumentation shall be connected and ready.
- d) All clamp joints shall have been tightened and the insulators wiped clean.

- e) The HVDC transmission line disconnect switch shall be opened and locked.
- f) All safety procedures shall have been carried out.
- g) A final visual inspection of the d.c. switchyard shall be performed and the arrester counter numbers shall be recorded.
- h) DC filter tuning shall have been completed.

5.7.2.2 Open line test with the d.c. transmission circuit

Test preconditions are the following:

- a) The d.c. switchyard shall have been successfully energized.
- b) All control and protection systems shall have been verified and be in service.
- c) The d.c. transmission circuit shall have been available.
- d) Check and confirm that the other terminal is isolated.
- e) Voice communication system shall be in service.
- f) All safety procedures shall have been carried out.
- g) The neutral side of the converter shall have been connected to the earth electrode and the high voltage side shall have to be connected to the power transmission line or cable.

5.7.3 Test procedure

5.7.3.1 Open line test of the d.c. switchyard

Test procedure is the following:

- a) Connect the neutral side of the converter to earth or to the earth electrode (if available).
- b) Energize the converter transformer at the lowest valve side voltage and step the tap changers to rated voltage.
- c) De-block the converter in the open line test status of operation and ramp the d.c. voltage slowly to rated value.
- d) Keep the d.c. equipment energized for a maximum of 30 min.
- e) After the successful completion of the test, decrease the d.c. voltage to zero and block the converter.
- f) Repeat the open line test of the d.c. switchyard with the appropriate d.c. filters connected one by one and then together.
- g) If there are multiple valve groups in each pole they should be initially energized individually and then together.
- h) During the test, a.c. and d.c. voltage and current shall be recorded. Inspect the equipment during the test for abnormal sounds, corona discharge or partial discharge arcing.

5.7.3.2 Open line test with the d.c. transmission circuit

Test procedure is the following:

- a) Energize the converter transformer and step the tap changer to rated voltage.
- b) De-block the converter in open line test status of operation and slowly ramp the d.c. voltage up to the desired level. Make sure that the d.c. voltage level does not exceed the voltage insulation level at the other end.
- c) After the successful completion of the test, decrease the d.c. voltage to zero and block the converter.
- d) Repeat the test for each line or cable and each pole, if applicable.
- e) Keep the d.c. transmission circuit energized for a maximum of 30 min.

- f) During the test, a.c. and d.c. voltage and current shall be recorded. Inspect the equipment during the test for abnormal sounds, corona discharge or partial discharge arcing.

NOTE Due to excessive leakage current of the d.c. line it may not be possible to reach the nominal d.c. voltage.

5.7.4 Test acceptance criteria

5.7.4.1 Open line test of the d.c. switchyard

The test acceptance criteria are the following:

- a) No abnormal sound or corona discharge shall occur in the energized equipment.
- b) No protection shall operate improperly.

The designed d.c. voltage can be achieved.

5.7.4.2 Open line test with the d.c. transmission circuit

The test acceptance criteria are the following:

- a) No protection shall operate improperly.
- b) With d.c line open at the other end, sufficiently high d.c. voltage is built up.

5.8 Back-to-back test

5.8.1 General

For bipolar HVDC systems, if specified by the user, a back-to-back test may be considered if the transmission line is built late and both poles are ready. It is also considered in order to reduce disturbance to the connected a.c. system. Back-to-back test is accomplished by operating a bipolar terminal with one converter as rectifier and the other as inverter. The connection between the converters may be within the station or may include part or all of the d.c. transmission circuit. In the latter case an open line test of the transmission circuit should be conducted, as described in 5.7, prior to the test. The back-to-back test gives an effective general check of converter operation for a part load. Due to temporary adjustments and control modifications, this also poses additional risks.

The telecommunication system is not required for these tests. Adjustments to the control system may be necessary.

5.8.2 Purpose of test

The back-to-back test gets a provisional verification of the control system, the valve cooling capability and the main circuit with respect to temperature rise.

The test should permit troubleshooting at the individual terminal to provide for a more efficient end-to-end test procedure. Current control, power control and reactive power control checkout may be performed, with each converter pole operating both as rectifier and inverter.

5.8.3 Test precondition

Test preconditions are the following:

- The energizing tests of the a.c. filters, capacitor banks and shunt reactors shall have been successfully completed.
- The converter transformers, the valves (and the d.c. switchyard filters if available) and switchgear shall have been energized.
- A temporary connection between the converters or a part of the d.c. transmission circuit is required.
- The d.c. smoothing reactor shall be included in series with the converter units.

- Some control parameters should be temporarily adjusted for back-to-back test if appropriate.
- All safety procedures shall have been carried out.

Consideration shall be given to the possible trip of the converters during test. If a trip occurs, a protection scheme shall ensure that the station a.c. bus is adequately protected by limiting the level and duration of the voltage rise to acceptable values. This may be achieved by putting a limit on maximum allowable direct current. For a.c. systems with low short circuit ratio a tripping arrangement that removes all filters when a converter is blocked should be installed (if not already included).

5.8.4 Test procedure

The two converters shall be temporarily interconnected. The interconnection shall be adequate for maximum test current. The reactive power should vary with direct current similar to expected values during transmission operation. The harmonic a.c. filters and shunt banks shall be utilized to reduce maximum variation of reactive power exchange with the a.c. network. Tests and measurements should be made to verify:

- de-blocking and blocking of converters;
- ramping up to maximum test current including check of current measuring circuits;
- proper functioning of current control, power control, automatic tap changer control and reactive power control;
- the measured signals for the a.c. filters protection and for the transformer protection. Make adjustments if necessary;
- acceptable equipment temperatures and absence of hot spots;
- steady state and transient properties of the cooling system of the valves are correct;
- switching sequences in the auxiliary power system are correct and these should be done initially at low d.c. current levels;
- correct operation of redundancy arrangements, for instance by simulation of faults in units or functions, where redundancy is built into the equipment.

During back-to-back operation, even though the rectifier angle is kept close to the rated one, the angle may vary with different levels of direct currents and thus vary the phase angle between the harmonics from the rectifier and the inverter. At some point of operation some harmonics may be in phase opposition to each other, which will result in the filter current being very small. This should be kept in mind during the observation of loading of the a.c. filters.

5.8.5 Test acceptance criteria

The test acceptance criteria are the following:

- a) The converter should operate properly.
- b) Equipment temperatures shall be within specified limits. No hot spots should exist.
- c) No abnormalities should appear in the initial assessment of the cooling capability of the thyristor valves, transformers, reactors, building and valve hall.
- d) No protection shall operate improperly.

5.9 Short circuit test

5.9.1 General

If specified by the user, the short circuit test may be conducted on a monopolar d.c. system or in cases where schedules or other constraints do not allow each converter of a bipolar station to be used for back-to-back test.

5.9.2 Purpose of test

The test provides minimal verification of the control system before transmission test.

5.9.3 Test precondition

The preconditions for the short circuit test are the same as for the back-to-back test, described in 5.8. The d.c. smoothing reactor shall be included in series with the converter unit when creating the short circuit.

The d.c. circuit shall be operated short circuited with alpha at approximately 90° ($U_d = 0$) during this test. The large delay angle results in much higher than normal losses in the valve snubber circuits and valve arresters. As a precaution, the duration of the test should be limited and the cool down time between tests should be adequate.

Control and protection systems that would have operated as a result of the conditions during the test shall be disabled in a safe manner.

5.9.4 Test procedure

The test should be made with the converter transformer tap changer in highest position (lowest valve side voltage). Tests may verify the following ones:

- a) de-blocking and blocking;
- b) current control stability.

5.9.5 Test acceptance criteria

The current control system shall be stable.

6 Transmission tests

6.1 Low power transmission tests

6.1.1 General

6.1.1.1 General features

The low power transmission tests are a basic set of verifications that shall be conducted when the converter terminals are connected for the first time with the HVDC transmission circuit.

Since power will be transmitted, tests arrangement shall limit the potential impact to the HVDC system equipment and to the interconnected a.c. systems.

It shall perform basic operation tests in all applicable HVDC system configurations. The general test procedure is shown in the flow chart of Figure 5.

Some special verifications shall be done off voltage prior to test at any power level, which are included in the converter station tests (as described in Clause 5). In particular, the transfer between different d.c. system configurations and the verification of protective tripping sequences shall be done before tests at minimum power transfer level.

6.1.1.2 General precondition

General preconditions are the following:

- a) Off-site tests should have been completed.
- b) Converter unit tests for each station should have been completed.

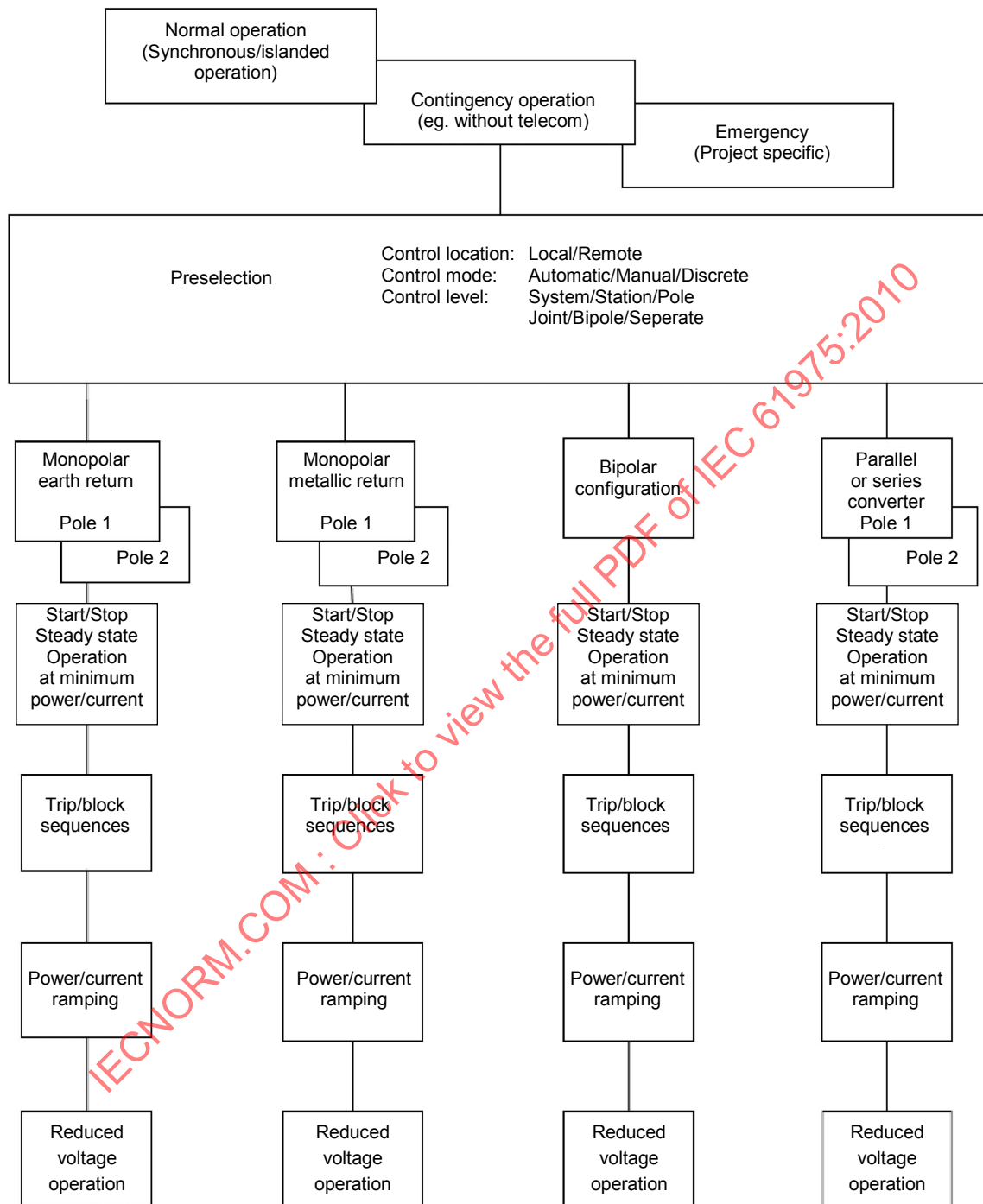
- c) Where applicable, a back-to-back test or short circuit test should have been completed.
- d) Open line test of the HVDC transmission circuit should have been completed if applicable.
- e) Earth electrodes and earth electrode lines should have been checked and cleared.
- f) Inter-station telecommunication system and telephone system should be in service.
- g) The overall test procedures, safety rules, dispatch co-ordination and test responsibilities should have been established.
- h) Fire protection and detection systems should have been checked and in service.
- i) All control protection, metering, sequence of events and fault recording systems should have been checked and in service.

6.1.1.3 General purpose

Basic operation tests are intended to verify the proper co-ordination and inter-station interlocking of the basic HVDC control and protection functions at low power levels. The tests should be performed with various a.c. and d.c. system configurations and in applicable fault status. Changing the d.c. system configuration (as described in 7.3) or the status (as described in 7.2) of operation shall first be tested without high voltage (dry run test or off voltage test).

The tests should be compiled in such a way that all the control modes, control levels and control locations will be tested without unnecessary duplication of tests.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61975:2010



IEC 1901/10

Figure 5 – Sequence for low power transmission tests

6.1.2 Start and stop sequences and steady state operation at minimum power

6.1.2.1 General

When conducting the start and stop sequences for the first time, the thyristor valves will be de-blocked at the rectifier and inverter terminals and current will be established in the HVDC transmission circuit.

The converters starting and stopping sequences of HVDC systems may vary with the design philosophies and the system requirements. The general sequence of bringing a converter from stopped status to de-block is defined in Clause 3.

6.1.2.2 Purpose of test

Purposes of the test are the following:

- a) De-block each converter of the HVDC transmission system and transmit minimum power for the first time in both power directions, if applicable.
- b) Verify for each pole that control actions associated with each status change, start and stop sequences are executed in the right order.
- c) Verify that minimum power can be established and stopped smoothly and reliably in all applicable HVDC system configurations.
- d) Verify correct system measurements during steady state operation at minimum power.

6.1.2.3 Test precondition

Test preconditions are the following:

- a) The d.c. system configuration should have been tested off-voltage.
- b) Start and stop sequences should have been tested.
- c) Converter tests for each station should have been completed.
- d) Appropriate a.c. and d.c. filters should be available.
- e) The valve cooling equipment should have been verified and in operation.
- f) No alarm should be present.
- g) Thyristor monitoring should show that thyristor redundancy is not exceeded.
- h) Protective blocking and tripping sequences should have been tested off voltage. All protective lockouts should have been reset.
- i) Operator's instructions and test procedures should be available.
- j) The connected a.c. systems should be capable of delivering or accepting the transmitted power without affecting their stable operation.

6.1.2.4 Test procedure

Test procedure is the following:

- a) One of the a.c. and d.c. system configurations off voltage shall be established before the start and stop test.
- b) When the HVDC system configuration is established, the operational status may be tested beginning with "stopped" or "stand-by". The status change should be done off voltage. By changing the operation status to "blocked", voltage can be applied to the converters of each terminal.
- c) Establish voice communication between the operators at each terminal and ensure that telecommunication is working.
- d) Establish operation at minimum power by first de-blocking the inverter and then the rectifier.
- e) Remain at minimum power for a short period.

- f) Block the rectifier and the inverter.
- g) Establish operation at minimum power in automatic and joint mode.
- h) Remain at minimum power for at least one hour and verify measurements of d.c. currents, voltage etc.
- i) Redundant controls and other elements should be switched in order to verify that there is no impact on the HVDC transmission or the a.c. network.
- j) Throughout the test check and verify that no hot spots develop at the equipment, especially the converter valves, the converter transformers, the smoothing reactors, the wall bushings and all main circuit connections.
- k) Throughout the test verify that the valve cooling system maintains the valve temperature within specified limits.
- l) The start and stop test shall be repeated for all applicable system configurations and in both synchronous and islanded operation.
- m) If applicable, power transmission in the reverse power direction should be tested.

6.1.2.5 Test acceptance criteria

The test acceptance criteria are the following:

- a) Starting and stopping at minimum power shall be safely and reliably accomplished in each applicable HVDC system configuration.
- b) All control actions shall take place in correct order and specified time, and inter-station interlocking shall function properly.
- c) No malfunction shall occur.
- d) Equipment ratings shall not be exceeded.
- e) No a.c. and d.c. system disturbance shall occur.
- f) The cooling system shall keep the valve temperature within specified limits.
- g) Switching between redundant elements shall have no impact on the HVDC transmission.
- h) The main operation parameters of a.c. and d.c. systems shall be within design limits, including power, voltage and current at the d.c. side, and reactive power and voltages of each system at the a.c. side.

6.1.3 Protective blocking and tripping sequences

6.1.3.1 General

Depending on the type of fault, the protective blocking and tripping sequence may result in some combinations of the following actions:

- a) instantaneous advancing of the inverter firing angle (commutation failures);
- b) transfer to redundant control (if applicable);
- c) retarding the firing angle of the rectifier and/or the inverter;
- d) blocking of the converter valves (with or without firing of by-pass pairs);
- e) a.c. breaker tripping (converter transformers and possibly a.c. filters);
- f) pole isolation by opening d.c. switches;
- g) blocking of remote station;
- h) protective control sequences e.g. as a consequence of load rejection.

6.1.3.2 Purpose of test

Purposes of the test are the following:

- a) Verify that blocking or protective tripping sequences take place properly and selectively when clearing a fault or equipment malfunction.
- b) Verify that d.c. protective actions are properly co-ordinated with the a.c. breaker operation and other protections.
- c) Verify that control actions re-establish system transmission as specified.

6.1.3.3 Test precondition

Test preconditions are the following:

- a) The co-ordination between the protective systems and the control systems should have been demonstrated during off-site tests.
- b) The a.c. and d.c. protection systems should have been checked during subsystem and converter station tests.
- c) All control and protection systems are in service including redundant.
- d) All monitoring and alarm systems should be in service.
- e) Test personnel should have been well informed on each protection and on the protective actions to expect.
- f) Telecommunication system should be in service.
- g) The connected a.c. systems can deliver or accept the transmitted power without affecting their stable operation.
- h) All energizing tests of a.c. and d.c. equipment should have been completed.

6.1.3.4 Test procedure

In order to verify the proper function of a protective blocking or tripping sequence, the faults shall be simulated.

Test of the protective sequences should begin with tests off voltage.

After successful completion of the off voltage tests, trips should be simulated at minimum power in all applicable system configurations and with the telecommunication system in and out of service.

For each simulated fault, test personnel shall check the following conditions:

- the correct circuit breaker trips;
- the corresponding alarm;
- sequence of event recorder signals;
- each terminal being stopped safely (if necessary).

For each simulated fault, the following signals should be recorded:

- a) a.c. voltages and currents on each phase;
- b) d.c. voltages on both poles;
- c) a.c. currents in the valve winding on each phase;
- d) d.c. currents on each pole and on each d.c. neutral connection;
- e) a.c. currents in filter banks;
- f) main sequencing signals;
- g) protection signals;
- h) firing and extinction angles order and measurements;
- i) current order.

6.1.3.5 Test acceptance criteria

The test acceptance criteria are the following:

- a) For each simulated fault, the corresponding protective blocking and tripping sequence shall operate as expected/designed.
- b) The consequential outages of a fault shall be limited to the smallest possible zone and properly be isolated from the rest of the HVDC system.
- c) Correct alarms shall be announced, sequence of event recorder and transient fault recorder should show that the sequence has taken place correctly.
- d) Safe isolation of a pole and/or converter shall be accomplished with and without telecommunication.
- e) The impact to the HVDC system and the connected a.c. systems shall be within specified performance criteria.

6.1.4 Power and current ramping

6.1.4.1 General

The test should demonstrate that the HVDC system power can be smoothly ramped up from minimum power to approximately 0,3 pu and then down, in both power and current control. The test should be conducted with telecommunication in service. However, if applicable, ramping should also be demonstrated with telecommunication out of service.

6.1.4.2 Purpose of test

Purposes of the test are the following:

- a) Verify the smooth ramping at different rates for each pole and for the bipole (if applicable).
- b) Verify the smooth transfer between operations with telecommunication in and out of service.
- c) Verify the smooth transfer between power and current control.

6.1.4.3 Test precondition

Test preconditions are the following:

- a) The HVDC system should have been energized and operated at minimum rated current.
- b) The protective blocking and tripping sequences should have been verified.
- c) The connected a.c. systems can deliver or accept the transmitted power without affecting their stable operation.

6.1.4.4 Test procedure

The ramping test shall be performed in monopolar metallic and earth return configuration for each pole and then, if applicable, in bipolar operation.

If possible, ramping test should also be tested with telecommunication out of service as follows.

- a) Having established voice communication, the converters are de-blocked individually by the operators of each terminal and current of the HVDC system reaches the stable status at the minimum rated value.
- b) After remaining at the minimum rated value for a short time, the current should be ramped to the next preselected level and reach the stable status again. This procedure should be repeated until the current has reached 0,3 pu.
- c) Throughout the test, check the valve cooling system and all current paths, especially the equipment inside the valve hall, the converter transformers, smoothing reactors and the wall bushings.
- d) Ramp down to minimum current and restore telecommunication.

- e) Repeat the above test in automatic control mode and joint control.
- f) Transfer to power control and repeat the test.

6.1.4.5 Test acceptance criteria

The test acceptance criteria are the following:

- a) Current and power of the HVDC system shall ramp smoothly for all applicable d.c. system configurations.
- b) At all times a.c. and d.c. currents and voltages shall be stable and remain within specified limits. The firing angle and the transformer tap changer shall operate correctly and shall be kept within specified limits.
- c) No hot spots shall occur at equipment in the a.c. and d.c. yard or in the valve hall.
- d) The valve cooling system shall maintain the valve temperature within specified limits.
- e) Transfer between current and power control or vice versa shall be smooth.
- f) If applicable, it should be verified that the control system schedules the necessary reactive power elements in the appropriate order to keep the a.c. voltage and reactive power interchange within the specified limits.

6.1.5 Tap changer control test

6.1.5.1 General

The test should demonstrate that the tap changer of the converter transformer can be changed up and down in both manual and automatic control mode.

6.1.5.2 Purpose of test

Purposes of the test are the following:

- a) Verify the tap changers of the converter transformer can be changed up and down in both manual and automatic control mode.
- b) Verify the tap changers of the converter transformer in different phases and different units (if applicable) can be changed synchronously.

6.1.5.3 Test precondition

Test preconditions are the following:

- a) The HVDC system should have been energized and operated at minimum rated current.
- b) The protective blocking and tripping sequences should have been verified.
- c) The connected a.c. systems can deliver or accept the transmitted power without affecting their stable operation.

6.1.5.4 Test procedure

The tap changer control test shall be performed either in monopolar metallic or earth return configuration for each pole.

- a) Having established voice communication, the converters are de-blocked individually by the operators of each terminal and current of the HVDC system reaches the stable status at the minimum rated value.
- b) After remaining at the minimum rated value for a short time, the current should be ramped to the next preselected level and reach the stable status again. This procedure should be repeated until the current has reached 0,3 pu.
- c) Throughout the test, check the valve cooling system and all current paths, especially the equipment inside the valve hall, the converter transformers, smoothing reactors and the wall bushings.

- d) Ramp down to minimum current.
- e) Repeat the above test in automatic control mode and joint control.
- f) Transfer to power control and repeat the test.
- g) Current and power of the HVDC system shall ramp smoothly for all applicable d.c. system configurations.
- h) At all times a.c. and d.c. currents and voltages shall be stable and remain within specified limits. The firing angle and the transformer tap changer shall operate correctly and shall be kept within specified limits.
- i) No hot spots shall occur at equipment in the a.c. and d.c. yard or in the valve hall.
- j) The valve cooling system shall maintain the valve temperature within specified limits.
- k) Transferring between current and power control and vice versa shall be smooth.

6.1.5.5 Test acceptance criteria

Tap changer works as expected/designed.

6.2 Operator control mode transfer

6.2.1 General

6.2.1.1 General features

6.2.1.1.1 Arrangement

Arrangement of the operator control mode transfer tests should be combined with other basic operation tests of different d.c. configurations and different operation statuses.

6.2.1.1.2 HVDC system condition

The operating conditions of the HVDC system may be:

- a) normal operation, which includes synchronous and islanded operation (if applicable);
- b) contingency operation, which can exist if a single failure occurs but the HVDC system can continue operation within specified limits. And loss of telecom represents a typical example;
- c) emergency operation (having the specific definitions in each project), which normally does not need to be tested in the actual system during commissioning. However it should be tested during off-site tests.

6.2.1.1.3 Control locations

Operator control actions can be initiated from various locations. The typical locations are:

- a) local control, which may be applied when the control functions can be initiated from the local control room at either converter terminal;
- b) remote control, which may be applied when the control functions can be initiated from a control centre remote from either converter terminal.

6.2.1.1.4 Control modes

The operator can accomplish a change of operational status by using one of two different control methods:

- a) Automatic control

In automatic control, the operator may initiate a change of operational status, a change of configuration or a change of power (current) reference selection, and the respective controls execute the correct order. The successful completion shall be verified by monitoring.

- b) Manual control

In manual control, the control of the converter terminal may be performed in discrete steps from one operational status to another. Compared to the automatic control mode, the operator may be offered a choice of additional intermediate steps and intervention in the control sequences. Completion of any control sequence shall be verified by monitoring.

6.2.1.1.5 Control levels

The HVDC system can be controlled in four different hierarchical control levels:

a) System control level (joint control available)

At the system control level the complete HVDC system can be controlled jointly from one of the remote or local operator control locations, hence telecommunication should be in service at this level.

b) Bipolar control level (joint or separate control available)

At the HVDC bipolar control level, the HVDC bipole is controlled jointly and power is distributed between the two poles. When telecommunication is not available, the power can be controlled by each station. The stations can be jointly controlled from one location when telecommunication is available.

c) Pole control level (joint or separate control available)

At the pole control level, each pole can be controlled separately when telecommunication is not available. The poles of both stations can be jointly controlled from one location when telecommunication is available.

d) Converter control level

At the converter control level, each converter can be controlled separately.

6.2.1.2 General precondition

The following tests and activities should have been completed before the basic operation tests proceed:

- a) off-site tests should have been completed;
- b) converter tests for each station should have been completed;
- c) when applicable back-to-back test or short circuit tests should have been completed, if possible;
- d) open line test of the HVDC transmission circuit should have been completed;
- e) earth electrodes and earth electrode lines should have been checked and cleared;
- f) telecommunication system and telephone system should be in service;
- g) the overall test procedures, safety rules, dispatch co-ordination and test responsibilities should have been established;
- h) fire protection and detection systems should have been checked and in service;
- i) all control protection, metering, sequence of events and fault recording systems should have been checked and in service.

6.2.1.3 General purpose

Operator control mode transfer tests verify the proper co-ordination and inter-station interlocking of the basic HVDC control and protection functions at different power levels. The tests should be performed with various a.c. and d.c. system configurations and in applicable fault status.

The tests should be compiled in such a way that all the control modes, control levels and control locations could be tested without unnecessary duplication.

6.2.2 Control location transfer

6.2.2.1 General

The normal operation control of a d.c. system can be performed either at remote or local station control centres. And the control location can be switched between them, which should be verified in the test. Moreover, the backup control function, which should be verified in the test, is configured on the control equipment, in case the fault of the operator control terminal leads to losing control of the HVDC transmission system.

The function of control location transfer between converter stations of both terminals should be tested at low power level and checked at high power level again, if applicable. Moreover, it should be combined with other tests.

The control function at the remote control centre should be tested after all the control function tests at converter station are completed.

6.2.2.2 Purpose of test

The purposes of the test are the following:

- a) to verify the control function at different control locations;
- b) to verify the performance of control location transfer.

6.2.2.3 Test precondition

Test preconditions are the following:

- a) The control location transfer tests should have been exercised off site.
- b) The basic operation tests should have been completed.
- c) Telecommunication system should be in service.

6.2.2.4 Test procedure

Test procedure is the following:

- a) Transfer the control location between converter stations, and verify the control functions.
The test should be conducted at low power level and can be combined with other test items.
- b) Transfer the control location to the control equipment, and verify the functions.
- c) Transfer the control location to the remote control centre, and verify the functions.

6.2.2.5 Test acceptance criteria

The test acceptance criteria are the following:

- a) Control location shall be transferred smoothly and correctly.
- b) The control functions at different locations shall be correct.
- c) Transfer between different locations shall not disturb the d.c. and the connected a.c. network.

6.2.3 Control function transfers

6.2.3.1 General

Different d.c. power control modes, which include pole current, pole power and bipolar power, should be chosen according to the different equipment conditions when HVDC power transmission is in operation. In addition, the tests should be arranged to verify how the fault of inter-station telecommunication affects the d.c. power control mode transfer.

Transfer tests of d.c. power control modes, including pole current, pole power, bipolar power, should be tested at low power level and checked at high power level again, if applicable.

6.2.3.2 Purpose of test

Verify the function and performance of d.c. power control modes, including pole current, pole power, and bipolar power.

6.2.3.3 Test precondition

Test preconditions are the following:

- a) The power control mode transfer tests should have been exercised off site.
- b) The basic operation tests should have been completed.
- c) Telecommunication system should be in service.

6.2.3.4 Test procedure

Test procedure is the following:

- a) On condition that the HVDC transmission is not in operation and with inter-station telecommunication in service, the operator transfers the d.c. power control mode subsequently from pole current to pole power, then to bipolar power and vice versa, at control centre of master station.
- b) With the inter-station telecommunication out of service, repeat the tests a) at each station independently.
- c) Start the HVDC transmission to minimum current, and repeat the test a) and b).
- d) At high power level, repeat test a) and b) again, if applicable.

6.2.3.5 Test acceptance criteria

Test acceptance criteria are the following:

- a) DC power control mode shall be transferred smoothly and correctly.
- b) The functions of different power control modes shall be correct.
- c) Transfer between different power control modes shall not disturb the d.c. and the connected a.c. network.

6.2.4 Reactive power control mode transfer

6.2.4.1 General

There are two reactive power control modes:

- a) AC voltage control mode

In a.c. voltage control mode, the voltage at the converter a.c. bus remains within specified limits during switching of the reactive power compensation elements.

- b) Reactive power control mode

In reactive power control mode, the exchanged reactive power between converter station and a.c. system remains within specified limits by switching of the reactive power compensation elements.

The reactive power control mode transfer tests should begin at low power level, and be performed at different power levels as well as at each station independently. Moreover, in the process, the tests should not be limited by the absolute minimal and minimal a.c. filter control functions.

6.2.4.2 Purpose of test

Verify the function of the reactive power control modes and the performance of transfer in-between them.

6.2.4.3 Test precondition

Test preconditions are the following:

- a) The reactive power control mode transfer should have been exercised off site.
- b) The basic operation tests should have been completed.
- c) The setting and parameters of the reactive power control mode should have been verified off site.
- d) The control location transfer test should have completed.
- e) Pole current, pole power and bipolar power control mode transfer tests should have been completed.
- f) Telecommunication system should be in service.

6.2.4.4 Test procedure

Test procedure is the following:

- a) Set the reactive power in manual control mode and d.c. power in power control mode.
- b) Start the HVDC transmission to minimum power.
- c) Set the reactive power setting with the required reactive power exchange and automatic control mode.
- d) Ramp the power up and verify the reactive power compensation elements switched with the increasing power, and vice versa.
- e) Change the reactive power setting of the exchanged reactive power control mode and verify the reactive power compensation elements switching with the increasing power, and vice versa.
- f) Change the voltage setting of the a.c. voltage control mode according to the a.c. converter bus voltage, and transfer to a.c. voltage control mode.
- g) Change the a.c. voltage setting in the a.c. voltage control mode and verify the reactive power compensation elements switching with the changed setting, and vice versa.
- h) Transfer to the reactive power manual control mode and verify the reactive power compensation elements by means of manually switching.
- i) Repeat the tests at higher transmission power level.
- j) Repeat the tests with d.c. power in current control mode.

6.2.4.5 Test acceptance criteria

Test acceptance criteria are the following:

- a) The reactive power control mode shall be transferred smoothly and correctly.
- b) The functions of different reactive power control modes shall be correct.
- c) Transfer between different reactive power control modes shall not disturb the d.c. and the connected a.c. network.

6.2.5 Rated to reduced voltage transfer

6.2.5.1 General

During adverse weather conditions or conditions of excessive contamination, manual or automatic reduction of the d.c. voltage may be required to reduce stresses on cables/lines

when the power transfer level is reduced, or to minimize the possibility of flashover at overhead d.c. lines.

6.2.5.2 Purpose of test

Verify the function of the rated and reduced voltage operation mode and the performance of transfer between them.

6.2.5.3 Test precondition

The test preconditions are the following:

- a) Reduced voltage operation should have been tested off-site.
- b) The basic operation tests should have been completed.
- c) The telecommunication should be in service.

6.2.5.4 Test procedure

Test procedure is the following:

Reduced voltage operation shall be tested in all a.c. and d.c. system configurations.

- a) Start the HVDC transmission to minimum current with rated voltage.
- b) Transfer to reduced voltage operation and maintain steady state for one hour.
- c) Transfer back to rated voltage operation.
- d) Transfer to reduced voltage operation by both manual and automatic means (e.g. after d.c. line faults).
- e) Repeat the test at a high current level.
- f) Repeat the test in power control.

6.2.5.5 Test acceptance criteria

Test acceptance criteria are the following:

- a) Operation with reduced voltage shall be stable.
- b) Transfer to and from reduced voltage operation shall take place smoothly and correctly.
- c) Transfer to and from reduced voltage operation shall not disturb the connected a.c. network.
- d) The control system functions shall be correct for all current levels.
- e) The performance of valve cooling system should be adequate for all current levels.

6.2.6 DC power automatic control

6.2.6.1 General

The d.c. power load profile control is set according to the plan of d.c. power supply in specific period (day, week or month). In the d.c. power automatic control mode, the d.c. power will change with the preset power load profile control, and is monitored.

The function of the d.c. power automatic control shall be tested at the pole of bipolar power control mode and different a.c./d.c. system configurations.

6.2.6.2 Purpose of test

Verify the function and the performance of d.c. power automatic control.

6.2.6.3 Test precondition

Test preconditions are the following:

- a) DC power automatic control should have been tested off-site.
- b) The basic operation tests should have been completed.
- c) Pole current, pole power and bipolar power control mode transfer tests should have been completed.
- d) Telecommunication system should be in service.

6.2.6.4 Test procedure

Test procedure is the following:

- a) Set both pole in bipolar power and power manual control mode.
- b) Start the HVDC transmission to minimum power.
- c) Enable the d.c. power automatic control function, and observe the d.c. power transmission according to the preset automatic curve (at least three changing points).
- d) Repeat the test with one pole in bipolar power and the other in power control mode.
- e) Repeat the test at other a.c. and d.c. configurations.

6.2.6.5 Test acceptance criteria

Test acceptance criteria are the following:

- a) Automatic and manual d.c. power control mode shall be transferred smoothly and correctly.
- b) The d.c. power shall change according to the preset automatic curve and operation shall be stable.

6.3 Changes of d.c. configuration

6.3.1 General

6.3.1.1 General features

Most HVDC long distance transmission schemes can be operated in several d.c. configurations such as monopolar earth return, monopolar metallic return, bipolar normal and in parallel operation. Each of these configurations can contain one or more d.c. filters.

If series connected converter units per pole are used, switching of these groups should be demonstrated. The polarity reversal of the HVDC system should be verified, if available. Operations involving both terminals should be performed with or without telecommunication.

Back-to-back station needs no change of d.c. configuration.

The purpose of tests, preconditions and test procedures are similar to that of the items under 6.3.1 through 6.3.3.

Regarding denomination of switches and their function, refer to 4.5 of IEC/TR 60919-2:2008.

6.3.1.2 Purpose of test

Verify coordinated switching between converter terminals and for d.c. bus reconfiguration and thus prevent switching from conditions which can cause severe stresses on the d.c. equipment.

6.3.1.3 Test precondition

Test preconditions are the following:

- a) All sequences should have been checked on the non-energized system.
- b) All energizing tests of a.c. and d.c. equipment should have been completed.
- c) Basic operation tests should have been completed.

6.3.1.4 Test procedure

The procedure should be conducted according to the configuration of the main circuit of the project, and the following shows an example of the standard common scheme.

- a) During all tests, a.c. and d.c. voltages and currents should be recorded. Outdoor observations of abnormal sounds and arcings should be made.
- b) The timing of the various switching sequences should be verified. All switching sequences should be performed step by step, and be executed automatically if applicable. If both terminals are involved telecommunication should be in service.
- c) Where appropriate, additional tests may be performed at lower than nominal power and at minimum power.

6.3.1.5 Test acceptance criteria

Test acceptance criteria are the following:

- c) The HVDC transmission shall not be permanently disrupted by any change of d.c. configuration.
- d) Currents and voltages should coincide with the results of corresponding simulator tests and be in accordance with the specification.

6.3.2 Tests from monopolar metallic return operation

6.3.2.1 Transfer type

From this configuration, the following changes can be made:

- a) transfer to monopolar earth return;
- b) transfer to bipolar configuration;
- c) paralleling and de-paralleling of another pole.

6.3.2.2 Transfer procedure

6.3.2.2.1 Monopolar earth return

Transfer procedure is the following:

- a) Operate at nominal power.
- b) Close the MRTB (metallic return transfer breaker).
- c) Open the ERTB (earth return transfer breaker).

6.3.2.2.2 Bipolar operation

Transfer procedure is the following:

- a) Operate at nominal power.
- b) Close the MRTB.
- c) Open the ERTB.
- d) Verify the current balance in both poles.

6.3.2.2.3 Paralleling and de-paralleling

Transfer procedure is the following:

- a) Operate one pole at nominal power.
- b) Close paralleling disconnector of the non-operating pole.
- c) De-block the non-operating pole.
- d) Verify the current balance in both poles.

6.3.3 Tests from monopolar earth return mode

6.3.3.1 Transfer type

Monopolar earth return may not be recommended for a long period of time for some projects. From this configuration, the following changes can be made:

- a) transfer to monopolar metallic return;
- b) transfer to bipolar operation.

6.3.3.2 Transfer procedure

6.3.3.2.1 Transfer to monopolar metallic return

- a) Transfer procedure is the following: Operate at nominal power.
- b) Close the ERTB.
- c) Open the MRTB.

6.3.3.2.2 Transfer to bipolar operation

- a) Operate at nominal power.
- b) Close the line pole disconnector of the non-operating pole.
- c) De-block the non-operating pole.
- d) Verify the current balance in both poles.

6.3.4 Tests from bipolar operation

6.3.4.1 Transfer type

From this specific configuration, the following changes can be made:

- a) monopolar earth return;
- b) monopolar metallic return.

6.3.4.2 Transfer procedure

6.3.4.2.1 Monopolar earth return

Transfer procedure is the following:

- a) Operate up to maximum specified monopolar power.
- b) Reduce the current in one pole to a minimum but keep the bipolar power constant.
- c) Block the pole with minimum power.
- d) Open the line pole disconnector of the blocked pole.

6.3.4.2.2 Monopolar metallic return

Transfer procedure is the following:

- a) Operate up to maximum specified power.
- b) Reduce the current in one pole to a minimum but keep the bipolar power constant.
- c) Block the pole with minimum power.

- d) Open the line pole disconnector of the blocked pole.
- e) Close the ERTB.
- f) Open the MRTB.

6.4 Main circuit equipment switching

6.4.1 General

6.4.1.1 General features

The main circuit equipment switching tests verify the transient behaviour of the a.c. and HVDC systems during and after switching. Previous tests, including converter station tests and basic operation tests have verified that the functions of the d.c. equipment are correctly. The tests described are only for two-terminal and back-to-back HVDC systems.

Regarding denomination of switches and their function, refer to IEC/TR 60919-2:2008.

Primary equipment switch tests may include the tests that would verify proper interaction and coordination between the HVDC system under test and such other on-line equipment as static VAR compensators, other HVDC systems, etc.

6.4.1.2 General precondition

6.4.1.2.1 Off-site tests including a.c./d.c. simulator tests should have been completed.

6.4.1.2.2 Single-terminal tests including converter unit tests and converter station tests should have been completed.

6.4.1.2.3 Basic operation tests to verify sequences and inter-station coordination should have been completed.

6.4.1.2.4 Steady state operation should have been completed, including verification of steady state performance and interference effects.

6.4.1.2.5 Detailed procedures and plans should be prepared. As the tests may involve some disturbance or increased risk to the connected a.c. systems, the operators of the related systems should be consulted.

6.4.1.2.6 The connected a.c. systems should be within their specified limits, and can deliver the active and reactive power for the HVDC system required for the particular test. The important parameters include:

- a) a.c. voltage and frequency;
- b) short circuit capacity;
- c) a.c. system configuration.

6.4.1.3 General object

The primary equipment switch tests verify the effects of switching and connection of a.c. side equipment and d.c. filters.

6.4.2 Switching converter transformer

6.4.2.1 General

The switching of the converter transformers on the other pole can create disturbances to the a.c. system. These disturbances are due to inrush current, saturation of components as well as resonance conditions.

6.4.2.2 Purpose of test

The purposes of the test are as follows:

- a) to verify that switching will not have any adverse effect on the operation of the d.c. system;
- b) to verify that a.c. system voltage disturbances are within the prescribed limits;
- c) to verify the proper recovery from commutation failures, if appropriate;
- d) to verify that the HVDC control system should perform without instability during such conditions;
- e) to verify the performance of the HVDC control system in cases it is used to produce a damping effect to such disturbances.

6.4.2.3 Test precondition

Test preconditions are the following:

- a) All control performance tests should have been performed.
- b) The commutation failure protection should be functional.
- c) All a.c. and d.c. equipment for the pole tested should be available.

6.4.2.4 Test procedure

The tests should vary with the HVDC system configuration, for example:

- bipolar or monopolar systems;
- converter units in series or single converter unit per pole (long distance transmission);
- back to back systems.

If the d.c. system is bipolar and with a single group per pole whether back-to-back or long distance, then the test should be performed by switching on and off the converter transformer in one pole while the other pole is in operation. This means that the test can be performed only in monopolar operation, unless there is a transformer bank on site or close to the d.c. terminal of comparable rating that can be switched on and off after suitable time intervals.

If the d.c. system is bipolar with more than one valve group in series per pole (long distance transmission), the test should be performed by switching on and off one converter transformer while the system is in bipolar operation, provided that the plant design permits unbalanced numbers of groups per pole.

The tests should be performed at both the rectifier and inverter stations.

The monitoring includes:

- a) d.c. current;
- b) d.c. voltage;
- c) d.c. power;
- d) a.c. system voltage - 3 phases;
- e) a.c. filter currents;
- f) transformer primary currents;
- g) extinction angle.

6.4.2.5 Test acceptance criteria

Test acceptance criteria are the following:

- a) In all the switching tests, the HVDC system shall recover to stable operation.

- b) Commutation failure may occur during the test, but shall remain within the specified limits.
- c) AC system overvoltage may occur but shall remain within the specified limits.

6.4.3 Switching a.c. filters and reactive power compensation

6.4.3.1 General

The switching of the reactive power compensation devices can create disturbances to the a.c. system, which are due to inrush current, saturation of components as well as resonance conditions.

6.4.3.2 Purpose of test

Purposes of the test are the following:

- a) To verify that switching will not have any adverse effect on the operation of the d.c. system.
- b) To verify that a.c. system voltage disturbances are within the prescribed limits.
- c) To verify the proper recovery from commutation failures, if appropriate.
- d) To verify that the HVDC control system should operate without instability during such conditions.
- e) To verify the performance of the HVDC control system in cases where it is used to produce a damping effect to such disturbances.

6.4.3.3 Test precondition

Test preconditions are the following:

- a) All control performance tests should have been performed.
- b) The commutation failure protection should be in service.
- c) All a.c. and d.c. equipment of the pole under test should be available.

6.4.3.4 Test procedure

The switching test should be performed for each a.c. filter bank normally on monopolar operation. In some systems where redundant a.c. filters are available, this test can be performed in bipolar operation.

The tests should be performed at both the rectifier and inverter stations.

The monitoring includes:

- a) d.c. current;
- b) d.c. voltage;
- c) d.c. power;
- d) a.c. system voltage - 3 phases;
- e) a.c. filter currents;
- f) transformer primary currents;
- g) extinction angle.

6.4.3.5 Test acceptance criteria

Test acceptance criteria are the following:

- a) The HVDC system shall recover to stable operation in all the switching tests.
- b) Commutation failures may occur during the test, but shall remain within the specified limits.
- c) AC system over voltages may occur but shall remain within the specified limits.

6.4.4 Switching d.c. filter (if applicable)

6.4.4.1 General

Different d.c. configurations, such as monopolar earth return, monopolar metallic return, and bipolar normal and in parallel operation, can contain one or more d.c. filters.

6.4.4.2 Purpose of test

Purposes of the test are the following:

- a) Verify the function of d.c. filter switching.
- b) Verify the performance switching of d.c. filters.

6.4.4.3 Test precondition

Test preconditions are the following:

- a) All sequences of d.c. filter switching should have been checked on the non-energized system.
- b) All energizing tests of a.c. and d.c. equipment should have been completed.
- c) Basic operation tests should have been completed.

6.4.4.4 Test procedure

6.4.4.4.1 During all tests, a.c. and d.c. voltages and currents should be recorded. Outdoor observations of sounds and light phenomena should be made.

6.4.4.4.2 The timing of the various switching sequences should be verified. All switching sequences should be performed step by step. If applicable, the sequences should also be executed automatically.

6.4.4.4.3 Connection and disconnection of d.c. filters (if permitted) from monopolar metallic return operation should be performed as follows:

- a) record the d.c. filter harmonic current if and when possible;
- b) operate at nominal power and disconnect one d.c. filter;
- c) connect the d.c. filter again;
- d) repeat the procedure for all d.c. filters.

6.4.4.4.4 Connection and disconnection of d.c. filters (if permitted) from bipolar operation should be performed as follows:

- a) Record the d.c. filter harmonic current if and when possible.
- b) Operate at nominal power and disconnect one d.c. filter.
- c) Connect the d.c. filter again.
- d) Repeat the procedure for all d.c. filters.

6.4.4.5 Test acceptance criteria

Test acceptance criteria are the following:

- a) The HVDC transmission shall not be permanently disrupted by any d.c. filter switching.
- b) Currents and voltages shall coincide with the results from corresponding simulator tests and be in accordance with the specification.
- c) Rating of remaining filters shall not be exceeded.
- d) No burn marks shall occur on the disconnectors.

e) No adverse transient effects shall occur.

6.5 Dynamic performance testing

6.5.1 General

6.5.1.1 General features

In HVDC systems, various control loops are utilized. The dynamic performance studies of the control system should be confirmed through the following tests:

- a) step response;
- b) control mode transfer;
- c) commutation failure;
- d) a.c. system interaction / control.

It is recognised that dynamic performance verification is made through detailed simulator studies and the site test can only be taken as indicative for a particular scenario. The user must specify whether such test is required to be performed at site.

6.5.1.2 General purpose of test

Purposes of the test are the following:

- a) To confirm the response of each control loop following a change in the reference value.
- b) To verify the control behaviour during disturbances causing changes in the actual measured quantities (d.c. current, d.c. voltage etc.) of the respective control loop.
- c) To verify that the controllers will not interfere with each other or cause disturbances to the a.c. and/or d.c. systems.
- d) To verify the insensitivity of controllers to a.c. system disturbances.

6.5.1.3 General precondition

Test preconditions are the following:

- a) Off-site test of the control system should have been completed.
- b) Converter unit tests should have been completed.
- c) Start/stop sequences should have been checked.
- d) Protection sequences should have been checked
- e) Telecommunication should have been in service.
- f) All the equipment from the d.c. system necessary for power transmission of one pole should be available.
- g) The a.c. systems should be set up as close as possible to the minimum design effective short circuit ratio.

6.5.1.4 General test procedure

All tests for optimization and verification of the control performance should utilize a similar recording and monitoring set-up. The general monitoring and recording set-ups are listed below. The control performance tests that have been performed during the off-site tests can be used as a reference for on-site tests. The same recording equipment, monitored signals and test report sheets should be used as those used during the off-site tests.

The monitored variables should include:

- a) current order (at the current controller input);
- b) actual d.c. current (at the current controller);

- c) output of current controller;
- d) d.c. voltage;
- e) extinction angle at the extinction angle controller;
- f) final control voltage to firing controls (alpha order);
- g) identification of active controller;
- h) a.c. busbar voltage (3 phases);
- i) d.c. power;
- j) force retard command;
- k) stabilizing (damping) control signals (if any).

6.5.2 Step response

6.5.2.1 General

The tests depend on the various control modes in the HVDC system.

There are different modes of operation for each terminal of an HVDC system. The most common ones are:

- constant current control;
- constant minimum extinction angle control;
- constant d.c. voltage control ;
- current error control;
- constant power control.

Some of these control modes are only valid for operation as a rectifier or an inverter.

Based on the large variety of possible HVDC system controls, it is difficult to design one test to cover all possible control scenarios. Thus the tests should be described for the most common control loops.

In the case of the rectifier in constant current control and the inverter in constant minimum extinction angle control, the controllers that should be optimized are:

- a) rectifier current controller;
- b) inverter extinction angle controller;
- c) inverter current controller (margin current control);
- d) rectifier extinction angle controller;
- e) constant power controller;
- f) voltage dependant current order limiter (VDCOL).

6.5.2.2 Purpose of test

Confirm the behaviour/response of the controller.

6.5.2.3 Test precondition

Test preconditions are the following:

- a) The off-site control system tests should have been completed.
- b) Converter unit tests should have been completed.
- c) Start/stop sequences tests should have been completed.
- d) Protection sequences tests should have been completed.

e) Telecommunication system should be in service.

6.5.2.4 Test procedure

6.5.2.4.1 General

Step response tests should be performed at all controllers from that of the converter level to that of the station and system level.

6.5.2.4.2 Rectifier current controller

Several methods can be used to confirm the current controller at the rectifier. The typical one is to apply a step change (described as Figure 6) in the current order, which is described as follows.

- The duration of the applied step (T) should be long enough to allow the system to stabilize following the change in current order.
- The chosen current order (I_0) level prior to the step change should ensure that during the application of a step up in current order (ΔI) no limits are encountered.
- The location of application of the current order step should be as close as possible to the input of the current controller.
- During the test, the rectifier shall always be in d.c. current control and the current controller at the inverter should be prevented from interfering.

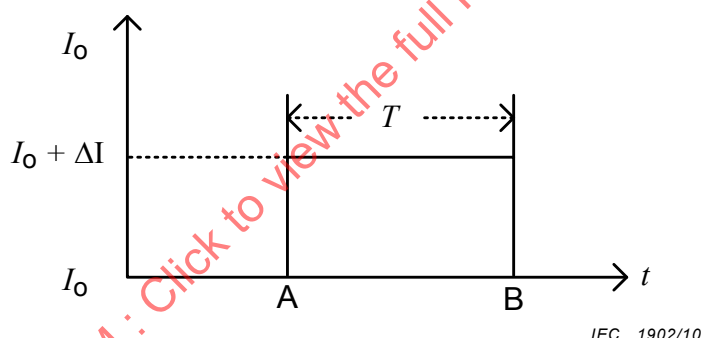


Figure 6 – Step response test of current control at the rectifier

6.5.2.4.3 Inverter extinction angle controller

In order to optimize this controller at the inverter, the rectifier will be in its normal mode of control and the inverter should be in the minimum constant extinction angle control.

A step change in the extinction angle reference at the controller should be applied (Figure 7), which is described as follows.

- The first step change (A) should be applied only in the direction of increasing the reference to avoid commutation failures.
- The chosen extinction angle order (γ_0) level prior to the step change should ensure that during the application of a step up in extinction angle order ($\Delta\gamma$) no limits are encountered.
- After optimization of the controller parameters a second step change (B) from $\gamma_0 + \Delta\gamma$ back to γ_0 should be applied.
- If the controller has other inputs which affect the extinction angle, the test should also be repeated for these inputs. For example if an input increases the extinction angle due to a sudden increase in d.c. current or a sudden decrease in the a.c. voltage, these functions should be checked following the optimization with step changes in the extinction angle.

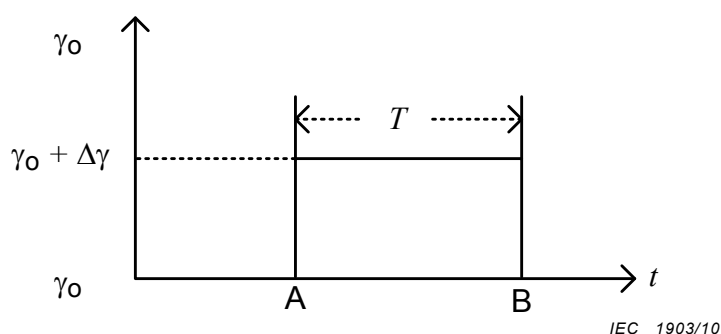


Figure 7 – Step response test of extinction angle control at the inverter

6.5.2.4.4 Inverter voltage controller (if available)

In order to optimize this controller at the inverter, the rectifier will be in its normal control mode and the inverter should be in the voltage control.

A step change in the d.c. voltage reference at the controller should be applied, which is described as follows.

- The first step change (A) should be applied only in the direction of decreasing the reference to avoid commutation failures.
- The chosen d.c. voltage order (V_{d0}) level prior to the step change should ensure that during the application of a step up in d.c. voltage order (ΔV_d) no limits are encountered.
- After optimization of the controller parameters a second step change (B) from $V_{d0} + \Delta V_d$ back to V_{d0} should be applied.

If the controller has other inputs, which affect the d.c. voltage, the test should also be repeated for these inputs.

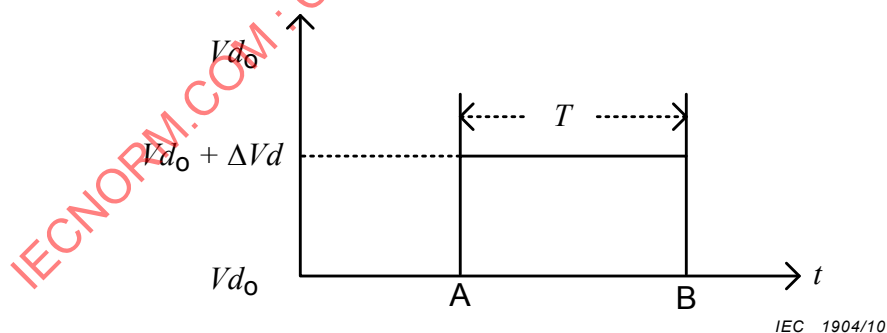


Figure 8 – Step response test of d.c. voltage control at the inverter

6.5.2.4.5 Inverter current controller (current margin controller)

During this test, the rectifier should be in constant firing angle control ($\alpha_{\min}$) and the inverter is in constant current mode of operation. A step change in the current order (described in Figure 9) at the input of the inverter current controller is applied. The duration of the step (T) is long enough to achieve stable operation following its application, which is described as follows.

- The chosen current order (I_0) level prior to the step change should ensure that no limits are encountered during the application of a step up in current order (ΔI).

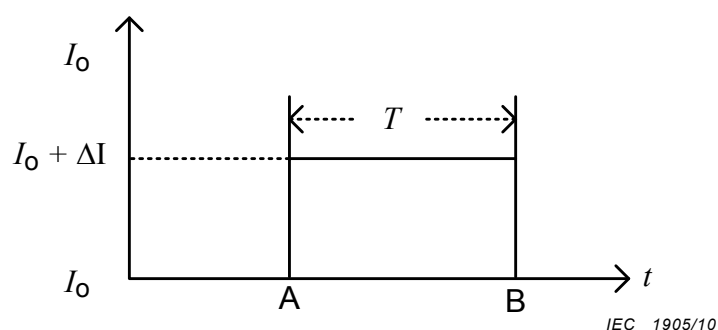


Figure 9 – Step response test of current control at the inverter

6.5.2.5 Rectifier extinction angle controller

In order to fine tune the extinction angle controller at the rectifier, two situations can be considered.

- In the case of a transmission system in which the direction of power is always constant, specifically that one terminal is always a rectifier and the other is always an inverter. The function of this controller will be limited to the situation when force retard is applied. The response of the controller should be checked during the application of force retard.
- In the case of an HVDC system in which power reversal is used, the optimization of the controller at the second terminal should be performed during transmission in the reverse power direction.

6.5.2.6 Constant power controller

In order to optimize this controller a step change in the power order (ΔP) is applied (Figure 10), which is described as follows.

- The duration of the applied step (T) should be long enough to allow stable operation to be achieved.
- The chosen power order (P_o) level prior to the step change should ensure that during the application of a step up in power order (ΔP) no limits are encountered.
- The chosen step size of ΔP should ensure that the change in current order exceeds the current margin.
- Additional tests with smaller ΔP may be conducted to check for instability and interaction with other control loops.

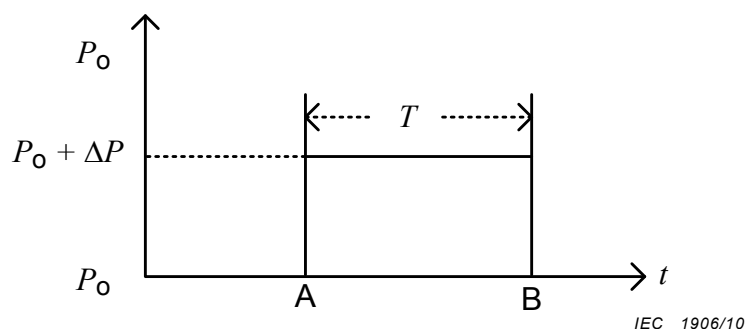


Figure 10 – Step response test of power control at the rectifier

6.5.2.7 Test acceptance criteria

Test acceptance criteria are as follows:

- a) Controller's performance is stable and satisfactory.
- b) All control system parameters shall be similar to those obtained during the off-site tests. If there are deviations between the real d.c. system and the off-site tests, they should be explained.
- c) Optimization shall ensure that the response of the d.c. system to the step change is the least amount of overshoot and the shortest settling time.
- d) No instability shall occur during the step response tests.

6.5.3 Control mode transfer

6.5.3.1 General

The basic control mode transfer (see 7.2) can be divided into two general types:

- a) from constant power control mode to constant current control mode and back at the converter;
- b) from constant extinction angle control mode or constant d.c. voltage control mode to constant current control mode and back at the inverter.

If some additional control modes are applied for special applications, the control mode transfer should be tested with respect to the particular application. The test criteria, however, should be similar as what have been discussed here.

HVDC systems are typically operated in constant power order control mode.

Under certain conditions, the control mode shall be transferred from constant power control mode to constant current one. At the pole control level, it is a typical configuration to operate the rectifier in constant current control and the inverter in constant extinction angle control.

It is common that the inverter is also equipped with a constant current controller. During certain a.c. system conditions, a transfer from constant extinction angle control mode to constant current control mode and back will be required at the inverter.

6.5.3.2 Purpose of test

Verify the function of different control modes and the performance of transfer between them.

6.5.3.3 Test precondition

Test preconditions are as follows:

- a) The off-site control system tests should have been completed.
- b) Converter unit tests should have been completed.
- c) Start/stop sequences tests should have been completed.
- d) Protection sequences tests should have been completed.
- e) Telecommunication system should be in service.
- f) The step response tests should have been completed and the individual controllers should have been optimized.

6.5.3.4 Test procedure

6.5.3.4.1 For d.c. systems where the transfer from constant power order control mode to constant current order control mode is a manual function, the procedure shall be:

- a) start d.c. system in constant power order control mode and operate in a stable level;
- b) change the current reference according to the actual d.c. current and transfer to constant current order control mode. The change of the current reference can be performed manually or automatically.

6.5.3.4.2 In some cases, during any decline in the a.c. bus voltage, in order to avoid power/voltage instability, the transfer from constant power order control mode to constant current order control mode can be activated automatically. The control mode transfer should be checked, by simulating a.c. under voltage or during a.c. system faults.

6.5.3.4.3 The control mode transfer from constant extinction angle control to constant current control at the inverter can be checked by operating the rectifier at its minimum firing angle and forcing the inverter into current control mode. It can be tested through the use of tap changer operations. Moreover, this test should be performed in constant current order control mode or in constant power order control mode.

6.5.3.5 Test acceptance criteria

Test acceptance criteria are the following:

- a) The control mode transfer shall be smooth with stable operation during and after the transfer from constant power control to constant current control and back.
- b) Step changes in power shall not occur during the control mode transfer.
- c) The control mode transfer from constant extinction angle control to constant current control at the inverter shall be stable.

6.5.4 Commutation failures

6.5.4.1 General

Commutation failures on a d.c. system can be caused by either:

- a) a.c. system disturbances;
- b) converter control malfunctions.

Commutation failures may occur only once (single commutation failure), or during a number of consecutive periods (multiple commutation failure), or may be persistent (persistent commutation failure). Commutation failures by converter control malfunction should be simulated during the tests described in this part. Trial operation provides a useful further test with regard to normal system disturbances (rather than those simulated).

6.5.4.2 Purpose of test

Purposes of the test are the following:

- a) To verify that the control system is stable during and after commutation failures and valve misfires, and that recovery is achieved within the prescribed time period.
- b) In the case of a d.c. system where the d.c. power circuit is resonant at a frequency close to the fundamental, the commutation failures may excite oscillations on the d.c. side. The tests should verify that the control system can damp such oscillation upon the removal of the excitation. In addition, the tests should verify that these oscillations do not be magnified due to the action of the control system.
- c) To check the commutation failure protection and any valve overload protection such as voltage dependent current limits.
- d) Verify that the d.c. line or cable protection do not operate during these disturbances in the case of HVDC systems with overhead lines or cables.

6.5.4.3 Test precondition

Test preconditions are the following:

- a) The optimization of the control system shall be completed.
- b) All equipment from the d.c. system for one pole necessary for power transmission shall be available.
- c) In the case of long distance transmission, the d.c. line or cable protection should be with its final settings.
- d) The telecommunications should be available in the case of long distance transmission.
- e) The inverter a.c. system should be set up as close as possible to the minimum design effective short circuit ratio.

6.5.4.4 Test procedure

6.5.4.4.1 The tests described for one direction of power flow should be repeated if the system is designed for power reversal.

6.5.4.4.2 The tests may be carried out at several current levels up to rated current.

6.5.4.4.3 In the case of long distance transmission and series connected groups per pole, the tests should be performed for all groups in operation and, if permitted by the plant design, also with reduced numbers of groups.

6.5.4.4.4 In addition to the monitoring points listed in the general section of Subclause 7.5, the following signals should be monitored during the tests:

- a) the measured firing angle;
- b) the firing pulses to the valves.

However, these monitoring points may vary from one system to another.

6.5.4.4.5 The valve commutation failure in inverter operation or a firing failure in rectifier operation will be achieved by blocking the firing pulses to one valve. The location of blocking the pulse should be considered carefully, depending on the particular valve design, because the block of one firing pulse in the control system may initiate certain actions in the control and protection, which may create abnormal situations.

6.5.4.4.6 The duration of the applied commutation failure or firing failure respectively shall be increased in steps:

- a) duration shorter than the time required to initiate any protective action;
- b) duration long enough to activate any valve overload protection such as voltage dependent current limiting;
- c) duration long enough to initiate the persistent commutation failure or firing failure protection (tripping of the converter).

In the case of long distance transmission, the test should be performed with and without telecommunications.

6.5.4.5 Test acceptance criteria

The test criteria depend on the duration of the commutation failure and the respective station of the selective protection system.

- a) No protection system shall be initiated. The controls shall perform reliably and recover within the specified time. Any oscillations shall be damped.

- b) Valve overload protection shall be initiated. The d.c. current shall be reduced by control action and the system shall recover following the end of the commutation failures.
- c) The persistent commutation failure protection shall be initiated. The designed sequence of tripping the converter shall be correct. DC system and a.c. system components shall not be affected.

6.5.5 AC system interaction / control

6.5.5.1 General

The controllability of HVDC systems is an important advantage of this technology. Additional d.c. controls also make it possible to operate HVDC systems with weak a.c. systems. This feature can be valuable in improving the dynamic performance of large a.c. systems.

To achieve these advantages, the control systems should perform appropriately for various disturbances and system conditions. The control loops should not interact unfavourably with each other.

To obtain adequate control performance, operation at higher than nominal rectifier firing angles or higher than minimum inverter extinction angles may be required.

Commonly, the specified a.c. system interaction/control functions are:

- a) frequency control;
- b) reactive power regulation;
- c) a.c. voltage control;
- d) temporary overvoltage control;
- e) damping of frequency or power oscillations;
- f) frequency or power dependent power changes (so-called runbacks);
- g) sub-synchronous resonance control (SSR);
- h) special controls during faults.

6.5.5.2 Purpose of test

The object is to confirm the simulation results.

6.5.5.3 Test precondition

Test preconditions are the following:

- a) Off-site test of the control system should have been completed.
- b) Converter unit tests should have been completed.
- c) Start/stop sequences should have been checked.
- d) Protection sequences should have been checked.
- e) Communication system should be in service.
- f) The step response tests should have been completed and the individual control loops should have been optimized.
- g) The control mode transfer tests should have been completed.
- h) The a.c. system should be set-up in a condition which refers to the specific a.c. system interaction/controller.

6.5.5.4 Test procedure

The test procedures for the a.c. system interaction controllers may differ for the individual application and functions.

The control settings should be obtained from off site tests on the simulator and be fine tuned on the real HVDC system.

Test the control behaviour during disturbances should be planned very carefully. The execution involves the connected a.c. system and can have a serious impact on it.

In order to check the interaction of the HVDC system with the a.c. system, a.c. system disturbances or HVDC operating mode changes may be initiated by:

- a) power modulation;
- b) load rejection (simulated d.c. line faults);
- c) a.c. line switching;
- d) generator tripping;
- e) ramping of d.c. power;
- f) power reversal;
- g) transformer energizing;
- h) filter switching;
- i) a.c. or d.c. line faults;
- j) modulation of generator excitation system.

Some of the above mentioned initiating functions are also dealt with in Subclauses 6.4, 6.5 and 6.6.

6.5.5.5 Test acceptance criteria

Test acceptance criteria are the following:

- a) The objective is to confirm the simulation results.
- b) All control system parameters shall be similar to those obtained during the off-site tests. Deviations between the results from site tests and the results from off-site tests can occur, but should be explained.
- c) No instability shall occur during the a.c. interaction/control tests.

6.6 AC and d.c. system staged faults

6.6.1 General

6.6.1.1 AC network faults

The response of an HVDC system to a.c. network faults in the connected a.c. networks should be known precisely so that appropriate control actions can be confirmed. Modern digital study and simulation tools or HVDC simulators can also be utilized to simulate staged fault tests. In such cases, some items should be verified including the proper function and coordination of the control and protection equipment, the stress on all components in the a.c. and d.c. system not exceeding their permissible limits. Normally, to maintain stability, the d.c. power flow should be re-established without undue delay when commutating voltages reappear after fault clearance. Due to inrush currents, the voltages may be severely distorted. This may complicate the tasks of the control system and circulate unconventional current waveforms in the protection relays of the a.c. system with the associated risk of spurious protection operation.

The staged fault tests, which can verify the a.c. and d.c. system protection on the real project, may require the arrangement of particular system conditions which may expose the affected equipment to high stress and effect equipment life time.

Transient faults on the d.c. line are normally cleared by the combined action of protection and converter control, which extinguishes the arc by temporary blocking, or by force retarding the rectifier.

In case of permanent fault on the d.c. side, depending on the design of the d.c. line, an automatic sequence should localize the faulted section, isolate it and re-establish if possible the initial power flow as rapidly as possible. Consequences of d.c. system faults on the a.c. systems are generally less severe than those due to a.c. system faults.

6.6.1.2 Purpose of test

Purposes of the test are the following:

- a) To verify the ability of the combined a.c./d.c. system to react as specified during and immediately after fault clearance.
- b) To verify that the converters continue to operate without commutation failure or with a specified maximum number of commutation failures in case of distant a.c. system faults.
- c) To verify that the d.c. power flow is re-established within a specified time after fault clearance in case of close faults.
- d) To verify that the rated d.c. power, if possible (depending on the HVDC design), should be re-established within specified time after clearance of the fault in case of d.c. side faults.

6.6.1.3 Test precondition

Test preconditions are the following:

- a) All a.c. and d.c. equipment should have been energized.
- b) Basic operation tests should have been completed.
- c) Changes of d.c. configuration (see 6.3) should have been checked.
- d) Response of protection relays in the a.c. system should have been checked with distorted waveforms.
- e) Control and protection performance should have been tested (see 6.5).
- f) Switching of the primary equipment (see 6.4) should have been checked.

6.6.1.4 Test procedure

6.6.1.4.1 Pre-fault condition

For any type of staged fault the following pre-fault system conditions should be specified and post-fault conditions should be estimated:

- a) telecommunication being in or out of service;
- b) frequency of the a.c. systems (in case of an isolated system);
- c) a.c. system voltage before and after the fault;
- d) configuration of the a.c. system where staged faults are applied, before and after the fault (lines in service to the nearest substations, close-by generating units, loads, and so on);
- e) short-circuit level on each side of the d.c. link;
- f) initial d.c. power flow;
- g) HVDC system configuration including a.c. and d.c. filters;
- h) expected time duration of the fault;
- i) location of the fault.

6.6.1.4.2 AC system configuration

DC staged faults normally do not require special a.c. system configurations. However, to maintain an acceptable level of system security during an a.c. staged fault test due to risk of misoperation of some protection relays or breakers, a special configuration of the a.c. system should be generally adopted with a very specific plan of generation.

6.6.1.4.3 Signal monitoring

Many signals should be monitored because this type of test cannot be repeated many times because of its cost, the stresses on the equipment and safety reasons. For the staged fault tests, the redundant recorders should be utilized.

6.6.1.4.4 Signal recording

The following signals shall be recorded:

On the system side:

- a.c. voltages and currents on each phase;
- d.c. voltages on both poles;
- a.c. currents in the converter feeders on each phase;
- d.c. currents on each pole and on each d.c. neutral connection;
- a.c. currents in filter banks.

On the controls system:

- main sequencing signals (start-stop, blocking-deblocking, breaker opening and closing orders);
- essential protection signals (e.g. overvoltage protection, commutation failure protection);
- firing angle order;
- firing pulses on each 12 pulse converter unit;
- alpha and gamma angle measurements;
- current order.

Some extra signals(if necessary):

- one valve voltage on each converter unit (that may require specific dividers to be provided);
- timing signal allowing synchronization between recordings in the converter stations and possibly in some generating stations in the vicinity.

For a.c. faults:

- some signals on the remote terminal, such as d.c. voltage and current, current order, and firing angle order.

6.6.1.4.5 HVDC power level

The HVDC power level adopted depends on the a.c. system configuration prepared for the test with its associated generation plan.

6.6.1.4.6 Safety

Staged faults can be dangerous and a special effort should be made to ensure that safe fault throwing equipment and procedures are used.

6.6.1.4.7 Fault creation

The earth fault can be created in many ways. For example, a thin copper wire with a weight may be suspended in one of the towers and released falling in a pendulum movement towards the energized conductors, thus creating an arc to earth. For some faults (specifically in indoor ambient), temporary switches could be temporarily installed.

6.6.1.5 Type of tests

6.6.1.5.1 Distant phase-to-earth fault and distant 3 phase-to-earth fault

The test assesses the sensitivity of the converters to commutation failure.

6.6.1.5.2 Close phase-to-earth fault

The test assesses the ability of controls to contain the 100 Hz or 120 Hz ripple on the d.c. voltage to an acceptable level, and sometimes to assess the ability to recover rapidly in case of automatic protective blocking during the fault.

6.6.1.5.3 Close 3 phase-to-earth fault

The test assesses the ability to re-establish the power flow rapidly.

6.6.1.5.4 AC busbar phase-to-earth fault

Purposes of the test are the following:

- a) It has the same object as for the close phase to earth fault plus.
- b) It assesses the possible consequences of fault neutral current circulation in the earthed grid.
- c) It verifies the insensitivity of the controls towards the disturbances and the proper function of the protection.

6.6.1.5.5 DC line fault

Purposes of the test are the following:

- a) The test checks the correct response of the d.c. line protection and the automatic sequence of recovery.
- b) For close faults, it checks the insulation coordination in the d.c. switchyard.
- c) For distant faults it checks whether the line protection can differentiate between line faults and station faults at the remote terminal.
- d) It checks whether there is any false operation of the d.c. protection of the sound pole.

6.6.1.6 Test acceptance criteria

Test acceptance criteria are the following:

- a) The HVDC system shall remain stable during and after the fault.
- b) There shall be no spurious operation of protection relays either in the d.c. system or in the a.c. system.
- c) Transient a.c. and d.c. voltages shall be contained within the limitation determined by the insulation coordination study.
- d) Speed of d.c. power recovery shall be within the specified time.
- e) A specified maximum number of commutation failures during a defined time period shall not be exceeded.

- f) Records should be compared with those obtained by the simulations normally achieved before the staged faults on site. Differences in response should be explained.

6.7 Loss of telecom, auxiliaries or redundant equipment

6.7.1 Loss of telecommunications between terminals

6.7.1.1 General

6.7.1.1.1 Signals type

As indicated in IEC 60919-1, different types of information may be transmitted between HVDC substations, each type requiring specific performances.

6.7.1.1.2 Signals for control

Signals for control include:

- a) power order;
- b) current order;
- c) frequency control;
- d) damping control;
- e) force retard for the remote station.

6.7.1.1.2.1 Operation orders

Operation orders include:

- a) change of control mode of operation;
- b) operation of switches;
- c) block/de-block.

6.7.1.1.2.2 Status indications

Status indications include:

- a) position of switches;
- b) number of converters in operation;
- c) measured values;
- d) alarm signals;
- e) voice communication;
- f) d.c. line fault location.

6.7.1.1.3 Consequence of a loss of telecommunications

The consequence of a loss of telecommunications is related to each of the above types of information transmitted, furthermore the most critical types of information are generally transmitted using redundant telecommunication systems and the tests should be conducted on the condition of loss of redundancy.

6.7.1.1.4 Role of telecommunications

Most HVDC systems are designed such that loss of telecommunication typically does not interrupt or significantly modify the existing level of power transmission. Telecommunications between terminals are used to improve the operating conditions, the transient performance or to provide some special control facilities such as frequency or damping control.

6.7.1.1.5 Control sequence

The loss of telecommunication should initiate a predefined control sequence that may end in freezing the power transfer to the pre-fault value.

6.7.1.1.6 Combined tests

The loss of telecommunication should be tested combined with other end-to-end tests.

6.7.1.2 Purpose of test

Purposes of the test are the following:

- a) Check that the operation of the HVDC system and its effects on the a.c. system are compliant with the specification when losing telecommunication during power transfer or during a start up sequence.
- b) To verify the message security from external influences such as noise, etc.

6.7.1.3 Test precondition

Test preconditions are the following:

- a) The proper operation of the telecommunication system should have been tested during subsystems tests at site.
- b) The function of the control loops and protection circuits should have been tested with and without telecommunication.
- c) The ability of the system to shutdown safely without telecommunication should have been tested during the basic operation tests (see 7.1).
- d) The topology of the link, the amount of power transmitted and the sequence of operation existing when the loss of telecommunication occurs shall be determined depending on the object of each individual test.
- e) During steady state operation and ramping of power/current order, the HVDC system should have transmitted power at a significant level and operated under the appropriate control mode.
- f) During start-up and shut-down sequences, the detailed test procedure should have been established depending on the specific control strategy.

6.7.1.4 Test procedure

The tests should be performed under the different modes of operation:

- a) during steady state operation, check the impact on power order/current order, transmitted power;
- b) during current or power order ramping;
- c) during start up and shut-down sequences.

The tests should be done by disconnecting all end-to-end telecommunication channels except for operator voice channels at a predetermined time. Message security should be verified by simulating external noise and/or other disturbances.

6.7.1.5 Test acceptance criteria

Test acceptance criteria are the following:

- a) The HVDC system remains stable and the effects on the a.c. systems remain within the specified limits.
- b) No unplanned operation of protective systems shall occur.

- c) Start-up and shut-down sequences shall terminate safely, with indications showing the status at which the sequence was terminated.

6.7.2 Loss of auxiliary power supplies

6.7.2.1 General

The auxiliary power supplies of an HVDC substation may be classified into three categories according to the level of reliability needed for the performance of the HVDC system:

- a) general a.c. supply with no back-up;
- b) a.c. supplies with automatic change-over to a back-up a.c. source;
- c) uninterruptible supplies including diesel back-up generators.

6.7.2.2 Purpose of test

Purposes of the test are the following:

- a) To verify that short interruptions in the auxiliary supply during change-over do not disturb the HVDC power transmission.
- b) To verify that safe and controlled shut-down of the HVDC converter station takes place in the event of a total loss of all auxiliary supplies except the uninterruptible supply.
- c) To verify that safe shut-down of the HVDC system in case of failure of the uninterruptible power supply (if any).

6.7.2.3 Test precondition

Test preconditions are the following:

- a) Proper function of change-over systems such as automatic undervoltage transfer should have been checked.
- b) Uninterruptible power supply functions, capacity and performance should have been tested.

6.7.2.4 Test procedure – Test acceptance criteria

For the a.c. supplies with automatic change-over, which are used to supply the cooling fans and pumps and other critical equipment for significant power, tests should be performed at no load and at full load. The tests should be performed separately on each type of auxiliary subsystem as follows.

- a) Loss of the entire a.c. auxiliary power

The d.c. system shall shut down safely in a coordinated sequence. If a back-up generator group is provided, it shall start up within the specified time limit and supply the appropriate load.

- b) Loss of auxiliary power with automatic change-over

A transfer to the second a.c. source shall be initiated. The time of change-over and the restart condition of induction motors shall be checked. The cooling media flow shall not be interrupted longer than specific limits of the relevant equipment.

- c) Loss of redundant supply of control and protection and communication equipment

The control and protection equipment shall continue to operate as specified.

- d) Loss of the entire supply to the control equipment

The d.c. system shall normally rely on protective functions to shut down safely.

6.7.3 Loss of redundant equipment

6.7.3.1 General

HVDC systems may contain various redundant control, protection, and measuring equipment to enhance system reliability.

6.7.3.2 Purpose of test

In case of failure, the HVDC system should take over to the sound redundant element and continue to operate as specified.

6.7.3.3 Test precondition

Function of the control and protection system with all redundant elements should be correct and have been checked.

6.7.3.4 Test procedure – Test acceptance criteria

The tests should depend greatly on the redundancy concept used for the system design. The tests should simulate the loss of redundant elements in the failure modes which are the most probable on the one hand and those which may cause the most onerous conditions for the system. The system shall respond as designed.

6.8 High power transmission tests

6.8.1 General

6.8.1.1 General

HVDC high power transmission tests verify the steady-state performance parameters of the HVDC system. Previous commissioning tests, including converter unit tests and low power transmission tests, shall have verified that the d.c. equipment functions correctly at low power.

6.8.1.2 General precondition

General preconditions are the following:

- a) Commissioning tests of all converter units should have been completed.
- b) Commissioning tests of transmission system as required for stable operation should have been completed.
- c) Environmental conditions are within the limits given in the specification.

6.8.1.3 Purpose of tests

Purposes of the tests are the following:

- a) Verify the stable operation of the HVDC system within the limits given by the specifications.
- b) Measure a.c. and d.c. harmonic levels, audible noise, corona and interference levels (if/when specified by user).
- c) Verify the overload, temperature rise and earth electrode performances are within the specified levels.

6.8.2 Steady state operation tests

6.8.2.1 General

At rated and different power level, at different specified configuration and control modes, the system parameters are measured, which provides the necessary conditions for the

measurements that verify whether the electric and audible noise are within the specific limitations.

6.8.2.2 Purpose of test

The test is to verify that the HVDC transmission can operate stably within the specific limitations at different conditions.

6.8.2.3 Test precondition

Commissioning tests of reactive power control system should have been completed. AC network conditions should be within the specified conditions.

6.8.2.4 Test procedure

Measure the parameters when the HVDC system operates in different status, including:

- a) operation at minimum and rated power and at each power level which initiates switching of a filter or reactive power component, and overload HVDC power transfer levels.
- b) various HVDC and a.c. system configurations;
- c) reduced HVDC voltage operation;
- d) normal operation with specified filter configurations;
- e) operation with filter banks or reactive power banks unavailable;
- f) steady-state range of a.c. power frequency and voltage;
- g) extremes of ambient (as far as possible);
- h) bipolar and monopolar operation with and without earth or metallic return.

6.8.2.5 Test acceptance criteria

Test acceptance criteria are the following:

- a) The operation of HVDC transmission shall be stable.
- b) The parameters of HVDC transmission shall be correct and within the specific limitations

6.8.3 Reactive power control

6.8.3.1 General

Operation of the HVDC transmission will consume reactive power and produce harmonic current and voltage. The reactive power compensation elements (a.c./d.c. filter, shunt reactor, d.c. smoothing reactor) are specifically designed to avoid that the HVDC transmission affects the connected a.c. systems. Some control functions can be checked in Subclauses 6.2.4 and 6.4.3. In other test items, some acquired data can be utilized and some functions, such as absolute minimum filter, minimum filter and automatic discharging, may also have been verified,

6.8.3.2 Purpose of test

In this subclause, with the HVDC power change, the performances and the switch curve of the reactive power compensation devices and filter equipment are measured and compared with the designed ones, which can be used to evaluate the reactive power control function and supply important references data to operation.

6.8.3.3 Test precondition

Test preconditions are the following:

- a) AC network conditions should be within specified limits.

- b) Study results should be available which estimate the levels and spectrum of harmonics from the HVDC system.
- c) AC and d.c. filter design study results should be available.
- d) Inductive coordination study results should be available.
- e) Measurements should be available which establish pre-existing background levels and spectrum of harmonic levels.
- f) Pre-commissioning test data should be available for the a.c. and d.c. filter parameters.
- g) A test instrumentation and data acquisition system should be available.
- h) Specialized harmonic measuring equipment should be available.

6.8.3.4 Test procedure

The measurements should be exercised at different specified configuration and control modes, including the following:

- a) stand-by operation;
- b) operation at minimum and rated power and at each power level which initiates switching of a filter or reactive power component, and overload HVDC power transfer levels;
- c) various HVDC and a.c. system configurations;
- d) reduced HVDC voltage operation;
- e) normal operation with specified filter configurations;
- f) operation with filter banks or reactive power banks unavailable;
- g) steady-state range of a.c. power frequency and voltage;
- h) extremes of ambient (as far as possible);
- i) bipolar and monopolar operation (with and without earth or metallic return).

6.8.3.5 Test acceptance criteria

Test acceptance criteria are the following:

- a) The performances and the switch curve of the reactive power compensation devices and filter banks shall consist of the designed ones.
- b) The performances of the HVDC transmission and the combination of the filter banks shall be within the specification.
- c) No overload shall be in the a.c. and d.c. filter banks.

6.8.4 Overload test / Temperature rise measurements

6.8.4.1 General

HVDC systems may be designed and allowed to operate in an overload condition where the HVDC power transfer level is greater than the rated value. Overload operation may result in reduced performance of the HVDC system for the following reasons:

- a) equipment life expectancy reduced due to increased thermal stresses;
- b) reduced reliability due to use of redundant equipment during overload operation;
- c) limited operating range due to ambient temperature;
- d) restricted performance range for such critical operating parameters as reactive power compensation and harmonic filter performance;
- e) control and instrumentation limits.

Operating conditions and design requirements of the a.c. and d.c. systems should be able to support the overload operation without component damage. Major equipment which can be directly affected by overload operation includes the thyristor valves, valve cooling system,

converter transformers, harmonic filters, smoothing reactor, current and voltage transformers, bushings, bus work, and transmission lines.

All components in an HVDC system are designed for a certain permissible operating temperature. They are either cooled naturally or require forced cooling. Special cooling systems are required for the main components such as valves, transformers and smoothing reactors. For availability reasons, most of the cooling systems have redundancy. The loading tests should include a complete performance test of the cooling systems. Overload capabilities depend on the loading capability of the main components and the ambient temperature.

The heat run test, also known as the loading test, verifies that the HVDC transmission operates in stable manner for a specified period at the rated or overload power level. If any loss tests additional to those performed in the factory have been specified, they may be performed during the loading tests.

6.8.4.2 Purpose of test

Purposes of the test are the following:

- a) To verify the HVDC systems overload performance capability.
- b) To confirm the temperature rise of the individual equipment within acceptance limits.
- c) To verify the proper function of all cooling systems with respect to cooling controls and redundancy requirements.
- d) To verify the loading capability within specified temperatures of all major HVDC system components and the total system under rated load conditions and, as far as possible, at overload conditions.

6.8.4.3 Test precondition

Test preconditions are the following:

- a) Factory heat-run test results of major equipment should be available.
- b) AC networks and HVDC transmission systems should have been prepared for overload tests.
- c) Temperature monitoring equipment should have been put in place.
- d) Ambient conditions should be compatible with requirements.
- e) The relevant part of the HVDC system should be ready for operation.
- f) The a.c. systems should be available for power transfer at levels as required for the loading test.
- g) The ambient temperatures should ideally be close to the maximum design temperature.
- h) For test maximum overload conditions ambient temperatures should be as low as possible.

6.8.4.4 Test procedure

The HVDC system should be operated at rated load prior to commencement of the overload tests for a period of time necessary to achieve thermal equilibrium of major electrical components such as converter transformers, d.c. smoothing reactors, thyristor valves, a.c. and d.c. harmonic filters, and valve cooling system.

After the temperature of the major equipment has thermally stabilized at full load (typically 12 h to 18 hours), the HVDC system can be operated under the overload condition which is compatible with the existing ambient conditions and the temperature rise of major electrical components recorded. In addition, the performance of the valve cooling system should be monitored and temperature monitoring devices should be employed to check the busbar, connection points, terminations, neutral connections, and switch contacts.

The HVDC system should operate in a mode of operation allowing the HVDC components to reach their maximum operating temperature. In most cases this will be achieved at the maximum current level, at maximum ambient temperature and with the cooling system redundancy not in use.

In some applications, the HVDC components will have their maximum loading and operating temperature at a different mode of operation than the maximum current level (e.g. with firing angles close to 90° electrical).

The loading test should be performed with ample duration to ensure that all components have reached a steady state operating temperature. If maximum ambient temperature is not available, the tests shall be performed at the existing ambient temperature and the anticipated component temperatures at maximum ambient temperature shall be calculated from design load curves.

The temperatures are monitored by means of temperature indicators or by infrared scanning. Ambient temperature, room temperatures and cooling circuit temperature will be recorded. All equipment should also be monitored by visual inspection.

For overload conditions the cooling systems may be operated with all available redundancy. Ambient conditions may support the cooling capacity.

After the loading tests are finished, gas in oil analysis should be performed for the major oil filled components.

6.8.4.5 Test acceptance criteria

The maximum operating temperatures and temperature rise of the equipment shall be within specified limits. The maximum operating temperature of equipment being tested should be corrected to maximum ambient temperature to compensate for lower ambient temperatures during test.

- a) Neither under normal operating conditions nor under overload conditions, shall the design temperature rise of any HVDC component be exceeded.
- b) No hotspots shall occur in the busbar and the connectors.
- c) The cooling control shall control the cooling systems to dissipate all heat losses up to specified ambient conditions.
- d) The power capability shall be in accordance with the specified loading curve.
- e) Proper function of the various cooling control circuits and the redundancy requirements shall be verified.

6.9 Acceptance tests

6.9.1 General

HVDC system performance and interference tests verify the performance parameters of the HVDC system and that electrical and audible noise interference caused by the HVDC system are within specified limits. All parties that may be affected by operation of the HVDC system should be coordinated with in advance. The parties which may be affected can include the local communities nearby converter stations and d.c. transmission lines, telephone utilities, railroad companies, pipeline companies, etc.

6.9.2 Harmonic performance and filter components rating

6.9.2.1 General

The power conversion process in HVDC systems results in the generation of harmonic currents and voltages which can affect the interconnected a.c. systems, d.c. network, and third party

electrical systems. Factors considered in the design and harmonic studies of HVDC systems to minimize the level of harmonics propagated from the HVDC system into the a.c. and d.c. network include the following:

- a) a.c. system network impedance;
- b) harmonic frequencies of concern (characteristic and uncharacteristic);
- c) harmonic magnification (resonance) on the a.c. network;
- d) valve firing angle;
- e) converter transformer reactance and firing angle unbalance;
- f) unbalanced impedances of a.c. system and harmonic filters;
- g) transformer saturation effects and stray capacitance;
- h) a.c. system distortion and interference limits;
- i) sensitivity of adjacent open-wire systems;
- j) HVDC control system instabilities and interactions with other active devices;
- k) pre-existing harmonics on the a.c. network;
- l) HVDC configuration and earth resistivity;
- m) ambient temperature range;
- n) phase angle relationship between a.c. systems;
- o) a.c. and d.c. filter design.

AC harmonic filters connected to the a.c. bus reduce the harmonic voltages appearing on the interconnected a.c. network and the harmonic currents injected into the a.c. network to specified levels.

For HVDC systems with overhead transmission lines, smoothing reactors together with d.c. filtering circuits are typically installed in the d.c. circuit to reduce the harmonic currents to levels which will prevent interference with third party telephone or electrical systems.

The loading of the a.c. and d.c. harmonic filters should be checked and the filter components ratings verified.

6.9.2.2 Purpose of test

Purposes of the test are the following:

- a) To confirm that the harmonic voltages and currents produced by the HVDC system are reduced by the a.c. and d.c. filters to conform to specified limits.
- b) To verify that the harmonics do not cause unacceptable interference with third party telephone or electrical systems.
- c) To demonstrate that harmonic performance is acceptable when operated in various configurations and under required contingency modes.
- d) To verify that the loading of the filter components is within the individual component ratings.

6.9.2.3 Test precondition

Test preconditions are the following:

- a) AC network conditions should be within specified limits.
- b) Study results should be available which estimate the levels and spectrum of harmonics from the HVDC system.
- c) AC and d.c. filter design study results should be available.
- d) Inductive coordination study results should be available.

- e) Measurements should be available which establish pre-existing background levels and spectrum of harmonic levels.
- f) Pre-commissioning test data should be available for the a.c. and d.c. filter parameters.
- g) A test instrumentation and data acquisition system should be available.
- h) Specialized harmonic measuring equipment should be available.

6.9.2.4 Test procedure

The harmonic measurements should be performed in those specified HVDC system configurations and operation modes. A test plan which identifies these configurations and operation modes along with the physical locations for the harmonic measurements should be established, considering the following HVDC system operating conditions:

- a) stand-by operation;
- b) operation at minimum and rated power and at each power level which initiates switching of a filter or reactive power component, and overload HVDC power transfer levels;
- c) various HVDC and a.c. system configurations;
- d) any special condition generating maximum harmonics;
- e) reduced HVDC voltage operation;
- f) normal operation with specified filter configurations;
- g) operation at larger-than-normal firing angles;
- h) operation with filter banks or reactive power banks unavailable;
- i) steady-state range of a.c. power frequency and voltage;
- j) extremes of ambient (as far as possible);
- k) automatic filter tuning;
- l) d.c. harmonics test should consider the following additional items:
 - 1) equipment safety from induced voltage;
 - 2) sata transmission and railway signal circuit effects;
 - 3) voice communication circuit effects;
 - 4) excitation of resonance conditions between the HVDC line and earth electrode line;
 - 5) converter transformer d.c. currents in the neutral;
 - 6) harmonic impact on minimum current operation;
 - 7) bipolar and monopolar operation with and without earth or metallic return.

During the harmonic measurement tests, the environmental conditions should be noted and recorded due to the sensitivity of the harmonic filters to ambient temperature conditions or weather.

6.9.2.5 Test acceptance criteria

Test acceptance criteria are the following:

- a) The results of the performance measurements shall verify that the a.c. and d.c. harmonic voltages and currents are within the specified limits and interference to third party electrical systems is within acceptable limits.
- b) The tests shall confirm that operating restrictions of the HVDC system and a.c. and d.c. filter configurations are within specified limits.
- c) The a.c. and d.c. filter components shall not be overloaded.

6.9.3 Audible noise

6.9.3.1 General

HVDC systems emit noise in the audible-frequency spectrum. The source of the audible noise (AN) in HVDC systems is from terminal equipment and HVDC transmission lines and can be categorized as follows.

a) Component generated audible noise

Related devices include converter transformers, d.c. smoothing reactors, shunt reactors, a.c. and d.c. harmonic filter reactors and capacitors, thyristor valves, cooling system, and auxiliary equipment. AN will vary with loading conditions and firing angle changes.

b) Conductor generated audible noise

Related devices include corona phenomena on HVDC transmission lines, substation busbar, and outdoor equipment. The AN source is associated with ionization phenomena near conductive surfaces when the electric field strength is high enough to cause a breakdown of the surrounding air. As such, AN generated by corona can vary with environmental and ambient conditions due to conductive surface irregularities and contamination. AN from d.c. generated corona is usually higher under dry ambient conditions.

c) Impact generated audible noise

Related devices include operation of equipment such as power circuit breakers, disconnect switches, etc.

AN limits within the converter station facility, including building interiors, and along the perimeter of the HVDC system are specified to ensure that applicable regulations and codes of practice are met. In some cases, special noise abatement measures may be required to reduce the levels and spectrum of AN from the HVDC system.

6.9.3.2 Purpose of test

The AN tests are to measure and verify that the AN caused by the HVDC system is within specified limits.

6.9.3.3 Test precondition

Test preconditions are the following:

- a) The locations for pre- and post-construction measurements should have been defined.
- b) Measurements should have been available which establish preconstruction background levels and spectrum of AN levels.
- c) Study results should have been available which estimate the levels and spectrum of AN from the HVDC system.
- d) Factory AN test results should have been available for applicable equipment.
- e) Test instrumentation and data acquisition system should have been available.

6.9.3.4 Test procedure

AN tests should be performed at predetermined locations in those HVDC system configurations and modes of operation specified. A test plan which identifies these configurations and physical locations for the AN measurements should be established, considering the following HVDC system operating conditions as applicable:

- a) stand-by operation;
- b) minimum, intermediate, rated, and applicable overload HVDC power transfer levels;
- c) any special condition generating maximum AN;

d) long term measurement considerations (when required).

The presence of corona can create AN. Corona can be observed by visual inspection with the use of binoculars or located with the use of ultra sonic corona detection devices.

During the AN tests, the environmental conditions should be noted and recorded due to the sensitivity of AN measurements to ambient conditions, such as air temperature, barometric pressure, relative humidity, wind speed and direction, and background acoustic noise.

Instrumentation and AN measurement procedures should follow the specified requirements or applicable standards.

6.9.3.5 Test acceptance criteria

Test criteria for AN levels resulting from HVDC systems are project specific and depend to some degree on surrounding environments. The AN levels measured with the HVDC system in operation should be within the design limits specified.

6.9.4 Electromagnetic interference tests

6.9.4.1 General

HVDC systems produce voltages and currents in conductors which may cause interference from both the conducted energy and radiated energy. Conductor corona pulses and partial discharges on insulators are also potential sources of electrical interference from HVDC systems.

Filtering devices, shielding, and noise suppression techniques are implemented to minimize interference. Since electrical interference has the potential of affecting third party electrical systems, the commissioning test program should include coordinated tests with operators of interference-sensitive equipment. Design criteria for interference levels resulting from HVDC systems are project specific and depend on the surrounding environments and regulations. Interference limits imposed typically consider the following:

- a) radio interference (RI);
- b) television interference (TVI);
- c) telephone carrier interference (TCI);
- d) microwave communication system interference (MCSI);
- e) railroad signal interference (RSI);
- f) power line carrier interference (PLCI).

6.9.4.2 Purpose of test

The interference tests are to measure and verify that the interference levels caused by the HVDC system are within required limits and that there is no degradation of low-level electric circuits (e.g. telephone networks, computers, radio and television systems, railroad signal equipment, and other electronic apparatus).

6.9.4.3 Test precondition

Test preconditions are the following:

- a) Study results should be available which estimate the levels of interference expected as a result of HVDC system operations.
- b) Coordination should have been established with operators of interference-sensitive equipment.
- c) All interference mitigating equipment should be in service together with HVDC system operation.

- d) HVDC station controls and protection should have been verified to be immune from interference.
- e) Test instrumentation and data acquisition system should be available.

6.9.4.4 Test procedure

Interference tests for the HVDC system can be broadly classified into the following separate groups.

a) HVDC converter station tests

Measurements should be taken within and adjacent to the fenced boundary of the facilities.

b) Transmission line tests

Measurements should be taken along a perimeter contour of the a.c. and HVDC transmission lines servicing the HVDC system.

The interference tests should be performed at predetermined locations and in those HVDC system configurations and modes of operation specified. A test plan which identifies these configurations and levels along with the physical locations for the interference measurements should be established, considering the following HVDC system operating conditions:

- a) stand-by operation;
- b) minimum, intermediate, rated and applicable overload HVDC power transfer levels;
- c) any special condition generating maximum interference;
- d) number of points and number of measurements;
- e) test plan which identifies the bandwidths and measuring techniques, correction factors, accuracy, antenna types, standards (where applicable), frequency scans and spectrums, operating configurations and modes of the HVDC system, ambient weather conditions, voltages, conductor configuration, structure type and material), and elevation.

6.9.4.5 Test acceptance criteria

The interference levels measured with the HVDC system in operation should be within the specified design limits and cause no degradation of low-level electric circuits.

6.9.5 Earth electrode test

6.9.5.1 General

The earth electrodes for a bipolar configured HVDC transmission system provide an earth reference for the neutral bus at each converter station. The earth electrodes are generally designed to permit the HVDC system to operate for a pre-defined time period in the monopolar earth return mode when one pole of the bipole is out of service. The earth electrodes for monopolar systems are designed to permit continuous operation. Since earth return operation may interfere with third party communication circuits and may cause corrosion of underground structures, the commissioning test program should include coordination with third parties.

6.9.5.2 Purpose of test

The objects of the earth electrode test are to verify the design of the earth electrodes and establish the maximum measured interference levels in various operating modes. Design criteria for HVDC earth electrodes are project specific and depend on the local soil conditions, anticipated operating modes, and duration of earth return operation in the worst case. Design criteria typically considered include the following:

- a) current rating;
- b) temperature rise;

- c) thermal time constant;
- d) current distribution between sub-electrodes;
- e) current density at the earth electrode surface;
- f) earth resistivity design value;
- g) resistance of earth electrode to remote earth;
- h) earth electrode resistance;
- i) overload current capability;
- j) step and touch potential.

6.9.5.3 Test precondition

Test preconditions are the following:

- a) Earth electrode pre-commissioning tests should have been completed including measurement of structure-to-soil, potential, current-in-structure, soil potential, soil resistivity, structure-to-remote electrode-potential, and background interference level.
- b) Test stations for cathodic protection and stray current measurements should have been established.
- c) Coordination should have been established with all participants, e.g., railroad operators, telephone companies, municipalities, underground utility operators, earth electrode supplier, and HVDC supplier.
- d) Test coordination centre and communication method should have been established.
- e) Test instrumentation and data acquisition system should be available.

6.9.5.4 Test procedure

6.9.5.4.1 Testing

System tests for commissioning of the earth electrode can be broadly classified into the following separate groups.

- a) Low current tests

10 % to 20 % rated direct current is utilized to determine the basic earth electrode characteristics and identify the areas of potential interference.

- b) Full rated tests

The direct current is increased above the low current test level in incremental steps up to the full current rating. Periodic cycling and the magnitude of the direct current incremental steps should be based upon a test schedule/plan.

6.9.5.4.2 Instruments

Recording instruments should be installed at all test points and areas of special concern that are identified during the low current tests. The duration of the tests at each direct current level should be appropriate for the thermal time constants of concern and allow for the following test measurements to be taken:

- a) stray current magnitude caused by test current in affected structures;
- b) change in stray current flow caused by test current in affected structure;
- c) change in potential caused by test current of structure-to soil;
- d) current distribution in each earth electrode well or earth electrode section;
- e) temperature rise versus test time to establish limits of full current test;
- f) induced voltage on communication circuits;

- g) stray currents in a.c. system transformer neutrals.

Structure-to-soil potential should be measured with the reference electrode directly above buried structures or within one foot of above ground structures such as railroads, and towers.

6.9.5.5 Test acceptance criteria

Test acceptance criteria are the following:

- a) The characteristics of the earth electrodes shall be within the specified design limits including temperature rise, voltage distribution, resistance, and uniform current distribution among different earth electrode wells or earth electrode sections.
- b) The results of the coordinated tests should be analysed and any unusual results should be investigated and resolved between the affected parties. Issues from “electrode station design” and “site location of electrode station” should be separately analysed.

7 Trial operation

7.1 General

Trial operation provides the opportunity to operate the HVDC system together with the connected a.c. systems for an extended period of time. Operation shall be as close as possible to real operating conditions.

The time period is a particular time of accurate observation of the complete HVDC system and all its components.

The HVDC system should be operated by the user's personnel, thus additional training of manpower particularly in fault analysis and system performance can take place.

7.2 Purpose of test

The trial operation verifies the performance and the availability of the HVDC system during a specified period of operation under real but specified conditions.

7.3 Test precondition

Test preconditions are the following:

- a) All equipment should be available.
- b) All power transmission tests should have been completed.
- c) Operators should have been sufficiently trained to conduct system operation.
- d) Power transfer schedules between the a.c. systems should have been coordinated.
- e) The a.c. system configurations should be within specified limits.
- f) AC system configuration data should be available.
- g) The station recorders are sufficient for monitoring and recording purposes. Some additional recording equipment can be complemented for the purpose of collecting data and design study verification.

7.4 Test procedure

During trial operation, the HVDC system shall be utilized in such a manner as required by the original design and the user's intended use.

Typically trial operation should be performed for a period of 1 to 4 weeks. During this period, operation shall be conducted by the user's personnel, and the manufacturer's assistance shall be limited.

During trial operation accurate observation of the complete HVDC system and all its components should be carried out.

Any abnormal or unexpected responses or incidents which affect the availability of the system should be carefully analysed to determine the cause.

If an HVDC system is built in stages, trial operation could be allocated to the individual stages.

The tests having no influence on the behaviour and safety of the HVDC system (e.g. radio interference test etc.) can, if mutually agreed, be performed during or after trial operation.

7.5 Test acceptance criteria

Test acceptance criteria are the following:

- a) During trial operation no forced outages or disturbances due to malfunction of any HVDC equipment shall occur.
- b) If modifications or adjustments arise during trial operation, action shall be taken. Depending on the modifications or adjustments a portion of or the complete trial operation may be repeated/extended.
- c) The criteria for repetition of part or the entire test shall be agreed prior to the start of trial operation.

8 System test plan and documentation

8.1 General

The documentation including the system test plan required to perform the system tests, consist of:

- a) plant documentation and operating manuals;
- b) system study reports and technical specifications;
- c) inspection and test plan;
- d) system test program;
- e) test procedures for each test;
- f) documentation of system test results;
- g) deviation reports.

8.2 Plant documentation and operating manual

The following documents and operating manuals should be provided:

- a) Plant documentation provides sufficient up to date information on all equipment installed and its function, location and interconnections.
- b) Up to date settings of the control and protection equipment shall be provided, including the data acquisition system.
- c) The operating manuals provide sufficient training guidance for operators to execute all switching and control operations under all operating conditions.

8.3 System study reports and technical specification

System study reports shall provide the information needed to operate the HVDC system together with the connected a.c. systems within the specified limits. The examples of particular system study reports required for this purpose are:

- a) a.c./d.c. system interactions;

- b) reactive power control;
- c) protection coordination;
- d) control coordination, changing of system configuration and switching.

8.4 Inspection and test plan

Inspection and test plan together with the system test program form the system test plan.

This standard is structured in a logical sequence and can thus provide background information for any specific project application.

Each inspection and test plan should comprise the following as appropriate and similar to this standard:

- a) specific object per test;
- b) test procedure (reference to standard procedures);
- c) test acceptance criteria;
- d) test precondition;
- e) references to system studies on specifications;
- f) references to off-site tests;
- g) special conditions.

All inspections and tests to be performed shall be identified with a unique number. This number should also be used as a cross reference on all standard test procedures and for the documentation of the inspection and system test results.

The inspection and test plan shall also contain all required load levels and load changes as well as the expected effective short circuit level (ESCR).

Procedures for each test should be thoroughly discussed with all parties involved before finalizing the test schedule.

All inspections and systems tests shall be mutually agreed among all parties concerned in advance to allow sufficient time for scheduling. Contingency measures in case of any failure shall also be discussed.

8.5 System test program

The system test program schedules the system tests. It coordinates the requirements with dispatch authorities and specifies:

- a) preconditions including environmental and a.c. systems configuration and generation schedules;
- b) preconditions to be selected (control locations, control mode, control level energy transfer mode);
- c) initial and final HVDC system configuration;
- d) energy direction;
- e) power levels, duration and ramp rates.

The system test program shall identify the test team and the test leader for each individual test, for each converter terminal, the load dispatch centre, affected substations or power stations, and test locations where faults or short circuits are created.

The test schedule should have suitable hold points to check the status of protection, auxiliaries and fire protection.

Final permission from the operating authorities shall be requested immediately before test execution.

Test duration should be planned with an adequate time margin to allow for contingencies. As system tests have a high potential of causing major disturbance on the HVDC and the connected a.c. systems, consideration shall be given to execution during off peak hours.

It is also preferable that the a.c. systems be configured to have sufficient loading margin to sustain total HVDC load rejection.

In case of planning staged fault tests, ample precaution and support by specialist staff should be provided including studies showing the effect of faults on the a.c. system.

8.6 Test procedure for each test

The test procedures describe for each individual test the instructions to be followed by the test team.

The preconditions to be fulfilled and the references to system studies and specifications or off-site tests are defined.

Test objects, procedure and acceptance criteria specify the actual performance of each specific test.

The test procedure also lists the test equipment to be used and the measurements to be taken, and the exact measurement points. Cross reference to the documentation of system test results shall be identified by using a numbering system. The same numbering system shall also refer to the application of the test procedure and the inspection and test plan.

The test procedures may be one report, specifically written for the project, or an assortment of generic test descriptions compiled for the project. In case generic test descriptions are used, these should be packaged complete with an index.

8.7 Documentation of system test results

The documentation of system test results shall be formed from a commissioning report describing the results of each test series, together with the test results, data acquisition traces and data captured by station recorders, sequence of event recorders printout, alarm printout and other special results.

A failed test should be recorded in a failure report which shall have the test number description and the reason for failure noted. Upon correction of the problem the manufacturer should briefly describe the modification on the same failure report and indicate that the system is ready for a retest of the failed test. All modifications shall be formally tracked according to the applicable quality assurance procedures in all applicable parts of the documentation.

A detailed description of the modification should be provided in the deviation report. For tracking the status of failed tests a database shall be kept, indicating the status (new, modification implemented, retested, passed, failed again) of each test.

A record of equipment outages, malfunctions and diagnostic test results related to the commissioning shall be kept.

Any special occurrence on the results of any test shall be highlighted by the test team prior to submitting the commissioning report.

All system test results should be well indexed and referenced to the individual tests.

8.8 Deviation report

The deviation report shall form part of the commissioning report with a detailed description of modifications and reference to the specific tests and test results.

A discussion of the modifications carried out should be included for further reference.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61975:2010

Bibliography

IEC 60700-1:2008, *Thyristor valves for high-voltage direct current (HVDC) power transmission – Part 1: Electrical testing*¹

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

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

IEC 61000-4-3, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-3: Testing and measurement techniques – Radiated, radio-frequency, electromagnetic field immunity test*

IEC 61803, *Determination of power losses in high-voltage direct current (HVDC) converter stations*

¹ There exists a consolidated edition 1.2 (2008) consisting of edition 1 and its Amendments 1 (2003) and 2 (2008).

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	82
INTRODUCTION	84
1 Domaine d'application	85
2 Références normatives	85
3 Termes et définitions	85
3.1 Termes afférents à la classification des essais	86
3.2 Termes afférents à l'état de fonctionnement	86
4 Généralités	87
4.1 Objectif	87
4.2 Structure du système CCHT	88
4.3 Structure du système de commande et de protection	89
4.4 Etapes logiques d'un essai système	90
4.5 Structure d'un essai système	91
4.6 Condition préalable à un essai sur site	92
5 Essai du poste de conversion	94
5.1 Généralités	94
5.2 Essai de l'unité de conversion	95
5.3 Mise sous tension des composants réactifs	96
5.4 Modification de la configuration du système à courant continu	97
5.5 Compatibilité électromagnétique	98
5.6 Essai de déclenchement	100
5.7 Essai en ligne ouverte	101
5.8 Essai en opposition	103
5.9 Essai en court-circuit	105
6 Essais de transmission	105
6.1 Essais de transmission à faible puissance	105
6.2 Passage au mode de commande opérateur	114
6.3 Modification de la configuration à courant continu	121
6.4 Commutation du circuit principal	124
6.5 Essais de performance dynamique	128
6.6 Défauts étagés du système à courant alternatif et du système à courant continu	139
6.7 Perte de télécommunication, d'auxiliaires ou d'appareils redondants	143
6.8 Essais de transmission à puissance élevée	146
6.9 Essais d'acceptation	151
7 Essai de fonctionnement	159
7.1 Généralités	159
7.2 Objectif de l'essai	159
7.3 Conditions préalables de l'essai	159
7.4 Procédure d'essai	159
7.5 Critères d'acceptation de l'essai	160
8 Plan d'essai du système et documentation	160
8.1 Généralités	160
8.2 Documentation afférente à l'installation et manuel d'utilisation	160

8.3	Rapports d'étude sur le système et spécifications techniques	160
8.4	Plan d'inspection et d'essai	161
8.5	Programme d'essai du système	161
8.6	Procédure d'essai pour chaque essai	162
8.7	Documentation sur les résultats des essais du système	162
8.8	Rapport d'écarts	164
	Bibliographie	165

Figure 1	– Relation entre les cinq aspects majeurs d'un essai système	88
----------	--	----

Figure 2	– Structure du système CCHT	89
----------	-----------------------------------	----

Figure 3	– Structure du système de commande et de protection du CCHT	90
----------	---	----

Figure 4	– Structure d'un essai système	93
----------	--------------------------------------	----

Figure 5	– Séquence des essais de transmission à faible puissance	107
----------	--	-----

Figure 6	– Essai de réponse indicielle de la commande de courant au niveau du redresseur	131
----------	---	-----

Figure 7	– Essai de réponse indicielle de la commande d'angle d'extinction au niveau de l'onduleur	132
----------	---	-----

Figure 8	– Essai de réponse indicielle de la commande de tension continue au niveau de l'onduleur	132
----------	--	-----

Figure 9	– Essai de réponse indicielle de la commande de courant au niveau de l'onduleur	133
----------	---	-----

Figure 10	– Essai de réponse indicielle de la commande de puissance au niveau du redresseur	133
-----------	---	-----

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61975:2010

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

INSTALLATIONS EN COURANT CONTINU À HAUTE TENSION (CCHT) – ESSAIS SYSTÈMES

AVANT-PROPOS

- 1) La Commission Electrotechnique Internationale (CEI) 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, des Spécifications techniques, des Rapports techniques, des Spécifications accessibles au public (PAS) et des Guides (ci-après dénommés "Publication(s) de la CEI"). 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 de la CEI intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les Publications de la CEI se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de la CEI. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que la CEI s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications; la CEI ne peut pas être tenue responsable de l'éventuelle mauvaise utilisation ou interprétation qui en est faite par un quelconque utilisateur final.
- 4) Dans le but d'encourager l'uniformité internationale, les Comités nationaux de la CEI s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de la CEI dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de la CEI et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) La CEI elle-même ne fournit aucune attestation de conformité. Des organismes de certification indépendants fournissent des services d'évaluation de conformité et, dans certains secteurs, accèdent aux marques de conformité de la CEI. La CEI n'est responsable d'aucun des services effectués par les organismes de certification indépendants.
- 6) Tous les utilisateurs doivent s'assurer qu'ils sont en possession de la dernière édition de cette publication.
- 7) Aucune responsabilité ne doit être imputée à la CEI, à ses administrateurs, employés, auxiliaires ou mandataires, y compris ses experts particuliers et les membres de ses comités d'études et des Comités nationaux de la CEI, pour tout préjudice causé en cas de dommages corporels et matériels, ou de tout autre dommage de quelque nature que ce soit, directe ou indirecte, ou pour supporter les coûts (y compris les frais de justice) et les dépenses découlant de la publication ou de l'utilisation de cette Publication de la CEI ou de toute autre Publication de la CEI, ou au crédit qui lui est accordé.
- 8) L'attention est attirée sur les références normatives citées dans cette publication. L'utilisation de publications référencées est obligatoire pour une application correcte de la présente publication.
- 9) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments de la présente Publication de la CEI peuvent faire l'objet de droits de propriété intellectuelle ou de droits analogues. La CEI ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de propriété et de ne pas avoir signalé leur existence.

La Norme Internationale CEI 61975 a été établie par le sous-comité 22F: Electronique de puissance pour les systèmes électriques de transmission et de distribution, du comité d'études 22 de la CEI: Electronique de puissance.

Cette première version de la CEI 61975 annule et remplace la CEI/PAS 61975 qui a été publiée conjointement en 2004 par la CEI et le CIGRÉ, dont elle constitue une révision technique combinée à une expérience en ingénierie.

La présente version bilingue (2012-09) correspond à la version anglaise monolingue publiée en 2010-07.

Le texte anglais de cette norme est issu des documents 22F/221/FDIS et 22F/227/RVD.

Le rapport de vote 22F/227/RVD donne toute information sur le vote ayant abouti à l'approbation de cette norme.

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

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

Le comité a décidé que le contenu de cette publication ne sera pas modifié avant la date de stabilité indiquée sur le site web de la CEI sous "<http://webstore.iec.ch>" dans les données relatives à la publication recherchée. A cette date, la publication sera

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

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61975:2010

INTRODUCTION

La norme est structurée en huit articles:

- a) Article 1 - Domaine d'application
- b) Article 2 - Références normatives
- c) Article 3 - Définitions
- d) Article 4 - Généralités
- e) Cet article aborde l'objectif de la présente norme, la structure du système CCHT, la structure du système de commande et de protection, les étapes logiques de la mise en service, la structure de l'essai système et celle de la norme de mise en service du système.
- f) Article 5 - Essai du poste de conversion
- g) Cet article concerne la mise en service des unités de conversion, la vérification de la performance des unités en régime établi, et les essais de commutation.
- h) Article 6 - Essais de transmission d'énergie
- i) Cet article concerne la mise en service du système de transmission, la vérification de la coordination des postes, la performance en régime établi et la performance dynamique, le brouillage, et l'interaction entre les systèmes à courant continu et les systèmes à courant alternatif.
- j) Article 7 - Essai de fonctionnement
- k) Après la réalisation de l'essai système, la période d'essai de fonctionnement est normalement spécifiée afin de vérifier la transmission classique.
- l) Article 8 - Plan d'essai du système et documentation

Les Articles 5 à 7 comprennent des sections individuelles contenant l'introduction, les objets, les conditions préalables et les procédures, les critères d'acceptation et les descriptions détaillées des essais individuels.

INSTALLATIONS EN COURANT CONTINU À HAUTE TENSION (CCHT) – ESSAIS SYSTÈMES

1 Domaine d'application

La présente Norme internationale s'applique aux essais systèmes pour les installations en courant continu à haute tension (CCHT) qui se composent d'une borne d'émission et d'une borne de réception, chacune reliée à un système à courant alternatif.

Les essais spécifiés dans la présente norme sont basés sur des installations en courant continu à haute tension (CCHT) bidirectionnelles et bipolaires qui se composent d'une borne d'émission et d'une borne de réception, chacune reliée à un système à courant alternatif. Il convient que les exigences d'essai et les critères d'acceptation soient convenus pour les installations en opposition, alors que les systèmes à bornes multiples et les convertisseurs à source de tension ne sont pas inclus dans la présente norme. Pour les installations CCHT monopolaires, la norme s'applique, excepté pour les essais bipolaires.

Pour les fonctions ou les performances spéciales, qui sont revendiquées par un projet spécifique, il convient que certains points d'essai supplémentaires non inclus dans la présente norme soient ajoutés conformément aux exigences de la spécification technique.

La présente norme sert uniquement de lignes directrices des essais systèmes pour les installations en courant continu à haute tension (CCHT). La norme fournit des recommandations aux utilisateurs potentiels quant à la manière de planifier les activités de mise en service. Les essais décrits dans le guide ne peuvent être applicables à l'ensemble des projets, mais représentent une partie des essais possibles qu'il convient de prendre en considération.

Par conséquent, il est préférable que l'organisme en charge du projet établisse le programme d'essai individuel sur la base de la présente norme et attribue à l'avance les responsabilités relatives aux différentes tâches/ différents essais entre les organisations impliquées (par exemple, utilisateur, fournisseur, constructeur, opérateur, acheteur, etc.) pour chaque projet particulier.

2 Références normatives

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

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

CEI/TR 60919-2:2008, *Fonctionnement des systèmes à courant continu à haute tension (CCHT) munis de convertisseurs commutés par le réseau – Partie 2: Défauts et manœuvres*

3 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions donnés dans la CEI 60633 ainsi que les suivants s'appliquent.

3.1 Termes afférents à la classification des essais

3.1.1

essai de poste

essai de poste de conversion comprenant les entités qui vérifient la fonction des appareils individuels du poste de conversion sous tension

3.1.2

essai système

essai qui vérifie les fonctions et les performances d'un système CCHT entier, ainsi que l'interaction avec les systèmes à courant alternatif adjacents

3.1.3

essais de transmission

essais qui vérifient les fonctions et les performances d'un système CCHT lors de la transmission de puissance entre deux bornes

NOTE Ils sont également désignés «essais de bout en bout».

3.2 Termes afférents à l'état de fonctionnement

Dans le système à courant continu, il existe 5 états définis: mis à la terre, arrêté, en veille, bloqué, débloqué.

3.2.1

mis à la terre

état dans lequel le pôle ou le convertisseur est isolé et mis à la terre sur les cotés alternatif et continu et aucune alimentation du pôle ou du convertisseur n'est possible

NOTE Il assure la sécurité nécessaire pour réaliser les travaux de maintenance, et est le seul qui permet une maintenance du pôle ou du convertisseur. Dans cet état, les travaux de maintenance sont possibles sur les transformateurs de conversion, la partie isolée et mise à la terre du bus à courant alternatif à haute tension, le matériel à courant continu installé dans un hall de valve de ce pôle ou de ce convertisseur.

3.2.2

arrêté/isolé

état dans lequel le pôle ou le convertisseur est isolé du côté alternatif et du côté continu, mais tous les sectionneurs de terre sont ouverts

NOTE Dans cet état, le courant continu peut être préparé pour la transmission d'énergie (connexion de la ligne d'électrode de terre, du pôle et de la ligne à courant continu).

3.2.3

en veille

état devant être utilisé lorsque le système à courant continu n'est pas utilisé mais est prêt pour la transmission d'énergie

NOTE Dans cet état, le transformateur de conversion est prêt; le régleur en charge est automatiquement placé en position de départ, ce qui garantit que le transformateur sera alimenté avec une tension minimale afin de minimiser le courant d'appel. Il convient que le sectionneur de la baie à courant alternatif soit fermé, mais il convient que les disjoncteurs de la baie d'alimentation du transformateur de conversion soient ouverts. Dans cet état, la configuration à courant continu peut toujours être modifiée (connexion de la ligne d'électrode de terre, du pôle et de la ligne à courant continu).

3.2.4

bloqué

état dans lequel le pôle est préparé pour transmettre de l'énergie à un moment notifié

NOTE Le transformateur de conversion est connecté au bus à courant alternatif sous tension en fermant le disjoncteur respectif. Le système de refroidissement de valves est prêt à fonctionner si la conductivité, le débit et la température de l'eau de refroidissement se situent dans les limites spécifiées. Une configuration à courant continu définie doit avoir été établie. Aucune autre modification n'est possible dans cet état. La vérification préalable du thyristor est effectuée après que le transformateur de conversion a été mis sous tension. La vérification préalable

est considérée comme acceptable lorsque, dans chaque valve, la redondance n'est pas perdue. Pour modifier l'état «bloqué», les états «arrêté», «en veille» et «débloqué» peuvent être sélectionnés.

3.2.5

débloqué

état représentant les deux modes de fonctionnement suivants: «transmission d'énergie» et «essai en ligne ouverte»

NOTE La transmission d'énergie correspond au mode de fonctionnement normal. Dans l'état «débloqué», le pôle transmet de l'énergie en mode de fonctionnement normal si les deux bornes sont dans un état débloqué et il existe une différence de tension entre les bornes. Il convient qu'un nombre minimal de filtres à courant alternatif soit disponible.

3.2.6

essais hors site

essais réalisés avant les essais sur site

4 Généralités

4.1 Objectif

Un essai système achève la mise en service d'un système CCHT.

Le fournisseur peut vérifier l'adéquation du poste installé et l'intégrité fonctionnelle du système. Des ajustages et des optimisations peuvent également être effectués.

Il est indiqué à l'utilisateur que les exigences et les stipulations du contrat sont respectées et qu'il existe une corrélation avec les études et l'essai hors site précédent.

Pour l'utilisateur, la réalisation de l'essai système marque le début de l'exploitation commerciale du système CCHT.

Lors de l'adaptation du système CCHT aux systèmes à courant alternatif connectés, il peut y avoir différentes contraintes, qui nécessitent une coordination des programmes économiques des opérateurs de systèmes à courant alternatif. Les essais système démontrent au public que les valeurs admissibles des phénomènes concernant l'intérêt public ne sont pas dépassées.

Cinq aspects majeurs sont soumis aux essais système:

- a) Poste CCHT et ligne/câble/bus à courant continu comprenant une électrode de terre, le cas échéant;
- b) Equipement de commande et de protection du CCHT et ses réglages;
- c) Considérations environnementales;
- d) Interaction entre le système à courant alternatif et le système à courant continu;
- e) Performance du système en cas de fonctionnement avec un système à courant alternatif connecté.

L'interrelation entre ces aspects est illustrée à la Figure 1.

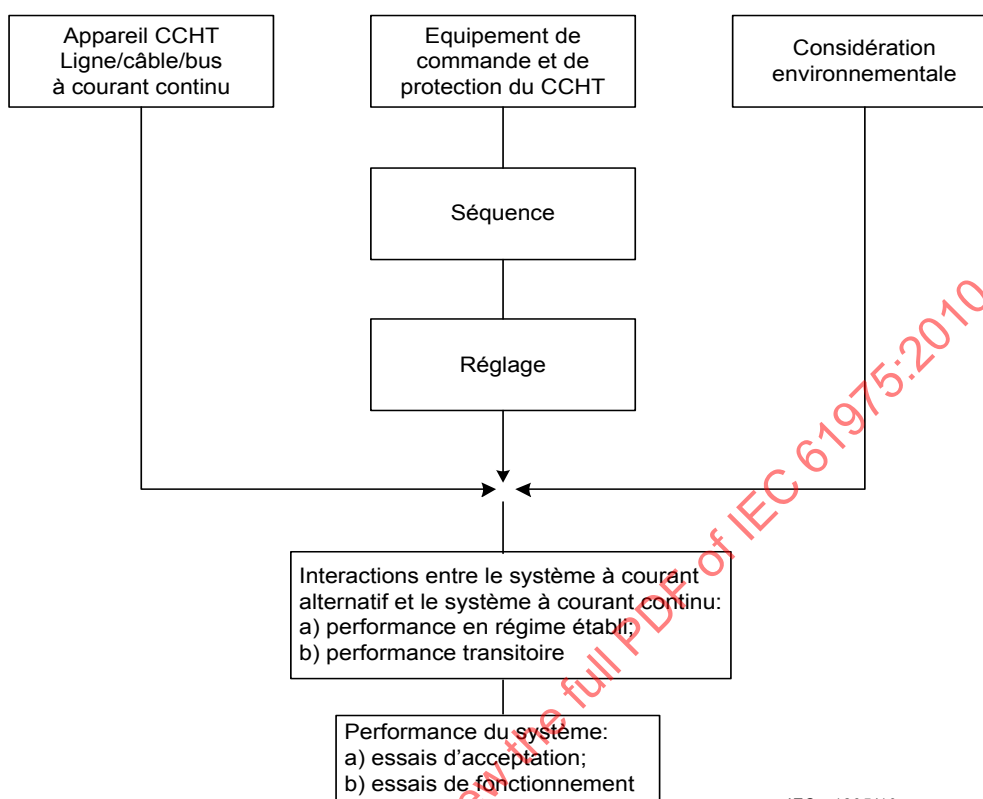


Figure 1 – Relation entre les cinq aspects majeurs d'un essai système

Un essai intégral et complet des composants ci-dessus peut être effectué avec les essais décrits dans la norme.

Les essais d'acceptation doivent être définis à l'avance entre le fournisseur et l'utilisateur et peuvent être effectués à un moment approprié au cours du programme d'essai.

Les essais système peuvent affecter des parties autres que les parties réelles au contrat. Ces parties doivent être informées à temps.

La complexité et la diversité des points traités au cours de l'essai système nécessitent une planification et une programmation détaillées, une coopération de la part de l'ensemble des parties concernées, et une documentation complète et organisée.

NOTE Les «procédures d'essai» proposées ne sont données qu'à titre de recommandation, d'autres procédures d'essai peuvent être utilisées sous réserve d'un accord entre le fournisseur et l'utilisateur.

4.2 Structure du système CCHT

D'un point de vue fonctionnel, un système CCHT se compose d'une borne d'émission et d'une borne de réception, chacune reliées à un système à courant alternatif. Les deux bornes possèdent un ou plusieurs convertisseurs reliés en série sur le côté continu et en parallèle sur le côté alternatif. Les bornes sont connectées par une ligne ou un câble de transmission ou une barre omnibus courte (poste en opposition). Les systèmes à bornes multiples ne sont pas abordés dans la présente norme.

La structure du système CCHT est illustrée à la Figure 2.

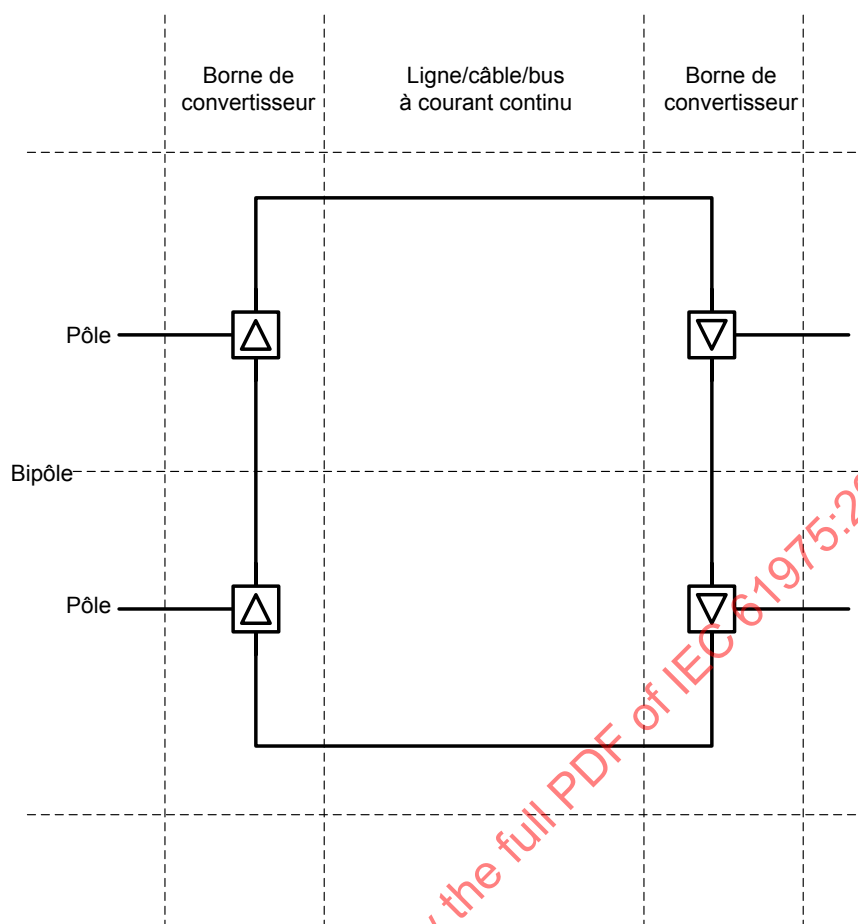
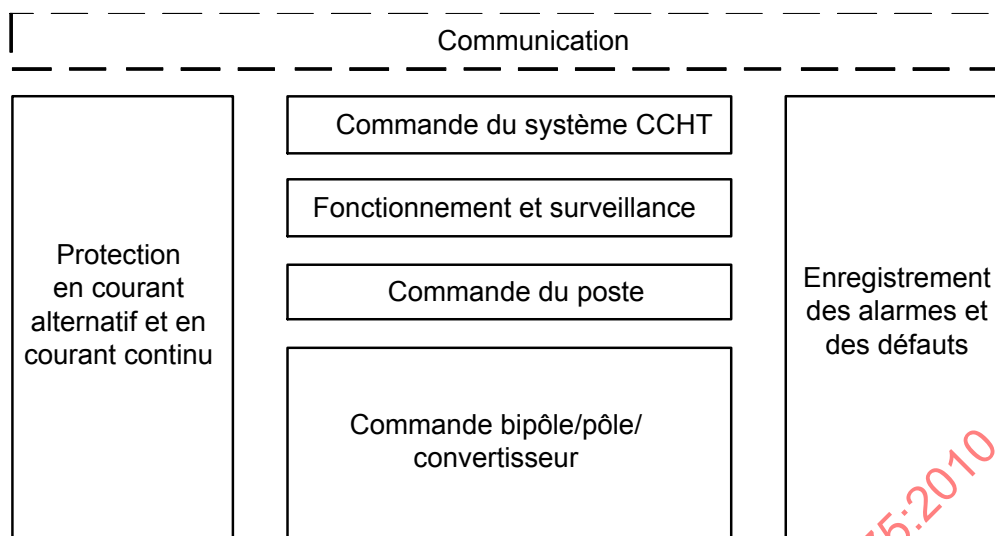


Figure 2 – Structure du système CCHT

4.3 Structure du système de commande et de protection

Chaque unité de conversion peut être commandée individuellement. Pour que le système fonctionne comme un système de transmission d'énergie, il convient que les unités de conversion soient commandées de manière coordonnée par un niveau plus élevé du système de commande. La coordination de la commande et de la protection est essentielle au bon fonctionnement des systèmes CCHT.

La structure du système de commande et de protection du CCHT est illustrée à la Figure 3:



IEC 1897/10

Figure 3 – Structure du système de commande et de protection du CCHT

4.4 Etapes logiques d'un essai système

Afin de garantir le bon fonctionnement, il convient d'effectuer un essai de type et un essai de performance fonctionnelle en usine de façon à déboguer et à soumettre le système de commande aux essais avant l'essai sur site.

Afin de fournir les données du réseau d'énergie électrique et de faciliter la compilation du plan d'essai système, il convient que la simulation numérique à l'arrêt soit effectuée avant et pendant l'essai de simulation, et plus particulièrement l'analyse du flux d'énergie, de la stabilité et de la surtension.

En raison de la complexité du système CCHT, tous les cas de conception limite peuvent être étudiés sur le simulateur numérique d'une manière similaire à ceux réalisés sur site.

La mise en service d'un système CCHT peut affecter des parties autres que les parties réelles au contrat. La complexité et la diversité des points traités au cours de l'essai système nécessitent une planification et une programmation détaillées, une coopération de la part de l'ensemble des parties concernées, et une documentation complète et structurée. Avant de pouvoir commencer un essai système sur site, il convient que les conditions préalables suivantes soient satisfaites quant aux essais des sous-systèmes, à la formation de l'opérateur et aux instructions de sécurité, au plan d'essai du système et aux procédures d'essai, et à l'ensemble des appareils d'essai nécessaires.

- a) Il convient que tous les sous-systèmes aient été soumis aux essais et mis en service, y compris les filtres à courant alternatif et les transformateurs de conversion, en veillant particulièrement à la résonance possible d'un transformateur ou d'un filtre à courant alternatif lors de la mise sous tension.
- b) Il convient que le personnel d'exploitation soit suffisamment formé.
- c) Il convient que les instructions de fonctionnement du poste soient disponibles.
- d) Il convient que les instructions afférentes à la sécurité du personnel et de l'installation soient disponibles.
- e) Il convient que le plan d'essai et la documentation afférents au système (Partie 8) soient disponibles et convenus entre les parties.
- f) Il convient que les profils énergétiques de courant alternatif/de courant continu aient été convenus pour chaque essai.
- g) Il convient que les restrictions de fonctionnement du système à courant alternatif/à courant continu aient été identifiées.

- h) Il convient que des communications vocales soient mises à disposition de l'opérateur.
- i) Il convient que l'ensemble des appareils d'essai nécessaires ait été étalonné et soit en service.
- j) Il convient que des procédures d'élaboration et d'évaluation des résultats des essais aient été convenues.

Il convient qu'un essai système sur site suive la structure du système CCHT, en commençant par l'unité opérationnelle la plus petite et la moins complexe, généralement un convertisseur à 12 impulsions, et doit se terminer par le fonctionnement du système entier. Il convient que la séquence d'essai soit programmée en commençant au niveau local avec des essais simples, avant d'impliquer des emplacements additionnels et le système de transmission, et des essais plus complexes.

Dès que l'ensemble des conditions préalables a été satisfait, il convient de soumettre le poste de conversion aux essais, en commençant par un essai de l'unité de conversion, qui inclut la mise sous tension d'un filtre à courant alternatif et à courant continu, un essai de déclenchement par brouillage électromagnétique, une modification de la configuration du système à courant continu, un essai en ligne ouverte, etc.

Il convient que l'essai de transmission d'énergie (également appelé «essai de bout en bout») commence de manière monopolaire, et se termine par un fonctionnement bipolaire en pleine puissance.

Une fois que le système complet fonctionne correctement, la performance du régime établi peut être vérifiée. Grâce à la présence de réglages de rampe normaux et de séquences de commutation automatique, l'effet d'un certain nombre de perturbations sur le côté continu du système et dans les systèmes à courant alternatif peut être vérifié, et les performances transitoires et de rétablissement des défauts peuvent être vérifiées.

Les essais d'acceptation doivent être définis à l'avance entre le fournisseur et l'utilisateur et peuvent être effectués à un moment approprié au cours du programme d'essai.

Les essais d'acceptation nécessaires pour vérifier si les critères d'acceptation ont été respectés peuvent avoir été effectués en partie ou en totalité au cours de la période de mise en service. Afin d'éviter toute duplication inutile de ces essais, il convient de vérifier à l'avance la date exacte de réalisation des essais d'acceptation.

Si les essais d'acceptation ne sont pas terminés ou doivent être répétés à la suite de modifications, il convient de les effectuer au cours de l'essai de transmission, ou après l'essai de fonctionnement, selon le cas.

Le bon fonctionnement du système CCHT sur une période de temps étendue est vérifié au cours de l'essai de fonctionnement.

La documentation complète et organisée afférente aux essais système, qui bénéficient à la fois au fournisseur et à l'utilisateur, doit faire partie de la documentation du projet et contenir l'ensemble des relevés de données, des registres, etc. et, si nécessaire, un commentaire et des références.

Une fois que tous les essais ci-dessus du système CCHT ont été réalisés et que toutes les fonctions ont été vérifiées, le système CCHT peut être mis à disposition des utilisateurs.

4.5 Structure d'un essai système

La structure d'un essai système est illustrée à la Figure 4.

4.6 Condition préalable à un essai sur site

4.6.1 Essai système en usine

Le présent paragraphe décrit les essais sur site et la mise en service des commandes du CCHT en usine, y compris l'essai de simulation en temps réel.

Après l'essai de routine de l'équipement de commande et de protection du système CCHT, il est courant de vérifier la fonction de l'équipement de commande et de protection du système CCHT dans le cadre d'un essai système en usine (= ESU) avant l'expédition sur site.

L'essai système en usine offre l'opportunité de définir les paramètres des systèmes de commande et d'obtenir une preuve de la performance de l'équipement par rapport aux exigences spécifiées.

La performance des fonctions de protection du convertisseur, au cours de différents défauts simulés, peut également être vérifiée. Cela permet à l'équipement d'être partiellement mis en service hors site. Cela offre également l'opportunité de détecter et de corriger les erreurs ou les déficiences matérielles et logicielles dans les systèmes de commande et de protection.

L'essai système en usine peut utiliser un simulateur en temps réel et/ou des modèles logiciels.

Lors de l'essai système en usine, le système de commande complet doit être soumis aux essais. Des enregistreurs de défauts et une séquence d'enregistreurs d'événements en cas «d'équipement autonome» ne peuvent être inclus. Si ces enregistreurs ne font pas partie de l'essai système en usine, la validité des signaux de sortie destinés à ces appareils est vérifiée au cours des essais.

La recherche et la correction des erreurs matérielles et logicielles dans le système de commande sont des fonctions importantes de l'essai hors site. Ces défauts sont plus faciles à trouver et à corriger hors site qu'au cours des essais sur site et de la mise en service. La correction de ces défauts réduit la probabilité de perturbation du réseau d'énergie du client au cours de l'essai système sur site.

4.6.2 Essai de simulation additionnel avant l'essai système sur site

Si l'état du réseau à courant alternatif à l'étape de mise en service est différent de celui de l'étape de conception du système CCHT, il convient de réaliser l'essai de simulation additionnel si l'utilisateur l'a spécifié.

Un logiciel de simulation à l'arrêt peut être utilisé pour analyser le pouvoir de coupure en court-circuit, la surtension et le flux d'énergie, alors que le simulateur en temps réel peut être utilisé pour les essais de performance fonctionnelle complète du système de commande.

Les simulations additionnelles offrent l'opportunité de:

- a) définir les paramètres des systèmes de commande et obtenir une preuve préliminaire de la performance de l'équipement par rapport aux exigences spécifiées;
- b) vérifier la performance des fonctions de protection du convertisseur, au cours de différents défauts simulés;
- c) rechercher et corriger les erreurs matérielles et logicielles dans le système de commande, qui sont plus faciles à trouver et à corriger hors site qu'au cours des essais sur site et de la mise en service, ce qui permet de réduire la probabilité de perturbation du réseau d'énergie électrique du client au cours de l'essai système sur site.

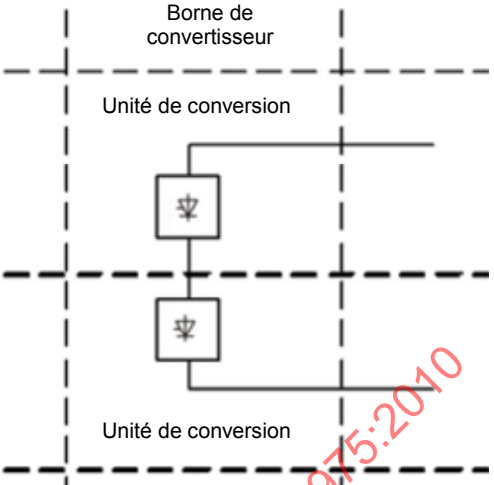
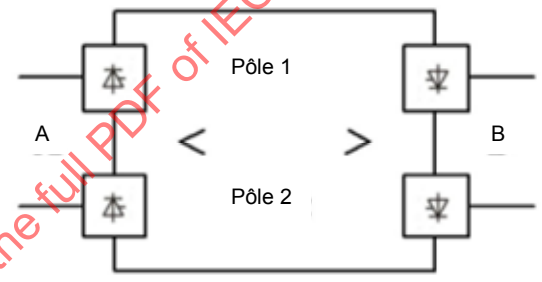
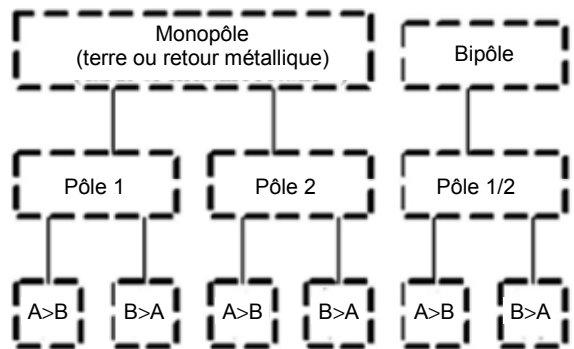
Essais	Configuration
Essai du poste de conversion 1) Essai de l'unité de conversion 2) Mise sous tension des composants réactifs • Filtres à courant alternatif • Batteries de condensateurs • Réacteurs 3) Modification de la configuration du système à courant continu 4) Compatibilité électromagnétique 5) Essai de déclenchement 6) Essai en ligne ouverte 7) <i>Essai en opposition</i> 8) <i>Essai en court-circuit</i> NOTE Les essais marqués en italique sont des essais en charge spéciaux selon 5.1.2.5.	 IEC 1898/10
Essai de transmission d'énergie 1) Fonctionnement de base • Séquences de démarrage et d'arrêt et fonctionnement en régime établi • Séquences de blocage de protection et de déclenchement • Rampe de puissance et de courant 2) Transfert du mode de commande opérateur • Point de commande • Mode de commande • Mode de commande de puissance réactive • Tension de service • Commande automatique de la puissance en courant continu 3) Modifications de la configuration à courant continu 4) Commutateur d'équipement primaire • Transformateurs et gradateur • Filtres à courant alternatif et dispositifs de compensation de puissance réactive • Filtres à courant continu 5) Performance dynamique 6) Défauts étages du système à courant alternatif et du système à courant continu 7) Perte d'un appareil de télécommunication, d'un appareil auxiliaire ou d'un appareil redondant 8) Performance en régime établi et brouillage • Mesure des paramètres du système • Commande de puissance réactive et performances • Surcharge/échauffement • Performance harmonique et caractéristiques assignées des composants des filtres • Bruit audible • Essais de chargement • Essai de brouillage électromagnétique • Essai d'électrode de terre	 IEC 1899/10 Configuration  IEC 1900/10
Essai de fonctionnement	

Figure 4 – Structure d'un essai système

5 Essai du poste de conversion

5.1 Généralités

5.1.1 Spécifications environnementales

Le présent article décrit l'essai de chaque poste de conversion en tant qu'unité et la vérification de la ligne de transmission CCHT avant de transmettre de l'énergie. Ce groupe d'essais précède l'essai de bout en bout.

Au cours du programme d'essai, il convient d'inclure la conformité aux spécifications environnementales le cas échéant. Les niveaux de bruit audible, de brouillage radioélectrique et de PLC peuvent être observés de manière préliminaire, et l'échauffement de l'équipement principal peut être surveillé comme cela est décrit dans l'Article 6. Cependant, il convient d'effectuer la mesure réelle des grandeurs susmentionnées pendant le fonctionnement de bout en bout.

5.1.2 Objectif général

5.1.2.1 Généralités

L'essai du poste de conversion vérifie le bon fonctionnement d'un poste de conversion individuel et la bonne isolation de l'ensemble du circuit principal avant de lancer les essais de transmission d'énergie.

Les essais du poste de conversion peuvent être divisés en une alimentation basse tension, une alimentation haute tension, des essais en ligne ouverte et des essais en charge.

5.1.2.2 Alimentation basse tension / Vérification de la mise en phase

Pour vérifier la mise en phase des connexions du circuit principal du convertisseur et de la commande d'allumage du convertisseur, un essai d'alimentation basse tension peut être effectué avant l'alimentation haute tension. L'essai vérifie la mise en phase électrique au sein du circuit principal et du système de commande.

5.1.2.3 Alimentation haute tension

L'alimentation haute tension vérifie qu'une isolation de tension adéquate est bien présente dans le circuit principal à courant alternatif et à courant continu.

5.1.2.4 Essai en ligne ouverte

Les essais en ligne ouverte du poste extérieur à courant continu et du circuit de transmission à courant continu vérifient qu'une tension de tenue d'isolation adéquate a bien été obtenue et que la commande d'allumage du convertisseur et l'électronique de base de la valve fonctionnent correctement.

5.1.2.5 Essai en charge spécial

Un essai en charge (essai en opposition ou essai en court-circuit) peut être effectué, si cela est spécifié par l'utilisateur, afin de procéder à une vérification provisoire du système de commande, de la capacité de refroidissement de la valve et du circuit principal par rapport à l'échauffement, au bruit audible et au brouillage radioélectrique. Une vérification finale peut être effectuée au cours de l'essai de transmission d'énergie.

5.1.3 Conditions préalables générales

Avant de lancer l'essai du convertisseur, l'équipement suivant doit être vérifié hors tension et être disponible:

- a) Appareillage de connexion à courant alternatif
- b) Filtres à courant alternatif, batteries de condensateurs et bobines d'inductance shunt
- c) Filtres et appareillage de connexion à courant continu
- d) Transformateurs de conversion
- e) Valves à thyristors et système de refroidissement
- f) Service auxiliaire de poste
- g) Système pare-feu
- h) Systèmes de protection à courant alternatif et à courant continu
- i) Système de commande
- j) Ligne ou câble à courant continu (pour l'essai en ligne ouverte)
- k) Séquence d'enregistreurs d'événement
- l) Système d'alarme
- m) Enregistreurs de défauts transitoires.

Avant les essais du convertisseur, il convient d'élaborer des procédures et des plans détaillés. Etant donné que les essais peuvent impliquer une certaine perturbation ou un risque plus élevé pour les systèmes à courant alternatif connectés, il convient que les opérateurs des systèmes soient consultés.

5.2 Essai de l'unité de conversion

5.2.1 Objectif de l'essai

L'essai vérifie si, lors de la première mise sous tension de l'unité de conversion, la tension de tenue d'isolation est bien présente, et la mise en phase électrique est correcte.

5.2.2 Condition préalable de l'essai

Les conditions préalables de l'essai sont les suivantes:

- a) Toutes les commandes et toutes les protections associées à l'équipement haute tension doivent être vérifiées et en service. Un essai de déclenchement doit être effectué juste avant l'alimentation haute tension (voir 5.6).
- b) L'instrumentation de surveillance doit être connectée et prête.
- c) Tous les joints à collier doivent avoir été serrés et les isolateurs doivent être propres.
- d) Le sectionneur de la ligne de transmission CCHT doit être ouvert et verrouillé.
- e) Toutes les procédures de sécurité doivent avoir été respectées.
- f) Une inspection visuelle finale de l'équipement haute tension doit être effectuée et les chiffres du compteur du parafoudre doivent être enregistrés.
- g) Le côté basse tension des valves doit être mis à la terre.

5.2.3 Procédure d'essai

5.2.3.1 Alimentation basse tension

Les conditions d'essai sont les suivantes:

- a) Au cours de l'essai, toutes les tensions de référence internes dans les commandes et les impulsions d'allumage de l'unité de commande des valves (= UCV) sont surveillées.
- b) L'essai peut être effectué en appliquant 0,5 kV à 10 kV au côté primaire ou au côté valve des transformateurs de conversion avec tous les thyristors en court-circuit, excepté un ou plusieurs thyristors dans chaque valve.

- c) Une résistance ou une bobine d'inductance appropriée peut servir de charge sur le côté continu.
- d) Chaque valve est représentée par un niveau de thyristor simple. Au cours de l'essai d'alimentation basse tension, les valves sont débloquées et le convertisseur fonctionne en mode d'essai normal ou en ligne ouverte.

NOTE Une approche alternative de vérification de la mise en phase des connexions du circuit principal de conversion et des interconnexions avec les transformateurs de conversion consiste à effectuer une inspection visuelle minutieuse du schéma d'interconnexion et une comparaison avec la documentation applicable. Celle-ci inclut cependant une vérification selon laquelle la commande envoie bien une impulsion d'allumage au thyristor approprié.

5.2.3.2 Alimentation haute tension

Les conditions d'essai sont les suivantes:

- a) Mettre sous tension le transformateur de conversion avec les valves bloquées et vérifier la mise en phase électrique au sein du système de commande.
- b) S'assurer que les régleurs en charge du transformateur de conversion sont initialement en position haute (tension la plus basse côté valve) puis sont cadencés selon la tension assignée.
- c) Maintenir le transformateur sous tension pendant un minimum de 6 h.
- d) Enregistrer la tension alternative, le courant en régime établi et le courant d'appel, et inspecter l'équipement afin de détecter tout son anormal et tout effluve au cours de l'essai.

5.2.3.3 Critères d'acceptation de l'essai

Les critères d'acceptation de l'essai sont les suivants:

- a) Aucun son anormal, ni aucun effluve ne doit se produire dans l'équipement sous tension.
- b) Toutes les protections doivent fonctionner correctement.
- c) Il convient que les paramètres, tels que la tension, soient identiques à ceux prévus.

5.3 Mise sous tension des composants réactifs

5.3.1 Mise sous tension individuelle des composants réactifs

Les composants réactifs, tels que les filtres à courant alternatif, les batteries de condensateurs et les bobines d'inductance shunt, sont mis sous tension individuellement la première fois. La commutation combinée de ces éléments est décrite dans l'Article 6.

5.3.2 Objectif de l'essai

Les objectifs de l'essai sont les suivants:

- a) vérifier la présence d'une isolation de tension adéquate;
- b) vérifier que les filtres à courant alternatif, les batteries de condensateurs et les bobines d'inductance shunt sont bien équilibrés entre les trois phases;
- c) confirmer les courants et les tensions à vide des protections, le cas échéant.

5.3.3 Condition préalable de l'essai

Les conditions préalables de l'essai sont les suivantes:

- a) Toutes les commandes et toutes les protections (principales et de secours) associées à l'équipement haute tension doivent être vérifiées et en service. Un essai de déclenchement doit être effectué juste avant l'alimentation haute tension.
- b) Un accord du filtre à courant alternatif doit être effectué.
- c) Les filtres à courant alternatif et les bobines d'inductance shunt doivent avoir été équilibrés.

- d) Tous les joints à collier doivent avoir été serrés et les isolateurs doivent être propres.
- e) Toutes les procédures de sécurité doivent avoir été respectées.
- f) Une inspection visuelle finale de l'équipement haute tension doit être effectuée et les chiffres du compteur du parafoudre doivent être enregistrés.

5.3.4 Procédure d'essai

Les procédures d'essai sont les suivantes:

- a) Mettre sous tension les filtres à courant alternatif, les batteries de condensateurs et les bobines d'inductance shunt un par un.
- b) Maintenir chaque filtre à courant alternatif, chaque batterie de condensateurs et chaque bobine d'inductance shunt sous tension pendant un minimum de 2 h.
- c) Enregistrer la tension alternative, le courant en régime établi et le courant d'appel, et inspecter l'équipement afin de détecter tout son anormal et tout effluve au cours de l'essai.

5.3.5 Critères d'acceptation de l'essai

Les critères d'acceptation de l'essai sont les suivants:

- a) Aucun son anormal ni aucun effluve ne doit se produire dans l'équipement sous tension.
- b) Toutes les protections doivent fonctionner correctement.
- c) Les filtres à courant alternatif et les batteries de condensateurs doivent être équilibrés conformément aux tolérances de conception.

5.4 Modification de la configuration du système à courant continu

5.4.1 Généralités

La modification de la configuration du système à courant continu peut être relativement simple dans un système de bout en bout ou point à point qui possède un seul convertisseur par pôle. Les opérations de commutation deviennent plus compliquées si les pôles du poste possèdent des convertisseurs en parallèle ou en série. Cet essai prouve que l'équipement, les disjoncteurs, les sectionneurs ou les sectionneurs de terre fonctionnent dans le bon ordre et sont correctement verrouillés. La modification de la configuration du système à courant continu en charge est décrite dans l'Article 6.

Les passages aux différentes configurations du système à courant continu peuvent être déclenchés automatiquement et conjointement, ou manuellement depuis une commande locale ou depuis un centre de répartition distant. En cas de commande manuelle ou séparée, l'opérateur doit coordonner ces actions via une communication vocale.

5.4.2 Objectif de l'essai

L'essai vérifie que la configuration du système à courant continu peut être modifiée en toute sécurité comme cela est spécifié avant de transmettre de l'énergie pour la première fois.

5.4.3 Conditions préalables de l'essai

Les conditions préalables de l'essai sont les suivantes:

- a) Les essais hors site vérifiant la modification de la configuration du système à courant continu doivent avoir été effectués.
- b) L'ensemble des appareils de commutation nécessaires à courant alternatif et à courant continu doit être en service.
- c) Les instructions de l'opérateur et les procédures d'essai doivent être disponibles.

5.4.4 Procédure d'essai

Le passage aux différentes configurations spécifiées du système à courant continu doit être démontré. Il convient que les modifications de la configuration soient effectuées à partir des conditions initiales définies ci-dessous:

- retour par la terre monopolaire;
- retour métallique monopolaire;
- fonctionnement bipolaire;
- intégration de convertisseurs en parallèle ou en série.

Les essais doivent être effectués en premier avec la télécommunication hors service, puis avec la télécommunication en service:

- a) Etablir une communication vocale avec les opérateurs de l'autre borne.
- b) Couper la télécommunication
- c) Remettre à zéro toutes les alarmes.
- d) Sélectionner la configuration initiale du système à courant continu conformément aux instructions de fonctionnement. La procédure est effectuée en plusieurs étapes impliquant des opérateurs au niveau de chaque borne.
- e) Vérifier l'action de commutation appropriée sur l'interface de commande de l'opérateur et l'enregistreur de séquences d'événements. Simuler des défaillances dans la séquence de commutation.
- f) Répéter l'essai pour toutes les configurations applicables du système à courant continu.
- g) Rétablir la télécommunication.
- h) Répéter les essais, en mode de commande automatique et conjoint.

5.4.5 Critères d'acceptation de l'essai

Les critères d'acceptation de l'essai sont les suivants:

- a) Les séquences de commutation doivent passer correctement à chacune des configurations applicables du système à courant continu, avec et sans télécommunication.
- b) Toutes les séquences de commutation doivent être correctement complétées et en toute sécurité.
- c) Le verrouillage des sectionneurs de terre, des sectionneurs et des disjoncteurs à courant alternatif et à courant continu doit être conforme aux spécifications techniques.
- d) Il convient de pouvoir déclencher un changement de la configuration du système à courant continu depuis des points de commande locaux et, le cas échéant, distants.
- e) Toute séquence incomplète doit être terminée en toute sécurité.

5.5 Compatibilité électromagnétique

5.5.1 Généralités

L'essai peut être effectué, si cela est spécifié par l'utilisateur, au niveau de chaque poste et de chaque pôle de manière individuelle.

5.5.2 Condition préalable de l'essai

Les conditions préalables de l'essai sont les suivantes:

- a) Il convient que l'ensemble de l'équipement primaire à courant alternatif et à courant continu du poste soumis aux essais soit hors tension.
- b) Toutes les commandes et toutes les protections (principales et de secours) associées à l'équipement haute tension doivent être vérifiées et en service.

- c) Tous les systèmes d'alarme et de surveillance (y compris la séquence d'enregistrement d'événements) doivent être vérifiés et en service.

Toutes les armoires du système de commande et de protection et tous les dispositifs situés à l'intérieur sont chargés.

Toutes les procédures de sécurité doivent avoir été respectées.

Une inspection visuelle finale de l'équipement haute tension doit être effectuée et les chiffres du compteur du parafoudre doivent être enregistrés.

Il convient que les appareils d'essai, comme les talkies walkies ou les téléphones mobiles, soient vérifiés et en service. De plus, il convient que la puissance d'émission des appareils d'essai soit de 3 W à 5 W.

5.5.3 Procédure d'essai

5.5.3.1 Généralités

La compatibilité électromagnétique peut utiliser différentes sources de brouillage, qui sont énumérées comme suit.

5.5.3.2 Procédure d'essai par source émissive

La procédure d'essai est la suivante:

- a) S'assurer que les armoires et les dispositifs du système de commande et de protection soumis aux essais sont bien sous tension.
- b) Vérifier que la porte des armoires de commande à courant continu est fermée.
- c) La source émissive doit être séparément antérieure et postérieure par rapport à chaque porte d'armoire du panneau de commande et l'émission doit être répétée trois fois dans chaque état. Il convient que la distance entre la source émissive et les portes d'armoire du panneau de commande soit calculée conformément à la CEI 61000-4-3. La durée de chaque émission ne doit pas être inférieure à 10 s.
- d) Inspecter les appareils au cours de l'essai afin de détecter tout son ou toute action anormal(e).

5.5.3.3 Procédure d'essai par activation et désactivation de la barre omnibus à courant alternatif

La procédure d'essai est la suivante:

- a) S'assurer que toutes les armoires et tous les dispositifs du système de commande et de protection sont bien sous tension.
- b) Activer la barre omnibus à courant alternatif qui est hors tension et qui se trouve le plus près de la salle de commande du poste.
- c) Désactiver la barre omnibus ci-dessus.
- d) Inspecter les appareils au cours de l'essai afin de détecter tout son ou toute action anormal(e).

5.5.4 Critères d'acceptation de l'essai

Il ne doit se produire aucune action anormale au cours de l'essai.

5.6 Essai de déclenchement

5.6.1 Généralités

Il convient d'effectuer l'essai pour chaque bobine de déclenchement du poste de conversion et chaque pôle avant de mettre sous tension les filtres à courant alternatif et les transformateurs.

5.6.2 Objectif de l'essai

Les objectifs de l'essai sont les suivants:

- a) Vérifier la fonction des circuits de protection des appareils dans le poste de conversion.
- b) Vérifier la séquence et la performance de la protection.

5.6.3 Condition préalable de l'essai

Les conditions préalables de l'essai sont les suivantes:

- a) Il convient que l'ensemble de l'équipement à courant alternatif et à courant continu du poste soumis aux essais soit hors tension.
- b) Toutes les commandes et toutes les protections (principales et de secours) associées à l'équipement haute tension doivent être vérifiées et en service.
- c) Tous les systèmes d'alarme et de surveillance (y compris la séquence d'enregistrement d'événements) doivent être vérifiés et en service.
- d) Toutes les procédures de sécurité doivent avoir été respectées.
- e) Une inspection visuelle finale de l'équipement haute tension doit être effectuée et les chiffres du compteur du parafoudre doivent être enregistrés.

5.6.4 Procédure d'essai

5.6.4.1 Généralités

Les signaux de déclenchement peuvent être lancés depuis un emplacement différent, comme cela est indiqué ci-dessous.

5.6.4.2 Essai de protection en courant continu

Lancer un signal de déclenchement sur la borne du circuit de protection à courant continu soumis aux essais, et il convient que le disjoncteur à courant alternatif du côté de la source de courant alternatif se déclenche.

5.6.4.3 Essai de protection du filtre à courant alternatif et de la bobine d'inductance shunt

Lancer un signal de déclenchement sur la borne de protection du filtre à courant alternatif et de la bobine d'inductance shunt soumis aux essais, et il convient que le disjoncteur du filtre à courant alternatif se déclenche.

5.6.4.4 Essai de déclenchement du bouton de coupure électrique d'urgence

Appuyer sur le bouton de coupure électrique d'urgence situé dans la salle de commande. Il convient que le disjoncteur à courant alternatif du côté de la source de courant alternatif se déclenche.

5.6.5 Critères d'acceptation de l'essai

Les critères d'acceptation de l'essai sont les suivants:

- a) Le disjoncteur côté source de courant alternatif du transformateur de conversion doit être déclenché correctement, soit à l'aide de la protection en courant continu, soit manuellement à l'aide du bouton de coupure électrique d'urgence.
- b) Le disjoncteur côté source de courant alternatif de chaque filtre à courant alternatif ou bobine d'inductance shunt doit être déclenché correctement, à l'aide de son circuit de protection.
- c) Aucune alarme ni aucun événement anormal(e) ne doit se produire.

5.7 Essai en ligne ouverte

5.7.1 Généralités

5.7.1.1 Nécessité de l'essai

L'essai en ligne ouverte peut être inutile lorsque d'autres points d'essai couvrent l'étendue du présent essai.

5.7.1.2 Essai en ligne ouverte du poste extérieur à courant continu

L'essai en ligne ouverte du poste extérieur à courant continu peut être effectué à partir des deux bornes du système CCHT en même temps.

5.7.1.3 Essai en ligne ouverte avec le circuit de transmission à courant continu

L'essai en ligne ouverte du circuit de transmission à courant continu, qui peut être effectué depuis n'importe quelle borne du système CCHT mais une par une, peut être effectué depuis le premier convertisseur disponible, mais de préférence depuis la borne ayant la tension de service la plus élevée. L'essai en ligne ouverte peut démontrer parfaitement l'état des lignes et des câbles CCHT.

5.7.2 Condition préalable de l'essai

5.7.2.1 Essai en ligne ouverte du poste extérieur à courant continu

Les conditions préalables de l'essai sont les suivantes:

- a) Les transformateurs de conversion doivent être sous tension.
- b) Toutes les commandes et toutes les protections associées aux transformateurs de conversion et au poste extérieur à courant continu, y compris les diviseurs de tension continue, doivent avoir été vérifiées et doivent être en service. Un essai de déclenchement doit être effectué juste avant l'alimentation haute tension. De préférence, une alimentation basse tension doit avoir été effectuée.
- c) L'instrumentation de surveillance doit être connectée et prête.
- d) Tous les joints à collier doivent avoir été serrés et les isolateurs doivent être propres.
- e) Le sectionneur de la ligne de transmission CCHT doit être ouvert et verrouillé.
- f) Toutes les procédures de sécurité doivent avoir été respectées.
- g) Une inspection visuelle finale du poste extérieur à courant continu doit être effectuée et les chiffres du compteur du parafoudre doivent être enregistrés.
- h) Un accord du filtre à courant continu doit avoir été effectué.

5.7.2.2 Essai en ligne ouverte avec le circuit de transmission à courant continu

Les conditions préalables de l'essai sont les suivantes:

- a) Le poste extérieur à courant continu doit avoir été correctement mis sous tension.
- b) Tous les systèmes de commande et de protection doivent avoir été vérifiés et doivent être en service.

- c) Le circuit de transmission à courant continu doit être disponible.
- d) S'assurer que l'autre borne est bien isolée.
- e) Le système de communication vocale doit être en service.
- f) Toutes les procédures de sécurité doivent avoir été respectées.
- g) Le côté neutre du convertisseur doit avoir été connecté à l'électrode de terre et le côté haute tension doit avoir été connecté à la ligne ou au câble de transmission d'énergie.

5.7.3 Procédure d'essai

5.7.3.1 Essai en ligne ouverte du poste extérieur à courant continu

La procédure d'essai est la suivante:

- a) Connecter le côté neutre du convertisseur à la terre ou à l'électrode de terre (le cas échéant).
- b) Mettre sous tension le transformateur de conversion à la tension la plus basse côté valve et cadencer les régleurs en charge selon la tension assignée.
- c) Débloquer le convertisseur en mode d'essai en ligne ouverte et régler lentement la tension continue jusqu'à la valeur assignée.
- d) Maintenir les appareils à courant continu sous tension pendant un maximum de 30 min.
- e) Une fois que l'essai est terminé, réduire la tension continue jusqu'à zéro et bloquer le convertisseur.
- f) Répéter l'essai en ligne ouverte du poste extérieur à courant continu avec les filtres à courant continu appropriés connectés un par un puis tous ensemble.
- g) En cas de présence de plusieurs groupes de valves dans chaque pôle, il convient qu'ils soient d'abord mis sous tension individuellement, puis tous ensemble.
- h) Au cours de l'essai, la tension alternative et continue et le courant alternatif et continu doivent être enregistrés. Inspecter les appareils au cours de l'essai afin de détecter tout son anormal, tout effluve ou tout arc de décharge partielle.

5.7.3.2 Essai en ligne ouverte avec le circuit de transmission à courant continu

La procédure d'essai est la suivante:

- a) Mettre sous tension le transformateur de conversion et cadencer les régleurs en charge selon la tension assignée.
- b) Débloquer le convertisseur en mode d'essai en ligne ouverte et régler lentement la tension continue jusqu'au niveau souhaité. S'assurer que le niveau de tension continue ne dépasse pas le niveau d'isolation de tension à l'autre extrémité.
- c) Une fois que l'essai est terminé, réduire la tension continue jusqu'à zéro et bloquer le convertisseur.
- d) Répéter l'essai pour chaque ligne ou câble et chaque pôle, le cas échéant.
- e) Maintenir le circuit de transmission à courant continu sous tension pendant un maximum de 30 min.
- f) Au cours de l'essai, la tension alternative et continue et le courant alternatif et continu doivent être enregistrés. Inspecter les appareils au cours de l'essai afin de détecter tout son anormal, tout effluve ou tout arc de décharge partielle.

NOTE En raison de l'important courant de fuite présent dans la ligne à courant continu, il peut ne pas être possible d'atteindre la tension continue nominale.

5.7.4 Critères d'acceptation de l'essai

5.7.4.1 Essai en ligne ouverte du poste extérieur à courant continu

Les critères d'acceptation de l'essai sont les suivants:

- a) Aucun son anormal ni aucune effluve ne doit se produire dans l'équipement sous tension.
- b) Toutes les protections doivent fonctionner correctement.

La tension continue désignée peut être atteinte.

5.7.4.2 Essai en ligne ouverte avec le circuit de transmission à courant continu

Les critères d'acceptation de l'essai sont les suivants:

- a) Toutes les protections doivent fonctionner correctement.
- b) La tension continue s'accumule à un niveau suffisamment élevé en cas de ligne ouverte en courant continu à l'autre extrémité.

5.8 Essai en opposition

5.8.1 Généralités

En cas de système CCHT bipolaire, si cela est spécifié par l'utilisateur, un essai en opposition peut être considéré si la ligne de transmission est créée avec du retard et si les deux pôles sont prêts. Cet essai est également envisagé afin de réduire les perturbations du système à courant alternatif connecté. L'essai en opposition est effectué en faisant fonctionner une borne bipolaire avec un convertisseur jouant un rôle de redresseur et l'autre convertisseur jouant un rôle d'onduleur. La connexion entre les convertisseurs peut se situer dans le poste ou peut inclure tout ou une partie du circuit de transmission à courant continu. Dans ce dernier cas, il convient d'effectuer un essai en ligne ouverte du circuit de transmission, comme cela est décrit en 5.7, avant l'essai. L'essai en opposition permet d'effectuer un contrôle global efficace du fonctionnement du convertisseur en charge partielle. Du fait des ajustages temporaires et des modifications du système de commande, ceci soulève également des risques supplémentaires.

Le système de télécommunication est inutile pour ces essais. Des ajustages du système de commande peuvent se révéler nécessaires.

5.8.2 Objectif de l'essai

L'essai en opposition permet de procéder à une vérification provisoire du système de commande, de la capacité de refroidissement de la valve et du circuit principal par rapport à l'échauffement.

Il convient que l'essai permette de résoudre les problèmes au niveau de la borne individuelle de façon à accroître l'efficacité de la procédure d'essai de bout en bout. La vérification de la commande de courant, de la commande de puissance et de la commande de puissance réactive peut être effectuée avec chaque pôle de convertisseur fonctionnant comme un redresseur et un onduleur.

5.8.3 Condition préalable de l'essai

Les conditions préalables de l'essai sont les suivantes:

- Les essais d'alimentation des filtres à courant alternatif, des batteries de condensateurs et des bobines d'inductance shunt doivent avoir été correctement effectués.
- Les transformateurs de conversion, les valves (et les filtres du poste extérieur à courant continu le cas échéant) et l'appareillage de connexion doivent avoir été mis sous tension.
- Une connexion temporaire entre les convertisseurs ou une partie du circuit de transmission à courant continu est nécessaire.
- La bobine d'inductance de lissage à courant continu doit être incluse en série avec les unités de conversion.
- Il convient que certains paramètres de commande soient ajustés de manière temporaire pour l'essai en opposition le cas échéant.

- Toutes les procédures de sécurité doivent avoir été respectées.

Le déclenchement possible des convertisseurs au cours de l'essai doit être pris en considération. En cas de déclenchement, un plan de protection doit garantir que le bus à courant alternatif du poste est bien protégé en limitant le niveau et la durée de la montée de tension à des valeurs acceptables. Cela est possible en imposant une limite quant au courant continu maximal admissible. Pour les systèmes à courant alternatif à faible rapport de court-circuit, il convient qu'une installation de déclenchement qui supprime tous les filtres en cas de blocage d'un convertisseur soit prévue (si ce n'est pas déjà le cas).

5.8.4 Procédure d'essai

Les deux convertisseurs doivent être temporairement interconnectés. L'interconnexion doit être adaptée au courant d'essai maximal. Il convient que la puissance réactive varie avec le courant continu conformément aux valeurs prévues au cours de l'opération de transmission. Les filtres harmoniques à courant alternatif et les batteries de bobines d'inductance shunt doivent être utilisés afin de réduire la variation maximale de l'échange de puissance réactive avec le réseau alternatif. Il convient que des essais et des mesures soient effectués afin de vérifier:

- le déblocage et le blocage des convertisseurs;
- le réglage jusqu'au courant d'essai maximal, y compris la vérification des circuits de mesure du courant;
- le bon fonctionnement de la commande de courant, de la commande de puissance, de la commande automatique du régulateur en charge et de la commande de puissance réactive;
- les signaux mesurés pour la protection des filtres à courant alternatif et la protection des transformateurs. Effectuer des ajustages si nécessaire;
- la température acceptable des appareils et l'absence de points chauds;
- les propriétés en régime établi et les propriétés transitoires du système de refroidissement des valves ;
- les séquences de commutation dans le système d'alimentation auxiliaire. Il convient que celles-ci soient réalisées initialement à des niveaux de courant continu faibles;
- le bon fonctionnement des installations de redondance, à l'aide par exemple d'une simulation de défauts dans les unités ou les fonctions, lorsqu'une redondance est intégrée aux appareils.

Au cours du fonctionnement en opposition, bien que l'angle du redresseur soit maintenu proche de l'angle assigné, l'angle peut varier avec différents niveaux de courant continu et, ainsi, faire varier l'angle de phase entre les harmoniques provenant du redresseur et de l'onduleur. A un certain point, des harmoniques peuvent se trouver en opposition de phase, ce qui entraîne un courant de filtre très faible. Il convient que ce phénomène soit gardé à l'esprit au cours de l'observation du chargement des filtres à courant alternatif.

5.8.5 Critères d'acceptation de l'essai

Les critères d'acceptation de l'essai sont les suivants:

- a) Il convient que le convertisseur fonctionne correctement.
- b) La température des appareils doit se trouver dans les limites spécifiées. Il convient qu'aucun point chaud ne soit présent.
- c) Il convient qu'aucune anomalie n'apparaisse lors de l'évaluation initiale de la capacité de refroidissement des valves à thyristors, des transformateurs, des bobines d'inductance, de l'immeuble et du hall de valve.
- d) Toutes les protections doivent fonctionner correctement.

5.9 Essai en court-circuit

5.9.1 Généralités

S'il est spécifié par l'utilisateur, l'essai en court-circuit peut être effectué sur un système monopolaire à courant continu ou lorsque des plans ou des contraintes ne permettent pas à chaque convertisseur d'un poste bipolaire d'être utilisé pour l'essai en opposition.

5.9.2 Objectif de l'essai

L'essai prévoit une vérification minimale du système de commande avant l'essai de transmission.

5.9.3 Condition préalable de l'essai

Les conditions préalables de l'essai en court-circuit sont identiques à celles de l'essai en opposition, décrites en 5.8. La bobine d'inductance de lissage à courant continu doit être incluse en série avec l'unité de conversion lors de la création du court-circuit.

Le circuit à courant continu doit être court-circuité avec un α à environ 90° ($U_d = 0$) au cours de cet essai. L'angle de retard élevé entraîne des pertes bien supérieures à la normale dans les circuits d'amortissement des valves et les parafoudres des valves. A titre de précaution, il convient que la durée de l'essai soit limitée et que le temps de refroidissement entre les essais soit adapté.

Les systèmes de commande et de protection qui ont fonctionné à la suite de ces conditions au cours de l'essai doivent être désactivés de manière sûre.

5.9.4 Procédure d'essai

Il convient que l'essai soit effectué avec le régulateur en charge du transformateur de conversion en position la plus haute (tension la plus basse côté valve). Les essais peuvent vérifier les points suivants:

- a) déblocage et blocage;
- b) stabilité de la commande de courant.

5.9.5 Critères d'acceptation de l'essai

Le système de commande de courant doit être stable.

6 Essais de transmission

6.1 Essais de transmission à faible puissance

6.1.1 Généralités

6.1.1.1 Caractéristiques générales

Les essais de transmission à faible puissance consistent en des vérifications de base qui doivent être effectuées lorsque les bornes des convertisseurs sont connectées pour la première fois au circuit de transmission CCHT.

Etant donné qu'une énergie est transmise, la disposition d'essai doit limiter l'impact potentiel sur les appareils du système CCHT et sur les systèmes à courant alternatif interconnectés.

Il doit effectuer des essais de fonctionnement basiques dans l'ensemble des configurations applicables du système CCHT. La procédure d'essai globale est illustrée sur l'organigramme de la Figure 5.

Certaines vérifications spéciales doivent être effectuées hors tension avant de procéder à l'essai à n'importe quel niveau de puissance, et sont incluses dans les essais du poste de conversion (comme cela est décrit dans l'Article 5). En particulier, le passage aux différentes configurations du système à courant continu et la vérification des séquences de protection doivent être effectués avant les essais à un niveau de transfert de puissance minimal.

6.1.1.2 Conditions préalables générales

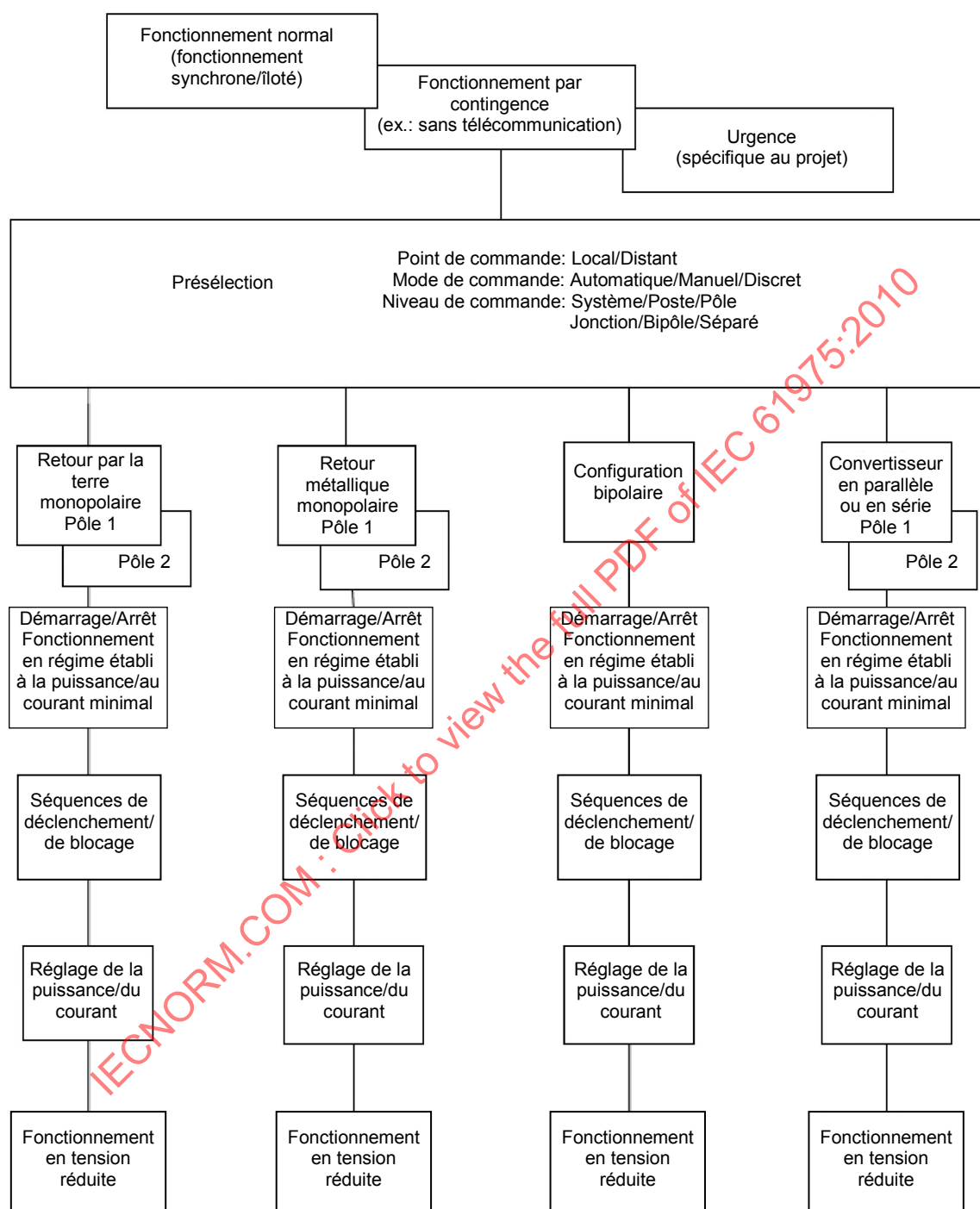
Les conditions préalables générales de l'essai sont les suivantes:

- a) Il convient que les essais hors site aient été effectués.
- b) Il convient que les essais des unités de conversion pour chaque poste aient été effectués.
- c) Il convient qu'un essai en opposition ou un essai en court-circuit ait été effectué le cas échéant, si possible.
- d) Il convient qu'un essai en ligne ouverte du circuit de transmission CCHT ait été effectué le cas échéant.
- e) Il convient que les électrodes de terre et les lignes d'électrodes de terre aient été vérifiées et soient en service.
- f) Il convient que le système de télécommunication et le système téléphonique soient en service.
- g) Il convient que les procédures d'essai globales, les règles de sécurité, la coordination de la répartition et les responsabilités aient été établies.
- h) Il convient que les systèmes pare-feu et les systèmes de détection aient été vérifiés et soient en service.
- i) Il convient que tous les systèmes de protection des commandes, de comptage et d'enregistrement des séquences d'événements et des défauts aient été vérifiés et soient en service.

6.1.1.3 Objectif global

Les essais de fonctionnement basiques sont destinés à vérifier la coordination et le verrouillage des fonctions de commande et de protection de base du système CCHT à de faibles niveaux de puissance entre les postes. Il convient que les essais soient effectués avec différentes configurations du système à courant alternatif et à courant continu et avec des défauts applicables. La modification de la configuration (comme cela est décrit en 7.3) ou de l'état de fonctionnement (comme cela est décrit en 7.2) du système à courant continu doit tout d'abord être soumise aux essais sans haute tension (essai à sec ou essai hors tension).

Il convient que les essais soient compilés afin que tous les modes de commande, tous les niveaux de commande et tous les points de commande soient soumis aux essais sans duplication inutile des essais.



IEC 1901/10

Figure 5 – Séquence des essais de transmission à faible puissance

6.1.2 Séquences de démarrage et d'arrêt et fonctionnement en régime établi à une puissance minimale

6.1.2.1 Généralités

Lors de la réalisation des séquences de démarrage et d'arrêt pour la première fois, les valves à thyristors sont débloquentes au niveau des bornes du redresseur et de l'onduleur et un courant est établi dans le circuit de transmission CCHT.

Les séquences de démarrage et d'arrêt des convertisseurs des systèmes CCHT peuvent varier avec les philosophies de conception et les exigences du système. La séquence globale de passage d'un convertisseur d'un état arrêté à un état débloquenté est définie dans l'Article 3.

6.1.2.2 Objectif de l'essai

Les objectifs de l'essai sont les suivants:

- a) Débloquenté chaque convertisseur du système de transmission CCHT et transmettre une puissance minimale la première fois dans les deux directions d'alimentation, le cas échéant.
- b) Vérifier pour chaque pôle que les actions de commande associées à chaque état changent, et que les séquences de démarrage et d'arrêt sont exécutées dans le bon ordre.
- c) Vérifier que la puissance minimale peut être établie et arrêtée de manière lisse et fiable dans toutes les configurations applicables du système CCHT.
- d) Vérifier que les mesures du système sont correctement effectuées au cours du fonctionnement en régime établi à une puissance minimale.

6.1.2.3 Condition préalable de l'essai

Les conditions préalables de l'essai sont les suivantes:

- a) Il convient que la configuration du système à courant continu ait été soumise aux essais hors tension.
- b) Il convient que les séquences de démarrage et d'arrêt aient été soumises aux essais.
- c) Il convient que les essais des convertisseurs pour chaque poste aient été effectués.
- d) Il convient que des filtres à courant alternatif et à courant continu appropriés soient disponibles.
- e) Il convient que les appareils de refroidissement des valves aient été vérifiés et soient en service.
- f) Il convient qu'aucune alarme ne soit présente.
- g) Il convient que la surveillance des thyristors indique que les limites de redondance des thyristors ne sont pas dépassées.
- h) Il convient que les séquences de blocage et de déclenchement aient été soumises aux essais hors tension. Il convient que tous les verrouillages de protection aient été réinitialisés.
- i) Il convient que les instructions de l'opérateur et les procédures d'essai soient disponibles.
- j) Il convient que les systèmes à courant alternatif connectés soient capables de délivrer ou d'accepter la puissance transmise sans affecter la stabilité de leur fonctionnement.

6.1.2.4 Procédure d'essai

La procédure d'essai est la suivante:

- a) L'une des configurations du système à courant alternatif et du système à courant continu hors tension doit être établie avant l'essai de démarrage et d'arrêt.
- b) Dès que la configuration du système CCHT a été établie, l'état opérationnel peut être soumis aux essais en commençant par l'état «arrêté» ou «en veille». Il convient que le

changement d'état soit effectué hors tension. En passant de l'état opérationnel à «bloqué», une tension peut être appliquée aux convertisseurs de chaque borne.

- c) Etablir une communication vocale entre les opérateurs au niveau de chaque borne et s'assurer que la télécommunication est en service.
- d) Lancer le fonctionnement à une puissance minimale en débloquant tout d'abord l'onduleur, puis le redresseur.
- e) Rester à la puissance minimale pendant une courte période de temps.
- f) Bloquer le redresseur et l'onduleur.
- g) Lancer le fonctionnement à une puissance minimale en mode automatique et en mode conjoint.
- h) Rester à la puissance minimale pendant au moins une heure et vérifier les mesures des courants continus, de la tension, etc.
- i) Il convient d'activer les commandes redondantes et les autres éléments afin de vérifier l'absence de tout impact sur la transmission CCHT ou le réseau à courant alternatif.
- j) Tout au long de l'essai, vérifier qu'aucun point chaud ne se développe au niveau des appareils, et plus particulièrement au niveau des valves des convertisseurs, des transformateurs de conversion, des bobines d'inductance de lissage, des traversées à parois et de l'ensemble des connexions des circuits principaux.
- k) Tout au long de l'essai, vérifier que le système de refroidissement des valves maintient la température des valves dans les limites spécifiées.
- l) L'essai de démarrage et d'arrêt doit être répété pour l'ensemble des configurations applicables du système et en mode de fonctionnement synchrone et iloté.
- m) Le cas échéant, il convient que la transmission de puissance dans la direction d'alimentation inverse soit soumise aux essais.

6.1.2.5 Critères d'acceptation de l'essai

Les critères d'acceptation de l'essai sont les suivants:

- a) Le démarrage et l'arrêt à la puissance minimale doivent s'effectuer de manière sûre et fiable dans chaque configuration applicable du système CCHT.
- b) Toutes les actions de commande doivent s'effectuer dans le bon ordre et au moment spécifié, et le verrouillage entre les postes doit fonctionner correctement.
- c) Aucun dysfonctionnement ne doit se produire.
- d) Les caractéristiques assignées des appareils ne doivent pas être dépassées.
- e) Aucune perturbation du système à courant alternatif et du système à courant continu ne doit se produire.
- f) Le système de refroidissement doit maintenir la température des valves dans les limites spécifiées.
- g) La commutation entre les éléments redondants ne doit avoir aucun impact sur la transmission CCHT.
- h) Les principaux paramètres de fonctionnement des systèmes à courant alternatif et à courant continu doivent se trouver dans les limites de conception, y compris la puissance, la tension et le courant du côté continu, et la puissance réactive et les tensions de chaque système du côté alternatif.

6.1.3 Séquences de blocage et de déclenchement

6.1.3.1 Généralités

Selon le type de défaut, la séquence de blocage et de déclenchement peut donner lieu à certaines combinaisons des actions suivantes:

- a) Avance instantanée de l'angle d'allumage de l'onduleur (défaillances de commutation).

- b) Passage à la commande redondante (le cas échéant).
- c) Retardement de l'angle d'allumage du redresseur et/ou de l'onduleur.
- d) Blocage des valves des convertisseurs (avec ou sans allumage des paires de dérivation).
- e) Déclenchement du disjoncteur à courant alternatif (transformateurs de conversion et éventuellement filtres à courant alternatif).
- f) Isolation des pôles en ouvrant les sectionneurs à courant continu.
- g) Blocage du poste distant.
- h) Séquences de protection par exemple à la suite d'un rejet de charge.

6.1.3.2 Objectif de l'essai

Les objectifs de l'essai sont les suivants:

- a) Vérifier que les séquences de blocage ou de déclenchement s'effectuent correctement et sélectivement lors de l'élimination d'un défaut ou d'un dysfonctionnement d'un appareil.
- b) Vérifier que les actions de protection en courant continu sont bien coordonnées avec le fonctionnement du disjoncteur à courant alternatif et les autres protections.
- c) Vérifier que les actions de commande rétablissent bien la transmission du système comme cela est spécifié.

6.1.3.3 Conditions préalables de l'essai

Les conditions préalables de l'essai sont les suivantes:

- a) Il convient que la coordination entre les systèmes de protection et les systèmes de commande ait été démontrée au cours des essais hors site.
- b) Il convient que les systèmes de protection à courant alternatif et à courant continu aient été soumis aux essais au cours des essais du sous-système et du poste de conversion.
- c) Tous les systèmes redondants de commande et de protection sont en service.
- d) Il convient que tous les systèmes de surveillance et d'alarme soient en service.
- e) Il convient que le personnel d'essai ait été correctement informé sur chaque protection et sur les actions de protection envisagées.
- f) Il convient que le système de télécommunication soit en service.
- g) Les systèmes à courant alternatif connectés peuvent délivrer ou accepter la puissance transmise sans affecter la stabilité de leur fonctionnement.
- h) Il convient que tous les essais d'alimentation des appareils à courant alternatif et à courant continu aient été effectués.

6.1.3.4 Procédure d'essai

Pour vérifier le bon fonctionnement d'une séquence de blocage ou de déclenchement, les défauts doivent être simulés.

Il convient que l'essai des séquences de protection commence par des essais hors tension.

Une fois que les essais hors tension ont été effectués, il convient que les déclenchements soient simulés à une puissance minimale dans l'ensemble des configurations applicables du système et avec le système de télécommunication en service et hors service.

Pour chaque défaut simulé, le personnel d'essai doit vérifier les conditions suivantes:

- le déclenchement du disjoncteur adéquat;
- l'alarme correspondante;
- les signaux de l'enregistreur de séquences d'événements;

– l'arrêt sécurisé de chaque borne (si nécessaire).

Pour chaque défaut simulé, il convient que les signaux suivants soient enregistrés:

- a) Les tensions et les courants alternatifs sur chaque phase.
- b) Les tensions continues sur les deux pôles.
- c) Les courants alternatifs dans l'enroulement de valves sur chaque phase.
- d) Les courants continus sur chaque pôle et sur chaque connexion de neutre à courant continu.
- e) Les courants alternatifs dans les batteries de filtres.
- f) Les signaux principaux de mise en séquence.
- g) Les signaux de protection.
- h) Le rang et les mesures des angles d'allumage et d'extinction.
- i) Le rang du courant.

6.1.3.5 Critères d'acceptation de l'essai

Les critères d'acceptation de l'essai sont les suivants:

- a) Pour chaque défaut simulé, la séquence de blocage et de déclenchement correspondante doit fonctionner comme cela est prévu/conçu.
- b) Les indisponibilités faisant suite à un défaut doivent être limitées à la plus petite zone possible et être correctement isolées du reste du système CCHT.
- c) Les alarmes adéquates doivent être annoncées, et il convient que l'enregistreur de séquences d'événements et l'enregistreur de défauts transitoires indiquent que la séquence s'est correctement déroulée.
- d) L'isolation en sécurité d'un pôle et/ou d'un convertisseur doit être effectuée avec et sans télécommunication.
- e) L'impact sur le système CCHT et les systèmes à courant alternatif connectés doit respecter les critères de performances spécifiés.

6.1.4 Réglage de la puissance et du courant

6.1.4.1 Généralités

Il convient que l'essai démontre que la puissance du système CCHT peut être réglée à la hausse de manière lisse en passant de la puissance minimale à environ 0,3 pu, puis à la baisse, à l'aide de la commande de puissance et de courant. Il convient que l'essai soit effectué avec la télécommunication en service. Cependant, le cas échéant, il convient que le réglage soit également démontré avec la télécommunication hors service.

6.1.4.2 Objectif de l'essai

Les objectifs de l'essai sont les suivants:

- a) Vérifier le lissé du réglage à différents taux pour chaque pôle et pour le bipôle (le cas échéant).
- b) Vérifier le lissé du passage aux différentes opérations avec la télécommunication en service et hors service.
- c) Vérifier le lissé du passage de la commande de puissance à la commande de courant et inversement.

6.1.4.3 Conditions préalables de l'essai

Les conditions préalables de l'essai sont les suivantes:

- a) Il convient que le système CCHT ait été mis sous tension et exploité au courant assigné minimal.
- b) Il convient que les séquences de blocage et de déclenchement aient été vérifiées.
- c) Les systèmes à courant alternatif connectés peuvent délivrer ou accepter la puissance transmise sans affecter la stabilité de leur fonctionnement.

6.1.4.4 Procédure d'essai

L'essai de réglage doit être effectué dans une configuration de retour métallique et de retour par la terre monopolaire pour chaque pôle et, le cas échéant, en mode bipolaire.

Si possible, il convient que l'essai de réglage soit également effectué avec la télécommunication hors service comme suit.

- a) Une fois que la communication vocale a été établie, les convertisseurs sont débloqués individuellement par les opérateurs de chaque borne et le courant du système CCHT atteint l'état de stabilité à la valeur assignée minimale.
- b) Après être resté à la valeur assignée minimale pendant une courte période de temps, il convient que le courant soit réglé sur le niveau présélectionné suivant et atteigne à nouveau l'état de stabilité. Il convient de répéter cette procédure jusqu'à ce que le courant ait atteint 0,3 pu.
- c) Tout au long de l'essai, vérifier le système de refroidissement des valves et toutes les voies de courant, et plus particulièrement les appareils situés à l'intérieur du hall de valve, les transformateurs de conversion, les bobines d'inductance de lissage et les traversées à parois.
- d) Régler le courant à la valeur minimale et rétablir la télécommunication.
- e) Répéter l'essai ci-dessus en mode de commande automatique et en mode de commande conjoint.
- f) Passer à la commande de puissance et répéter l'essai.

6.1.4.5 Critères d'acceptation de l'essai

Les critères d'acceptation de l'essai sont les suivants:

- a) Le courant et la puissance du système CCHT doivent être réglés de manière lisse pour l'ensemble des configurations applicables du système à courant continu.
- b) Les tensions et les courants alternatifs et continus doivent être stables et rester dans les limites spécifiées en permanence. L'angle d'allumage et le régleur en charge du transformateur doivent fonctionner correctement et doivent être maintenus dans les limites spécifiées.
- c) Aucun point chaud ne doit se produire au niveau des appareils à courant alternatif et à courant continu ou dans le hall de valve.
- d) Le système de refroidissement des valves doit maintenir la température des valves dans les limites spécifiées.
- e) Le passage de la commande de courant à la commande de puissance et inversement doit être lissé.
- f) Le cas échéant, il convient de vérifier que le système de commande programme les éléments à puissance réactive nécessaires dans le bon ordre afin de maintenir l'échange de tension alternative et de puissance réactive dans les limites spécifiées.

6.1.5 Essai de commande du régleur en charge

6.1.5.1 Généralités

Il convient que l'essai démontre que le régleur en charge du transformateur de conversion peut être réglé à la hausse et à la baisse en mode de commande manuel et automatique.

6.1.5.2 Objectif de l'essai

Les objectifs de l'essai sont les suivants:

- a) Vérifier que les régleurs en charge du transformateur de conversion peuvent être réglés à la hausse et à la baisse en mode de commande manuel et automatique.
- b) Vérifier que les régleurs en charge du transformateur de conversion dans différentes phases et différentes unités (le cas échéant) peuvent être changés de manière synchrone.

6.1.5.3 Conditions préalables de l'essai

Les conditions préalables de l'essai sont les suivantes:

- a) Il convient que le système CCHT ait été mis sous tension et exploité au courant assigné minimal.
- b) Il convient que les séquences de blocage et de déclenchement aient été vérifiées.
- c) Les systèmes à courant alternatif connectés peuvent délivrer ou accepter la puissance transmise sans affecter la stabilité de leur fonctionnement.

6.1.5.4 Procédure d'essai

L'essai de commande du régleur en charge doit être effectué dans une configuration de retour métallique ou de retour par la terre monopolaire pour chaque pôle.

- a) Une fois que la communication vocale a été établie, les convertisseurs sont débloqués individuellement par les opérateurs de chaque borne et le courant du système CCHT atteint l'état de stabilité à la valeur assignée minimale.
- b) Après être resté à la valeur assignée minimale pendant une courte période de temps, il convient que le courant soit réglé sur le niveau présélectionné suivant et atteigne à nouveau l'état de stabilité. Il convient de répéter cette procédure jusqu'à ce que le courant ait atteint 0,3 pu.
- c) Tout au long de l'essai, vérifier le système de refroidissement des valves et toutes les voies de courant, et plus particulièrement les appareils situés à l'intérieur du hall de valve, les transformateurs de conversion, les bobines d'inductance de lissage et les traversées à parois.
- d) Régler le courant à la valeur minimale.
- e) Répéter l'essai ci-dessus en mode de commande automatique et en mode de commande conjoint.
- f) Passer à la commande de puissance et répéter l'essai.
- g) Le courant et la puissance du système CCHT doivent être réglés de manière lisse pour l'ensemble des configurations applicables du système à courant continu.
- h) Les tensions et les courants alternatifs et continus doivent être stables et rester dans les limites spécifiées en permanence. L'angle d'allumage et le régleur en charge du transformateur doivent fonctionner correctement et doivent être maintenus dans les limites spécifiées.
- i) Aucun point chaud ne doit se produire au niveau des appareils à courant alternatif et à courant continu ou dans le hall de valve.
- j) Le système de refroidissement des valves doit maintenir la température des valves dans les limites spécifiées.
- k) Le passage de la commande de courant à la commande de puissance et inversement doit être lissé.

6.1.5.5 Critères d'acceptation de l'essai

Le régleur en charge fonctionne comme cela est prévu/conçu.

6.2 Passage au mode de commande opérateur

6.2.1 Généralités

6.2.1.1 Caractéristiques générales

6.2.1.1.1 Dispositions

Il convient que les dispositions des essais de passage au mode de commande opérateur soient combinées avec d'autres essais de fonctionnement basiques de différentes configurations à courant continu et de différents états opérationnels.

6.2.1.1.2 Etat du système CCHT

Les conditions de fonctionnement du système CCHT peuvent être:

- a) Un fonctionnement normal, qui inclut un fonctionnement synchrone et un fonctionnement îloté (le cas échéant).
- b) Un fonctionnement en contingence, qui peut exister si une seule défaillance se produit mais si le système CCHT peut continuer à fonctionner dans les limites spécifiées. La perte de la télécommunication est un exemple classique.
- c) Un fonctionnement d'urgence (qui fait l'objet de définitions spécifiques selon chaque projet), qui n'a normalement pas besoin d'être soumis aux essais dans le système réel au cours de la mise en service. Cependant, il convient qu'il soit soumis aux essais au cours des essais hors site.

6.2.1.1.3 Points de commande

Les actions de commande de l'opérateur peuvent être déclenchées depuis différents points. En règle générale, il s'agit:

- a) D'une commande locale, qui peut s'appliquer lorsque les fonctions de commande peuvent être déclenchées depuis la salle de commande locale au niveau de n'importe quelle borne du convertisseur.
- b) D'une commande à distance, qui peut s'appliquer lorsque les fonctions de commande peuvent être déclenchées depuis un centre de commande distant de n'importe quelle borne du convertisseur.

6.2.1.1.4 Modes de commande

L'opérateur peut effectuer un changement d'état opérationnel en utilisant l'une de deux méthodes de commande différentes:

- a) Commande automatique

En mode de commande automatique, l'opérateur peut déclencher un changement d'état opérationnel, un changement de configuration ou un changement de sélection de puissance (de courant) de référence, et les commandes respectives s'exécutent dans le bon ordre. La bonne exécution de la commande doit être vérifiée à l'aide d'une surveillance.

- b) Commande manuelle

En mode de commande manuel, la commande de la borne du convertisseur peut être effectuée par étapes discrètes d'un état opérationnel à un autre. Contrairement au mode de commande automatique, l'opérateur peut se voir offrir plusieurs étapes intermédiaires additionnelles et peut intervenir dans les séquences de commande. L'exécution de toute séquence de commande doit être vérifiée à l'aide d'une surveillance.

6.2.1.1.5 Niveaux de commande

Le système CCHT peut être commandé selon quatre niveaux de commande hiérarchiques différents:

- a) Niveau de commande système (commande conjointe possible).

Avec le niveau de commande système, le système CCHT complet peut être commandé conjointement depuis l'un des points de commande opérateur distants ou locaux. Par conséquent, il convient que la télécommunication soit en service à ce niveau.

- b) Niveau de commande bipolaire (commande conjointe ou séparée possible).

Avec le niveau de commande bipolaire CCHT, le bipôle CCHT est commandé de manière conjointe et la puissance est répartie entre les deux pôles. Lorsque la télécommunication n'est pas disponible, la puissance peut être commandée par chaque poste. Les postes peuvent être commandés de manière conjointe depuis un point lorsque la télécommunication est disponible.

- c) Niveau de commande pôle (commande conjointe ou séparée possible).

Avec le niveau de commande pôle, chaque pôle peut être commandé séparément lorsque la télécommunication n'est pas disponible. Les pôles des deux postes peuvent être commandés de manière conjointe depuis un point lorsque la télécommunication est disponible.

- d) Niveau de commande convertisseur

Avec le niveau de commande convertisseur, chaque convertisseur peut être commandé séparément.

6.2.1.2 Conditions préalables générales

Il convient que les essais et les activités qui suivent soient réalisés avant les essais de fonctionnement basiques:

- a) Il convient que les essais hors site aient été effectués.
- b) Il convient que les essais des convertisseurs pour chaque poste aient été effectués.
- c) Il convient qu'un essai en opposition ou des essais en court-circuit ait/aient été effectué(s), si possible.
- d) Il convient qu'un essai en ligne ouverte du circuit de transmission CCHT ait été effectué.
- e) Il convient que les électrodes de terre et les lignes d'électrodes de terre aient été vérifiées et soient en service.
- f) Il convient que le système de télécommunication et le système téléphonique soient en service.
- g) Il convient que les procédures d'essai globales, les règles de sécurité, la coordination de la répartition et les responsabilités aient été établies.
- h) Il convient que les systèmes pare-feu et les systèmes de détection aient été vérifiés et soient en service.
- i) Il convient que tous les systèmes de protection des commandes, de comptage et d'enregistrement des séquences d'événements et des défauts aient été vérifiés et soient en service.

6.2.1.3 Objectif global

Les essais de passage au mode de commande opérateur vérifient la correcte coordination et le verrouillage entre postes des fonctions de commande et de protection CCHT de base à différents niveaux de puissance. Il convient que les essais soient effectués à différentes configurations à courant alternatif et à courant continu du système et dans les conditions de défauts applicables.

Il convient que les essais soient compilés afin que tous les modes de commande, tous les niveaux de commande et tous les points de commande puissent être soumis aux essais sans duplication inutile.

6.2.2 Transfert de point de commande

6.2.2.1 Généralités

La commande de fonctionnement normal du système à courant continu peut être effectuée au niveau de centres de commande de postes distants ou locaux. Et le point de commande peut être transféré entre ceux-ci, ce qu'il convient de vérifier au cours de l'essai. De plus, la fonction de commande de secours, qu'il convient de vérifier au cours de l'essai, est configurée sur l'équipement de commande, dans l'éventualité où le défaut de la borne de commande de l'opérateur entraînerait une perte de la commande du système de transmission CCHT.

Il convient que la fonction de transfert de point de commande entre les postes de conversion des deux bornes soit soumise aux essais à un niveau de puissance faible et vérifiée à un niveau de puissance élevé. De plus, il convient qu'elle soit combinée avec d'autres essais.

Il convient que la fonction de commande au niveau du centre de commande à distance soit soumise aux essais après que tous les essais des fonctions de commande ont été effectués au niveau du poste de conversion.

6.2.2.2 Objectif de l'essai

Les objectifs de l'essai sont les suivants:

- a) Vérifier la fonction de commande à différents points de commande.
- b) Vérifier la performance du transfert de point de commande.

6.2.2.3 Conditions préalables de l'essai

Les conditions préalables de l'essai sont les suivantes:

- a) Il convient que les essais de transfert de point de commande aient été effectués hors site.
- b) Il convient que les essais de fonctionnement basiques aient été effectués.
- c) Il convient que le système de télécommunication soit en service.

6.2.2.4 Procédure d'essai

La procédure d'essai est la suivante:

- a) Transférer le point de commande entre les postes de conversion, et vérifier les fonctions de commande.
Il convient que l'essai soit effectué à un niveau de puissance faible et puisse être combiné avec d'autres points d'essai.
- b) Transférer le point de commande à l'équipement de commande, et vérifier les fonctions.
- c) Transférer le point de commande au centre de commande à distance, et vérifier les fonctions.

6.2.2.5 Critères d'acceptation de l'essai

Les critères d'acceptation de l'essai sont les suivants:

- a) Le point de commande doit être transféré de manière lisse et exacte.
- b) Les fonctions de commande à différents points doivent s'exécuter correctement.
- c) Le transfert entre les différents points ne doit pas perturber le réseau à courant continu et le réseau à courant alternatif connecté.

6.2.3 Transfert des fonctions de commande

6.2.3.1 Généralités

Il convient que les différents modes de commande d'alimentation en courant continu, qui incluent le courant polaire, la puissance polaire et la puissance bipolaire, soient choisis selon l'état des différents équipements lorsqu'une transmission d'énergie CCHT est en cours. De plus, il convient que les essais soient prévus pour vérifier la manière dont le défaut de télécommunication entre les postes affecte le transfert de mode de commande d'alimentation en courant continu.

Il convient que les essais de transfert des modes de commande d'alimentation en courant continu, qui comprennent le courant polaire, la puissance polaire et la puissance bipolaire, soient effectués à un niveau de puissance faible et vérifiés à un niveau de puissance élevé, le cas échéant.

6.2.3.2 Objectif de l'essai

Vérifier la fonction et la performance des modes de commande d'alimentation en courant continu, qui comprennent le courant polaire, la puissance polaire et la puissance bipolaire.

6.2.3.3 Conditions préalables de l'essai

Les conditions préalables de l'essai sont les suivantes:

- a) Il convient que les essais de transfert des modes de commande de puissance aient été effectués hors site.
- b) Il convient que les essais de fonctionnement basiques aient été effectués.
- c) Il convient que le système de télécommunication soit en service.

6.2.3.4 Procédure d'essai

La procédure d'essai est la suivante:

- a) A condition que la transmission CCHT ne fonctionne pas et que la télécommunication soit en service entre les postes, l'opérateur fait passer le mode de commande d'alimentation en courant continu du courant polaire à la puissance polaire, puis à la puissance bipolaire, et inversement, au niveau du centre de commande du poste maître.
- b) Avec la télécommunication hors service entre les postes, répéter les essais a) au niveau de chaque poste de manière indépendante.
- c) Lancer la transmission CCHT à un courant minimal, et répéter les essais a) et b).
- d) A un niveau de puissance élevé, répéter les essais a) et b), le cas échéant.

6.2.3.5 Critères d'acceptation de l'essai

Les critères d'acceptation de l'essai sont les suivants:

- a) Le mode de commande d'alimentation en courant continu doit être transféré de manière lisse et exacte.
- b) Les fonctions des différents modes de commande de puissance doivent s'exécuter correctement.
- c) Le passage aux différents modes de commande de puissance ne doit pas perturber le réseau à courant continu et le réseau à courant alternatif connecté.

6.2.4 Passage au mode de commande de puissance réactive

6.2.4.1 Généralités

Il existe deux modes de commande de puissance réactive:

a) Le mode de commande de tension alternative

En mode de commande de tension alternative, la tension au niveau du bus à courant alternatif du convertisseur reste dans les limites spécifiées au cours de la commutation des éléments de compensation de puissance réactive.

b) Mode de commande de puissance réactive

En mode de commande de puissance réactive, la puissance réactive échangée entre le poste de conversion et le système à courant alternatif reste dans les limites spécifiées lors de la commutation des éléments de compensation de puissance réactive.

Il convient que les essais de transfert de mode de commande de puissance réactive commencent à un niveau de puissance faible, et soient effectués à un niveau de puissance différent, ainsi que sur chaque poste, de manière indépendante. De plus, au cours du processus, il convient que les essais ne soient pas limités par les fonctions de commande du minimum absolu et du filtre à courant alternatif minimal.

6.2.4.2 Objectif de l'essai

Vérifier la fonction des modes de commande de puissance réactive et les performances de passage à ces différents modes.

6.2.4.3 Conditions préalables de l'essai

Les conditions préalables de l'essai sont les suivantes:

- a) Il convient que le passage au mode de commande de puissance réactive ait été effectué hors site.
- b) Il convient que les essais de fonctionnement basiques aient été effectués.
- c) Il convient que les réglages et les paramètres du mode de commande de puissance réactive aient été vérifiés hors site.
- d) Il convient que l'essai de transfert de point de commande ait été effectué.
- e) Il convient que l'essai de transfert de mode de commande de courant polaire, de puissance polaire et de puissance bipolaire ait été effectué.
- f) Il convient que le système de télécommunication soit en service.

6.2.4.4 Procédure d'essai

La procédure d'essai est la suivante:

- a) Placer la puissance réactive en mode de commande manuel et l'alimentation en courant continu en mode de commande de puissance.
- b) Lancer la transmission CCHT avec une puissance minimale.
- c) Régler la puissance réactive selon l'échange de puissance réactive nécessaire, et en mode de commande automatique.
- d) Augmenter la puissance et vérifier les éléments de compensation de puissance réactive commutés avec l'augmentation de puissance, et inversement.
- e) Modifier le réglage de la puissance réactive pour le mode de commande de puissance réactive échangée et vérifier les éléments de compensation de puissance réactive qui se commutent avec l'augmentation de la puissance, et inversement.
- f) Modifier le réglage de la tension pour le mode de commande de tension alternative en fonction de la tension du bus à courant alternatif du convertisseur, et passer au mode de commande de tension alternative.
- g) Modifier le réglage de la tension alternative en mode de commande de tension alternative et vérifier les éléments de compensation de puissance réactive qui se commutent avec le changement de réglage, et inversement.

- h) Passer au mode de commande manuel de la puissance réactive et vérifier les éléments de compensation de puissance réactive à l'aide d'une commutation manuelle.
- i) Répéter les essais à un niveau de puissance de transmission plus élevé.
- j) Répéter les essais avec l'alimentation en courant continu en mode de commande de courant.

6.2.4.5 Critères d'acceptation de l'essai

Les critères d'acceptation de l'essai sont les suivants:

- a) Le mode de commande de puissance réactive doit être transféré de manière lisse et exacte.
- b) Les fonctions des différents modes de commande de puissance réactive doivent s'exécuter correctement.
- c) Le passage aux différents modes de commande de puissance réactive ne doit pas perturber le réseau à courant continu et le réseau à courant alternatif connecté.

6.2.5 Passage d'une tension assignée à une tension réduite

6.2.5.1 Généralités

En cas de mauvaises conditions climatiques ou de contamination excessive, une réduction manuelle ou automatique de la tension continue peut être nécessaire afin de diminuer les contraintes exercées sur les câbles/les lignes lorsque le niveau de transfert de puissance est réduit, ou de minimiser le risque de contournement au niveau des lignes aériennes à courant continu.

6.2.5.2 Objectif de l'essai

Vérifier la fonction du mode de fonctionnement en tension assignée et en tension réduite et les performances de passage à ces différents modes.

6.2.5.3 Conditions préalables de l'essai

Les conditions préalables de l'essai sont les suivantes:

- a) Il convient que le fonctionnement en tension réduite ait été soumis aux essais hors site.
- b) Il convient que les essais de fonctionnement basiques aient été effectués.
- c) Il convient que la télécommunication soit en service.

6.2.5.4 Procédure d'essai

La procédure d'essai est la suivante:

Le fonctionnement en tension réduite doit être soumis aux essais dans l'ensemble des configurations du système à courant alternatif et du système à courant continu.

- a) Lancer la transmission CCHT avec un courant minimal et à la tension assignée.
- b) Passer au fonctionnement en tension réduite et maintenir le régime établi pendant une heure.
- c) Revenir au fonctionnement en tension assignée.
- d) Passer au fonctionnement en tension réduite à l'aide du mode manuel et du mode automatique (par exemple à la suite de défauts de la ligne à courant continu).
- e) Répéter l'essai à un niveau de courant élevé.
- f) Répéter l'essai en mode de commande de puissance.

6.2.5.5 Critères d'acceptation de l'essai

Les critères d'acceptation de l'essai sont les suivants:

- a) Le fonctionnement en tension réduite doit être stable.
- b) Le passage au fonctionnement en tension réduite et inversement doit s'effectuer de manière lisse et correcte.
- c) Le passage au fonctionnement en tension réduite et inversement ne doit pas perturber le réseau à courant alternatif connecté.
- d) Les fonctions du système de commande doivent s'exécuter correctement pour l'ensemble des niveaux de courant.
- e) Les performances du système de refroidissement des valves doivent être bonnes pour l'ensemble des niveaux de courant.

6.2.6 Commande automatique de l'alimentation en courant continu

6.2.6.1 Généralités

La commande du profil de charge de l'alimentation en courant continu est définie selon le plan d'alimentation en courant continu au cours d'une période spécifique (jour, semaine ou mois). En mode de commande automatique, l'alimentation en courant continu change avec la commande de profil de charge d'alimentation prédéfinie, et est surveillée.

La fonction de la commande automatique de l'alimentation en courant continu doit être soumise aux essais au niveau du pôle du mode de commande de puissance bipolaire et dans différentes configurations du système à courant alternatif/à courant continu.

6.2.6.2 Objectif de l'essai

Vérifier la fonction et la performance de la commande automatique de l'alimentation en courant continu.

6.2.6.3 Conditions préalables de l'essai

Les conditions préalables de l'essai sont les suivantes:

- a) Il convient que la commande automatique de l'alimentation en courant continu ait été soumise aux essais hors site.
- b) Il convient que les essais de fonctionnement basiques aient été effectués.
- c) Il convient que l'essai de transfert de mode de commande de courant polaire, de puissance polaire et de puissance bipolaire ait été effectué.
- d) Il convient que le système de télécommunication soit en service.

6.2.6.4 Procédure d'essai

La procédure d'essai est la suivante:

- a) Placer les deux pôles en mode de commande manuel de la puissance bipolaire et de la puissance.
- b) Lancer la transmission CCHT avec un courant minimal.
- c) Activer la fonction de commande automatique de l'alimentation en courant continu, et observer la transmission d'énergie selon la courbe automatique prédéfinie (au moins trois points de changement).
- d) Répéter l'essai avec un pôle en mode de commande de la puissance bipolaire et l'autre pôle en mode de commande de la puissance.
- e) Répéter l'essai avec les autres configurations à courant alternatif et à courant continu.

6.2.6.5 Critères d'acceptation de l'essai

Les critères d'acceptation de l'essai sont les suivants:

- a) Le mode de commande automatique et manuel de l'alimentation en courant continu doit être transféré de manière lisse et correcte.
- b) L'alimentation en courant continu doit changer selon la courbe automatique prédéfinie et le fonctionnement doit être stable.

6.3 Modification de la configuration à courant continu

6.3.1 Généralités

6.3.1.1 Caractéristiques générales

La plupart des schémas de transmission CCHT de grande longueur peuvent être mis en application dans plusieurs configurations à courant continu, comme un retour par la terre monopolaire, un retour métallique monopolaire et un fonctionnement bipolaire normal et en parallèle. Chacune de ces configurations peut contenir un ou plusieurs filtres à courant continu.

En cas d'utilisation d'unités de conversion connectées en série dans chaque pôle, il convient que la commutation de ces groupes soit démontrée. Il convient que l'inversion de polarité du système CCHT soit vérifiée, le cas échéant. Il convient que les opérations impliquant les deux bornes soient effectuées avec ou sans télécommunication.

Les postes en opposition n'ont pas besoin de modification de la configuration à courant continu.

L'objectif des essais, des conditions préalables et des procédures d'essai est similaire à celui des points de 6.3.1 à 6.3.3.

En ce qui concerne la dénomination des commutateurs et leur fonction, se reporter à 4.5 de la CEI/TR 60919-2:2008.

6.3.1.2 Objectif de l'essai

Vérifier la coordination de la commutation entre les bornes des convertisseurs et la reconfiguration des bus à courant continu, et, ainsi, empêcher toute commutation en cas de conditions pouvant provoquer de graves contraintes sur les appareils à courant continu.

6.3.1.3 Conditions préalables de l'essai

Les conditions préalables de l'essai sont les suivantes:

- a) Il convient que toutes les séquences aient été vérifiées sur le système hors tension.
- b) Il convient que tous les essais d'alimentation des appareils à courant alternatif et à courant continu aient été effectués.
- c) Il convient que les essais de fonctionnement basiques aient été effectués.

6.3.1.4 Procédure d'essai

Il convient que la procédure soit effectuée conformément à la configuration du circuit principal du projet. Un exemple de schéma classique de la norme est indiqué ci-dessous.

- a) Au cours des essais, il convient que les tensions alternatives et continues soient enregistrées. Il convient que des observations extérieures des sons anormaux et des phénomènes de formation d'arc soient effectuées.
- b) Il convient que la synchronisation des différentes séquences de commutation soit vérifiée. Il convient que toutes les séquences de commutation soient effectuées étape par étape, et

soient exécutées automatiquement le cas échéant. Si les deux bornes sont impliquées, il convient que la télécommunication soit en service.

- c) Le cas échéant, des essais additionnels peuvent être effectués à une puissance inférieure à la puissance nominale et à une puissance minimale.

6.3.1.5 Critères d'acceptation de l'essai

Les critères d'acceptation de l'essai sont les suivants:

- c) La transmission CCHT ne doit pas être interrompue en permanence par une quelconque modification de la configuration à courant continu.
- d) Il convient que les courants et les tensions coïncident avec les résultats des essais de simulation correspondants et soient conformes à la spécification.

6.3.2 Essais avec un retour métallique monopolaire

6.3.2.1 Type de transfert

A partir de cette configuration, les modifications suivantes peuvent être effectuées:

- a) Passage à un retour par la terre monopolaire.
- b) Passage à une configuration bipolaire.
- c) Mise en parallèle et retrait de la mise en parallèle d'un autre pôle.

6.3.2.2 Procédure de transfert

6.3.2.2.1 Retour par la terre monopolaire

La procédure de transfert est la suivante:

- a) Faire fonctionner le système à la puissance nominale.
- b) Fermer le DTRM (disjoncteur de transfert de retour métallique).
- c) Ouvrir le DTRT (disjoncteur de transfert de retour par la terre).

6.3.2.2.2 Fonctionnement bipolaire

La procédure de transfert est la suivante:

- a) Faire fonctionner le système à la puissance nominale.
- b) Fermer le DTRM (disjoncteur de transfert de retour métallique).
- c) Ouvrir le DTRT (disjoncteur de transfert de retour par la terre).
- d) Vérifier l'équilibrage du courant au niveau des deux pôles.

6.3.2.2.3 Mise en parallèle et retrait de la mise en parallèle

La procédure de transfert est la suivante:

- a) Faire fonctionner un pôle à la puissance nominale.
- b) Fermer le sectionneur de mise en parallèle du pôle qui ne fonctionne pas.
- c) Débloquer le pôle qui ne fonctionne pas.
- d) Vérifier l'équilibrage du courant au niveau des deux pôles.

6.3.3 Essais avec un mode de retour par la terre monopolaire

6.3.3.1 Type de transfert

Le retour par la terre monopolaire ne peut être autorisé que pendant une période de temps limitée pour certains projets. A partir de cette configuration, les modifications suivantes peuvent être effectuées:

- a) Passage à un retour métallique monopolaire.
- b) Passage à un fonctionnement bipolaire.

6.3.3.2 Procédure de transfert

6.3.3.2.1 Passage à un retour métallique monopolaire

La procédure de transfert est la suivante:

- a) Faire fonctionner le système à la puissance nominale.
- b) Fermer le DTRT.
- c) Ouvrir le DTRM.

6.3.3.2.2 Passage à un fonctionnement bipolaire

- a) Faire fonctionner le système à la puissance nominale.
- b) Fermer le sectionneur de pôle de ligne du pôle qui ne fonctionne pas.
- c) Débloquer le pôle qui ne fonctionne pas.
- d) Vérifier l'équilibrage du courant au niveau des deux pôles.

6.3.4 Essais avec un fonctionnement bipolaire

6.3.4.1 Type de transfert

A partir de cette configuration spécifique, les modifications suivantes peuvent être effectuées:

- a) Retour par la terre monopolaire.
- b) Retour métallique monopolaire.

6.3.4.2 Procédure de transfert

6.3.4.2.1 Retour par la terre monopolaire

La procédure de transfert est la suivante:

- a) Faire fonctionner le système à la puissance monopolaire maximale spécifiée.
- b) Réduire le courant au minimum dans un pôle, mais maintenir la puissance bipolaire constante.
- c) Bloquer le pôle à la puissance minimale.
- d) Ouvrir le sectionneur de pôle de ligne du pôle bloqué.

6.3.4.2.2 Retour métallique monopolaire

La procédure de transfert est la suivante:

- a) Faire fonctionner le système à la puissance maximale spécifiée.
- b) Réduire le courant au minimum dans un pôle, mais maintenir la puissance bipolaire constante.
- c) Bloquer le pôle à la puissance minimale.
- d) Ouvrir le sectionneur de pôle de ligne du pôle bloqué.

- e) Fermer le DTRT.
- f) Ouvrir le DTRM.

6.4 Commutation du circuit principal

6.4.1 Généralités

6.4.1.1 Caractéristiques générales

Les essais de commutation du circuit principal vérifient le comportement transitoire des systèmes à courant alternatif et des systèmes CCHT pendant et après la commutation. Les essais précédents, y compris les essais des postes de conversion et les essais de fonctionnement basiques, ont vérifié que les fonctions des appareils à courant continu s'exécutent correctement. Les essais décrits sont destinés uniquement aux systèmes CCHT à deux bornes et en opposition.

En ce qui concerne la dénomination des commutateurs et leur fonction, se reporter à la CEI/TR 60919-2:2008

Les essais de commutation de l'équipement primaire peuvent inclure les essais qui vérifient l'interaction et la coordination entre le système CCHT soumis aux essais et d'autres appareils en ligne tels que des compensateurs statiques VAR, d'autres systèmes CCHT, etc.

6.4.1.2 Conditions préalables générales

6.4.1.2.1 Il convient que les essais hors site, y compris les essais de simulation en courant alternatif/en courant continu, aient été effectués.

6.4.1.2.2 Il convient que les essais sur une seule borne, y compris les essais des unités de conversion et des postes de conversion, aient été effectués.

6.4.1.2.3 Il convient que les essais de fonctionnement basiques destinés à vérifier les séquences et la coordination entre les postes aient été effectués.

6.4.1.2.4 Il convient que les essais en régime établi aient été effectués, y compris la vérification des performances en régime établi et des effets du brouillage.

6.4.1.2.5 Il convient que des procédures et des plans détaillés soient élaborés. Etant donné que les essais peuvent impliquer une certaine perturbation ou un risque plus élevé pour les systèmes à courant alternatif connectés, il convient que les opérateurs des systèmes connexes soient consultés.

6.4.1.2.6 Il convient que les systèmes à courant alternatif connectés se trouvent dans leurs limites spécifiées, et puissent délivrer la puissance active et réactive nécessaire au système CCHT pour l'essai particulier. Les paramètres importants comprennent:

- a) Tension alternative et fréquence
- b) Capacité de court-circuit
- c) Configuration du système à courant alternatif.

6.4.1.3 Objet global

Les essais de commutation de l'équipement principal vérifient les effets de la commutation et la connexion des appareils à courant alternatif et des filtres à courant continu.

6.4.2 Commutation du transformateur de conversion

6.4.2.1 Généralités

La commutation des transformateurs de conversion sur l'autre pôle peut provoquer des perturbations du système à courant alternatif. Ces perturbations sont dues au courant d'appel, à la saturation des composants et aux conditions de résonance.

6.4.2.2 Objectif de l'essai

Les objectifs de l'essai sont les suivants:

- a) Vérifier que la commutation n'a aucune conséquence négative sur le fonctionnement du système à courant continu.
- b) Vérifier que les perturbations de tension du système à courant alternatif se trouvent bien dans les limites prescrites.
- c) Vérifier la capacité de récupération après des défaillances de commutation, le cas échéant.
- d) Vérifier que le système de commande CCHT fonctionne correctement et sans instabilité pendant ces conditions.
- e) Vérifier les performances du système de commande CCHT en cas d'utilisation de celui-ci pour produire un effet d'amortissement de ces perturbations.

6.4.2.3 Conditions préalables de l'essai

Les conditions préalables de l'essai sont les suivantes:

- a) Il convient que tous les essais de performance de commande aient été effectués.
- b) Il convient que la protection contre les défaillances de commutation fonctionne correctement.
- c) Il convient que l'ensemble des appareils à courant alternatif et à courant continu destinés au pôle soumis aux essais soit disponible.

6.4.2.4 Procédure d'essai

Il convient que les essais varient avec la configuration du système CCHT, par exemple:

- des systèmes bipolaires ou monopolaires;
- des unités de conversion en série ou une seule unité de conversion par pôle (transmission longue distance);
- des systèmes en opposition.

Si le système à courant continu est bipolaire et possède un seul groupe par pôle, en opposition ou longue distance, il convient alors que l'essai soit effectué en activant et en désactivant le transformateur de conversion dans un pôle pendant que l'autre pôle fonctionne. Cela signifie que l'essai peut être effectué uniquement en mode monopolaire, excepté en cas de présence d'une batterie de transformateurs sur site ou près de la borne à courant continu ayant des caractéristiques assignées comparables, qui peut être activée et désactivée à des intervalles de temps appropriés.

Si le système à courant continu est bipolaire et possède plusieurs groupes de valves en série par pôle (transmission longue distance), il convient alors que l'essai soit effectué en activant et en désactivant un transformateur de conversion pendant que le système fonctionne en mode bipolaire, à condition que la conception de l'installation permette la présence de groupes non équilibrés au niveau de chaque pôle.

Il convient que les essais soient effectués au niveau du redresseur et de l'onduleur.

La surveillance comprend:

- a) Le courant continu
- b) La tension continue
- c) L'alimentation en courant continu
- d) La tension du système à courant alternatif - 3 phases
- e) Les courants des filtres à courant alternatif
- f) Les courants primaires des transformateurs
- g) L'angle d'extinction.

6.4.2.5 Critères d'acceptation de l'essai

Les critères d'acceptation de l'essai sont les suivants:

- a) A chaque essai de commutation, le système CCHT doit retrouver sa stabilité de fonctionnement.
- b) Une défaillance de commutation peut se produire au cours de l'essai, mais elle doit rester dans les limites spécifiées.
- c) Une surtension du système à courant alternatif peut se produire, mais elle doit rester dans les limites spécifiées.

6.4.3 Commutation des filtres à courant alternatif et compensation de la puissance réactive

6.4.3.1 Généralités

La commutation des dispositifs de compensation de puissance réactive peut créer des perturbations du système à courant alternatif, qui sont dues au courant d'appel, à la saturation des composants et aux conditions de résonance.

6.4.3.2 Objectif de l'essai

Les objectifs de l'essai sont les suivants:

- a) Vérifier que la commutation n'a aucune conséquence négative sur le fonctionnement du système à courant continu.
- b) Vérifier que les perturbations de tension du système à courant alternatif se trouvent bien dans les limites prescrites.
- c) Vérifier la capacité de récupération après des défaillances de commutation, le cas échéant.
- d) Vérifier qu'il convient que le système de commande CCHT fonctionne correctement et sans instabilité pendant ces conditions.
- e) Vérifier que les performances du système de commande CCHT en cas d'utilisation de celui-ci pour produire un effet d'amortissement de ces perturbations.

6.4.3.3 Conditions préalables de l'essai

Les conditions préalables de l'essai sont les suivantes:

- a) Il convient que tous les essais de commande aient été effectués.
- b) Il convient que la protection contre les défaillances de commutation soit en service.
- c) Il convient que l'ensemble des appareils à courant alternatif et à courant continu du pôle soumis aux essais soit disponible.

6.4.3.4 Procédure d'essai

Il convient que l'essai de commutation soit effectué normalement pour chaque batterie de filtres à courant alternatif en mode monopolaire. Dans certains systèmes contenant des filtres à courant alternatif redondants, cet essai peut être effectué en mode bipolaire.

Il convient que les essais soient effectués au niveau du redresseur et de l'onduleur.

La surveillance comprend:

- a) Le courant continu
- b) La tension continue
- c) L'alimentation en courant continu
- d) La tension du système à courant alternatif - 3 phases
- e) Les courants des filtres à courant alternatif
- f) Les courants primaires des transformateurs
- g) L'angle d'extinction.

6.4.3.5 Critères d'acceptation de l'essai

Les critères d'acceptation de l'essai sont les suivants:

- a) Le système CCHT doit retrouver sa stabilité de fonctionnement à chaque essai de commutation.
- b) Des défaillances de commutation peuvent se produire au cours de l'essai, mais elles doivent rester dans les limites spécifiées.
- c) Des surtensions du système à courant alternatif peuvent se produire, mais elles doivent rester dans les limites spécifiées.

6.4.4 Commutation du filtre à courant continu (le cas échéant)

6.4.4.1 Généralités

Différentes configurations à courant continu, comme un retour par la terre monopolaire, un retour métallique monopolaire, et un fonctionnement bipolaire normal et en parallèle, peuvent contenir un ou plusieurs filtres à courant continu.

6.4.4.2 Objectif de l'essai

Les objectifs de l'essai sont les suivants:

- a) Vérifier la fonction de commutation du filtre à courant continu.
- b) Vérifier les performances de commutation des filtres à courant continu.

6.4.4.3 Conditions préalables de l'essai

Les conditions préalables de l'essai sont les suivantes:

- a) Il convient que toutes les séquences de commutation du filtre à courant continu aient été vérifiées sur le système hors tension.
- b) Il convient que tous les essais d'alimentation des appareils à courant alternatif et à courant continu aient été effectués.
- c) Il convient que les essais de fonctionnement basiques aient été effectués.

6.4.4.4 Procédure d'essai

6.4.4.4.1 Au cours des essais, il convient que les tensions alternatives et continues soient enregistrées. Il convient que des observations extérieures des sons et des phénomènes lumineux soient effectuées.

6.4.4.4.2 Il convient que la synchronisation des différentes séquences de commutation soit vérifiée. Il convient que toutes les séquences de commutation soient réalisées étape par étape.

Le cas échéant, il convient que les séquences soient également exécutées de manière automatique.

6.4.4.4.3 Il convient que la connexion et la déconnexion des filtres à courant continu (si cela est autorisé) du mode à retour métallique monopolaire s'effectuent comme suit:

- a) Enregistrer le courant harmonique du filtre à courant continu, si possible.
- b) Faire fonctionner le système à la puissance nominale et déconnecter un filtre à courant continu.
- c) Connecter à nouveau le filtre à courant continu.
- d) Répéter la procédure pour l'ensemble des filtres à courant continu.

6.4.4.4.4 Il convient que la connexion et la déconnexion des filtres à courant continu (si cela est autorisé) du mode bipolaire s'effectuent comme suit:

- a) Enregistrer le courant harmonique du filtre à courant continu, si possible.
- b) Faire fonctionner le système à la puissance nominale et déconnecter un filtre à courant continu.
- c) Connecter à nouveau le filtre à courant continu.
- d) Répéter la procédure pour l'ensemble des filtres à courant continu.

6.4.4.5 Critères d'acceptation de l'essai

Les critères d'acceptation de l'essai sont les suivants:

- a) La transmission CCHT ne doit pas être interrompue en permanence par la commutation d'un quelconque filtre à courant continu.
- b) Les courants et les tensions doivent coïncider avec les résultats des essais de simulation correspondants et être conformes à la spécification.
- c) Les caractéristiques assignées des filtres restants ne doivent pas être dépassées.
- d) Aucune marque de brûlure ne doit apparaître sur les sectionneurs.
- e) Aucun effet transitoire négatif ne doit se produire.

6.5 Essais de performance dynamique

6.5.1 Généralités

6.5.1.1 Caractéristiques générales

Dans les systèmes CCHT, différentes boucles d'asservissement sont utilisées. Il convient que les études de performance dynamique du système de commande soient confirmées à l'aide des essais suivants:

- a) Réponse indicielle
- b) Transfert du mode de commande
- c) Défaillance de commutation
- d) Interaction / commande du système à courant alternatif.

Il est admis de réaliser la vérification des performances dynamiques sur la base d'études de simulation détaillées et l'essai sur site ne peut être réalisé qu'à titre indicatif pour un scénario particulier. L'utilisateur doit spécifier si ce type d'essai doit être réalisé sur site.

6.5.1.2 Objectif global de l'essai

Les objectifs de l'essai sont les suivants:

- a) Confirmer la réponse de chaque boucle d'asservissement après une modification de la valeur de référence.
- b) Vérifier le comportement de commande pendant les perturbations provoquant des modifications des grandeurs mesurées réelles (courant continu, tension continue, etc.) de la boucle d'asservissement respective.
- c) Vérifier que les régulateurs ne se gênent pas ou ne provoquent pas de perturbations des systèmes à courant alternatif et/ou à courant continu.
- d) Vérifier l'insensibilité des régulateurs aux perturbations du système à courant alternatif.

6.5.1.3 Conditions préalables générales

Les conditions préalables de l'essai sont les suivantes:

- a) Il convient que l'essai hors site du système de commande ait été effectué.
- b) Il convient que les essais des unités de conversion aient été effectués.
- c) Il convient que les séquences de démarrage/d'arrêt aient été vérifiées.
- d) Il convient que les séquences de protection aient été vérifiées.
- e) Il convient que la télécommunication soit en service.
- f) Il convient que l'ensemble des appareils du système à courant continu nécessaires pour la transmission d'énergie d'un pôle soit disponible.
- g) Il convient que les systèmes à courant alternatif soient réglés le plus près possible du rapport de court-circuit minimal effectif.

6.5.1.4 Procédure d'essai globale

Il convient que tous les essais d'optimisation et de vérification des performances de commande utilisent des paramètres d'enregistrement et de surveillance similaires. Les paramètres généraux de surveillance et d'enregistrement sont indiqués ci-dessous. Les essais de performances de commande qui ont été effectués au cours des essais hors site peuvent être utilisés comme référence pour les essais sur site. Il convient d'utiliser les mêmes appareils d'enregistrement, les mêmes signaux surveillés et les mêmes rapports d'essai que ceux utilisés au cours des essais hors site.

Il convient que les variables surveillées comprennent:

- a) Le rang du courant (au niveau de l'entrée du régulateur de courant)
- b) Le courant continu réel (au niveau du régulateur de courant)
- c) La sortie du régulateur de courant
- d) La tension continue
- e) L'angle d'extinction au niveau du régulateur d'angle d'extinction
- f) La tension de commande finale des commandes d'allumage (rang alpha)
- g) L'identification du régulateur actif
- h) La tension du système de la barre omnibus à courant alternatif (3 phases)
- i) L'alimentation en courant continu
- j) La commande de retard forcé
- k) Les signaux de commande de stabilisation (d'amortissement) (le cas échéant).

6.5.2 Réponse indicielle

6.5.2.1 Généralités

Les essais dépendent des différents modes de commande dans le système CCHT.

Il existe différents modes de fonctionnement pour chaque borne d'un système CCHT. Les plus courants sont:

- La commande à courant constant
- La commande à angle d'extinction minimal constant
- La commande à tension continue constante
- La commande à erreur de courant
- La commande à puissance constante.

Certains de ces modes de commande sont valables uniquement pour un fonctionnement en tant que redresseur ou onduleur.

En raison de la grande variété de commandes possibles du système CCHT, il est difficile de concevoir un essai couvrant l'ensemble des scénarios de commande possibles. Ainsi, il convient que les essais soient décrits pour les boucles d'asservissement les plus courantes.

Lorsque le redresseur est en mode de commande à courant constant et que l'onduleur est en mode de commande à angle d'extinction minimal constant, les régulateurs qu'il convient d'optimiser sont alors:

- a) Le régulateur de courant du redresseur
- b) Le régulateur d'angle d'extinction de l'onduleur
- c) Le régulateur de courant de l'onduleur (commande de courant de marge)
- d) Le régulateur d'angle d'extinction du redresseur
- e) Le régulateur de puissance constante
- f) Le limiteur de rang de courant sensible à la tension (LRCST).

6.5.2.2 Objectif de l'essai

Confirmer le comportement/la réponse du régulateur.

6.5.2.3 Conditions préalables de l'essai

Les conditions préalables de l'essai sont les suivantes:

- a) Il convient que les essais hors site du système de commande aient été effectués.
- b) Il convient que les essais des unités de conversion aient été effectués.
- c) Il convient que les essais des séquences de démarrage/d'arrêt aient été effectués.
- d) Il convient que les essais des séquences de protection aient été effectués.
- e) Il convient que le système de télécommunication soit en service.

6.5.2.4 Procédure d'essai

6.5.2.4.1 Généralités

Il convient que les essais de réponse indicielle soient effectués au niveau de l'ensemble des régulateurs, du convertisseur jusqu'au poste et au système.

6.5.2.4.2 Régulateur de courant du redresseur

Plusieurs méthodes peuvent être utilisées pour vérifier le régulateur de courant au niveau du redresseur. La méthode classique consiste à appliquer un changement de pas (décrit sur la Figure 6) du rang du courant, qui est décrit comme suit:

- a) Il convient que la durée du pas appliqué (T) soit suffisamment longue pour permettre au système de se stabiliser après le changement de rang du courant.

- b) Il convient que le niveau de rang de courant choisi (I_0) avant le changement de pas garantisse que, au cours de l'élévation du rang de courant (ΔI), aucune limite ne soit rencontrée.
- c) Il convient que le lieu d'application du pas soit le plus près possible de l'entrée du régulateur de courant.
- d) Au cours de l'essai, le redresseur doit toujours être en mode de commande de courant continu et il convient que le régulateur de courant au niveau de l'onduleur ne provoque pas de perturbation.

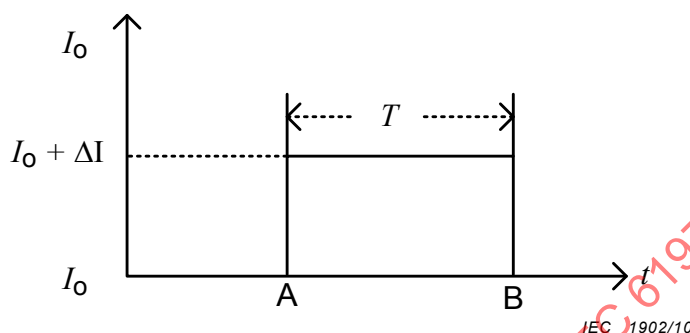


Figure 6 – Essai de réponse indicielle de la commande de courant au niveau du redresseur

6.5.2.4.3 Régulateur d'angle d'extinction de l'onduleur

Afin d'optimiser ce régulateur au niveau de l'onduleur, le redresseur est en mode de commande normal et il convient que l'onduleur soit en mode de commande d'angle d'extinction minimal constant.

Il convient qu'un changement de pas de l'angle d'extinction de référence soit appliqué au niveau du régulateur (Figure 7), et celui-ci est décrit comme suit:

- a) Il convient que le premier changement de pas (A) soit appliqué uniquement dans la direction d'augmentation de la référence afin d'empêcher toute défaillance de commutation.
- b) Il convient que le niveau de rang d'angle d'extinction choisi (γ_0) avant le changement de pas garantisse que, au cours de l'élévation du rang de l'angle d'extinction ($\Delta\gamma$), aucune limite ne soit rencontrée.
- c) Après l'optimisation des paramètres du régulateur, il convient qu'un second changement de pas (B) de $\gamma_0 + \Delta\gamma$ à γ_0 soit appliqué.
- d) Si le régulateur possède d'autres entrées, qui affectent l'angle d'extinction, il convient que l'essai soit également répété pour ces entrées. Par exemple, si une entrée fait augmenter l'angle d'extinction en raison d'une élévation brutale du courant continu ou d'une diminution brutale de la tension alternative, il convient que ces fonctions soient vérifiées après l'optimisation avec des changements de pas de l'angle d'extinction.

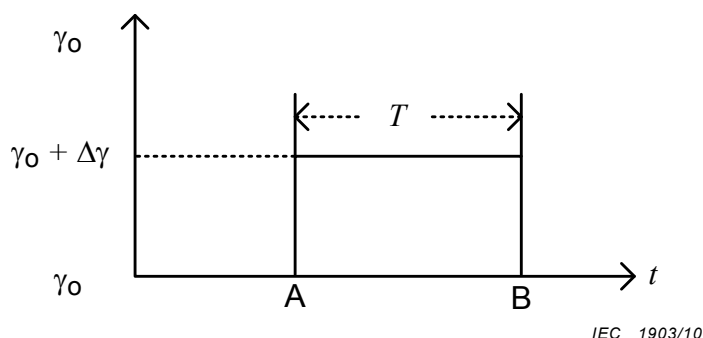


Figure 7 – Essai de réponse indicielle de la commande d'angle d'extinction au niveau de l'onduleur

6.5.2.4.4 Régulateur de tension de l'onduleur (le cas échéant)

Afin d'optimiser ce régulateur au niveau de l'onduleur, le redresseur est en mode de commande normal et il convient que l'onduleur soit en mode de commande de tension.

Il convient qu'un changement de pas de la tension continue de référence soit appliqué au niveau du régulateur, et celui-ci est décrit comme suit:

- Il convient que le premier changement de pas (A) soit appliqué uniquement dans la direction de diminution de la référence afin d'empêcher toute défaillance de commutation.
- Il convient que le niveau de rang de tension continue choisi (V_{d_o}) avant le changement de pas garantisse que, au cours de l'élévation du rang de tension continue (ΔV_d), aucune limite ne soit rencontrée.
- Après l'optimisation des paramètres du régulateur, il convient qu'un second changement de pas (B) de $V_{d_o} + \Delta V_d$ à V_{d_o} soit appliqué.

Si le régulateur possède d'autres entrées qui affectent la tension continue, il convient que l'essai soit également répété pour ces entrées.

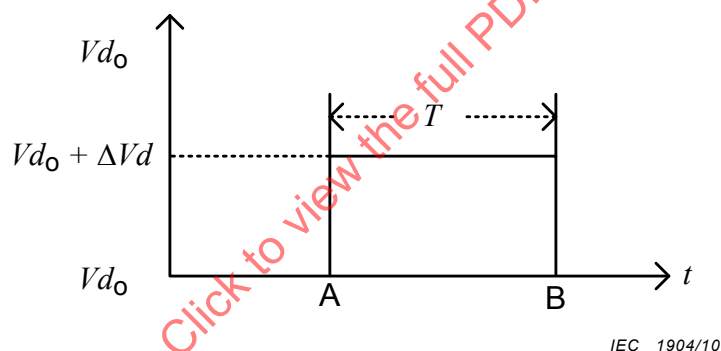


Figure 8 – Essai de réponse indicielle de la commande de tension continue au niveau de l'onduleur

6.5.2.4.5 Régulateur de courant de l'onduleur (régulateur de marge de courant)

Au cours de cet essai, il convient que le redresseur soit en mode de commande d'angle d'allumage constant ($\alpha_{\min}$) et que l'onduleur soit en mode de fonctionnement à courant constant. Un changement de pas du rang de courant (décrit sur la Figure 9) est appliqué au niveau de l'entrée du régulateur de courant de l'onduleur. La durée du pas (T) est suffisamment longue pour assurer une stabilité de fonctionnement après son application, qui est décrite comme suit:

- Il convient que le niveau de rang de courant choisi (I_o) avant le changement de pas garantisse qu'aucune limite n'est rencontrée au cours de l'élévation du rang de courant (ΔI).

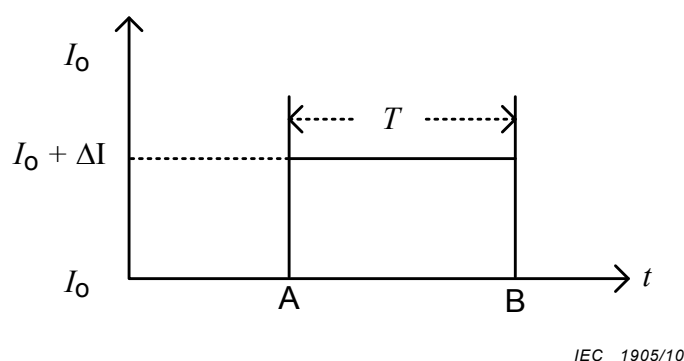


Figure 9 – Essai de réponse indicielle de la commande de courant au niveau de l'onduleur

6.5.2.5 Régulateur d'angle d'extinction du redresseur

Afin de régler avec précision le régulateur d'angle d'extinction au niveau de l'onduleur, deux situations peuvent être prises en considération:

- En cas de système de transmission dans lequel la direction de l'énergie est toujours constante, et plus particulièrement dans lequel une borne est toujours un redresseur et l'autre est toujours un onduleur. La fonction de ce régulateur est limitée à la situation dans laquelle un retard forcé est appliqué. Il convient que la réponse du régulateur soit vérifiée au cours de l'application d'un retard forcé.
- Dans le cas d'un système CCHT dans lequel une inversion de puissance est utilisée, il convient que l'optimisation du régulateur au niveau de la seconde borne soit effectuée au cours de la transmission dans la direction d'alimentation inverse.

6.5.2.6 Régulateur de puissance constante

Afin d'optimiser ce régulateur, un changement de pas du rang de puissance (ΔP) est appliqué (Figure 10), et est décrit comme suit:

- Il convient que la durée du pas appliqué (T) soit suffisamment longue pour permettre une stabilité de fonctionnement.
- Il convient que le niveau de rang de puissance choisi (P_0) avant le changement de pas garantisse que, au cours de l'élévation du rang de puissance (ΔP), aucune limite ne soit rencontrée.
- Il convient que le pas de ΔP choisi garantisse que le changement du rang de courant dépasse la marge de courant.
- Des essais additionnels avec un ΔP moins élevé peuvent être effectués afin de vérifier l'instabilité et l'interaction avec les autres boucles d'asservissement.

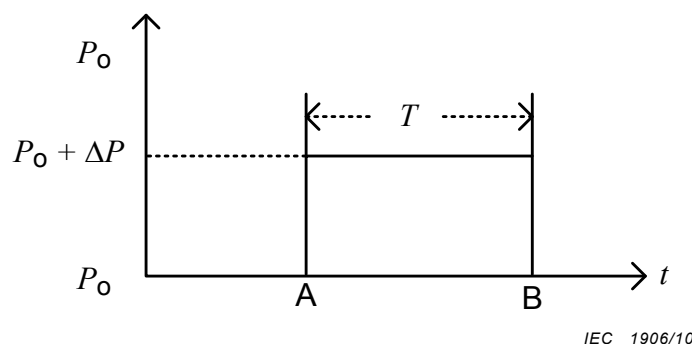


Figure 10 – Essai de réponse indicielle de la commande de puissance au niveau du redresseur

6.5.2.7 Critères d'acceptation de l'essai

Les critères d'acceptation de l'essai sont les suivants:

- a) Les performances du régulateur sont stables et satisfaisantes.
- b) Tous les paramètres du système de commande doivent être similaires à ceux obtenus au cours des essais hors site. En cas d'écarts entre le système à courant continu réel et les essais hors site, il convient que ceux-ci soient expliqués.
- c) L'optimisation doit garantir que la réponse du système à courant continu au changement de pas est un dépassement le plus faible possible et une durée d'établissement la plus courte possible.
- d) Aucune instabilité ne doit se produire au cours des essais de réponse indicielle.

6.5.3 Transfert du mode de commande

6.5.3.1 Généralités

Le transfert de mode de commande basique (voir 7.2) peut être divisé en deux grands types:

- a) du mode de commande à puissance constante au mode de commande à courant constant et inversement au niveau du convertisseur ;
- b) du mode de commande à angle d'extinction constant ou du mode de commande à tension continue constante au mode de commande à courant constant et inversement au niveau de l'onduleur.

En cas de recours à des modes de commande additionnels pour des applications particulières, il convient que le transfert de mode de commande soit soumis à des essais par rapport à l'application particulière. Il convient cependant que les critères d'essai soient similaires à ce qui a été décrit ici.

Les systèmes CCHT sont généralement utilisés en mode de commande à puissance constante.

Dans certaines conditions, le mode de commande doit passer du mode de commande à puissance constante au mode de commande à courant constant. Avec le niveau de commande pôle, une configuration classique consiste à faire fonctionner le redresseur en mode de commande à courant constant et l'onduleur en mode de commande à angle d'extinction constant.

Il est courant que l'onduleur soit également équipé d'un régulateur de courant constant. Dans certaines conditions du système à courant alternatif, un passage du mode de commande à angle d'extinction constant au mode de commande à courant constant et inversement est nécessaire au niveau de l'onduleur.

6.5.3.2 Objectif de l'essai

Vérifier la fonction des différents modes de commande et les performances de passage à ces différents modes.

6.5.3.3 Conditions préalables de l'essai

Les conditions préalables de l'essai sont les suivantes:

- a) Il convient que les essais hors site du système de commande aient été effectués.
- b) Il convient que les essais des unités de conversion aient été effectués.
- c) Il convient que les essais des séquences de démarrage/d'arrêt aient été effectués.
- d) Il convient que les essais des séquences de protection aient été effectués.
- e) Il convient que le système de télécommunication soit en service.