

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

Rotating electrical machines –

Part 3: Specific requirements for synchronous generators driven by steam turbines or combustion gas turbines and for synchronous compensators

Machines électriques tournantes –

Partie 3: Exigences spécifiques pour les alternateurs synchrones entraînés par des turbines à vapeur ou par des turbines à gaz et pour les compensateurs synchrones

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60034-3:2020



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2020 IEC, Geneva, Switzerland

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

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

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

Tel.: +41 22 919 02 11
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 corrigendum or an amendment might have been published.

IEC publications search - webstore.iec.ch/advsearchform

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 It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

IEC Customer Service Centre - webstore.iec.ch/csc

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

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary on electrotechnology, containing more than 22 000 terminological entries in English and French, with equivalent terms in 16 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

IEC Glossary - std.iec.ch/glossary

67 000 electrotechnical terminology entries in English and French extracted from the Terms and Definitions clause of IEC publications issued since 2002. Some entries have been collected from earlier publications of IEC TC 37, 77, 86 and CISPR.

A propos de l'IEC

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

A propos des publications IEC

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

Recherche de publications IEC -

webstore.iec.ch/advsearchform

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

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

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

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire d'électrotechnologie en ligne au monde, avec plus de 22 000 articles terminologiques en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans 16 langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) en ligne.

Glossaire IEC - std.iec.ch/glossary

67 000 entrées terminologiques électrotechniques, en anglais et en français, extraites des articles Termes et Définitions des publications IEC parues depuis 2002. Plus certaines entrées antérieures extraites des publications des CE 37, 77, 86 et CISPR de l'IEC.

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

Rotating electrical machines –

Part 3: Specific requirements for synchronous generators driven by steam turbines or combustion gas turbines and for synchronous compensators

Machines électriques tournantes –

Partie 3: Exigences spécifiques pour les alternateurs synchrones entraînés par des turbines à vapeur ou par des turbines à gaz et pour les compensateurs synchrones

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 29.160.01

ISBN 978-2-8322-8084-3

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	5
1 Scope	7
2 Normative references	7
3 Terms and definitions	8
4 General	8
4.1 General rules	8
4.2 Rated conditions	9
4.2.1 Generators	9
4.2.2 Compensators	9
4.3 Rated voltage	9
4.4 Power factor	9
4.5 Rated speed	10
4.6 Ranges of voltage and frequency	10
4.7 Direction of rotation	11
4.8 Stator winding, output voltage	11
4.9 Winding insulation	11
4.9.1 Insulation systems, thermal class	11
4.9.2 Withstand voltage tests	11
4.10 Insulation against shaft current	12
4.11 Overspeed test	12
4.12 Critical speeds	12
4.13 <i>P-Q</i> capability diagram	12
4.14 Overcurrent requirements	14
4.14.1 General	14
4.14.2 Stator current	14
4.14.3 Rotor field current	14
4.15 Unbalanced currents and current harmonics capability	15
4.15.1 Negative sequence current	15
4.15.2 Current harmonics	15
4.16 Sudden short circuit	16
4.17 Synchronisation	16
4.18 Short circuit ratio (SCR)	17
4.19 Direct axis transient and subtransient reactances	17
4.20 Tolerances on short circuit ratio and direct axis transient and subtransient reactances	17
4.21 Mechanical conditions for rotors	17
4.21.1 Number of starts	17
4.21.2 Turning gear operation	18
4.22 Coolers	18
5 Air-cooled generators or compensators	18
5.1 General	18
5.2 Cooling system	18
5.3 Temperature of primary coolant	19
5.3.1 General	19
5.3.2 Temperature detectors	19
6 Hydrogen-cooled or liquid-cooled generators or compensators	19

6.1	General.....	19
6.2	Hydrogen pressure and purity in the casing	19
6.3	Machine housing and cover plates	20
6.4	Stator winding terminals.....	20
6.5	Temperature of primary coolants, temperatures and temperature rises	20
6.6	Temperature detectors.....	20
6.7	Auxiliary systems	21
7	Generators for combustion gas turbines or combined cycle applications	21
7.1	General.....	21
7.2	Service conditions.....	21
7.2.1	General	21
7.2.2	Primary coolant temperature.....	22
7.2.3	Number of starts.....	22
7.2.4	Application of load	22
7.3	Rated output	22
7.4	Capabilities	22
7.4.1	General	22
7.4.2	Base capability	22
7.4.3	Temperature rise and temperatures at base capability	24
7.4.4	Peak capability	24
7.5	Rating plate	25
7.6	Temperature tests.....	25
Annex A	(normative) Precautions to be taken when using hydrogen- cooled synchronous generators or compensators	26
A.1	General.....	26
A.2	Hydrogen purity	26
A.3	Normal operating conditions.....	26
A.4	Protective measures for sliprings and coupled exciters	26
A.5	Auxiliary equipment	27
A.5.1	General	27
A.5.2	Degassing tanks	27
A.5.3	Gas dryer	27
A.5.4	Instrumentation, control devices	27
A.5.5	Electrical connections	27
A.5.6	Containment of hydrogen.....	28
A.5.7	Accumulation of hydrogen-air mixture	29
A.5.8	Vent pipes	29
A.5.9	Adjacent area	29
A.6	Operation of the generator and its auxiliary equipment.....	29
A.6.1	Sources of ignition	29
A.6.2	Hydrogen-air mixture	29
A.6.3	Air or hydrogen displacement	29
A.6.4	Seal oil supply and hydrogen pressure	30
A.6.5	Gas tightness	30
A.6.6	Water system	31
A.7	Guidance for adequate ventilation.....	31
Bibliography		33
Figure 1	– Operation over ranges of voltage and frequency	10

Figure 2 – Typical P - Q capability diagram of a generator	13
Figure 3 – Typical generator capability curves	23
Figure A.1 – Example of a large hydrogen supply unit feeding one or more generators (simplified diagram)	32

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60034-3:2020

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

ROTATING ELECTRICAL MACHINES –

**Part 3: Specific requirements for synchronous generators
driven by steam turbines or combustion gas turbines
and for synchronous compensators**

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 60034-3 has been prepared by IEC technical committee 2: Rotating machinery.

This seventh edition cancels and replaces the sixth edition published in 2007. This edition constitutes a technical revision.

This edition includes the following significant technical changes with respect to the previous edition:

- a) title modified;
- b) scope extended to synchronous compensators;
- c) rotor overcurrent requirements added;
- d) impact of stator harmonics on rotor unbalanced load capability introduced;
- e) synchronisation requirements added;

- f) adjustments of temperatures or temperature rise revised for gas turbine applications;
- g) requirements for auxiliaries updated.

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

FDIS	Report on voting
2/1987/FDIS	2/1993/RVD

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

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

A list of all parts of IEC 60034 series, published under the general title *Rotating electrical machines*, can be found on the IEC website.

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

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

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60034-3:2020

ROTATING ELECTRICAL MACHINES –

Part 3: Specific requirements for synchronous generators driven by steam turbines or combustion gas turbines and for synchronous compensators

1 Scope

This part of IEC 60034 applies to large three-phase synchronous generators, having rated outputs of 10 MVA and above driven by steam turbines or combustion gas turbines. Also included are synchronous Mvar compensators of the same output range connected to a grid for the purpose of exchanging reactive power.

This document supplements basic requirements for rotating machines given in IEC 60034-1.

Common requirements are specified together with specific requirements for air, hydrogen or liquid cooled synchronous generators or compensators.

This document also gives the precautions to be taken when using hydrogen cooled generators including:

- rotating exciters driven by synchronous generators;
- auxiliary equipment needed for operating the generators;
- parts of the building where hydrogen might accumulate.

These requirements also apply to a synchronous generator driven by both a steam turbine and a combustion gas turbine as part of a single shaft combined cycle unit.

These requirements do not apply to synchronous generators driven by water (hydraulic) turbines or wind turbines.

NOTE The precautions taken when using hydrogen are valid for all cases where hydrogen is used as a coolant.

2 Normative references

The following documents are referred to in the text in such a way that some or all of their content constitutes requirements of this document. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

IEC 60034-1:2017, *Rotating electrical machines – Part 1: Rating and performance*

IEC 60034-4-1, *Rotating electrical machines – Part 4-1: Methods for determining electrically excited synchronous machine quantities from tests*

IEC 60045-1, *Steam turbines – Part 1: Specifications*

IEC 60079 (all parts), *Explosive atmospheres*

IEC 60085, *Electrical insulation – Thermal evaluation and designation*

3 Terms and definitions

For the purposes of this document, the terms and definitions given in IEC 60034-1 and the following apply.

ISO and IEC maintain terminological databases for use in standardization at the following addresses:

- IEC Electropedia: available at <http://www.electropedia.org/>
- ISO Online browsing platform: available at <http://www.iso.org/obp>

3.1

grid

public electrical network or local (e.g. industrial) network, which is connected to the generator or compensator either directly or through a transformer

3.2

synchronous generator

large synchronous machine driven by steam or gas turbines which converts mechanical energy into electrical energy and supplies it to an electrical grid

Note 1 to entry: Generators can also provide reactive power to the grid. The driving unit itself or additional equipment is used to start up the generating unit.

3.3

synchronous compensator

large synchronous machine electrically coupled to the grid but not exchanging mechanical energy through the shaft during steady state operation

Note 1 to entry: Reactive power is supplied to the grid or imported to the compensator by means of adjusting the field current.

Note 2 to entry: The losses are covered by the grid. A compensator needs a start-up device, which accelerates the unit to operating speed or can be started asynchronously if design is appropriate.

Note 3 to entry: Synchronous compensators are commonly named synchronous condensers.

3.4

mechanical start

change in speed from zero or turning gear speed to rated speed

3.5

turning gear operation

rotation at low speed to avoid undesirable bending of turbine- and/or generator/compensator-rotors due to uneven circumferential temperature distribution

4 General

4.1 General rules

Turbine driven synchronous generators and synchronous compensators shall fulfil the basic requirements for rotating machines specified in IEC 60034-1 unless otherwise specified in this document.

Wherever there is reference to an agreement in this document, it shall be understood as an agreement between manufacturer and purchaser.

4.2 Rated conditions

4.2.1 Generators

The rated conditions of a generator are given by the rated values of:

- the apparent power;
- frequency;
- voltage;
- power factor;
- primary coolant temperature (40°C unless otherwise agreed upon);
- field current and field voltage (see also 4.2.2);

and where applicable:

- site altitude;
- hydrogen pressure with indication whether the figure is to be interpreted as absolute or gauge pressure;
- range of hydrogen purity, see IEC 60034-1.

4.2.2 Compensators

The rated conditions of a compensator are basically the same as those of a generator but with different definitions of apparent power and power factor.

- The rated apparent power consists mainly of the maximum continuous reactive output at rated voltage when the machine is overexcited, and of a small amount of active power delivered to the compensator.
- The rated power factor is close to zero, reflecting mainly the maximum reactive power and the losses compensated by the grid.

For compensators, the range of reactive power shall be agreed upon.

NOTE During operation, the field current of a generator or compensator is adjusted depending on the demand of reactive power. Generator/compensator rated field current and field voltage are those values needed to operate the generator/compensator at rated conditions. Generator/compensator modelling studies can require base values for field current and field voltage other than rated.

4.3 Rated voltage

The rated voltage shall be agreed upon.

4.4 Power factor

The power factor of a generator shall be agreed upon. Standardised rated power factors at the generator terminals are 0,8, 0,85 and 0,9 overexcited.

It is recommended that the generator be capable of providing a power factor of 0,95 underexcited at rated active power output.

NOTE The lower the rated power factor the larger the generator will be.

The rated power factor should reflect the demand on reactive power overexcited at rated active power output including some margin.

The power factor of a synchronous compensator deviates from zero only by an amount, which depends on the losses compensated by the grid.

4.5 Rated speed

Synchronous generators or compensators are typically connected to a grid with a fundamental operating frequency of 50 Hz or 60 Hz.

The rated speed is:

$3\,000/p \text{ min}^{-1}$ for 50 Hz generators or compensators;

$3\,600/p \text{ min}^{-1}$ for 60 Hz generators or compensators;

where p is the number of pole pairs.

4.6 Ranges of voltage and frequency

Synchronous generators and compensators shall be capable of continuous rated output at the rated power factor over the ranges of $\pm 5\%$ in voltage and $\pm 2\%$ in frequency, as defined by the shaded area of Figure 1.

The temperature rise limits in Tables 8 and 9 of IEC 60034-1:2017, or the temperature limits in Table 13 of IEC 60034-1:2017 shall apply at the rated voltage and frequency.

Continuous operation at rated output at certain parts of the boundary of the shaded area may cause additional temperature rise of up to approximately 10 K.

Generators or compensators will also carry output at rated power factor within the ranges of $\pm 5\%$ in voltage and -5% to $+3\%$ in frequency, as defined by the outer boundary of Figure 1, but temperature rises will be further increased. Therefore, operation outside the shaded area should be limited in extent, duration and frequency of occurrence in order to minimize the reduction of lifetime due to thermal effects. The output should be reduced or other corrective measures taken as soon as practicable.

Potentially required operation outside the dashed borderline of Figure 1 shall be the subject of an agreement.

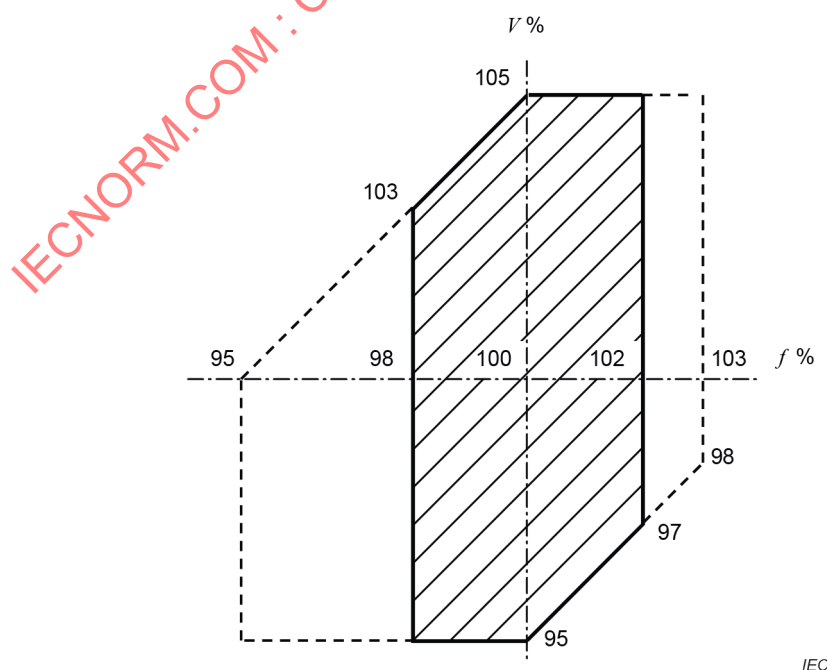


Figure 1 – Operation over ranges of voltage and frequency

NOTE Overvoltage together with low frequency, or low voltage with over-frequency, are considered to be unlikely operating conditions. The former condition most likely increases the temperature rise of the field winding. Figure 1 shows operation in these quadrants restricted to conditions that will cause the generator or compensator and its transformer to be over- or under-fluxed by approximately 5 %. Margins of excitation and of stability will be reduced under some of the operating conditions shown. With the operating frequency deviating from the rated frequency, effects outside the generator or compensator can become important and will be considered. For example: the turbine manufacturer will specify permissible ranges of frequency and corresponding operating periods. Also, a certain range of permissible operating voltages and frequencies can apply to auxiliary equipment.

4.7 Direction of rotation

The direction of rotation shall be shown on the machine or on its rating plate, and the time-phase sequence of the stator voltage shall then be indicated by marking the terminals in the sequence in which their voltages reach maximum, for example, U_1 , V_1 , W_1 .

NOTE Terminal markings may not be consistent with IEC 60034-8.

For generators having one driven end, this shall be the reference end for the direction of rotation.

For generators driven on both ends, the end of the more powerful drive shall be the reference end. In case of comparable drive power on either end, the end opposite to the excitation terminals shall be the reference end for the direction of rotation.

The reference end of synchronous compensators shall be the end opposite to the excitation terminals.

The sense of rotation (clockwise or counter-clockwise) shall be defined when facing the rotor from the reference side.

The phase sequence of the generator or compensator shall coincide with the phase sequence of the grid to which the generator or compensator is to be connected.

4.8 Stator winding, output voltage

Unless otherwise agreed upon, the stator winding shall be arranged in star configuration. All phase ends shall be accessible from outside of the casing. The arrangement of the electrical terminals shall be agreed upon.

Output voltage is defined as the line to line voltage of the stator winding.

4.9 Winding insulation

4.9.1 Insulation systems, thermal class

The stator winding as well as the field winding shall be insulated with appropriate insulating systems. An insulation system includes the necessary combinations of insulating materials around the electrical conductors.

Insulation systems used for the windings of a generator or compensator shall be classified according to IEC 60085. Thermal class 130 (B) or higher shall be applied.

NOTE The term “winding” includes the coils and all electrical connections between coils and terminals.

4.9.2 Withstand voltage tests

Withstand voltage tests shall be in accordance with IEC 60034-1:2017, 9.2.

4.10 Insulation against shaft current

Suitable precautions shall be taken to prevent harmful flow of shaft current and to earth the rotor shaft adequately. A turbine-generator shaft shall be earthed at a shaft position close to the reference end of the generator. Shaft voltage spikes caused by static excitation with controlled rectifiers shall be kept down by suitable means to non-critical values. These spikes can cause damage, for example to the bearing Babbitt, by breaking through the bearing oil film.

Requirements for bearing insulation resistance to be measured during operation of the generator or compensator shall be agreed upon at the time of purchase.

4.11 Overspeed test

Rotors, i.e. main shaft and if applicable slip ring shaft or exciter shaft, shall each be tested completely assembled at 1,2 times rated speed for 2 min.

If rotor fan blades are not assembled to avoid larger windage loss at overspeed test, this can be acceptable when the mechanical strength is assured by traceability of the material which would be proven by mill test report and non-destructive test report for design requirements.

The purpose of the rotor over-speed test is verifying the mechanical integrity of the rotor. This test is not intended to indicate the in-service operating capability of the machine. The in-service over-speed withstand capability of the generator/compensator and the frequency with which such an over-speed may be applied depends upon the design of the generator or compensator. It is necessary to consider carefully any in-service over-speed conditions which could result from sudden disconnection of full load for example. Any particular requirements shall be agreed upon.

4.12 Critical speeds

Critical speeds shall not cause unsatisfactory operation of the combined generator-/turbine-shaft train within the speed-/frequency-range corresponding to IEC 60045-1 or agreed upon otherwise. This also applies to compensator rotors.

If generator and turbine are purchased from different manufacturers, there shall be an agreement on which party is responsible for achieving the desired performance of the combined turbine/generator shaft line including exchange of turbine and generator shaft data.

4.13 *P-Q* capability diagram

For generators, the manufacturer shall supply a *P-Q* capability diagram indicating the limits of operation. The *P-Q* diagram shall be drawn for operation at rated conditions. A typical *P-Q* diagram is shown in Figure 2; its boundaries are set by the following limitations:

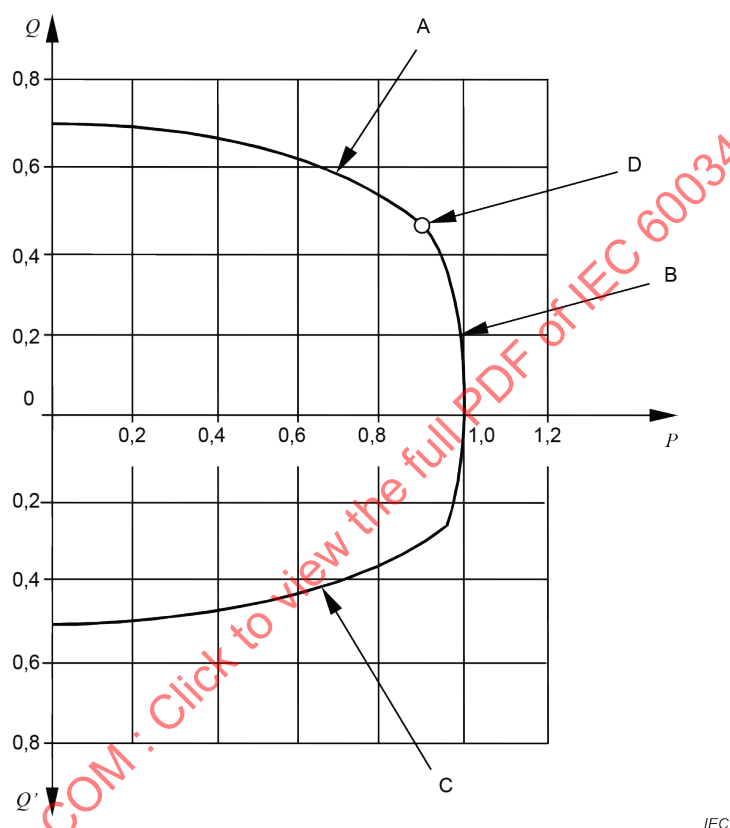
- curve A represents operation with constant rated field current and therefore with approximately constant temperature rise of the field winding;
- curve B represents constant rated stator current and consequently approximately constant temperature rise of the stator winding;
- curve C represents limits due to the temperatures of the core end parts. In many cases this line is also shown as constrained by stability considerations, determination of which requires knowledge of the power system to which the machine will be connected. Such power system data is frequently unavailable or insufficient when a "synchronous machine only *P-Q* diagram" is created. Hence, it is common for line C on the *P-Q* diagram, for a machine alone, to be drawn showing any absolute limits required to protect core end parts and showing further stability factor constraints for illustration purposes only.

Additional diagrams may be provided for operation at agreed conditions, for instance at reduced cooling or, where applicable, at hydrogen pressures other than rated.

For synchronous compensators no P - Q capability applies.

If a particular generator or motor with existing P - Q capability is used as a synchronous compensator, the available output range of reactive power can be understood as the line between the intersection of the Q -axis and curve A and the intersection of the Q -axis and curve C of the P - Q diagram. The losses compensated by the grid would cause a slight shift of the operating point towards negative values on the P -axis.

The generator should be operated within the boundaries of the diagram at the applicable cooling conditions. Operation outside these boundaries will shorten the life of the generator.



Key

- | | | | |
|---|--|------|----------------------------|
| A | limited by field winding temperature | P | per unit kW |
| B | limited by stator winding temperature | Q | per unit kvar overexcited |
| C | limited by the temperatures of the core-end parts or by steady state stability, including margin to theoretical limits | Q' | per unit kvar underexcited |
| D | rated output | | per unit kVA |

Figure 2 – Typical P - Q capability diagram of a generator

NOTE 1 Figure 2 can contain other operational limits such as maximum turbine limits or minimum excitation limits.

NOTE 2 Figure 2 can be supplemented with isolines of constant efficiency.

NOTE 3 It is understood that Figure 2 gives the permissible load points with all limiters of the automated voltage regulator (AVR) engaged.

NOTE 4 Increases in renewable energy generation and the consequent frequent changes of load points of synchronous machines can impact the lifetime of the machine.

4.14 Overcurrent requirements

4.14.1 General

Subclauses 4.14.2 and 4.14.3 are primarily intended to ensure that the generator can provide sufficient current without damage during short circuit conditions. It is not a requirement that rated voltage be maintained during this condition.

It is recognized that stator temperatures will exceed rated load values under these conditions, and therefore the generator or compensator design is based upon the assumption that the number of operations at these limiting conditions will not exceed two per year.

It is not intended by this document to test this severe condition for compliance.

4.14.2 Stator current

Generators or compensators with rated outputs up to 1 200 MVA shall be capable of carrying, without damage, a stator current of 1,5 per unit (p.u.) for 30 s, starting from stabilized temperatures at rated conditions, defining certain additional heat.

Other combinations of stator overcurrent and time, which add the same additional heat to the heat caused by rated stator current, shall be permissible.

Thus, for generators/compensators up to 1 200 MVA,

$$(i^2 - 1)t = 37,5 \text{ s}$$

where

i is the stator current per unit (I/I_N);

I is the stator current;

I_N is the rated stator current;

t is its duration in seconds.

This formula shall apply for values of t between 10 s and 120 s.

For ratings greater than 1 200 MVA, agreement shall be reached on a time duration less than 30 s, decreasing as the rating increases, to a minimum of 15 s, the current remaining at 1,5 per unit for all ratings.

4.14.3 Rotor field current

The rotor winding shall be capable of carrying a rotor current of 1,25 per unit (p.u.) for 60 s, starting from stabilized temperatures at rated conditions, defining certain additional heat.

Other combinations of rotor overcurrent and time shall be permissible, which add the same additional heat to the heat caused by rated field current.

$$(i_f^2 - 1)t = 33,75 \text{ s}$$

where

i_f is the rotor field current per unit (I_f/I_{fN});

I_f is the rotor field current;

I_{fN} is the rated rotor field current;

t is its duration in seconds.

This formula shall apply for values of t between 10 s and 120 s.

4.15 Unbalanced currents and current harmonics capability

4.15.1 Negative sequence current

IEC60034-1:2017, Table 2, defines limitations for the unbalanced load of synchronous machines:

- continuous negative phase sequence currents I_2/I_N ;
- short-time capability $(I_2/I_N)^2 t$

assuming phase currents having fundamental frequency only and with I_2 as the negative sequence current based on these fundamentals.

4.15.2 Current harmonics

If harmonics of the fundamental frequency with significant levels are present in the stator phase currents, additional currents will be induced in the damper circuit, for example on the rotor surface, in the rotor damper winding, rotor wedges and retaining rings. The determination of withstanding unbalanced load has to take these effects into account.

NOTE 1 Stator current harmonics can also generate unwanted harmonics in the air-gap torque and additional losses in the stator winding and the core.

Keeping the limitations of IEC60034-1, the impact of the current harmonics onto the unbalanced load capability can be determined with an equivalent current I_{2eq} as follows:

$$I_{2eq} = \sqrt{I_2^2 + \sum_n \sqrt{\frac{n+i}{2}} I_n^2}$$

where

n is the order of the harmonics (typically an odd integer not divisible by 3) and

$i = +1$, if $n = 5, 11, 17$, etc. $i = -1$, if $n = 7, 13, 19$, etc.

I_n is the RMS value of the harmonic current with order n ;

I_2 is the RMS value of the negative sequence component of the fundamental phase currents;

I_{2eq} is the equivalent overall negative sequence RMS current.

NOTE 2 The formula takes the influence of frequencies on the resistances of damper windings into account.

The relative equivalent negative phase current I_{2eq}/I_N shall not exceed the limits of I_2/I_N given in IEC 60034-1 unless agreed otherwise (with I_N rated stator current).

The harmonic content of I_{2eq} is obtained by setting $I_2 = 0$ in the formula. If the harmonic content of I_{2eq}/I_N is expected to exceed 25 % of the acceptable levels given in IEC 60034-1:2017, Table 2, the manufacturer shall be made aware of the anticipated levels and frequencies of the current harmonics. The manufacturer shall decide whether additional design measures are required.

4.16 Sudden short circuit

The generator or compensator shall be designed to withstand a short circuit of any kind at its terminals "without failure", while operating at rated load and 1,05 p.u. rated voltage, assuming the maximum phase current is limited by external means to a value which does not exceed the maximum phase current obtained from a sudden three-phase short circuit. "Without failure" means that the machine shall not suffer damage that causes it to trip out of service, though some deformation of the stator winding or loosening of end winding blockings might occur.

If it is agreed that a sudden short circuit test shall be made on a new machine, it shall be done as follows:

On agreement, a full dielectric acceptance test shall precede the short circuit test.

A generator or compensator that is to be connected directly to the grid shall have a three-phase short circuit applied at its terminals when excited to rated voltage on no-load.

A generator or compensator intended for connection to the grid through a transformer shall be tested with a reduced voltage at the terminals. The test voltage shall be agreed on and preferably chosen so that the same stator current is produced as would result in service from a three-phase sudden short circuit applied at the high voltage terminals of the transformer.

This test shall be considered successful if the generator or compensator is subsequently judged to be fit for service without repairs or with only "minor repairs" to its stator windings, and if it withstands a high-voltage test of 80 % of the value specified in IEC 60034-1 for a new machine. The term "minor repairs" implies some attention to deformation or loosening of stator windings or end-winding bracing structures as well as to applied insulation, but does not imply replacement of coils.

Abnormal high currents and torques can occur as a result of a short circuit close to the generator or compensator in service, or of clearance and re-closure of a more distant fault, or of faulty synchronizing. If such conditions imposed severe overcurrents, the machine should be examined thoroughly, with particular attention to the stator windings. Any loosening of supports or packings should be made good before returning the generator or compensator to service, in order to avoid consequential damage caused by vibration. Checks for possible shaft balance changes and deformation of the coupling bolts and couplings are also recommended.

4.17 Synchronisation

Before connecting a generator or compensator to the grid by means of a breaker, the generator or compensator voltages shall coincide very closely with the grid voltages in order to avoid impermissible overcurrents and torques. This is achieved by adjusting carefully the speed and excitation of the generator or compensator.

The manufacturer of the generator or compensator shall provide information about maximum permissible deviations of the amplitudes, frequency and phase of the generator or compensator voltages with respect to the grid voltages. The closing time of the breaker shall be taken into account as well.

NOTE 1 Permissible deviations mainly depend on the reactances of the generator or compensator and also on the properties of the shaft train.

Faulty synchronisation can severely damage a generator or compensator. Each faulty synchronisation shall immediately trip the generator or compensator off-line. Most critical are faulty synchronisations that occur with a phase error between 120° and 180°, which cause extremely high torques and currents. Inspection of the stator winding and the shaft train is required after a faulty synchronisation. Only if all repairs are done, the generator or compensator will be fit for service.

NOTE 2 Among others, repairs can include partial or total rewind of the stator winding, re-tightening/replacement of bracing structures, exchange of coupling parts or even rotor replacement.

4.18 Short circuit ratio (SCR)

For machines of all sizes and types of cooling covered by this document, the value of the short circuit ratio shall be not less than 0,35 at rated operating conditions. A higher value of SCR may be specified (for example by a grid demand). However, for a given cooling system, this may require a significant increase in generator/compensator size causing higher expenditure in manufacturing and transportation. A higher value of SCR also requires increased field current and causes higher losses. Any value higher than 0,35 shall therefore be agreed upon.

Reactive underexcited output should not be demanded indirectly by the SCR since available underexcited output and steady state stability depend on the particular design of a generator.

NOTE 1 Especially with large generators, only limited SCR figures can be achievable with reasonable generator designs. This can conflict with grid code requirements.

NOTE 2 Very often $SCR \geq 0,5$ is specified without explaining this requirement. In older standards high SCR figures were intended to accelerate the response on load changes, assuming slow field controls. It is more reasonable to compensate load changes by taking advantage from modern exciters and fast-acting field controls.

4.19 Direct axis transient and subtransient reactances

If the direct axis transient or subtransient reactances are specified with regard to operating conditions, the following values shall be agreed additionally:

- a minimum value of the direct axis subtransient reactance at the saturation level of rated voltage;
- a maximum value of the direct axis transient reactance at the unsaturated conditions of rated current.

Since the two reactances depend to a great extent on common fluxes, it needs to be ensured that the numerically high limit of the subtransient reactance is not set too close to the numerically low limit of the transient reactance.

If the value of the direct axis subtransient reactance is not specified, it shall be not less than 0,1 p.u. at the saturation level corresponding to rated voltage.

The value of each of these reactances may be specified and agreed upon at another saturation level in accordance with IEC 60034-4-1. If it is agreed that values are to be determined by tests, tests shall be conducted in accordance with IEC 60034-4-1.

4.20 Tolerances on short circuit ratio and direct axis transient and subtransient reactances

Where limiting values of this document or other limits have been specified or agreed upon, there shall be no negative tolerance on minimum values and no positive tolerance on maximum values. A positive tolerance on minimum values and a negative tolerance on maximum values of 30 % shall apply.

If values are specified but not declared to be limits, they shall be regarded as rated values and shall be subject to a tolerance of ± 15 %. If no values have been specified by the purchaser, the manufacturer shall provide values with a tolerance of ± 15 %.

4.21 Mechanical conditions for rotors

4.21.1 Number of starts

Unless otherwise agreed upon, the rotor shall have a mechanical design capable of withstanding during its lifetime:

- not less than 3 000 starts;
- rotors designed for regular start-stop duties, such as daily service: not less than 10 000 starts.

4.21.2 Turning gear operation

Turning gear operation of a turbine generator set may be required primarily out of prime mover needs. Turning gear operation may also be necessary to avoid impermissible bending of the generator/compensator rotor. Prolonged turning gear operation can make the rotor susceptible to damage and should be limited. If a longer turning gear operation is considered, additional measures for minimizing harmful effects shall be agreed upon.

4.22 Coolers

Unless otherwise agreed upon, coolers shall be suitable for cold water intake temperatures up to 32 °C and a working pressure of not less than:

- 2,7 bar absolute (270 kPa) for air cooled generators or compensators;
- 4,5 bar absolute (450 kPa) for hydrogen and liquid cooled generators or compensators;

The test pressure shall be 1,5 times the maximum working pressure, and shall be applied for 15 min.

If the water pressure in the cooler is controlled by a valve or pressure-reducing device connected to a water supply of higher pressure than the working pressure of the cooler, the cooler shall be designed for the higher pressure, and tested at 1,5 times the higher pressure value, unless otherwise agreed upon. The pressure of the water supply shall be specified by the purchaser.

For cleaning and maintenance purposes, coolers shall comprise several elements. If one element is out of service, the unit shall be capable of carrying at least two-thirds (or, by agreement, another fraction) of rated load continuously without exceeding the permissible temperatures of the active parts of the generator/compensator. Under these conditions, the primary coolant temperature may be higher than the design value. A cooler of a hydrogen- or liquid- cooled machine may be subject to gas pressure without water pressure applied, for example during maintenance or while purging the casing of gas. Coolers for these applications shall therefore be designed for a differential pressure of 8 bar (800 kPa) on the gas side.

NOTE Admixture of chemicals to the water, for example salts or glycol, can aggravate the cooling capability.

5 Air-cooled generators or compensators

5.1 General

Clause 5 applies to generators or compensators, the active parts of which are cooled by air, either directly or indirectly or by a combination of the two methods.

5.2 Cooling system

The preferred system of ventilation is a closed air circuit. If an open air system is specified or agreed upon, contamination of the ventilation passages with dirt shall be avoided in order to prevent the machine from overheating and to minimise pollution of the insulated surfaces.

If excitation is provided by means of slip rings, they shall be ventilated separately in order to avoid contaminating the generator and exciter with carbon dust.

5.3 Temperature of primary coolant

5.3.1 General

Compensators or generators other than those driven by gas turbines or for combined cycle applications shall be in accordance with IEC 60034-1.

If the maximum temperature of the ambient air, or of the primary cooling air where an air-to-water cooler is used, differs from 40 °C, the relevant clauses of IEC 60034-1 apply.

Particular requirements for generators driven by gas turbines are given in 7.2 and 7.3.

5.3.2 Temperature detectors

In order to monitor the temperature of the stator winding, at least six embedded temperature detectors (ETDs) shall be supplied in accordance with IEC 60034-1.

The number of temperature detectors in the air intakes to the generator shall be agreed upon.

6 Hydrogen-cooled or liquid-cooled generators or compensators

6.1 General

Clause 6 applies to generators or compensators the active parts of which are cooled directly or indirectly by hydrogen or liquid, or by a combination of both. In some machines a gas other than hydrogen may be used. If so, the same rules apply where appropriate. Precautions to be taken for hydrogen-cooled machines and their auxiliaries are given in Annex A.

Machines with direct hydrogen cooling are normally not allowed to operate under air cooling condition to avoid excessive temperature rises inside these windings.

6.2 Hydrogen pressure and purity in the casing

The manufacturer shall indicate the absolute hydrogen pressure and purity within the casing, at which the generator produces its rated output.

The following absolute values of hydrogen pressure are preferred:

bar	2	3	4	5	6	7
kPa	200	300	400	500	600	700

It is recognized that a conversion from absolute pressure to local gauge pressure is required. The reduced ambient air pressure at altitudes exceeding 1 000 m above sea level shall be taken into account when designing the auxiliaries.

Hydrogen-cooled machines shall be capable of operating at rated output with a coolant containing 95 % or greater hydrogen by volume, but not necessarily in accordance with the temperature requirements.

Operation at rated output and reduced hydrogen pressure can shorten insulation life. Reduction of load is recommended under such conditions.

If a generator or compensator with a water-cooled stator winding is operated at reduced hydrogen pressure, the maximum water pressure within the winding can become higher than the hydrogen pressure. In case of a damaged water circuit, water can leak into the hydrogen-filled interior of the machine. This can cause failure.

6.3 Machine housing and cover plates

The complete machine housing, and any pressurised containments (for example cooler compartments) filled with hydrogen as a coolant, shall be designed to withstand an internal explosion, with the explosive mixture initially at atmospheric pressure, without danger to personnel. Such internal explosions may develop pressures up to 9 bar absolute. A pressure test shall be performed on every new machine in order to check the strength of the machine housing, compartments and cover plates. A test pressure of 9 bar absolute (900 kPa) shall be applied for 15 min, independently from the operational hydrogen pressure. The recommended and safest method is a hydrostatic pressure test as water is incompressible and any leak can be easily detected without danger to personnel. If a pressure test using other test medium, for example (compressible) air, is performed, then appropriate safety precautions shall be taken according to the selected test medium, pressure and frame volume.

NOTE In some countries, established codes or standards can impose additional or different test requirements.

6.4 Stator winding terminals

The terminals for hydrogen-cooled machines shall be designed to withstand a gas pressure of at least 9 bar absolute (900 kPa).

Terminal insulators shall be tested independently of the stator windings. They shall withstand a power-frequency dry dielectric test in air for 60 s. The test voltage shall be not less than 1,5 times the test voltage for the 1 min voltage withstand test of the stator winding.

The coolant connections of liquid-cooled terminals do not need to be attached for the high voltage test.

6.5 Temperature of primary coolants, temperatures and temperature rises

Compensators or generators other than those driven by gas turbines or for combined cycle applications shall be in accordance with IEC 60034-1.

The maximum temperatures of the primary coolants, hydrogen or liquid, may differ from 40 °C (for example to obtain an economical design of cooler with the specified maximum temperature of the secondary coolant). If so, limits for observable temperature rise or temperatures shall be applied as described in IEC 60034-1.

In order to avoid excessive temperature rises or excessive ranges of temperature, the maximum temperature of the coolant usually should not deviate from 40 °C by more than +10 K.

Particular requirements for generators driven by gas turbines are given in 7.2 and 7.3.

6.6 Temperature detectors

At least six temperature detectors (ETD) shall be embedded within the stator winding as required by IEC 60034-1. For directly cooled machines, it is important to note that the ETD readings are no indication for the hot-spot temperature of the stator winding.

Observance of permissible temperature rises or temperatures and the applicable corrections given in IEC 60034-1 will ensure that the temperature of the winding is not excessive. The limit of permissible temperatures measured by ETD between the coil sides is intended to be a safeguard against excessive heating of the insulation from the core. The ETD temperature readings may be used to monitor the operation of the cooling system of the stator winding.

The number of temperature detectors measuring the coolant temperature at the intake to the machine shall be agreed upon.

With directly cooled stator windings, at least three temperature detectors shall be in intimate contact with the cooling medium at the outlet of the winding. They shall be installed as close to the exit ducts from the coil as consistent with electrical requirements, if the winding is gas-cooled. If the winding is water cooled, the temperature detectors shall be installed on the piping inside the generator frame or as near as practicable to where the coolant leaves the frame, care being taken that there is no significant temperature difference between the point of measurement and the point where the coolant leaves the winding.

6.7 Auxiliary systems

Some or all of the following equipment will be required for satisfactory operation of generators or compensators covered by Clause 6, depending on the cooling design and auxiliary systems. The list is not intended to be complete in all details. Other items may be provided.

- a) A complete coolant gas system (hydrogen or other gas), with suitable regulators to control the gas pressure in the generator, suitable for connecting to the gas supply, a gas dryer and a means of checking or monitoring the daily gas consumption.
- b) A complete system for purging the gas (common purging gases are carbon dioxide, nitrogen or argon) suitable for connecting to the gas supply, to permit the casing to be safely filled with and purged from hydrogen.

If the pressurized air system of the power station is used to drive the purging gas from the casing, the connection to the air system shall be arranged to ensure that air cannot be released into the generator except to remove the purging gas, for example by having a removable pipe connection.

- c) Necessary indicators and alarm devices to enable the required degree of purity of hydrogen to be maintained and to enable the purity of the purging gas to be monitored while the casing is being emptied of hydrogen. Two independent means for indicating purity shall be provided.
- d) A complete seal oil system including equipment for monitoring the seal oil and, if required, for removing gas and water from it.
An emergency supply of seal oil shall be provided, to operate automatically if the main supply fails.
- e) A complete liquid cooling system (or systems) with pumps, coolers and filters, and with suitable regulators to control the temperature of the cooling liquid.
- f) Means of detecting the reduction or loss of flow of liquid through the windings.
- g) Means of measuring the conductivity of water used for cooling the windings and maintaining it at a sufficiently low value.
- h) Measuring instruments and protections to indicate the functioning of all auxiliary apparatus and the presence of liquid in the generator/compensator; also means for removing the liquid.

7 Generators for combustion gas turbines or combined cycle applications

7.1 General

Clause 7 applies to generators driven by gas turbines or for combined cycle applications with open-circuit air cooling, or closed-circuit cooling using air or hydrogen where the requested generator output is a function of the ambient temperature.

7.2 Service conditions

7.2.1 General

A generator driven by a combustion gas turbine and conforming to this document will be suitable for carrying a load in accordance with its rating and capabilities under the following service conditions.

7.2.2 Primary coolant temperature

For open-circuit air-cooled generators, the primary coolant temperature is the temperature of the air entering the generator. This will normally be the ambient air temperature. The range of this temperature shall be specified by the purchaser; it will normally be $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ to $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$.

For generators with closed-circuit cooling, the primary coolant temperature is the temperature of the air or hydrogen entering the generator from the coolers. The range of the primary coolant temperature shall be determined by the manufacturer in order to obtain optimum design of generator and coolers, based upon the range of secondary coolant temperature (ambient air or water) specified by the purchaser.

7.2.3 Number of starts

The number of starts per year should not exceed 500, if not agreed otherwise.

7.2.4 Application of load

The load may be applied rapidly and the rate of generator loading is limited only by the ability of the turbine to take up the load.

7.3 Rated output

The combustion gas turbine is normally rated at an air intake temperature of $15\text{ }^{\circ}\text{C}$. The generator is normally rated at primary coolant temperature of $40\text{ }^{\circ}\text{C}$. Therefore, a combustion gas turbine and a generator with matching capabilities will have different ratings.

Temperatures or temperature rises of the generator shall be based on generator rating. Adjustments of temperature rise or temperatures shall be made according to 7.4.3.

The generator parameters shall be defined with respect to the generator rating unless otherwise agreed upon.

7.4 Capabilities

7.4.1 General

The capability of a generator is the highest acceptable loading in apparent power under specified operating conditions.

7.4.2 Base capability

The base capability is the range of continuous output expressed in apparent power available at the generator terminals and:

- at the operating site at rated frequency, rated voltage and rated power factor,
- hydrogen pressure and purity in accordance with IEC 60034-1 where applicable,

corresponding to the range of primary or secondary coolant temperature specified for the operating site (see 7.2.2), with temperature rises or temperatures (as appropriate) not exceeding the values specified in 7.4.3.

The active power component of the base capability of the generator divided by the generator efficiency shall equal or exceed the base capability of the combustion gas turbine over the specified range of air temperature at the intake to the turbine at site.

It may be agreed that the base capability of the generator matches that of the turbine only within a specified range of air temperature. It may then be possible to meet other requirements with a slightly smaller generator.

The manufacturer shall supply a curve of base capability under site conditions over the specified range of primary or secondary coolant temperature (see Figure 3).

For a generator with open-circuit air cooling, this coolant temperature is the same as that of the air at the turbine intake (Figure 3, scale X) provided that re-circulation of air does not take place. If air is re-circulated at low ambient temperatures, the curve shall refer to the actual cooling air temperature differing from the ambient air at the turbine intake.

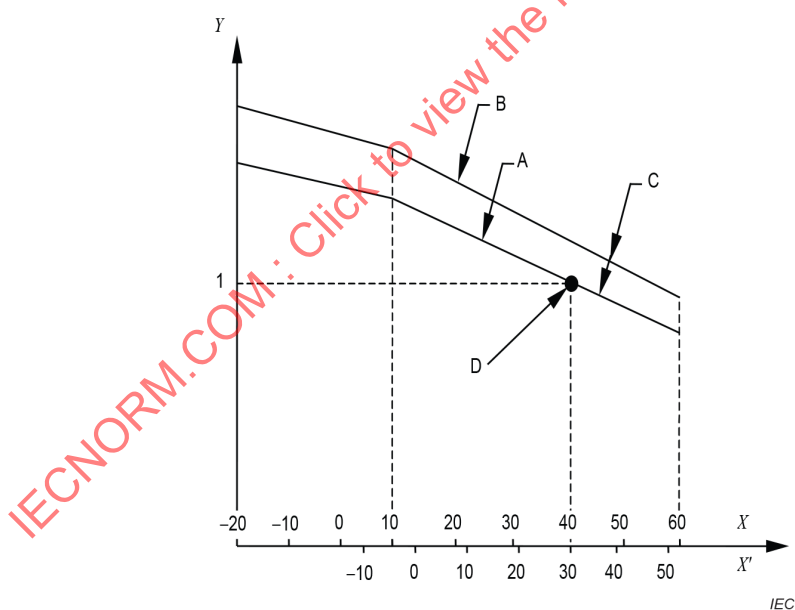
The cold air temperature of a generator with closed-circuit cooling, using a water-cooled heat exchanger (water as the secondary coolant), may not have a direct correlation with the ambient air temperature. Figure 3, as an example, shows the capability versus the temperature of the secondary coolant in scale X' . Depending on the cooling system of the generator, the generator capability may rise sub-proportionally with decreasing ambient air temperature. If the generator size is determined by the turbine output at low air temperatures, the generator capability will considerably exceed the requirements at normal ambient temperatures.

For all these reasons, agreement shall be reached regarding the extent to which the generator capability should match that of the turbine.

The curves supplied for a particular application shall cover the specified range of coolant temperature.

NOTE 1 For a generator with a heat exchanger, a scale of primary coolant temperature is optional. The two scales of primary and secondary coolant temperature are included here in order to show forms of the diagram.

NOTE 2 For operation at low temperatures, water as secondary coolant can require admixture of an anti-freeze agent, for example glycol.



Key

A	base capability	X	primary coolant temperature (°C)
B	peak capability	X'	secondary coolant temperature (°C) for a closed-circuit cooled generator using air or hydrogen as primary coolant
C	temperature difference 15 K		
D	rating point of generator	Y	generator apparent power p.u.

Figure 3 – Typical generator capability curves

7.4.3 Temperature rise and temperatures at base capability

7.4.3.1 Indirectly cooled windings

When operating at site, the temperature rises of the stator winding shall be in accordance with Table 8 or Table 9 of IEC 60034-1:2017 as appropriate, with the following extension:

For temperatures of primary coolant θ_C

$$-20\text{ °C} \leq \theta_C < 40\text{ °C}:$$

the observable temperature rise $\Delta\theta$ shall be limited as described by IEC 60034-1:2017, Table 10, item 1b. The results of the formula given there shall be rounded to 1 K.

It is recommended to perform corrections for coolant temperatures $\theta_C < -20\text{ °C}$ in the same way.

7.4.3.2 Windings directly cooled by air or hydrogen

When operating at site, the total temperatures of directly cooled windings shall be in accordance with Table 13 and Table 14 of IEC 60034-1:2017. The range of primary coolant temperature given by IEC 60034-1, Table 14, item 1 shall be extended to:

$$-20\text{ °C} \leq \theta_C \leq 40\text{ °C}$$

Deviating from the simplified correction method given in IEC 60034-1, the permissible coolant temperature at the outlet of the winding shall be determined by:

$$\theta = \theta_C + (\theta_{\text{ref}} - \theta_{C,\text{ref}}) \frac{\theta_{\text{ThCl}} - \theta_C}{\theta_{\text{ThCl}} - \theta_{C,\text{ref}}}$$

where

θ_{ref} is the limit of temperature according to Table 13 of IEC 60034-1:2017 at 40 °C;

θ is the permissible primary coolant temperature at cold primary coolant temperature θ_C ;

θ_{ThCl} is the temperature of the thermal class applicable to generator rating (e.g. 130 °C);

$\theta_{C,\text{ref}}$ is the reference cold coolant temperature 40 °C.

Results of the formula shall be rounded to 1 °C.

It is recommended to perform corrections for coolant temperatures $\theta_C < -20\text{ °C}$ in the same way.

7.4.3.3 Fluid cooled windings

The cooling design shall ensure that the hot spot temperatures of the windings remain within the limits of the thermal class applicable to generator rating for the whole capability range.

7.4.4 Peak capability

The peak capability is obtained when operating the generator at an increased limit of temperature or temperature rise not exceeding 15 K with respect to temperature or temperature rise at base capability.

NOTE Operation at peak capability will decrease the lifetime of the generator because insulation ages thermally quicker than at base capability temperatures. Insulation material of a thermal class better than required for base load may be specified. Alternatively, a generator with higher output may be considered.

The considerations of 7.4.2 concerning the relationship between the generator and the turbine base capabilities apply also to peak capabilities.

7.5 Rating plate

The rating plate shall show the information stipulated in IEC 60034-1 and additionally the value of the peak capability output at the primary coolant temperature on which the rating is based.

7.6 Temperature tests

Temperature tests shall be made by agreement. Temperatures or temperature rises shall be in accordance with 7.4.3, corrected, if necessary, for difference in altitude between the test site and the operating site, in accordance with IEC 60034-1.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60034-3:2020

Annex A (normative)

Precautions to be taken when using hydrogen-cooled synchronous generators or compensators

A.1 General

Although generators are primarily mentioned in the following paragraphs, the same rules apply if a synchronous compensator is hydrogen-cooled.

Annex A gives guidance on some design features and operating procedures that are intended to avoid the occurrence, or ignition, of an ignitable mixture of hydrogen and air, either in the generator itself or in and around associated equipment. It is not, however, intended as a complete specification or code of practice sufficient for the safe design and operation of the installation. Responsibility for the safe design of the generator and its auxiliaries rests primarily with the manufacturer. Responsibility for the safe design of other parts of the installation should be agreed upon between the parties concerned.

The manufacturer is responsible for providing the official operating and maintenance instructions. Any modification of the manufacturer's instructions to suit a particular application shall be done through the manufacturer's formal revision procedure.

The responsibility for safe operation rests with the user of the equipment.

A.2 Hydrogen purity

The purity of the supplied hydrogen shall be not less than 99 % by volume.

A.3 Normal operating conditions

Normal operating conditions are:

- filling of the machine with hydrogen;
- operation of the hydrogen-filled machine;
- start-up, shut-down and standstill of the machine when filled with hydrogen;
- purging of hydrogen from the machine.

A.4 Protective measures for sliprings and coupled exciters

If the exciter or sliprings are situated in a housing into which hydrogen may leak, the accumulation of an explosive hydrogen-air mixture shall be prevented, for example by maintaining a flow of air through the enclosure, see Clause A.7.

The flow can usually be produced easily while the shaft rotates at normal speed. Additional means may be needed when the generator contains hydrogen and the shaft is stationary or rotating slowly. An intake and exhaust duct may be provided to vent hydrogen leakage through natural convection and buoyancy. If local fans are used to ensure ventilation, their motors shall have a type of protection for explosive gas atmospheres in accordance with the appropriate part of IEC 60079. The fans shall not exhaust the air. They shall provide a forced draft from a clean air source.

A.5 Auxiliary equipment

A.5.1 General

The auxiliary equipment shall comply with the requirements specified in A.5.2 to A.5.8. An example of a large hydrogen supply unit is provided in Figure A.1.

A.5.2 Degassing tanks

The degassing tanks of the hydrogen and seal oil systems shall be suitable for a test pressure of 1,5 times the maximum operating absolute pressure or an absolute pressure of 900 kPa, whichever is the greater.

Brittle or possibly porous materials, such as cast iron, shall not be used for components subject to hydrogen or seal oil pressure.

A.5.3 Gas dryer

The gas dryer shall be suitable for a test pressure of 1,5 times the maximum operating absolute pressure or an absolute pressure of 900 kPa whichever is the greater.

Several different systems may be used to maintain a sufficiently low humidity within the generator casing, using equipment called here "gas dryer". The equipment shall comply with the following general safety rules:

- if the gas dryer is of a type in which a drying agent requires periodic reactivation, means shall be provided to show when reactivation is needed and when it is completed;
- if air is used in the reactivation process, means shall be provided to ensure that air is not accidentally admitted into the generator casing. This requires valves to be interlocked or pipe connections to be readily removable and of a special type;
- if a heater is used, precautions shall be taken to ensure that the surface temperature of the heating devices remain well below the ignition temperature of any hydrogen-air mixture that may be formed. IEC 60079-0 permits maximum 450 °C. However, if a drying agent is used (e.g. activated alumina) the maximum temperature of the drying medium shall be limited to a value compatible with the properties of the drying agent in order to avoid damage to the agent. The heater shall be arranged in such a way, that it can operate only during the regeneration period, for example by interlocking its switch with the valves;
- if means are provided to allow condensate to be drained from a compartment that is pressurized with hydrogen, the design shall prevent any significant escape of hydrogen during operation.

A.5.4 Instrumentation, control devices

All electrical and mechanical devices, measuring instruments and control devices of the auxiliary equipment applied in potentially explosive areas shall comply with IEC 60079 (all parts) or other applicable standards, for example ATEX. This does not apply to the generator or compensator itself.

A.5.5 Electrical connections

The connections to all electrical components shall be made so that temperature rise during operation, vibration or ageing of insulating materials will not cause deterioration of the connection. For appropriate examples, see IEC 60079 (all parts). Electrical connections shall be designed to prevent inadvertent disconnection or loosening that may cause sparking.

NOTE Gas can diffuse along the cores of electrical cables.

A.5.6 Containment of hydrogen

A.5.6.1 To avoid large volumes of hydrogen being accidentally released, either into the generator if a control valve fails, or into the surrounding area if a leak into the atmosphere occurs, the following rules shall apply.

A.5.6.2 The pipework shall withstand at any point:

- a hydrostatic test pressure of minimum 1,5 times the maximum operating absolute pressure or an absolute pressure of 900 kPa, whichever is the greater,

or alternatively:

- a pneumatic test pressure of not less than 1,2 times and not more than 1,5 times the maximum operating absolute pressure or an absolute pressure of 900 kPa, whichever is the greater .

A.5.6.3 The pipework shall be arranged and supported so as to protect it as much as possible from accidental damage. If any hydrogen pipework is in ducts or buried underground, it shall be arranged so that any leaking hydrogen may be detected and safely dispersed.

A.5.6.4 If the generator is supplied individually from a rack of hydrogen cylinders located inside the generator house (each usually having a capacity of from 6 m³ to 10 m³ NTP at normal temperature and pressure), the rack shall contain only the number of cylinders that would contain about 80 m³ NTP in total, with only two or three (corresponding to about 20 m³ NTP) in service at the same time.

A.5.6.5 A larger supply unit, feeding one or several generators, shall be located outside the generator house. If the hydrogen supply is continuously open to the generator, the operating pressure being maintained by a pressure control valve, the supply pipes placed outside the buildings shall be provided either with

- an automatic stop valve (operated, for example by excessive gas flow), or
- a magnetic valve that can be closed from a remote point in an emergency.

Thus, if a large leak occurs, the main supply of hydrogen will be cut off. A possible schematic arrangement according to the first bullet point above is shown in Figure A.1.

If the plant is fitted with manually operated opening stop valves, preferably those on the supply cylinders, hydrogen shall be supplied to the pressure control valve periodically to keep the gas pressure within the defined band.

A.5.6.6 Indoor as well as outdoor supply units require a safety valve at the low pressure side of the hydrogen supply system.

It is common practice to reduce the pressure from the storage cylinders to the generator frame in two stages.

There shall be a safety valve on the low pressure side of each stage which shall be vented to a safe place, see A.5.7.

A.5.6.7 Special attention shall be paid to any national rules for storage of the hydrogen and of the purging inert gas, the cylinders and their connections, pressure reducing and safety valves and the connections to the gas system.

A.5.7 Accumulation of hydrogen-air mixture

The accumulation of an ignitable hydrogen-air mixture in the bearing oil system and seal oil system (including the bearing brackets themselves) shall be prevented. Continuously-operating exhausting devices shall be installed in appropriate places.

The generator bushings, the connections to them and any enclosures shall be designed so that hydrogen cannot accumulate in the event of a leak.

If isolated phase busbars are used, the design of these shall be such that hydrogen cannot accumulate in the trunkings or conduits.

A.5.8 Vent pipes

Vent pipes carrying hydrogen or hydrogen-air mixtures shall be routed so as to prevent any accumulation of hydrogen-air mixtures at locations where the gas is being discharged. In the discharging area, there shall be no windows or air intakes and no sources of ignition, for example open flames or sources of corona discharge or electrical sparking.

A.5.9 Adjacent area

All areas in and around the generator foundation, and any spaces into which hydrogen might leak (including walkways and control or instrumentation cubicles) shall be constructed so and/or adequately ventilated so that no harmful concentration of hydrogen can occur.

Forced ventilation may be necessary in some circumstances, see Clause A.6. If so, it should be provided by non-sparking forced draught fans or, if compressed air is used, the discharge nozzle shall be earthed.

Particular attention shall be paid to any areas containing equipment operating at high temperatures or in which sparking could occur.

A.6 Operation of the generator and its auxiliary equipment

A.6.1 Sources of ignition

Open flames, welding, smoking, or other means of ignition shall not be allowed within the vicinity of the generator and its auxiliaries.

A.6.2 Hydrogen-air mixture

There shall be no ignitable hydrogen-air mixture within the generator. Under normal service conditions, the purity of the hydrogen shall be not less than 95 % by volume. If the purity degree drops below 90 % by volume of hydrogen and it is not possible to restore it quickly, the unit shall be shut down before the purity has fallen to less than 85 % by volume and the hydrogen shall be purged.

There shall be provision for at least two independent purity measurement systems. If all measurement systems fail, the generator shall be shut down and purged.

A.6.3 Air or hydrogen displacement

There shall be no direct exchange of air by hydrogen or vice versa. In both cases, the generator shall be purged intermediately with an inert gas such as carbon dioxide, nitrogen or argon. The purging shall continue until the concentration of the purging gas reaches a safe level, monitored at the discharge pipe.

NOTE According to established international practice, this is achieved when the content of the monitored inert gas is between 75 % and 90 % by volume.

During purging operations, all kinds of electrical testing on the generator shall be prohibited until the final conditions of air or hydrogen in the generator have been reached.

If a compressed air supply is used to remove the inert gas, the connection to the air supply shall be such that air cannot enter the generator except when it is required. This can be arranged by suitable interlocking between the supply valves for air, inert gas and hydrogen, or by having an easily separable air pipe. This pipe shall be connected only while the inert gas is being removed and shall be disconnected immediately afterwards.

Covers preventing access to the generator, bearing brackets and the like shall not be removed before the inert gas content has been reduced to 5 % and the pressure in the generator has fallen to atmospheric level in order to prevent people from suffocating in areas below the generator.

Before any person enters the generator, any pockets of inert gas in the bottom should be dispersed by local ventilation, using compressed air or a non-sparking fan to prevent people from suffocating inside the generator.

The generator is not designed to run in an inert gas atmosphere, hence it shall not be run under inert gas at speeds and pressures greater than the maximum recommended by the manufacturer. If an emergency shutdown requires the generator to be purged of hydrogen, inert gas may be admitted only below the speed limit recommended by the manufacturer. This procedure is only permitted when there is enough inert gas available to allow for increased gas losses through the vent pipe caused by the mixing of the two gases as opposed to buoyancy displacement.

A.6.4 Seal oil supply and hydrogen pressure

The seal oil supply system shall provide a scheme for maintaining the necessary seal oil flow even when one of the duty pumps is out of service.

NOTE This can be achieved for example with a series of stand-by pumps or with redundant seal oil systems.

The generator shall not be operated at a hydrogen pressure greater than the pressure covered by the next available back-up seal oil pump.

The generator shall be shut down and purged when no back-up seal-oil pump is available.

A.6.5 Gas tightness

The gas tightness of the generator shall be monitored continuously by maintaining a record of the rate of hydrogen consumption. If gas consumption increases significantly above the level that has been established as normal for the generator when it is in good condition, the cause of the increased loss shall be identified without delay.

If the leak is not quickly found and corrected, areas where hydrogen might collect shall be tested for hazardous accumulations. If leaks are seen to be developing, action shall be taken to disperse them safely. If the leak persists and cannot be sufficiently reduced by lowering the hydrogen pressure and the load, the generator shall be shut down to allow thorough examination of areas not accessible during operation (for example near terminal bushings). The generator may then have to be purged of hydrogen to allow repairs.

The absolute rate of leakage shall not exceed the order of 18 m³ NTP per 24 h. Hydrogen losses that are detectable and are discharged through well-defined vents without constituting a hazard may be deducted from the measured total gas loss before applying this limit.

Large generators operating at high hydrogen pressures could exceed the above leakage rate. For such generators, it is recommended that the manufacturer's expected rate of hydrogen consumption be used as a reference value.

NOTE Where no distinction is made between hydrogen consumption (gas provided into the generator) and leakage rate (gas leaving by unidentified leaks) is made, the hydrogen consumption rate can be higher than the leakage rate, for example due to gas lost via the seal oil.

All repair work shall be carried out after the concerned area has been declared safe from gas.

A.6.6 Water system

If the generator hydrogen pressure exceeds the pressure of water in the hydrogen coolers or, where applicable, the lowest pressure in the water-cooled windings, hydrogen will leak into the water systems and may flow considerable distances away from the generator. The water systems should be checked for this possibility when the cause of high hydrogen consumption is sought.

A safe gas escape shall be provided to handle normal leakage rates. The possibility of large gas escapes following a defect shall be taken into account.

A.7 Guidance for adequate ventilation

If a volume of $L \text{ m}^3$ of leaking hydrogen is thoroughly mixed with a volume of $100 L/p \text{ m}^3$ of air, the hydrogen concentration is $p \%$, and p can be kept down to safe levels by ensuring that the hydrogen is dispersed from a space where it may concentrate by an appropriate flow of air through the space.

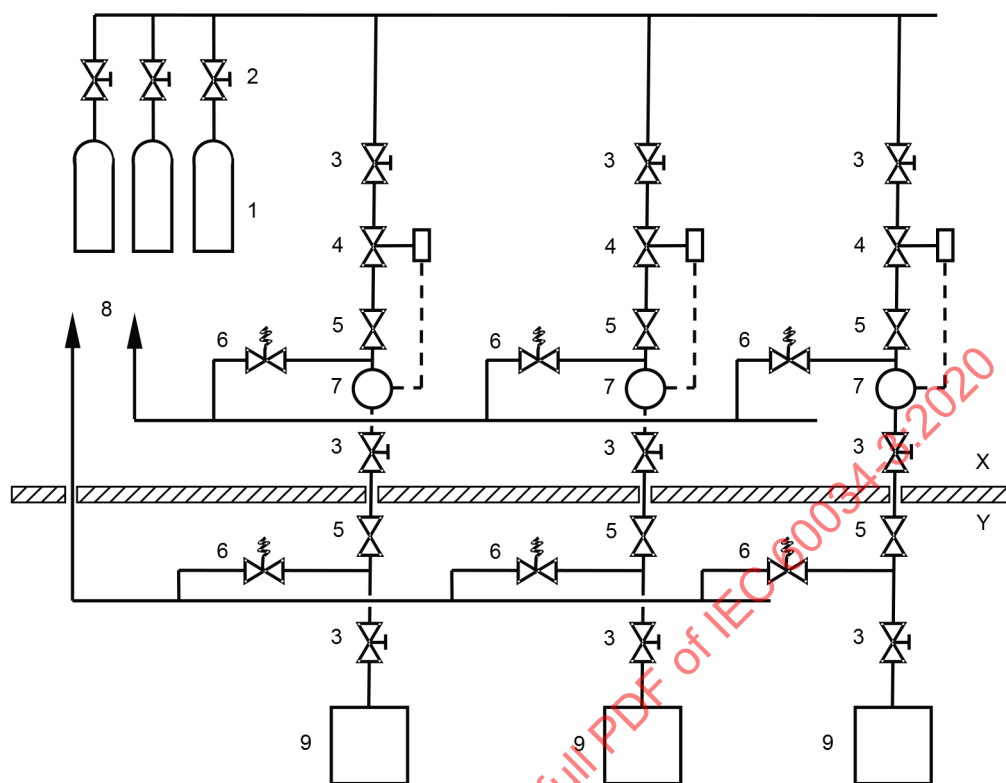
For example, if the total permissible leak of $18 \text{ m}^3/24 \text{ h}$ is assumed to leak into a given space, a flow through the space of 125 m^3 of air/h will maintain a hydrogen concentration p of $0,6 \%$, well below the lower explosive limit of 4% .

In terms familiar to ventilating engineers, if the space concerned has a volume of $V \text{ m}^3$, the air within will need to be changed λ times/h, where $V\lambda = 125 \text{ m}^3/\text{h}$.

Hence

V/m^3	1	5	25	125	500
λ (times/h)	125	25	5	1	0,25

Areas with adequate ventilation are not regarded as potentially explosive areas.



IEC

Key

- | | |
|--|---------------------------|
| 1 bank of H ₂ cylinders or bulk storage | 7 flowmeter |
| 2 supply shut-off valves | 8 vent pipes to safe area |
| 3 shut-off valves for each generator | 9 generators |
| 4 automatic stop valves | X outdoor |
| 5 pressure reducing valves | Y indoor |
| 6 safety valves | |

Figure A.1 – Example of a large hydrogen supply unit feeding one or more generators (simplified diagram)

Bibliography

IEC 60079-0, *Explosive atmospheres – Part 0: Equipment – General requirements*

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60034-3:2020

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	37
1 Domaine d'application	39
2 Références normatives	39
3 Termes et définitions	40
4 Généralités	40
4.1 Règles générales	40
4.2 Conditions assignées	41
4.2.1 Alternateurs	41
4.2.2 Compensateurs	41
4.3 Tension assignée	41
4.4 Facteur de puissance	41
4.5 Vitesse assignée	42
4.6 Plages de tensions et de fréquences	42
4.7 Sens de rotation	43
4.8 Enroulements statoriques, tension aux bornes	44
4.9 Isolation des enroulements	44
4.9.1 Systèmes d'isolation, classe thermique	44
4.9.2 Essais de tenue en tension	44
4.10 Protection contre les courants d'arbre	44
4.11 Essai de survitesse	44
4.12 Vitesses critiques	45
4.13 Diagramme de puissance $P-Q$	45
4.14 Surintensité de l'enroulement statorique	46
4.14.1 Généralités	46
4.14.2 Courant statorique	47
4.14.3 Courant d'excitation	47
4.15 Capacités en déséquilibre de courants et en harmoniques de courant	48
4.15.1 Composante inverse du courant statorique	48
4.15.2 Harmoniques de courant	48
4.16 Court-circuit brusque	49
4.17 Synchronisation	49
4.18 Rapport de court-circuit	50
4.19 Réactances transitoire et subtransitoire longitudinales	50
4.20 Tolérances sur le rapport de court-circuit et les réactances transitoire et subtransitoire longitudinales	51
4.21 Conditions mécaniques pour les rotors	51
4.21.1 Nombre de démarrages	51
4.21.2 Fonctionnement en virage	51
4.22 Réfrigérants	51
5 Alternateurs ou compensateurs refroidis par air	52
5.1 Généralités	52
5.2 Système de refroidissement	52
5.3 Température du fluide de refroidissement primaire	52
5.3.1 Généralités	52
5.3.2 Détecteurs de température	52
6 Alternateurs ou compensateurs refroidis par hydrogène ou par liquide	52

6.1	Généralités	52
6.2	Pression et pureté de l'hydrogène dans l'enveloppe	53
6.3	Enveloppe de la machine et plaques de fermeture	53
6.4	Bornes de l'enroulement statorique	53
6.5	Température des fluides de refroidissement primaires, températures et échauffements	54
6.6	Détecteurs de température	54
6.7	Systèmes auxiliaires	54
7	Alternateurs pour turbines à gaz ou installations à cycles combinés	55
7.1	Généralités	55
7.2	Conditions de fonctionnement	55
7.2.1	Généralités	55
7.2.2	Température du fluide de refroidissement primaire	55
7.2.3	Nombre de démarrages	56
7.2.4	Application de la charge	56
7.3	Puissance assignée	56
7.4	Régimes de fonctionnement	56
7.4.1	Généralités	56
7.4.2	Performance en régime de base	56
7.4.3	Echauffements et températures pour la performance en régime de base	58
7.4.4	Performance en régime de pointe	59
7.5	Plaque signalétique	59
7.6	Essais d'échauffement	59
Annexe A (normative)	Précautions d'usage pour l'utilisation d'alternateurs ou de compensateurs synchrones refroidis par hydrogène	60
A.1	Généralités	60
A.2	Pureté de l'hydrogène	60
A.3	Conditions normales d'exploitation	60
A.4	Mesures de protection pour bagues collectrices et excitatrices accouplées	60
A.5	Équipements auxiliaires	61
A.5.1	Généralités	61
A.5.2	Dégazeurs	61
A.5.3	Sécheur de gaz	61
A.5.4	Instrumentation et appareils de commande	61
A.5.5	Raccordements électriques	61
A.5.6	Confinement de l'hydrogène	62
A.5.7	Accumulation de mélange hydrogène-air	63
A.5.8	Tuyauteries d'évacuation	63
A.5.9	Zones adjacentes	63
A.6	Fonctionnement de l'alternateur et de ses équipements auxiliaires	63
A.6.1	Source d'inflammation	63
A.6.2	Mélange hydrogène-air	63
A.6.3	Déplacement d'hydrogène ou d'air	64
A.6.4	Alimentation en huile et pression d'hydrogène	64
A.6.5	Étanchéité	64
A.6.6	Circuit d'eau	65
A.7	Consignes de ventilation	65
Bibliographie		67

Figure 1 – Fonctionnement dans les limites de tension et de fréquence	43
Figure 2 – Diagramme de puissance P - Q type d'un alternateur	46
Figure 3 – Courbes types des performances de l'alternateur	58
Figure A.1 – Exemple d'unité d'alimentation en hydrogène de grande taille pour l'alimentation d'un ou de plusieurs alternateurs (schéma simplifié).....	66

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60034-3:2020

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

MACHINES ÉLECTRIQUES TOURNANTES –

Partie 3: Exigences spécifiques pour les alternateurs synchrones entraînés par des turbines à vapeur ou par des turbines à gaz et pour les compensateurs synchrones

AVANT-PROPOS

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

La Norme internationale IEC 60034-3 a été établie par le comité d'études 2 de l'IEC: Machines tournantes.

Cette septième édition annule et remplace la sixième édition parue en 2007. Cette édition constitue une révision technique.

Cette édition inclut les modifications techniques majeures suivantes par rapport à l'édition précédente:

- a) modification du titre;
- b) extension du domaine d'application aux compensateurs synchrones;

- c) ajout d'exigences concernant la surintensité du rotor;
- d) introduction de l'impact des harmoniques statoriques sur la performance de la charge déséquilibrée du rotor;
- e) ajout d'exigences concernant la synchronisation;
- f) révision des ajustements des températures ou des échauffements pour les installations de type turbines à gaz;
- g) mise à jour des exigences concernant les auxiliaires.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
2/1987/FDIS	2/1993/RVD

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

Ce document a été rédigé selon les Directives ISO/IEC, Partie 2.

Une liste de toutes les parties de la série IEC 60034, publiées sous le titre général *Machines électriques tournantes*, peut être consultée sur le site web de l'IEC.

Le comité a décidé que le contenu de ce document ne sera pas modifié avant la date de stabilité indiquée sur le site web de l'IEC sous "<http://webstore.iec.ch>" dans les données relatives au document recherché. A cette date, le document sera

- reconduit,
- supprimé,
- remplacé par une édition révisée, ou
- amendé.

MACHINES ÉLECTRIQUES TOURNANTES –

Partie 3: Exigences spécifiques pour les alternateurs synchrones entraînés par des turbines à vapeur ou par des turbines à gaz et pour les compensateurs synchrones

1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 60034 s'applique aux alternateurs triphasés synchrones de grande taille, de puissance assignée supérieure ou égale à 10 MVA, entraînés par des turbines à vapeur ou par des turbines à gaz. Elle inclut également les compensateurs Mvar synchrones de même puissance connectés à un réseau, destinés à échanger de la puissance réactive.

Le présent document constitue un complément aux exigences de base pour les machines tournantes données dans l'IEC 60034-1.

Les exigences communes sont spécifiées avec les exigences spécifiques pour les alternateurs ou compensateurs synchrones refroidis par air, par hydrogène ou par un liquide.

Le présent document donne également les précautions à prendre lors de l'utilisation des alternateurs refroidis par hydrogène, y compris:

- les excitatrices tournantes entraînées par des alternateurs synchrones;
- les équipements auxiliaires nécessaires au fonctionnement des alternateurs;
- les parties de l'immeuble où l'hydrogène pourrait s'accumuler.

Ces exigences s'appliquent également aux alternateurs synchrones entraînés à la fois par une turbine à vapeur et une turbine à gaz en tant que partie d'une unité à cycle combiné et arbre unique.

Ces exigences ne s'appliquent pas aux alternateurs synchrones entraînés par turbines à eau (hydrauliques) ou à vent.

NOTE Les précautions d'usage pour l'utilisation de l'hydrogène sont valables dans tous les cas où l'hydrogène est utilisé comme fluide de refroidissement.

2 Références normatives

Les documents suivants sont cités dans le texte de sorte qu'ils constituent, pour tout ou partie de leur contenu, des exigences du présent document. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

IEC 60034-1:2017, *Machines électriques tournantes – Partie 1: Caractéristiques assignées et caractéristiques de fonctionnement*

IEC 60034-4-1, *Machines électriques tournantes – Partie 4-1: Méthodes pour la détermination, à partir d'essais, des grandeurs des machines synchrones à excitation électrique*

IEC 60045-1, *Turbines à vapeur – Partie 1: Spécifications*

IEC 60079 (toutes les parties), *Atmosphères explosives*

IEC 60085, *Isolation électrique – Evaluation et désignation thermiques*

3 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions donnés dans l'IEC 60034-1 ainsi que les suivants s'appliquent.

L'ISO et l'IEC tiennent à jour des bases de données terminologiques destinées à être utilisées en normalisation, consultables aux adresses suivantes:

- IEC Electropedia: disponible à l'adresse <http://www.electropedia.org/>
- ISO Online browsing platform: disponible à l'adresse <http://www.iso.org/obp>

3.1

réseau

réseau électrique public ou réseau local (par ex. industriel) connecté à l'alternateur ou au compensateur en direct ou par le biais d'un transformateur

3.2

alternateur synchrone

machine synchrone de grande taille entraînée par une turbine à vapeur ou à gaz, qui convertit l'énergie mécanique en énergie électrique afin d'alimenter un réseau électrique

Note 1 à l'article: Les alternateurs peuvent également alimenter le réseau en puissance réactive. L'unité d'entraînement elle-même ou des équipements complémentaires sont utilisés pour démarrer le groupe turbine-alternateur.

3.3

compensateur synchrone

machine synchrone de grande taille couplée électriquement au réseau, mais qui n'échange pas d'énergie mécanique par le biais d'un arbre au cours de son fonctionnement en régime établi

Note 1 à l'article: La puissance réactive alimente le réseau ou est absorbée par le compensateur en réglant le courant d'excitation.

Note 2 à l'article: Les pertes sont couvertes par le réseau. Un compensateur nécessite un dispositif de démarrage, qui permet d'entraîner le groupe à sa vitesse de fonctionnement, ou peut être démarré de manière asynchrone si la conception est appropriée.

Note 3 à l'article: Les compensateurs synchrones sont généralement appelés condenseurs synchrones.

3.4

démarrage mécanique

changement de vitesse à partir de zéro ou à partir de la vitesse de virage jusqu'à la vitesse assignée

3.5

fonctionnement en virage

rotation à faible vitesse pour éviter toute déflexion indésirable des rotors de la turbine et/ou de l'alternateur/du compensateur due à la répartition irrégulière de la température circonférentielle

4 Généralités

4.1 Règles générales

Les alternateurs synchrones entraînés par turbine et les compensateurs synchrones doivent satisfaire aux exigences de base pour les machines tournantes données dans l'IEC 60034-1, sauf indication contraire dans le présent document.

Chaque fois qu'il est fait référence à un accord dans le présent document, cette référence doit s'entendre comme un accord entre le constructeur et l'acheteur.

4.2 Conditions assignées

4.2.1 Alternateurs

Les conditions assignées d'un alternateur sont données par les valeurs assignées:

- de la puissance apparente;
- de la fréquence;
- de la tension;
- du facteur de puissance;
- de la température du fluide de refroidissement primaire (40 °C sauf accord contraire);
- du courant d'excitation et de la tension d'excitation (voir également 4.2.2);

et, le cas échéant:

- de l'altitude du site;
- de la pression d'hydrogène, en précisant si le chiffre doit être interprété en tant que pression absolue ou pression manométrique;
- du degré de pureté de l'hydrogène (voir l'IEC 60034-1).

4.2.2 Compensateurs

Les conditions assignées d'un compensateur sont essentiellement identiques à celles d'un alternateur, à l'exception des définitions de puissance apparente et de facteur de puissance.

- La puissance apparente assignée se compose principalement de la puissance réactive continue maximale à la tension assignée lorsque la machine est surexcitée, et d'une faible quantité de puissance active fournie au compensateur.
- Le facteur de puissance assigné est proche de zéro, ce qui reflète principalement la puissance réactive maximale et les pertes compensées par le réseau.

Pour les compensateurs, la plage des puissances réactives doit faire l'objet d'un accord.

NOTE En cours de fonctionnement, le courant d'excitation d'un alternateur ou d'un compensateur est ajusté en fonction de la demande de puissance réactive. Le courant d'excitation et la tension d'excitation assignés de l'alternateur/du compensateur sont les valeurs nécessaires à l'alternateur/au compensateur pour fonctionner aux conditions assignées. Les études de modélisation de l'alternateur/du compensateur peuvent exiger des valeurs de base du courant d'excitation et de la tension d'excitation différentes des valeurs assignées.

4.3 Tension assignée

La tension assignée doit faire l'objet d'un accord.

4.4 Facteur de puissance

Le facteur de puissance d'un alternateur doit faire l'objet d'un accord. Les facteurs de puissance assignés normalisés aux bornes de l'alternateur sont de 0,8, 0,85 et 0,9 surexcité.

Il est recommandé que l'alternateur soit capable de fournir un facteur de puissance de 0,95 sous-excité à la puissance active assignée.

NOTE Plus le facteur de puissance assigné est faible, plus la taille de l'alternateur est grande.

Il convient que le facteur de puissance assigné reflète la demande de puissance réactive surexcitée à la puissance active assignée en incluant une marge.

Lorsque le facteur de puissance d'un compensateur synchrone diffère de zéro, la valeur dépend des pertes compensées par le réseau.

4.5 Vitesse assignée

Les alternateurs ou compensateurs synchrones sont généralement connectés à un réseau dont la fréquence de fonctionnement fondamentale est de 50 Hz ou 60 Hz.

La vitesse assignée est de:

$3\,000/p \text{ min}^{-1}$ pour les alternateurs ou les compensateurs à 50 Hz;

$3\,600/p \text{ min}^{-1}$ pour les alternateurs ou les compensateurs à 60 Hz;

où p est le nombre de paires de pôles.

4.6 Plages de tensions et de fréquences

Les alternateurs et compensateurs synchrones doivent pouvoir fonctionner en permanence à la puissance assignée et au facteur de puissance assigné dans des limites de $\pm 5\%$ en tension et de $\pm 2\%$ en fréquence, comme défini par la zone hachurée de la Figure 1.

Les échauffements limites des Tableaux 8 et 9 de l'IEC 60034-1:2017 ou les températures limites totales du Tableau 13 de l'IEC 60034-1:2017 doivent s'appliquer à la tension et à la fréquence assignées.

Un fonctionnement continu à la puissance assignée, à certains endroits de la limite extrême de la zone hachurée, peut provoquer une augmentation des échauffements pouvant atteindre environ 10 K.

Les alternateurs ou les compensateurs fonctionnent également à la puissance assignée et au facteur de puissance assigné dans les limites de $\pm 5\%$ en tension et -5% à $+3\%$ en fréquence, comme défini par les limites extrêmes extérieures de la Figure 1, mais les échauffements sont alors supérieurs. En conséquence, il convient que le fonctionnement à l'extérieur de la zone hachurée soit limité en étendue, en durée et en fréquence d'apparition afin de réduire le plus possible la diminution de la durée de vie sous l'effet des températures. Il convient de réduire la puissance ou de prendre toute autre mesure corrective le plus rapidement possible.

Le fonctionnement potentiellement exigé à l'extérieur de la bordure en pointillés de la Figure 1 doit faire l'objet d'un accord.

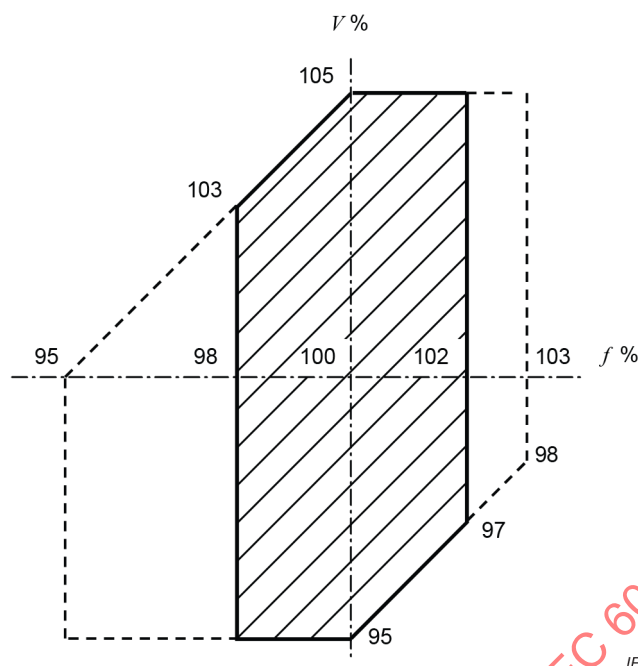


Figure 1 – Fonctionnement dans les limites de tension et de fréquence

NOTE Une surtension associée à une faible fréquence, ou une tension faible associée à une surfréquence, sont vues comme des conditions de fonctionnement improbables. Le premier cas est la condition la plus susceptible d'augmenter l'échauffement de l'enroulement inducteur. La Figure 1 représente le fonctionnement dans ces quadrants, limité aux conditions dans lesquelles l'alternateur ou le compensateur et son transformateur sont sursaturés ou sous-saturés d'environ 5 %. Les marges d'excitation et de stabilité sont réduites dans certaines des conditions de fonctionnement indiquées. Lorsque la fréquence de fonctionnement s'écarte de la fréquence assignée, les effets externes à l'alternateur ou au compensateur peuvent devenir importants et ils sont pris en considération. Par exemple, le constructeur de la turbine spécifie les plages de fréquences admissibles et les durées de fonctionnement correspondantes. De même, une plage spécifique de tensions et de fréquences de fonctionnement admissibles peut s'appliquer aux équipements auxiliaires.

4.7 Sens de rotation

Le sens de rotation doit être indiqué sur la machine ou sur sa plaque signalétique, et l'ordre de succession des phases du stator doit être indiqué en repérant les bornes dans l'ordre dans lequel les tensions atteignent leurs valeurs maximales, par exemple U_1 , V_1 , W_1 .

NOTE Le marquage des bornes peut être en contradiction avec l'IEC 60034-8.

Pour les alternateurs entraînés par une seule extrémité de l'arbre, celle-ci doit être l'extrémité de référence pour le sens de rotation.

Pour les alternateurs entraînés par les deux extrémités de l'arbre, l'extrémité reliée à la puissance la plus élevée doit être l'extrémité de référence. Dans le cas où la puissance d'entraînement aux deux extrémités est comparable, l'extrémité opposée aux bornes d'excitation doit être l'extrémité de référence pour le sens de rotation.

L'extrémité de référence des compensateurs synchrones doit être l'extrémité opposée aux bornes d'excitation.

Le sens de rotation (dans le sens des aiguilles d'une montre ou dans le sens inverse des aiguilles d'une montre) doit être défini en regardant le rotor depuis le côté de référence.

L'ordre des phases de l'alternateur ou du compensateur doit coïncider avec l'ordre des phases du réseau auquel l'alternateur ou le compensateur doit être connecté.

4.8 Enroulements statoriques, tension aux bornes

Sauf accord contraire, les enroulements statoriques doivent être couplés en étoile. Toutes les extrémités de phase doivent être accessibles depuis l'extérieur de l'enceinte de l'alternateur ou du compensateur. La disposition des bornes électriques doit faire l'objet d'un accord.

La tension aux bornes est définie comme la tension composée entre phases de l'enroulement statorique.

4.9 Isolation des enroulements

4.9.1 Systèmes d'isolation, classe thermique

L'enroulement statorique et l'enroulement inducteur doivent être isolés en utilisant les systèmes d'isolation appropriés. Un système d'isolation comprend les combinaisons nécessaires de matériaux isolants autour des conducteurs électriques.

Les systèmes d'isolation utilisés pour les enroulements d'un alternateur ou d'un compensateur doivent être classés conformément à l'IEC 60085. La classe thermique 130 (B) ou supérieure doit s'appliquer.

NOTE Le terme "enroulement" désigne les bobines et l'ensemble des raccordements électriques entre les bobines et les bornes.

4.9.2 Essais de tenue en tension

Les essais de tenue en tension doivent être effectués conformément au 9.2 de l'IEC 60034-1:2017.

4.10 Protection contre les courants d'arbre

Des mesures appropriées doivent être prises pour empêcher le passage de courants dangereux dans l'arbre et pour la mise à la terre correcte du rotor. Un arbre de turbine-alternateur doit être mis à la terre à proximité de l'extrémité de référence de l'alternateur. Les impulsions de tension d'arbre provoquées par une excitation statique avec des redresseurs commandés doivent être maintenues à des valeurs faibles non critiques par des moyens appropriés. Ces impulsions peuvent provoquer des dommages, par exemple par rupture du film de lubrifiant des paliers antifriction.

Les exigences concernant la résistance d'isolement du palier à mesurer lors du fonctionnement de l'alternateur ou du compensateur doivent faire l'objet d'un accord au moment de l'achat.

4.11 Essai de survitesse

Les rotors (arbre principal et, le cas échéant, arbre à bagues collectrices ou arbre d'excitatrice) doivent tous être soumis à l'essai complètement assemblés, à 1,2 fois la vitesse assignée, pendant 2 min.

Si les pales de ventilateur du rotor ne sont pas assemblées de façon à éviter une perte par ventilation plus importante lors de l'essai de survitesse, cela peut être acceptable lorsque la résistance mécanique est assurée par la traçabilité du matériau, démontrée dans un rapport d'essai en usine et un rapport d'essai non destructif concernant les exigences de conception.

Le but de l'essai de survitesse du rotor est de vérifier l'intégrité mécanique du rotor. Cet essai n'est pas destiné à indiquer la performance de fonctionnement en service de la machine. La performance de tenue en survitesse d'un alternateur/compensateur en service et la fréquence à laquelle la survitesse peut être appliquée dépendent de la conception de l'alternateur ou du compensateur. Il est nécessaire d'examiner attentivement les éventuelles conditions de survitesse en service qui pourraient, par exemple, résulter d'une coupure brusque à pleine charge. Toute exigence particulière doit faire l'objet d'un accord.

4.12 Vitesses critiques

Les vitesses critiques ne doivent pas entraîner de fonctionnement défectueux de la ligne d'arbre complète de l'alternateur/de la turbine dans les limites de vitesse/fréquence correspondant à l'IEC 60045-1 ou faisant l'objet d'un accord. Cela s'applique également aux rotors du compensateur.

Si l'alternateur et la turbine sont achetés auprès de constructeurs différents, un accord doit être conclu concernant la partie chargée d'atteindre les performances souhaitées de la ligne d'arbre complète de la turbine/de l'alternateur, y compris l'échange des données de l'arbre de la turbine et de l'alternateur.

4.13 Diagramme de puissance P - Q

Pour les alternateurs, le constructeur doit fournir un diagramme de puissance P - Q indiquant les limites de fonctionnement. Le diagramme doit être établi aux conditions assignées. Un diagramme P - Q type est donné à la Figure 2; ses frontières sont imposées par les limitations suivantes:

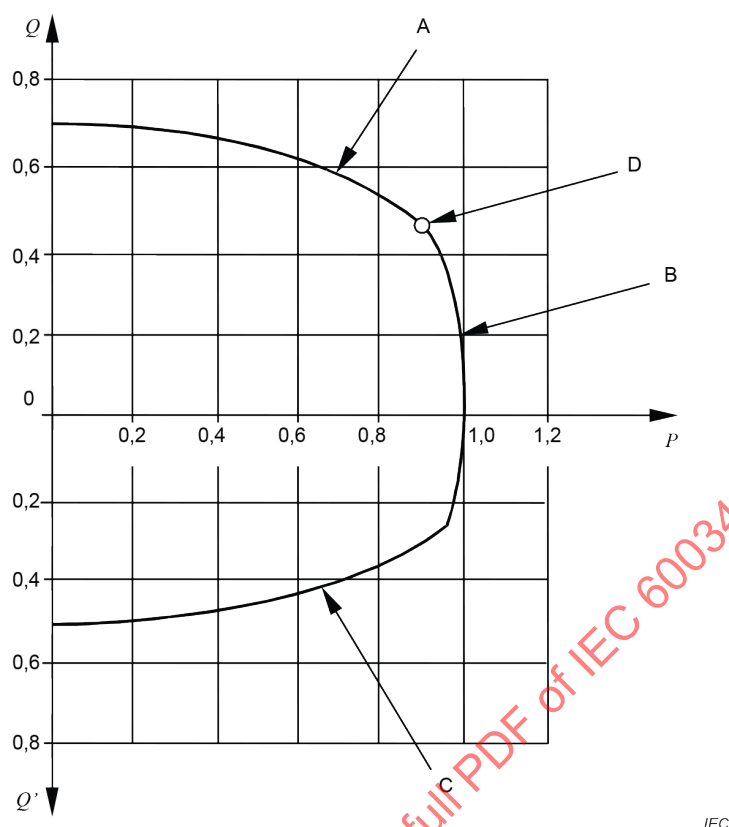
- la courbe A représente le fonctionnement avec un courant d'excitation assigné constant et par conséquent un échauffement approximativement constant de l'enroulement inducteur;
- la courbe B représente le courant statorique assigné constant et par conséquent l'échauffement approximativement constant de l'enroulement statorique;
- la courbe C représente les limites dues aux températures des extrémités du circuit magnétique. Dans de nombreux cas, cette ligne représente la limite de stabilité dont la détermination nécessite une connaissance du réseau électrique auquel la machine sera raccordée. De telles données relatives au réseau électrique sont souvent indisponibles ou insuffisantes lorsqu'un diagramme P - Q "machine synchrone uniquement" est créé. Par conséquent, la ligne C du diagramme P - Q (pour une seule machine) est couramment tracée en représentant toutes les limites absolues exigées pour protéger les extrémités du circuit magnétique ainsi que d'autres contraintes de facteur de stabilité à des fins d'illustration seulement.

D'autres diagrammes peuvent être fournis pour le fonctionnement dans des conditions convenues, par exemple avec un refroidissement réduit, ou à des pressions d'hydrogène différentes des pressions assignées, le cas échéant.

Pour les compensateurs synchrones, la puissance P - Q ne s'applique pas.

Si un alternateur ou un moteur particulier présentant une puissance P - Q est utilisé comme compensateur synchrone, la plage disponible de puissances réactives en sortie peut s'entendre comme la ligne entre l'intersection de l'axe des Q et la courbe A et l'intersection de l'axe des Q et la courbe C du diagramme P - Q . Les pertes compensées par le réseau entraînent un léger décalage du point de fonctionnement vers les valeurs négatives de l'axe des P .

Il convient de faire fonctionner l'alternateur dans les limites du diagramme aux conditions de refroidissement applicables. Un fonctionnement hors de ces limites diminue la durée de vie de l'alternateur.



Légende

- | | |
|--|---|
| A limitation par la température de l'enroulement inducteur | P par unité kW |
| B limitation par la température de l'enroulement statorique | Q fourniture de réactif par unité kvar |
| C limitation par les températures des extrémités du circuit magnétique ou par la stabilité statique, en incluant une marge pour les limites théoriques | Q' absorption de réactif par unité kvar |
| D puissance assignée | par unité kVA |

Figure 2 – Diagramme de puissance P - Q type d'un alternateur

NOTE 1 La Figure 2 peut contenir d'autres limites de fonctionnement telles que les limites de turbine maximales ou les limites d'excitation minimales.

NOTE 2 La Figure 2 peut être complétée par des isolignes de rendement constant.

NOTE 3 Il est entendu que la Figure 2 représente les points de charge admissibles avec l'ensemble des limiteurs du régulateur automatique de tension (AVR, *Automated Voltage Regulator*) activés.

NOTE 4 L'augmentation de la production d'énergie renouvelable et les variations fréquentes des points de charge des machines synchrones qui en découlent peuvent impacter la durée de vie de la machine.

4.14 Surintensité de l'enroulement statorique

4.14.1 Généralités

Les paragraphes 4.14.2 et 4.14.3 ont pour objectif principal de garantir que l'alternateur peut fournir suffisamment de courant sans dommage en conditions de court-circuit. Le maintien de la tension assignée dans ces conditions n'est pas exigé.

Il est avéré que, dans ces conditions, les températures de l'enroulement statorique dépassent les valeurs correspondantes à la charge assignée et, par conséquent, la conception de l'alternateur ou du compensateur est fondée sur l'hypothèse que le nombre de fonctionnements à ces conditions limites n'excède pas deux par an.

Le présent document n'a pas pour objectif de réaliser un essai à ces conditions sévères à des fins de contrôle de conformité.

4.14.2 Courant statorique

Les alternateurs ou les compensateurs ayant des puissances assignées inférieures ou égales à 1 200 MVA doivent être capables de supporter sans dommage un courant statorique de 1,5 (valeur réduite) pendant 30 s, de démarrer à des températures stabilisées aux conditions assignées et de définir une certaine valeur d'énergie calorifique additionnelle.

Les autres combinaisons de surintensité statorique en fonction du temps, qui ajoutent la même valeur d'énergie calorifique additionnelle à l'énergie calorifique induite par le courant statorique assigné, doivent être admissibles.

Ainsi, pour les alternateurs/compensateurs jusqu'à 1 200 MVA,

$$(i^2 - 1)t = 37,5 \text{ s}$$

où

i désigne le courant statorique en valeur réduite (I/I_N);

I désigne le courant statorique;

I_N désigne le courant statorique assigné;

t désigne la durée en secondes.

Cette formule doit s'appliquer pour des valeurs de t comprises entre 10 s et 120 s.

Pour des puissances assignées supérieures à 1 200 MVA, un accord doit être conclu sur une durée inférieure à 30 s, décroissant à mesure que la puissance assignée augmente, jusqu'à une valeur minimale de 15 s, le courant restant à 1,5 (valeur réduite) quelle que soit la puissance assignée.

4.14.3 Courant d'excitation

L'enroulement inducteur doit être capable de supporter un courant de 1,25 (valeur réduite) pendant 60 s, en partant des températures stabilisées aux conditions assignées et de définir une certaine valeur d'énergie calorifique additionnelle.

Les autres combinaisons de surintensité dans l'enroulement inducteur en fonction du temps, qui ajoutent la même valeur d'énergie calorifique à l'énergie calorifique induite par le courant d'excitation assigné, doivent être admissibles.

$$(i_f^2 - 1)t = 33,75 \text{ s}$$

où

i_f désigne le courant d'excitation en valeur réduite (I_f/I_{fN});

I_f désigne le courant d'excitation;

I_{fN} désigne le courant d'excitation assigné;

t désigne la durée en secondes.

Cette formule doit s'appliquer pour des valeurs de t comprises entre 10 s et 120 s.

4.15 Capacités en déséquilibre de courants et en harmoniques de courant

4.15.1 Composante inverse du courant statorique

Le Tableau 2 de l'IEC 60034-1:2017 définit les limites de la composante inverse du courant des machines synchrones:

- composante inverse du courant en permanence I_2/I_N ;
- performances de courte durée $(I_2/I_N)^2 t$

en prenant pour hypothèse que les courants de phase ont uniquement une fréquence fondamentale et que I_2 désigne la composante inverse du courant statorique calculé sur ces fondamentaux.

4.15.2 Harmoniques de courant

Si les harmoniques de la fréquence fondamentale à niveaux élevés sont présentes dans les courants de phase statoriques, des courants supplémentaires sont induits dans le circuit amortisseur, et notamment à la surface du rotor, dans l'enroulement amortisseur du rotor, dans les cales du rotor et les frettes du rotor. Pour déterminer la tenue en charge déséquilibrée, les effets suivants doivent être pris en compte.

NOTE 1 Les harmoniques de courant statorique peuvent également générer des harmoniques indésirables dans le couple d'entrefer et des pertes additionnelles dans l'enroulement statorique et le circuit magnétique.

Conservant les limitations définies par l'IEC 60034-1, l'impact des harmoniques de courant sur les performances en charge déséquilibrée peut être déterminé par un courant équivalent I_{2eq} comme suit:

$$I_{2eq} = \sqrt{I_2^2 + \sum_n \sqrt{\frac{n+i}{2}} I_n^2}$$

où

n désigne l'ordre des harmoniques (en règle générale, un entier impair non divisible par 3) et

$i = +1$, si $n = 5, 11, 17$, etc. $i = -1$, si $n = 7, 13, 19$, etc.

I_n désigne la valeur efficace du courant harmonique et n l'ordre;

I_2 désigne la valeur efficace de la composante inverse des courants de phase fondamentaux;

I_{2eq} désigne le courant efficace équivalent de la composante inverse globale.

NOTE 2 La formule prend en compte l'influence des fréquences sur les résistances des enroulements amortisseurs.

Sauf accord contraire, la composante inverse du courant équivalent relatif I_{2eq}/I_N ne doit pas dépasser les limites de I_2/I_N définies dans l'IEC 60034-1 (avec le courant statorique assigné I_N).

Le contenu harmonique de I_{2eq} est obtenu en définissant $I_2 = 0$ dans la formule. S'il est prévu que le contenu harmonique de I_{2eq}/I_N dépasse 25 % des niveaux admissibles définis dans le Tableau 2 de l'IEC 60034-1:2017, le constructeur doit être conscient des niveaux anticipés et des fréquences des harmoniques de courant. Le constructeur doit décider si des mesures de conception supplémentaires sont requises.

4.16 Court-circuit brusque

L'alternateur ou le compensateur doit être conçu de façon à supporter tous les types de courts-circuits à ses bornes "sans incident", lors d'un fonctionnement à la charge assignée et à la tension assignée de 1,05 (valeur réduite), en prenant pour hypothèse que le courant maximal par phase est limité par des moyens extérieurs à une valeur ne dépassant pas le courant maximal obtenu par phase lors d'un court-circuit triphasé brusque. "Sans incident" signifie que la machine ne doit pas subir de dommage entraînant son retrait du service, bien qu'une déformation de l'enroulement statorique ou un desserrage des dispositifs de blocage des développantes puisse se produire.

S'il est prévu de devoir procéder à un essai de court-circuit brusque sur une nouvelle machine, il doit être réalisé comme suit:

Selon accord, un essai d'acceptation diélectrique complet doit précéder l'essai de court-circuit.

Un alternateur ou un compensateur devant être directement connecté au réseau doit être soumis à un court-circuit triphasé, appliqué à ses bornes sous la tension assignée à vide.

Un alternateur ou un compensateur destiné à être connecté au réseau par le biais d'un transformateur doit être soumis à l'essai sous tension réduite aux bornes. La tension d'essai doit faire l'objet d'un accord et être de préférence choisie de sorte que le courant statorique produit soit le courant qui serait généré en service par un court-circuit triphasé brusque appliqué aux bornes haute tension du transformateur.

Cet essai doit être vu comme satisfaisant si l'alternateur ou le compensateur est ensuite jugé apte à fonctionner sans réparation ou seulement avec des "réparations mineures" sur ses enroulements statoriques et s'il supporte un essai à haute tension à 80 % de la valeur spécifiée dans l'IEC 60034-1 pour une machine neuve. Des "réparations mineures" impliquent de porter attention à la déformation ou au desserrage des enroulements statoriques ou des dispositifs de calage des développantes et à l'isolation appliquée, mais n'impliquent pas de remplacer les bobines.

Des courants et des couples anormalement élevés peuvent être provoqués par un court-circuit se produisant à proximité de l'alternateur ou du compensateur en service, ou par l'élimination d'un défaut plus lointain avec réenclenchement, ou encore par un couplage défectueux. Si de telles conditions ont entraîné des surintensités importantes, il convient d'examiner la machine en détail, en portant une attention particulière aux enroulements statoriques. Il convient que tout desserrage de support ou de calage soit compensé avant de remettre l'alternateur ou le compensateur en service, afin d'éviter des détériorations consécutives provoquées par des vibrations. Il est également recommandé de rechercher les déformations éventuelles des boulons d'accouplement, des accouplements et des arbres.

4.17 Synchronisation

Avant de connecter un alternateur ou un compensateur au réseau au moyen d'un disjoncteur, les tensions de l'alternateur ou du compensateur doivent coïncider très étroitement avec les tensions du réseau afin d'éviter les surintensités et les couples inadmissibles. Pour ce faire, la vitesse et l'excitation de l'alternateur ou du compensateur sont réglées avec précision.

Le constructeur de l'alternateur ou du compensateur doit fournir des informations sur les écarts maximaux admissibles de l'amplitude, de la fréquence et de la phase des tensions de l'alternateur ou du compensateur par rapport aux tensions du réseau. La durée de fermeture du disjoncteur doit également être prise en compte.

NOTE 1 Les écarts admissibles dépendent principalement des réactances de l'alternateur ou du compensateur, mais également des propriétés de la ligne d'arbre.

Une synchronisation défectueuse peut gravement endommager un alternateur ou un compensateur. Chaque synchronisation défectueuse doit immédiatement déconnecter l'alternateur ou le compensateur. Les synchronisations défectueuses les plus critiques sont celles qui se produisent avec une erreur de phase comprise entre 120° et 180° , provoquant des couples et des courants extrêmement élevés. L'examen de l'enroulement statorique et de la ligne d'arbre est exigé à la suite d'une synchronisation défectueuse. L'alternateur ou le compensateur n'est apte au fonctionnement que si toutes les réparations ont été effectuées.

NOTE 2 Les réparations peuvent notamment inclure le rebobinage total ou partiel des enroulements statoriques, le resserrage/remplacement des dispositifs de calage, le remplacement des composants de couplage ou encore le remplacement du rotor.

4.18 Rapport de court-circuit

Pour les machines de toutes tailles et de tous types de refroidissements couvertes dans le présent document, la valeur du rapport de court-circuit doit être d'au moins 0,35 aux conditions de fonctionnement assignées. Une valeur de rapport de court-circuit plus élevée peut être spécifiée (par exemple en cas d'une demande du réseau). Pour un système de refroidissement donné, cela peut toutefois exiger d'augmenter de manière significative la taille de l'alternateur/du compensateur, entraînant des dépenses de fabrication et de transport plus importantes. L'augmentation de la valeur de rapport de court-circuit exige également d'augmenter le courant d'excitation et génère davantage de pertes. Les valeurs supérieures à 0,35 doivent donc faire l'objet d'un accord.

Il convient de ne pas spécifier une valeur de puissance réactive sous-excité (en absorption de puissance réactive) de manière indirecte par le rapport de court-circuit, dans la mesure où la puissance sous-excité disponible et la stabilité statique dépendent de la conception particulière d'un alternateur.

NOTE 1 Les valeurs de rapport de court-circuit pouvant être atteintes avec des conceptions d'alternateur raisonnables sont limitées, en particulier avec les alternateurs de grande taille. Ces valeurs peuvent être en contradiction avec les exigences du code de réseau.

NOTE 2 Une valeur de rapport de court-circuit supérieure ou égale à 0,5 est très souvent spécifiée sans explication de cette exigence. Dans les normes plus anciennes, les valeurs de rapport de court-circuit élevées étaient destinées à accélérer le temps de réponse des variations de charge, en considérant des temps de réponse lents du contrôle du courant d'excitation. Il est plus raisonnable de compenser les variations de charge en utilisant des excitatrices modernes et en accélérant les temps de réponse du contrôle du courant d'excitation.

4.19 Réactances transitoire et subtransitoire longitudinales

Si les réactances transitoire et subtransitoire longitudinales sont spécifiées par rapport aux conditions de fonctionnement, les valeurs suivantes doivent également faire l'objet d'un accord:

- une valeur minimale de la réactance subtransitoire longitudinale au niveau de saturation de la tension assignée;
- une valeur maximale de la réactance transitoire longitudinale dans les conditions non saturées du courant assigné.

Dans la mesure où les deux réactances dépendent en grande partie des flux communs, il est nécessaire de s'assurer que la limite numériquement supérieure de la réactance subtransitoire ne soit pas établie trop près de la limite numériquement inférieure de la réactance transitoire.

Si la valeur de la réactance subtransitoire longitudinale n'est pas spécifiée, elle doit être d'au moins 0,1 (valeur réduite) au niveau de saturation correspondant à la tension assignée.

La valeur de chacune de ces réactances peut être spécifiée et faire l'objet d'un accord à un autre niveau de saturation conformément à l'IEC 60034-4-1. S'il est prévu de devoir déterminer les valeurs par des essais, ceux-ci doivent être effectués conformément à l'IEC 60034-4-1.

4.20 Tolérances sur le rapport de court-circuit et les réactances transitoire et subtransitoire longitudinales

Si les valeurs limites de la présente norme, ou d'autres limites, ont été spécifiées ou ont fait l'objet d'un accord, il ne doit pas y avoir de tolérance négative sur les valeurs minimales ni de tolérance positive sur les valeurs maximales. Une tolérance positive sur les valeurs minimales et une tolérance négative sur les valeurs maximales de 30 % doit s'appliquer.

Si des valeurs sont spécifiées, mais non déclarées comme des valeurs limites, elles doivent être vues comme des valeurs assignées et soumises à une tolérance de ± 15 %. Si aucune valeur n'a été spécifiée par l'acheteur, le constructeur doit fournir des valeurs dont la tolérance est de ± 15 %.

4.21 Conditions mécaniques pour les rotors

4.21.1 Nombre de démarrages

Sauf accord contraire, le rotor, du point de vue de sa conception mécanique, doit être capable de résister pendant sa durée de vie:

- à au moins 3 000 démarrages;
- à au moins 10 000 démarrages pour les rotors conçus pour des fonctionnements cyclés en démarrages réguliers tels que le service quotidien.

4.21.2 Fonctionnement en virage

Le fonctionnement en virage d'un turbo-alternateur peut être exigé en premier lieu pour les besoins de son organe d'entraînement. Le fonctionnement en virage peut également être nécessaire afin d'éviter la déflexion inadmissible du rotor de l'alternateur/du compensateur. Le fonctionnement prolongé en virage peut endommager le rotor et il convient qu'il soit limité. Si un fonctionnement prolongé en virage est envisagé, des mesures additionnelles visant à réduire le plus possible ses effets dangereux doivent faire l'objet d'un accord.

4.22 Réfrigérants

Les réfrigérants doivent être prévus, sauf accord contraire, pour une température d'entrée de l'eau froide inférieure ou égale à 32 °C et pour une pression de service absolue d'au moins:

- 2,7 bar (270 kPa) pour les alternateurs ou compensateurs refroidis par air;
- 4,5 bar (450 kPa) pour les alternateurs ou compensateurs refroidis par hydrogène et par liquide.

La pression d'essai doit être égale à 1,5 fois la pression de service maximale et doit être appliquée pendant 15 min.

Si la pression de l'eau dans le réfrigérant est réglée au moyen d'une vanne ou d'un réducteur de pression relié à une canalisation dont la pression est supérieure à la pression de service du réfrigérant, celui-ci doit être conçu pour supporter cette pression supérieure et soumis à l'essai sous 1,5 fois cette pression, sauf accord contraire. La pression de la canalisation doit être spécifiée par l'acheteur.

A des fins de nettoyage et de maintenance, les réfrigérants doivent comprendre plusieurs éléments. Si un élément est hors service, l'installation doit être capable de supporter en service continu au moins les deux tiers (ou, par accord, une autre fraction) de la charge assignée, sans dépasser l'échauffement admissible pour les parties actives de l'alternateur/du compensateur. Dans ces conditions, la température du fluide de refroidissement primaire peut être supérieure à la valeur de base. Le réfrigérant d'une machine refroidie par hydrogène ou par liquide peut être soumis à la pression du gaz sans appliquer la pression de l'eau, par exemple lors de la maintenance ou du balayage de l'enveloppe de gaz. Pour ces applications, les réfrigérants doivent donc être conçus pour une pression différentielle de 8 bar (800 kPa) du côté du gaz.

NOTE Le mélange de produits chimiques dans l'eau, par exemple des sels ou du glycol, peut dégrader les performances de refroidissement.

5 Alternateurs ou compensateurs refroidis par air

5.1 Généralités

L'Article 5 s'applique aux alternateurs ou aux compensateurs dont les parties actives sont refroidies par air, soit directement, soit indirectement, soit par combinaison des deux méthodes.

5.2 Système de refroidissement

Le système de ventilation préférentiel est un circuit de refroidissement par air fermé. Si un système de refroidissement par air ouvert est spécifié ou fait l'objet d'un accord, l'introduction de poussière dans les conduites de ventilation doit être évitée afin d'empêcher un surchauffement de la machine et de réduire le plus possible la pollution des surfaces isolées.

Si l'excitation est prévue au moyen de bagues collectrices, elles doivent être ventilées séparément pour éviter l'introduction de poussière de charbon dans l'alternateur et l'excitatrice.

5.3 Température du fluide de refroidissement primaire

5.3.1 Généralités

Les alternateurs ou les compensateurs autres que ceux entraînés par turbines à gaz ou destinés aux installations à cycle combiné doivent être conformes à l'IEC 60034-1.

Si la température maximale de l'air ambiant ou de l'air de refroidissement primaire pour les alternateurs à réfrigérant air/eau n'est pas de 40 °C, les articles correspondants de l'IEC 60034-1 s'appliquent.

Les exigences particulières pour les alternateurs entraînés par turbines à gaz sont données en 7.2 et 7.3.

5.3.2 Détecteurs de température

Pour contrôler la température de l'enroulement statorique, au moins six détecteurs internes de température doivent être prévus, conformément à l'IEC 60034-1.

Le nombre de détecteurs de température placés dans les arrivées d'air de l'alternateur doit faire l'objet d'un accord.

6 Alternateurs ou compensateurs refroidis par hydrogène ou par liquide

6.1 Généralités

L'Article 6 s'applique aux alternateurs ou aux compensateurs dont les parties actives sont refroidies indirectement ou directement par hydrogène ou liquide, ou par une combinaison des deux. Dans certaines machines, un gaz autre que l'hydrogène peut être utilisé. Dans ce cas, les mêmes règles s'appliquent lorsqu'elles sont appropriées. Les précautions à prendre pour les machines refroidies par hydrogène et leurs auxiliaires sont indiquées dans l'Annexe A.

Les machines refroidies directement par hydrogène ne sont normalement pas autorisées à fonctionner dans des conditions de refroidissement par air, afin d'éviter des échauffements excessifs à l'intérieur des enroulements.

6.2 Pression et pureté de l'hydrogène dans l'enveloppe

Le constructeur doit indiquer la pression et la pureté absolues de l'hydrogène dans l'enveloppe, sous lesquelles l'alternateur produit sa puissance assignée.

Les valeurs absolues préférentielles de la pression d'hydrogène sont les suivantes:

bar	2	3	4	5	6	7
kPa	200	300	400	500	600	700

Il est avéré que la conversion de la pression absolue en pression manométrique locale est exigée. La pression de l'air ambiant, qui est diminuée aux altitudes supérieures à 1 000 m au-dessus du niveau de la mer, doit être prise en compte lors de la conception des auxiliaires.

Les machines refroidies par hydrogène doivent être capables de fonctionner à la puissance assignée avec un fluide de refroidissement contenant 95 % ou plus d'hydrogène par volume, mais pas nécessairement en conformité avec les exigences de température.

Un fonctionnement à la puissance assignée et à pression d'hydrogène réduite peut diminuer la durée de vie de l'isolation. Dans ces conditions, il est recommandé de diminuer la charge.

Si un alternateur ou un compensateur à enroulement statorique refroidi par eau fonctionne à pression d'hydrogène réduite, la pression hydraulique maximale dans l'enroulement peut devenir plus importante que la pression d'hydrogène. Lorsque le circuit d'eau est endommagé, cela peut entraîner une fuite d'eau vers l'intérieur de la machine sous hydrogène. Cela peut provoquer une défaillance.

6.3 Enveloppe de la machine et plaques de fermeture

L'enveloppe entière de la machine et tous les confinements pressurisés (par exemple les compartiments des réfrigérants) contenant de l'hydrogène sous pression comme fluide de refroidissement doivent être conçus de façon à supporter, sans danger pour le personnel, une explosion interne, le mélange explosif étant initialement à la pression atmosphérique. De telles explosions internes peuvent entraîner des pressions absolues allant jusqu'à 9 bar. Un essai de pression doit être effectué sur chaque nouvelle machine afin de vérifier la robustesse de l'enveloppe de la machine, des compartiments et des plaques de fermeture. Une pression d'essai absolue de 9 bar (900 kPa) doit être appliquée pendant 15 min, indépendamment de la pression d'hydrogène de fonctionnement. La méthode recommandée et la plus sûre consiste en un essai de pression hydrostatique, car l'eau est incompressible et toute fuite peut être facilement détectée sans danger pour le personnel. Si un essai de pression est effectué à l'aide d'un autre fluide d'essai, par exemple de l'air (compressible), les précautions de sécurité appropriées doivent être prises en fonction du fluide d'essai, de la pression et du volume d'enceinte choisis.

NOTE Dans certains pays, des codes ou des normes établis peuvent imposer des exigences d'essai supplémentaires ou différentes.

6.4 Bornes de l'enroulement statorique

Les bornes des machines refroidies par hydrogène doivent être conçues de façon à supporter une pression de gaz absolue d'au moins 9 bar (900 kPa).

Les isolateurs des bornes doivent être soumis à l'essai indépendamment des enroulements statoriques. Ils doivent supporter pendant 60 s un essai diélectrique à sec dans l'air à la fréquence industrielle. La tension d'essai doit être d'au moins 1,5 fois la tension de l'essai de tenue à la tension de l'enroulement statorique dont la durée est de 1 min.

Il n'est pas nécessaire de raccorder les circuits de liquide de refroidissement des bornes refroidies par liquide pour l'essai à haute tension.

6.5 Température des fluides de refroidissement primaires, températures et échauffements

Les alternateurs ou les compensateurs autres que ceux entraînés par turbines à gaz ou destinés aux installations à cycle combiné doivent être conformes à l'IEC 60034-1.

Les températures maximales des fluides de refroidissement primaires, hydrogène ou liquide, peuvent ne pas être de 40 °C (par exemple pour atteindre la conception économique d'un réfrigérant avec la température maximale spécifiée du fluide de refroidissement secondaire). Dans ce cas, les échauffements ou les températures limites observables définis dans l'IEC 60034-1 doivent s'appliquer.

Pour éviter les échauffements excessifs ou les plages de températures excessives, il convient habituellement que la température maximale des fluides de refroidissement ne s'écarte pas de 40 °C de plus de +10 K.

Les exigences particulières pour les alternateurs entraînés par turbines à gaz sont données en 7.2 et 7.3.

6.6 Détecteurs de température

Au moins six détecteurs internes de température doivent être prévus dans l'enroulement statorique, comme exigé par l'IEC 60034-1. Pour les machines refroidies directement, il est important de noter que les valeurs lues par détecteurs internes ne donnent pas d'indication sur la température des points chauds de l'enroulement statorique.

L'observation des échauffements ou des températures admissibles et les corrections applicables données dans l'IEC 60034-1 garantissent que la température de l'enroulement n'est pas excessive. La limite des températures admissibles mesurée par détecteurs internes entre les côtés des bobines a pour objet de fournir une garantie contre l'échauffement excessif de l'isolation par le circuit magnétique. Les valeurs lues des températures par détecteurs internes peuvent être utilisées pour contrôler le fonctionnement du système de refroidissement de l'enroulement statorique.

Le nombre de détecteurs de température mesurant la température du fluide de refroidissement à l'entrée de la machine doit faire l'objet d'un accord.

Pour les enroulements statoriques refroidis directement, au moins trois détecteurs de température doivent être en contact direct avec le fluide de refroidissement à la sortie de l'enroulement. Si l'enroulement est refroidi par gaz, ils doivent être installés aussi près de la sortie de la bobine que les exigences électriques le permettent. Si l'enroulement est refroidi par eau, les détecteurs de température doivent être installés sur la tuyauterie à l'intérieur de l'enceinte de l'alternateur ou aussi près que possible de l'endroit où le fluide de refroidissement quitte l'enceinte, en veillant à ce qu'il n'y ait pas de différence sensible de température entre le point de mesure et le point où le fluide de refroidissement quitte l'enroulement.

6.7 Systèmes auxiliaires

Une partie ou la totalité des équipements suivants est nécessaire au bon fonctionnement des alternateurs ou des compensateurs couverts par l'Article 6, selon le type du fluide de refroidissement et selon les systèmes auxiliaires. Cette liste n'est pas exhaustive dans les moindres détails. D'autres points peuvent être ajoutés.

- a) Une installation complète de refroidissement à gaz (hydrogène ou autre gaz), adaptée pour le raccordement au circuit d'alimentation en gaz, comprenant des régulateurs appropriés pour contrôler la pression du gaz dans l'alternateur, un sécheur de gaz et des moyens de vérifier ou de surveiller la consommation quotidienne de gaz.
- b) Une installation complète de balayage du gaz (les gaz de balayage courants sont le dioxyde de carbone, l'azote ou l'argon), adaptée pour le raccordement au circuit d'alimentation en gaz, permettant le remplissage et le balayage de l'hydrogène de l'enveloppe en toute sécurité.

Si le circuit d'air comprimé de la centrale est utilisé pour chasser le gaz de balayage de l'enveloppe, le raccordement à ce circuit d'air doit être effectué de façon que l'air ne puisse être introduit dans l'alternateur que pour chasser le gaz de balayage, par exemple au moyen d'une tuyauterie démontable.

- c) Des dispositifs indicateurs et avertisseurs permettant de maintenir l'hydrogène au degré de pureté exigé et de contrôler la pureté du gaz de balayage lors de la vidange de l'hydrogène de l'enveloppe. Deux techniques indépendantes doivent être prévues pour indiquer la pureté.
- d) Un système complet d'huile d'étanchéité des joints comprenant des équipements de contrôle de l'huile des joints et, si nécessaire, d'extraction de gaz et d'eau de cette huile.
Une alimentation de secours en huile d'étanchéité doit être prévue pour fonctionner automatiquement si l'alimentation principale est défaillante.
- e) Une ou plusieurs installations complètes de refroidissement par liquide comprenant des pompes, des réfrigérants et des filtres ainsi que des régulateurs appropriés pour contrôler la température du liquide de refroidissement.
- f) Des moyens permettant de détecter la réduction ou la perte de la circulation du liquide de refroidissement dans les enroulements.
- g) Des moyens permettant de mesurer la conductivité de l'eau utilisée pour le refroidissement des enroulements et de la maintenir à une valeur suffisamment basse.
- h) Des instruments de mesure et des protections indiquant le fonctionnement de tous les appareils auxiliaires et la présence de liquide dans l'alternateur/le compensateur, ainsi que les moyens nécessaires à l'extraction de ce liquide.

7 Alternateurs pour turbines à gaz ou installations à cycles combinés

7.1 Généralités

L'Article 7 s'applique aux alternateurs entraînés par turbines à gaz ou destinés aux installations à cycle combiné à refroidissement par air en circuit ouvert ou en circuit fermé utilisant de l'air ou de l'hydrogène si la puissance demandée de l'alternateur est fonction de la température ambiante.

7.2 Conditions de fonctionnement

7.2.1 Généralités

Un alternateur entraîné par turbine à gaz et conforme au présent document est capable de supporter une charge en rapport avec ses caractéristiques assignées et ses aptitudes dans les conditions de fonctionnement suivantes.

7.2.2 Température du fluide de refroidissement primaire

Pour les alternateurs refroidis par air en circuit ouvert, la température du fluide de refroidissement primaire est celle de l'air pénétrant dans l'alternateur. Il s'agit normalement de la température de l'air ambiant. La plage de cette température doit être spécifiée par l'acheteur; elle est habituellement comprise entre -5 °C et $+40\text{ °C}$.