

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

**Rotating electrical machines –
Part 3: Specific requirements for synchronous generators driven by steam
turbines or combustion gas turbines**

**Machines électriques tournantes –
Partie 3: Règles spécifiques pour les alternateurs synchrones entraînés par
turbines à vapeur ou par turbines à gaz à combustion**



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2007 IEC, Geneva, Switzerland

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

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

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

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

IEC Central Office
3, rue de Varembe
CH-1211 Geneva 20
Switzerland
Email: inmail@iec.ch
Web: www.iec.ch

About the IEC

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

About IEC publications

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

- Catalogue of IEC publications: www.iec.ch/searchpub

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 It also gives information on projects, withdrawn and replaced publications.

- IEC Just Published: www.iec.ch/online_news/justpub

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

- Electropedia: www.electropedia.org

The world's leading online dictionary of electronic and electrical terms containing more than 20 000 terms and definitions in English and French, with equivalent terms in additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary online.

- Customer Service Centre: www.iec.ch/webstore/custserv

If you wish to give us your feedback on this publication or need further assistance, please visit the Customer Service Centre FAQ or contact us:

Email: csc@iec.ch

Tel.: +41 22 919 02 11

Fax: +41 22 919 03 00

A propos de la CEI

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

A propos des publications CEI

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

- Catalogue des publications de la CEI: www.iec.ch/searchpub/cur_fut-f.htm

Le Catalogue en-ligne de la CEI vous permet d'effectuer des recherches en utilisant différents critères (numéro de référence, texte, comité d'études,...). Il donne aussi des informations sur les projets et les publications retirées ou remplacées.

- Just Published CEI: www.iec.ch/online_news/justpub

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

- Electropedia: www.electropedia.org

Le premier dictionnaire en ligne au monde de termes électroniques et électriques. Il contient plus de 20 000 termes et définitions en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans les langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International en ligne.

- Service Clients: www.iec.ch/webstore/custserv/custserv_entry-f.htm

Si vous désirez nous donner des commentaires sur cette publication ou si vous avez des questions, visitez le FAQ du Service clients ou contactez-nous:

Email: csc@iec.ch

Tél.: +41 22 919 02 11

Fax: +41 22 919 03 00

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

**Rotating electrical machines –
Part 3: Specific requirements for synchronous generators driven by steam
turbines or combustion gas turbines**

**Machines électriques tournantes –
Partie 3: Règles spécifiques pour les alternateurs synchrones entraînés par
turbines à vapeur ou par turbines à gaz à combustion**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

PRICE CODE
CODE PRIX

U

CONTENTS

FOREWORD.....	4
1 Scope.....	6
2 Normative references	6
3 Terms and definitions	6
4 General	7
4.1 General rules	7
4.2 Rated conditions	7
4.3 Rated voltage	7
4.4 Power factor	7
4.5 Rated speed	7
4.6 Ranges of voltage and frequency	8
4.7 Direction of rotation	8
4.8 Stator winding	9
4.9 Generator rated field current and voltage	9
4.10 Winding insulation	9
4.10.1 Thermal class	9
4.10.2 Withstand voltage tests	9
4.11 Insulation against shaft current	9
4.12 Over-speed test	9
4.13 Critical speeds	9
4.14 P-Q capability diagram	9
4.15 Overcurrent requirements	11
4.16 Sudden short circuit	11
4.17 Short-circuit ratio	12
4.18 Direct axis transient and subtransient reactances for generators	12
4.19 Tolerances on short-circuit ratio and direct axis transient and subtransient reactances	12
4.20 Mechanical conditions for rotors	12
4.20.1 Number of starts	12
4.20.2 Turning gear operation	12
4.21 Coolers	13
5 Air-cooled generators	13
5.1 General	13
5.2 Generator cooling	13
5.3 Temperature of primary coolant	13
5.3.1 Temperature detectors	14
6 Hydrogen-cooled or liquid-cooled generators	14
6.1 General	14
6.2 Hydrogen pressure and purity in the casing	14
6.3 Generator housing and cover plates	14
6.4 Stator winding terminals	14
6.5 Temperature of primary coolants, temperatures and temperature rises of the generator	14
6.6 Temperature detectors	15
6.7 Auxiliary system	15

7	Generators for combustion gas turbines or combined cycle applications	16
7.1	General	16
7.2	Service conditions	16
7.2.1	General	16
7.2.2	Primary coolant temperature	16
7.2.3	Number of starts	16
7.2.4	Application of load	16
7.3	Rated output	16
7.4	Capabilities	17
7.4.1	General	17
7.4.2	Base capability	17
7.4.3	Temperature rise and temperature at base capability	18
7.4.4	Peak capability	19
7.5	Rating plate	19
7.6	Temperature tests	19
	Annex A (normative) Precautions to be taken when using hydrogen cooled turbine-driven synchronous generators	20
	Bibliography	27
	Figure 1 – Operation over ranges of voltage and frequency	8
	Figure 2 – Typical P-Q capability diagram	10
	Figure 3 – Typical generator capability curves	18
	Figure A.1 – Example of a large hydrogen supply unit feeding one or more generators (simplified diagram)	26

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

ROTATING ELECTRICAL MACHINES –

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

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 provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with an IEC Publication.
- 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 sixth edition cancels and replaces the fifth edition published in 2005. This edition constitutes a technical revision. The significant technical changes with respect to the previous edition are as follows:

- the contents is now restricted to synchronous generators driven by steam turbines or combustion gas turbines, but covers as well cylindrical rotor and salient-pole generators;
- synchronous motors have been taken out of the scope of part 3.

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

FDIS	Report on voting
2/1461/FDIS	2/1474/RVD

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

This publication 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 publication will remain unchanged until the maintenance result date indicated on the IEC web site under "<http://webstore.iec.ch>" in the data related to the specific publication. At this date, the publication will be

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

ROTATING ELECTRICAL MACHINES –

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

1 Scope

This part of IEC 60034 applies to three-phase synchronous generators, having rated outputs of 10 MVA and above driven by steam turbines or combustion gas turbines. It supplements the basic requirements for rotating machines given in IEC 60034-1.

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

This part of IEC 60034 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.

NOTE 1 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.

NOTE 2 These requirements do not apply to synchronous generators driven by water (hydraulic) turbine or wind turbine.

NOTE 3 The precautions to be taken when using hydrogen are valid for all cases where hydrogen is used as a coolant.

2 Normative references

The following referenced documents are indispensable for the application 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, *Rotating electrical machines – Part 1: Rating and performance*

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

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

IEC 60079 (all parts), *Electrical apparatus for explosive gas atmospheres*

3 Terms and definitions

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

3.1**mechanical start**

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

3.2**turning gear operation**

rotation at low speed to maintain thermal equilibrium of the turbine and/or rotor

4 General**4.1 General rules**

Turbine driven synchronous generators shall be in accordance with the basic requirements for rotating machines specified in IEC 60034-1 unless otherwise specified in this standard. Wherever in this standard there is reference to an agreement, it shall be understood that this is an agreement between the manufacturer and the purchaser.

4.2 Rated conditions

The rated conditions are given by the rated values of

- the apparent power;
- frequency;
- voltage;
- power factor;
- primary coolant temperature (40°C unless otherwise agreed upon);

and where applicable,

- site altitude;
- hydrogen pressure;
- range of hydrogen purity, see IEC 60034-1.

4.3 Rated voltage

The rated voltage shall be fixed by agreement.

4.4 Power factor

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

NOTE 1 Other values may be agreed upon, the lower the power factor the larger will be the generator.

NOTE 2 It is recommended that the generator should be capable of providing 0,95 underexcited power factor at rated MW.

4.5 Rated speed

The rated speed shall be

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

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

where p is the number of pole pairs.

4.6 Ranges of voltage and frequency

Generators 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 7 and 8, or the temperature limits in Table 12 of IEC 60034-1 shall apply at the rated voltage and frequency only.

NOTE 1 As the operating point moves away from the rated values of voltage and frequency, the temperature rise or total temperatures may progressively increase. Continuous operation at rated output at certain parts of the boundary of the shaded area causes temperature rises to increase by up to 10 K approximately. Generators will also carry output at rated power factor within the ranges of $\pm 5\%$ in voltage and $\pm 3\%$ in frequency, as defined by the outer boundary of Figure 1, but temperature rises will be further increased. Therefore, to minimize the reduction of the generator's lifetime due to the effects of temperature or temperature differences, operation outside the shaded area should be limited in extent, duration and frequency of occurrence. The output should be reduced or other corrective measures taken as soon as practicable.

If an operation over a still wider range of voltage or frequency or deviations from rated frequency and voltage are required, this should be the subject of an agreement.

NOTE 2 It is considered that overvoltage together with low frequency, or low voltage with over-frequency, are unlikely operating conditions. The former is the condition most likely to increase the temperature rise of the field winding. Figure 1 shows operation in these quadrants restricted to conditions that will cause the generator and its transformer to be over- or under-fluxed by no more than 5 %. Margins of excitation and of stability will be reduced under some of the operating conditions shown. As the operating frequency moves away from the rated frequency, effects outside the generator may become important and need to be considered. As examples: the turbine manufacturer will specify ranges of frequency and corresponding periods during which the turbine can operate; and the ability of auxiliary equipment to operate over a range of voltage and frequency should be considered.

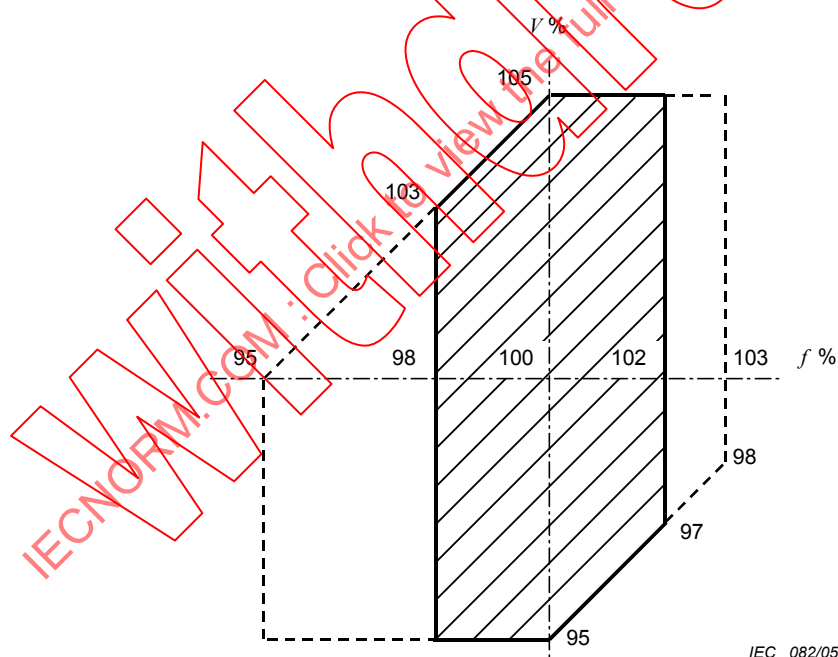


Figure 1 – Operation over ranges of voltage and frequency

4.7 Direction of rotation

The direction of rotation shall be shown on the generator 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 driving end, this shall be the reference end for the direction of rotation.

For generators having two drive ends, the more powerful drive end shall be the reference end. If not applicable, the end opposite to the excitation leads shall be the reference end for the direction of rotation.

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

4.8 Stator winding

Unless otherwise agreed upon, rated generator voltage corresponds to star connection. All winding ends shall be brought out and arranged in an agreed arrangement of the external connections to the generator.

4.9 Generator rated field current and voltage

The generator rated field current and voltage are those values needed for the generator to operate at rated conditions.

4.10 Winding insulation

4.10.1 Thermal class

Insulation systems used for the windings shall be of thermal class 130 or higher.

4.10.2 Withstand voltage tests

Withstand voltage tests shall be in accordance with IEC 60034-1, Table 16.

4.11 Insulation against shaft current

Suitable precautions shall be taken to prevent harmful flow of shaft current and to earth the rotor shaft adequately. Any insulation needed shall preferably be arranged so that it can be measured while the generator is operating. Shaft voltage spikes caused by static excitation with controlled rectifiers shall be kept down by suitable means to non-critical values. These spikes could cause damage, for example the bearing Babbitt by breaking through the bearing oil film.

4.12 Over-speed test

Rotors shall be tested at 1,2 times rated speed for 2 min.

4.13 Critical speeds

Critical speeds of the combined shaft train shall not cause unsatisfactory operation within the speed range corresponding to the frequency range agreed upon in accordance with 4.6 (see also IEC 60045-1).

4.14 P-Q capability diagram

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;

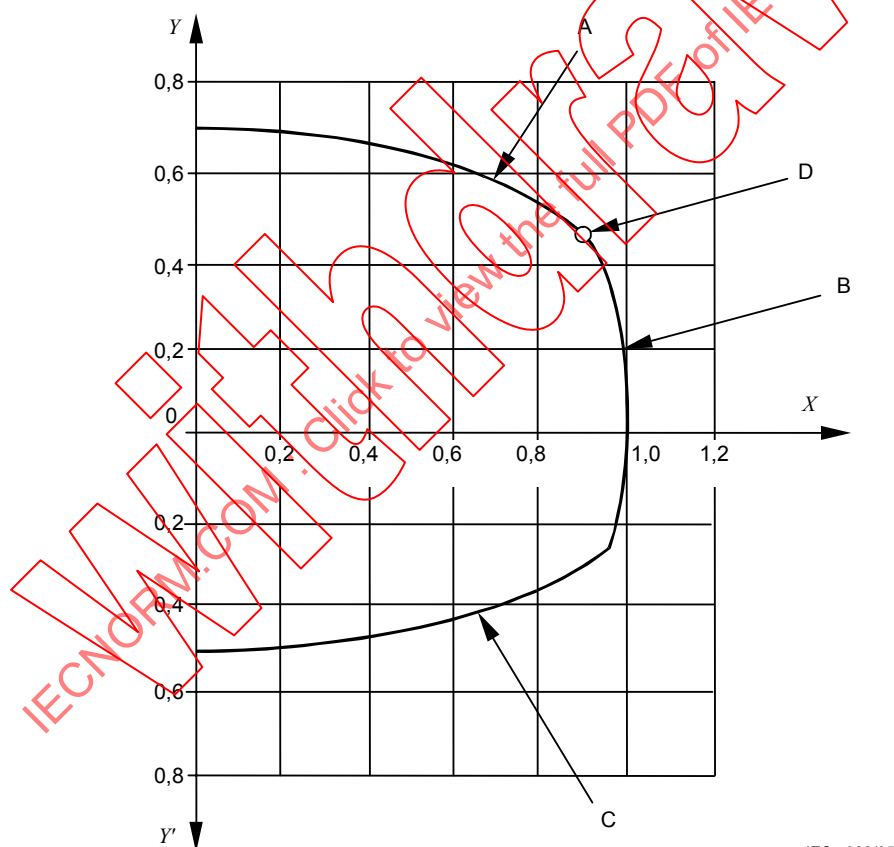
- curve B represents constant rated stator current and consequently approximately constant temperature rise of the stator winding;
- curve C indicates the limit set by localized end region heating, or by steady-state stability, or by a combination of both effects.

NOTE 1 Figure 2 may contain other operational limits such as maximum turbine limits and minimum excitation limits.

By agreement between the manufacturer and the purchaser, other diagrams may be provided for operation at agreed upon conditions within the voltage and frequency ranges agreed upon in accordance with 4.6, and for cooling and temperature conditions and where applicable hydrogen pressures other than rated.

NOTE 2 The generator should be operated within the boundaries of the diagram appropriate to the chosen conditions of voltage, frequency and cooling, and hydrogen pressure if applicable. Operation outside these boundaries will shorten the life of the generator.

NOTE 3 For a generator with a water cooled stator winding at reduced hydrogen pressure, the maximum water pressure within the winding can become higher than the hydrogen pressure. Hence, in the case of a leak, water can move from the water circuit towards the hydrogen environment within the casing. This could cause failure.



IEC 083/05

Key

- | | |
|--|-------------------------------|
| A limited by field winding temperature | X per unit kW |
| B limited by armature winding temperature | Y per unit kvar overexcited |
| C limited by the temperatures of the core end parts or by steady state stability | Y' per unit kvar underexcited |
| D rated output | |

Figure 2 – Typical P-Q capability diagram

4.15 Overcurrent requirements

Generators 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.

For ratings greater than 1 200 MVA, agreement should 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.

The generator shall be capable of other combinations of overcurrent and time that give the same degree of additional heat above that caused by 1 p.u. current.

Thus, for generators up to 1 200 MVA,

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

where

I is the stator current per unit (p.u.);

t is its duration in seconds.

This relationship shall apply for values of t between 10 s and 60 s.

NOTE It is recognized that stator temperatures will exceed rated load values under these conditions, and therefore the generator construction is based upon the assumption that the number of operations to the limit conditions specified will not exceed two per year.

4.16 Sudden short circuit

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

If it is agreed upon between purchaser and manufacturer that a sudden short-circuit test shall be made on a new generator, it shall be done after the full voltage dielectric acceptance test as described below.

A generator that is to be connected directly to the system shall have a 3-phase short circuit applied at its terminals when excited to rated voltage on no-load. For a generator that will be connected to the system through its own transformer or reactor, usually by an isolated phase bus, the test at the terminals shall be carried out at reduced voltage, agreed upon between the purchaser and the manufacturer, in order to produce the same stator current as would result in service from a three-phase short circuit applied at the high voltage terminals of the transformer.

This test shall be considered satisfactory if the generator 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 generator. The term "minor repairs" implies some attention to end-winding bracing and to applied insulation, but not replacement of coils.

NOTE Abnormal high currents and torques can occur as a result of a short circuit close to the generator in service, or of clearance and re-closure of a more distant fault, or of faulty synchronizing. If such conditions do actually impose severe overcurrents, it would be prudent to examine the generator thoroughly, with particular attention to the stator windings. Any loosening of supports or packings should be made good before returning the generator to service, to avoid the possibility of consequential damage being caused by vibration. It may also be desirable to check for possible shaft balance changes and deformation of the coupling bolts and couplings.

4.17 Short-circuit ratio

For generators of all sizes and types of cooling covered by this standard, the value of the short-circuit ratio shall be not less than 0,35. Higher minimum values may be specified and agreed upon (for example by a grid demand), but, for a given cooling system, these usually require an increase in generator size and higher losses.

4.18 Direct axis transient and subtransient reactances for generators

When the direct axis transient or subtransient reactances are specified having regard to the operating conditions, the following values should be agreed upon:

- 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, care should be taken to ensure that the values specified and agreed upon are compatible, that is, that the upper limit of the subtransient reactance is not set too close to the lower limit of the transient reactance.

When 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. If it is agreed that values are to be determined by test, the test shall be in accordance with IEC 60034-4.

4.19 Tolerances on short-circuit ratio and direct axis transient and subtransient reactances

Where the limit values of this standard, or other limits, have been specified or agreed upon, there shall be no tolerance in the significant direction, that is, no negative tolerance on minimum values and no positive tolerance on maximum values. In the other direction, a tolerance 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 %.

Where no values have been specified by the purchaser, the manufacturer shall give values, subject to a tolerance of ± 15 %.

4.20 Mechanical conditions for rotors

4.20.1 Number of starts

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

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

4.20.2 Turning gear operation

Before start-up and after shut-down, turning gear operation of the turbine generator set may be unavoidable primarily due to prime mover needs. However, prolonged turning gear operation may make the generator rotor susceptible to damage and should be limited. Susceptibility to turning gear operation damages can be influenced by the design. If a longer

turning gear operation is considered additional design efforts for minimizing the harmful effects should be the subject of an agreement.

4.21 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;
- 4,5 bar absolute (450 kPa) for hydrogen and liquid cooled generators;

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 where the pressure is higher 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. This pressure shall be specified by the purchaser.

Coolers shall be designed so that, if one section is intended to be taken out of service for cleaning, the unit can carry at least two-thirds (or, by agreement, another fraction) of rated load continuously, without the permissible temperatures of the active parts of the generator being exceeded. Under these conditions, the primary coolant temperature may be higher than the design value. For hydrogen and liquid cooled generators, attention should be paid to the fact that under some conditions of operation, for example during maintenance or while purging the casing of gas, a cooler might be subjected to gas pressure without water pressure. It shall therefore be designed for a differential pressure of 8 bar (800 kPa) on the gas side.

NOTE Increasing concentrations of chemicals in the water, for example salts or glycol can affect the cooling performance.

5 Air-cooled generators

5.1 General

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

5.2 Generator cooling

The system of ventilation should preferably be a closed air circuit system. If an open air system is specified or agreed upon, care shall be taken to avoid contaminating the ventilation passages with dirt, to avoid overheating and pollution of insulated surfaces.

When slip rings for excitation are provided, they should be ventilated separately to avoid contaminating the generator and exciter with carbon dust.

5.3 Temperature of primary coolant

Generators other than those driven by gas turbines 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, is other than 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.

5.3.1 Temperature detectors

In order to monitor the temperature of the stator winding, at least six embedded temperature detectors (ETD) 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

6.1 General

This clause applies to generators the active parts of which are cooled directly or indirectly by hydrogen, gas or liquid, or by a combination of both. Some generators may use a gas other than hydrogen, if so, the same rules apply where appropriate.

6.2 Hydrogen pressure and purity in the casing

The manufacturer shall indicate the absolute hydrogen pressure and purity in 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

NOTE 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 must be taken into account when designing the auxiliaries.

6.3 Generator housing and cover plates

The complete generator housing, and any pressure-containing cover plates (for example over coolers) for use 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. A hydrostatic pressure test shall be made to check the strength of the housing and cover plates. A suitable test would be the application of 9 bar absolute (900 kPa) for 15 min.

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

6.4 Stator winding terminals

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

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

NOTE When the terminals are liquid-cooled, the coolant connections need not be made for the high voltage test.

6.5 Temperature of primary coolants, temperatures and temperature rises of the generator

Generators other than those driven by gas turbines shall be in accordance with IEC 60034-1.

The maximum temperatures of the primary coolants, hydrogen or liquid, may be other than 40 °C (for example to obtain an economical design of cooler with the specified maximum temperature of the secondary coolant). If so:

- a) for indirectly cooled generators, the appropriate clauses of IEC 60034-1, concerning adjustment of temperature rises for air-cooled generators, shall apply;
- b) for directly cooled generators, the temperature specified in the appropriate table of IEC 60034-1 shall apply unchanged.

NOTE 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 embedded temperature detectors (ETD) shall be supplied in accordance with IEC 60034-1. For directly cooled generators, it is important to note that the temperature measured by ETD is no indication of the hot-spot temperature of the stator winding.

Observance of maximum coolant temperatures given in item 1 in Table 11 of IEC 60034-1 will ensure that the temperature of the winding is not excessive. The limit of permissible temperature 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 where it enters the generator shall be agreed upon.

For generators with direct cooling of the stator winding, the temperature of the cooling medium at the outlet of this winding shall be measured with at least three temperature detectors. These detectors should be in intimate contact with the coolant. Therefore, if the winding is gas-cooled, they should be installed as close to the exit duct from the coil as is consistent with electrical requirements. If the winding is water cooled, they should 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 system

Some or all of the following equipment will be required for satisfactory operation of generators covered by Clause 6, depending on the design of the coolant and auxiliary systems. The list is not intended to be complete in all details, and 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 the purging gas (usually carbon dioxide) suitable for connecting to the gas supply, to permit the casing to be safely filled with and scavenged of hydrogen.

If the pressurized air system of the power station is used to drive the scavenging 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 scavenging 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 scavenging gas to be monitored while the casing is being emptied of hydrogen. Two independent means for indicating purity should 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 alarms to indicate the functioning of all auxiliary apparatus and the presence of liquid in the generator; also means for removing the liquid.

7 Generators for combustion gas turbines or combined cycle applications

7.1 General

This clause 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 part of IEC 60034 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 this coolant temperature shall be determined by the manufacturer, 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, except by agreement.

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

At rated output, the temperature rises in Tables 7 and 8 or the temperatures in Table 12 of IEC 60034-1 shall not be exceeded.

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

7.4 Capabilities

7.4.1 General

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

7.4.2 Base capability

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

- 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.

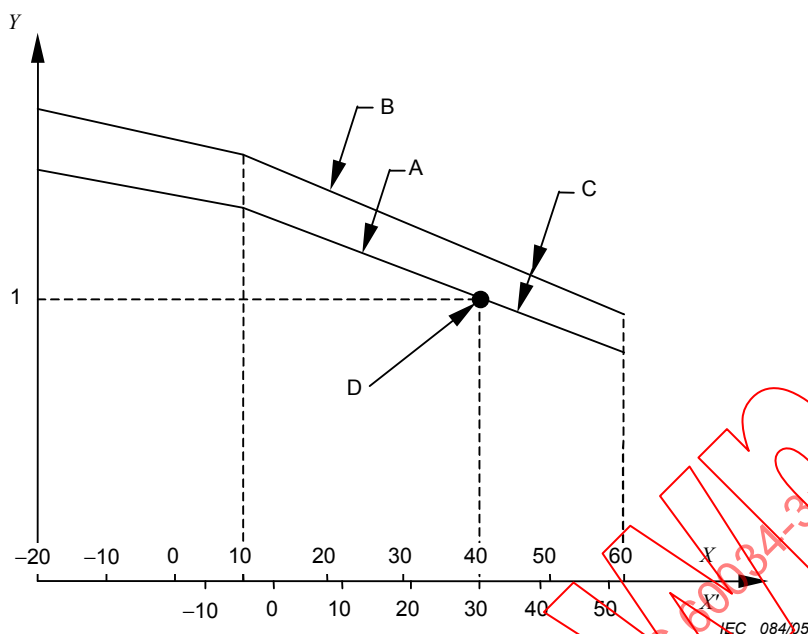
The active power component of the base capability of the generator divided by the generator efficiency shall equal or exceed the base capability of the combustion gas turbine over the specified range of air temperature at the intake to the turbine at site.

It may be agreed that beyond some submitted low or high air temperature, it is not necessary for the base capability of the generator to equal that of the turbine. It may then be possible to meet all 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 can be taken to be the same as that of the air at the turbine intake (Figure 3, scale *X*). Where automatic re-circulation of air is fitted for low ambient temperature applications, the curve shall refer to the actual cooling air temperature differing from the ambient air at the turbine intake.

In a generator with closed-circuit cooling, using a water-cooled heat exchanger, the temperature of the water (the secondary coolant) may not have a direct correlation with the ambient air temperature. Figure 3, as an example, shows generator capability plotted against secondary coolant temperatures in scale *X'*. Hence, as the ambient air temperature falls, the generator capability may not change or may rise more slowly than the turbine capability. If the generator size is determined by the turbine output at low air temperatures, its output capability will be considerably in excess of that required at normal ambient temperatures.

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



Key

- | | |
|-------------------------------|--|
| A base capability | X primary coolant temperature ($^{\circ}\text{C}$) |
| B peak capability | X' secondary coolant temperature ($^{\circ}\text{C}$) for a closed-circuit cooled generator using air or hydrogen as primary coolant |
| C temperature difference 15 K | |
| D rating point | Y generator apparent power p.u. |

NOTE 1 The curves supplied for a particular generator will extend only over the range of coolant temperature specified. For a generator with a heat exchanger, it is not intended that a scale of primary coolant temperature be shown also. The two scales of primary or secondary coolant temperature are included here merely to show forms of the diagram.

NOTE 2 These typical curves do not extend beyond primary coolant temperatures of $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ and $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$, because outside this range performance requirements should be by agreement.

Figure 3 – Typical generator capability curves

7.4.3 Temperature rise and temperature at base capability

For indirectly cooled windings, the temperature rises when operating at site shall be in accordance with Tables 7, 8 and 9 of IEC 60034-1 as appropriate, adjusted as follows:

- for primary coolant temperatures from $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ to $60\text{ }^{\circ}\text{C}$: add $(40 - \text{primary coolant temperature})\text{ K}$;
- for primary coolant temperatures below $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ but not below $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$: add $30\text{ K} + 0,5 (10 - \text{primary coolant temperature})\text{ K}$;
- for primary coolant temperatures above $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ or below $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$, an agreement shall be reached;

For windings directly cooled by air or hydrogen the total temperatures when operating on site shall be in accordance with the limits of Table 12 of IEC 60034-1, adjusted as follows:

- for primary coolant temperatures from $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ to $60\text{ }^{\circ}\text{C}$: no adjustment;
- for primary coolant temperatures below $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ but not below $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$: subtract $0,3 (10 - \text{primary coolant temperature})\text{ K}$;
- for primary coolant temperatures above $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ or below $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$, an agreement shall be reached.

7.4.4 Peak capability

The peak capability is the generator rating obtained when operating the generator at an increased 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 at about three to six times the rate that occurs at base capability temperatures.

The consideration set out in 7.4.2 concerning the relationship between the generator and the turbine base capabilities applies also to peak capabilities.

7.5 Rating plate

The rating plate shall show the information stipulated in IEC 60034-1, plus 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.

Annex A (normative)

Precautions to be taken when using hydrogen cooled turbine-driven synchronous generators

A.1 General

This annex 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 should only be done through the manufacturer's formal revision procedure.

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

A.2 Hydrogen supply 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 generator with hydrogen;
- operation of the hydrogen-filled generator;
- start-up, shut-down and standstill of the generator when filled with hydrogen;
- purging of gas from the generator.

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, when used, shall comply with the requirements prescribed in A.5.2 to A.5.8.

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 'the 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 needs periodic reactivation, means shall be provided to show when this is needed and when it is complete;
- if air is used in the reactivation process, there shall be some means 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 it operates at a temperature well below the ignition temperature of any hydrogen-air mixture that may be formed. Typically, the allowable limit is 300 °C. A lower limit may be needed to avoid damage to a drying agent such as activated alumina. The heater shall be arranged, for example by interlocking its switch with the valves, so that it can operate only during the regeneration period;
- if means are provided to allow condensate to be drained from a chamber that is subjected to hydrogen pressure, the construction and operation shall prevent any significant escape of hydrogen;
- measuring instruments and control devices which have electrical circuits inside and which during operation might contain ignitable gas mixtures shall be made to withstand bursting.

NOTE Measuring instruments and control devices are not related to the gas dryer. They might be covered in a separate subclause of a future edition of this standard.

Suitable types are, for example 'flameproof enclosure' or 'intrinsically safe' devices according to IEC 60079. This applies, for instance, to the following devices: electrical devices supervising the degree of hydrogen purity, contact electrical manometers or thermometer pressure gauges provided with electrical tele-transmitters.

A.5.4 Connections

The connections to components in all electrical circuits 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. Electrical connections shall be designed to prevent inadvertent disconnection or loosening that may cause sparking.

NOTE Gas may travel down the cores of electrical cables.

A.5.5 Containment of hydrogen

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.5.5.1 The pipework should 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.5.5.2 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 at normal temperature and pressure, NTP), the rack should 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.5.5.3 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

- a) an automatic stop valve (operated, for example by excessive gas flow), or
- b) a magnetic valve that can be manually 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 item a) 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.5.5.4 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 should 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.5.5.5 Special attention shall be paid to any national rules for storage of the hydrogen and of the inert gas, the cylinders and their connections, pressure reducing and safety valves and the connections to the gas system.

A.5.6 Accumulation of hydrogen-air mixture

The accumulation of an ignitable hydrogen-air mixture in the bearing oil system and seal oil system (including, of course, 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 phase isolated busbars are used, the design of these shall be such that hydrogen cannot accumulate in the trunkings or conduits.

A.5.7 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.5.8 Adjacent area

All areas in and around the generator foundation, and any spaces into which hydrogen might leak (including walkways and control or instrument cubicles) shall be so constructed 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 should 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 raise 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 displacement of air by hydrogen or vice versa. In both cases, the generator shall be purged with an inert gas such as CO₂. The purging shall continue until the concentration of the purging gas reaches a safe level when 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 to do so for this purpose. This can be arranged by suitable interlocking between the supply valves for air, inert gas and hydrogen, or by having an easily disconnectable air pipe. This pipe shall be connected only while the inert gas is being removed, and shall be disconnected immediately afterwards.

Covers giving access to the generator, bearing brackets and the like shall not be removed until the inert gas content has been reduced to 5 % and the pressure in the generator has fallen to atmospheric 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 should not be run in an inert gas at speeds and pressures greater than the maximum recommended by the manufacturer.

In an emergency shutdown that 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 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 normally has a duty and a series of stand-by pumps.

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

The generator shall be shut down and purged when all back-up seal-oil pumps are not 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 reducing the hydrogen pressure and the load, the generator should be shut down to allow fuller examination of areas (for example near terminal bushings) not accessible while it is in operation. The generator may then have to be purged of hydrogen to allow repairs to be made.

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

NOTE 1 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 2 Where no distinction between hydrogen consumption (gas provided into the generator) and leakage rate (gas leaving by unidentified leaks), the hydrogen consumption rate may be higher than the leakage rate, due for example to gas lost by the seal oil.

All repair work shall be carried out after the 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 the lowest pressure in the water-cooled windings where applicable, hydrogen will leak into the water systems and it may travel considerable distance away from the generator. The water systems should be checked for this possibility when the cause of high hydrogen consumption is being sought.

A safe gas escape shall be provided to cater for normal leakage rates. The possibility of large gas escapes following a defect should be recognized.

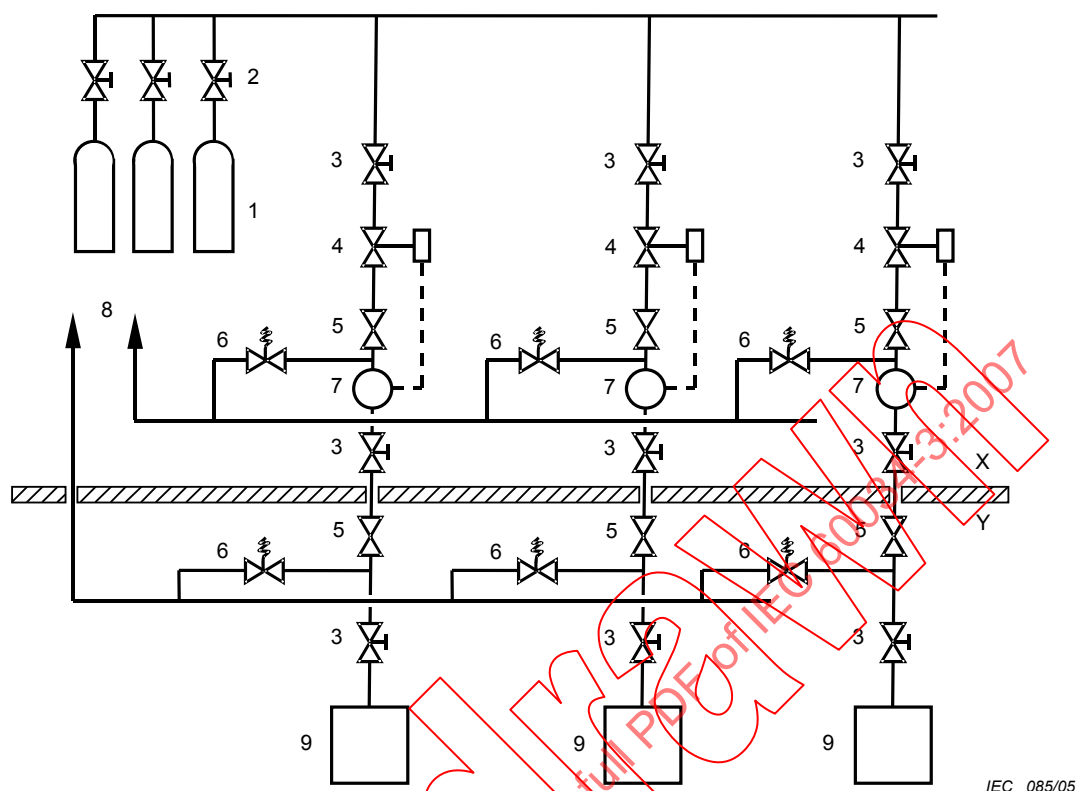
A.7 Guidance for adequate ventilation

If a volume of leaking hydrogen L cubic metres is thoroughly mixed with a volume of $100 L/p$ cubic metres of air, the hydrogen concentration is p %, and p can be kept down to safe levels by ensuring that the hydrogen is dispersed from the space in which it may collect by an appropriate flow of air through the space.

For example, if the total permissible leak of 18 m^3 per 24 h is assumed to leak into a given space, a flow of 125 m^3 of air per hour through the space 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 cubic metres, the air within will need to be changed λ times per hour, where $V\lambda = 125 \text{ m}^3$ per hour. Hence

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



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 60034-8, *Rotating electrical machines – Part 8: Terminal markings and direction of rotation*

IECNORM.COM :: Click to view the full PDF of IEC 60034-3:2007

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	30
1 Domaine d'application	32
2 Références normatives	32
3 Termes et définitions	32
4 Généralités	33
4.1 Règles générales	33
4.2 Conditions assignées	33
4.3 Tension assignée	33
4.4 Facteur de puissance	33
4.5 Vitesse assignée	33
4.6 Plages de variation de tension et de fréquence	34
4.7 Sens de rotation	35
4.8 Enroulements statoriques	35
4.9 Courant et tension assignés d'excitation de l'alternateur	35
4.10 Isolation de l'alternateur	35
4.10.1 Classe thermique	35
4.10.2 Essais de tenue en tension	35
4.11 Protection contre les courants d'arbre	35
4.12 Essai de survitesse	35
4.13 Vitesses critiques	36
4.14 Diagramme de puissance P-Q	36
4.15 Surintensité de l'enroulement statorique	37
4.16 Court-circuit brusque	38
4.17 Rapports de court-circuit	38
4.18 Réactances transitoire et subtransitoire longitudinales pour alternateurs	38
4.19 Tolérances sur le rapport de court-circuit et réactances transitoire et subtransitoire longitudinales	39
4.20 Conditions mécaniques pour les rotors	39
4.20.1 Nombre de démarrages	39
4.20.2 Fonctionnement en virage	39
4.21 Réfrigérants	39
5 Alternateurs refroidis par air	40
5.1 Généralités	40
5.2 Refroidissement de l'alternateur	40
5.3 Température du fluide de refroidissement primaire	40
5.3.1 Détecteurs de température	40
6 Alternateurs refroidis par hydrogène ou par liquide	41
6.1 Généralités	41
6.2 Pression et pureté de l'hydrogène dans l'enveloppe	41
6.3 Enveloppe de l'alternateur et plaques de fermeture	41
6.4 Bornes de l'enroulement statorique	41
6.5 Température des fluides de refroidissement primaires, températures et échauffements de l'alternateur	41
6.6 Détecteurs de température	42
6.7 Systèmes auxiliaires	42
7 Alternateurs pour turbines à gaz à combustion ou installations à cycles combinés	43

7.1	Généralités.....	43
7.2	Conditions de fonctionnement	43
7.2.1	Généralités.....	43
7.2.2	Température du fluide de refroidissement primaire	43
7.2.3	Nombre de démarrages	44
7.2.4	Application de la charge	44
7.3	Puissance assignée.....	44
7.4	Régimes de fonctionnement	44
7.4.1	Généralités.....	44
7.4.2	Performance en régime de base	44
7.4.3	Echauffements et températures pour la performance en régime de base	46
7.4.4	Performance en régime de pointe	46
7.5	Plaque signalétique	46
7.6	Essais d'échauffement	46
Annexe A (normative) Précautions à prendre en utilisant les alternateurs synchrones entraînés par turbine utilisant l'hydrogène comme fluide de refroidissement		47
Bibliographie.....		54
Figure 1 – Fonctionnement dans les limites de tension et de fréquence		34
Figure 2 – Diagramme de fonctionnement P-Q typique		37
Figure 3 – Courbes types des performances de l'alternateur		45
Figure A.1 – Exemple d'une grande unité d'alimentation en hydrogène pour l'alimentation d'un ou de plusieurs alternateurs (schéma simplifié).....		53

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

MACHINES ÉLECTRIQUES TOURNANTES –

Partie 3: Règles spécifiques pour les alternateurs synchrones entraînés par turbines à vapeur ou par turbines à gaz à combustion

AVANT-PROPOS

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

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

Cette sixième édition annule et remplace la cinquième édition publiée en 2005 dont elle constitue une révision technique. Les modifications techniques significatives par rapport à l'édition antérieure sont les suivantes:

- le contenu est limité aux alternateurs synchrones entraînés par turbines à vapeur ou par turbines à gaz à combustion mais couvre aussi aux alternateurs a rotor cylindrique et pôles saillants;
- les moteurs synchrones sont hors du domaine d'application de la partie 3.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
2/1461/FDIS	2/1474/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.

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

Une liste de toutes les parties de la série CEI 60034, présentées sous le titre general *Machines électriques tournantes*, peut être consultée sur le site web de la CEI.

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

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

MACHINES ÉLECTRIQUES TOURNANTES –

Partie 3: Règles spécifiques pour les alternateurs synchrones entraînés par turbines à vapeur ou par turbines à gaz à combustion

1 Domaine d'application

La présente partie de la CEI 60034 s'applique aux alternateurs triphasés synchrones de puissance assignée supérieure ou égale à 10 MVA entraînés par turbine à vapeur ou par turbine à gaz à combustion. Elle constitue un complément aux règles fondamentales pour les machines tournantes données dans la CEI 60034-1.

Les règles spécifiques communes aux alternateurs synchrones sont prescrites ainsi que des règles spécifiques pour les alternateurs refroidis par air, par hydrogène ou par un liquide.

La présente partie de la CEI 60034 donne également les précautions à prendre lors de l'usage des alternateurs refroidis par hydrogène, y compris:

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

NOTE 1 Ces règles s'appliquent également aux alternateurs synchrones entraînés à la fois par turbine à vapeur et turbine à gaz à combustion en tant que partie d'une unité cycle combiné à arbre unique.

NOTE 2 Ces règles ne s'appliquent pas aux alternateurs synchrones entraînés par turbine à eau (hydraulique) ou à vent.

NOTE 3 Les précautions d'usage pour l'utilisation de l'hydrogène sont valables dans tous les cas où l'hydrogène est utilisé comme réfrigérant.

2 Références normatives

Les documents de référence suivants sont indispensables pour l'application du présent document. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, c'est l'édition la plus récente du document référencé (y compris tous ses amendements) qui s'applique.

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

CEI 60034-4, *Machines électriques tournantes – Quatrième partie: Méthodes pour la détermination à partir d'essais des grandeurs des machines synchrones*

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

CEI 60079 (toutes les parties), *Matériel électrique pour atmosphères explosives gazeuses*

3 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les définitions de la CEI 60034-1 ainsi que les définitions complémentaires suivantes s'appliquent.

3.1

démarrage mécanique

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

3.2

fonctionnement en virage

rotation à faible vitesse pour maintenir l'équilibre thermique de la turbine et/ou du rotor

4 Généralités

4.1 Règles générales

Les alternateurs synchrones entraînés par turbine doivent être en conformité avec les règles générales pour les machines tournantes données dans la CEI 60034-1, à moins que des règles différentes ne soient spécifiées dans la présente norme. Chaque fois qu'il est fait référence à un accord dans cette norme, cela doit être compris comme un accord entre le constructeur et l'acheteur.

4.2 Conditions assignées

Les conditions assignées sont données par les valeurs assignées de

- la puissance apparente;
- la fréquence;
- la tension;
- le facteur de puissance;
- la température du fluide de refroidissement primaire (40 °C sauf autre accord);

et quand cela est applicable,

- l'altitude du site;
- la pression de l'hydrogène;
- le degré de pureté de l'hydrogène, voir la CEI 60034-1.

4.3 Tension assignée

La tension assignée doit être fixée par accord.

4.4 Facteur de puissance

Le facteur de puissance doit résulter d'un accord entre le constructeur et l'acheteur. Les facteurs de puissance assignés normalisés aux bornes de l'alternateur sont de 0,8, 0,85 et 0,9 surexcité.

NOTE 1 On peut convenir d'autres valeurs; plus le facteur de puissance est faible, plus la taille de l'alternateur sera grande.

NOTE 2 Il est recommandé que l'alternateur soit capable de fournir un facteur de puissance capacitif sous excité de 0,95 aux MW assignés.

4.5 Vitesse assignée

La vitesse assignée doit être de:

3 000/ p min⁻¹ pour les alternateurs 50 Hz;

3 600/ p min⁻¹ pour les alternateurs 60 Hz;

où p est le nombre de paires de pôles.

4.6 Plages de variation de tension et de fréquence

Les machines 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 7 et 8, ou les températures limites totales du Tableau 12 de la CEI 60034-1 doivent s'appliquer uniquement à la tension et à la fréquence assignées.

NOTE 1 Lorsque le point de fonctionnement s'éloigne de la tension et de la fréquence assignées, les échauffements ou les températures totales peuvent augmenter progressivement. Un fonctionnement continu à la puissance assignée, à certains endroits de la limite extrême de la zone hachurée, provoque une augmentation des échauffements pouvant atteindre environ 10 K. Les machines fonctionneront également à la puissance assignée et au facteur de puissance assigné dans les limites de $\pm 5\%$ en tension et $\pm 3\%$ en fréquence, comme défini par les limites extrêmes extérieures de la Figure 1, mais les échauffements seront supérieurs. En conséquence, dans le but de minimiser la réduction de durée de vie de l'alternateur sous l'effet de la température ou des différences de température, il convient que le fonctionnement à l'extérieur de la zone hachurée soit limité en étendue, durée et fréquence d'apparition. Il est recommandé que la puissance soit réduite ou que d'autres mesures correctives soient prises le plus rapidement possible.

Si un fonctionnement dans une plage de tension ou de fréquence encore plus étendue est spécifié, ou si des écarts par rapport aux valeurs nominales de tension et fréquence au pic de charge sont spécifiés, il convient que cela fasse l'objet d'un accord.

NOTE 2 On considère qu'un fonctionnement à la fois à tension élevée et fréquence basse ou à tension basse et fréquence élevée est improbable. Le premier cas est la condition la plus susceptible d'augmenter l'échauffement de l'enroulement d'excitation. La Figure 1 montre le fonctionnement dans ces quadrants limité aux conditions pour lesquelles l'alternateur et son transformateur ne sont pas sursaturés ou sous-saturés de plus de 5 %. Les marges d'excitation et de stabilité seront réduites dans certaines des conditions de fonctionnement indiquées. A mesure que la fréquence de fonctionnement s'éloigne de la fréquence assignée, des effets externes à l'alternateur peuvent devenir importants et nécessitent d'être pris en considération. Exemples: le constructeur de la turbine spécifiera des plages de fréquence et des durées correspondantes pendant lesquelles la turbine peut fonctionner; il convient que la possibilité pour les équipements auxiliaires de fonctionner dans une certaine plage de tensions et de fréquences soit prise en considération.

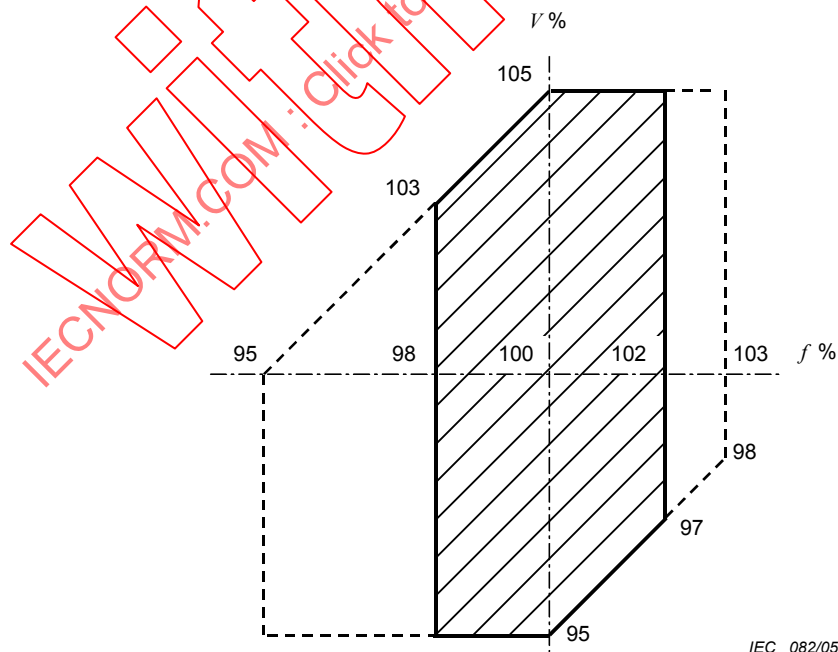


Figure 1 – Fonctionnement dans les limites de tension et de fréquence

4.7 Sens de rotation

Le sens de rotation doit être indiqué sur l'alternateur 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 la CEI 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 à chaque extrémité de leur arbre, l'extrémité reliée à la plus grande puissance doit être l'extrémité de référence. Si ce n'est pas applicable, l'extrémité opposée aux connexions d'excitation doit être l'extrémité de référence pour le sens de rotation.

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 couplage du rotor de l'alternateur depuis le côté de référence.

4.8 Enroulements statoriques

Sauf accord contraire, la tension assignée de l'alternateur correspond à un couplage en étoile. Toutes les extrémités des enroulements doivent être sorties et disposées de la façon dont il est convenu de disposer les connexions externes à l'alternateur.

4.9 Courant et tension assignés d'excitation de l'alternateur

La tension assignée et le courant assigné d'excitation de l'alternateur sont les valeurs nécessaires à l'alternateur pour fonctionner aux conditions assignées.

4.10 Isolation des enroulements

4.10.1 Classe thermique

Les systèmes d'isolation utilisés pour les enroulements doivent être de classe thermique 130 ou d'une classe thermique supérieure.

4.10.2 Essais de tenue en tension

Les essais de tenue en tension doivent être effectués conformément à la CEI 60034-1, Tableau 16.

4.11 Protection contre les courants d'arbre

Des mesures appropriées doivent être prises pour éviter le passage de courants dangereux dans l'arbre et pour la mise à la terre correcte de l'arbre rotorique. L'isolation nécessaire doit de préférence être prévue de façon à pouvoir être contrôlée, l'alternateur étant en service. Les impulsions de tension d'arbre provoquées par l'excitation statique avec des redresseurs contrôlés doivent être maintenues à un niveau faible non critique par des moyens appropriés. Ces impulsions peuvent provoquer des dommages, par exemple, par rupture du film de lubrifiant des paliers antifriction.

4.12 Essai de survitesse

Les rotors doivent être essayés à 1,2 fois la vitesse assignée pendant 2 min.

4.13 Vitesses critiques

Les vitesses critiques de la ligne d'arbre complète ne doivent pas entraîner de fonctionnement défectueux dans les limites de variation de vitesse correspondant aux variations de fréquence acceptées conformément à 4.6 (voir aussi la CEI 60045-1).

4.14 Diagramme de puissance P-Q

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 type est donné à la Figure 2. Ses frontières sont imposées par les limitations suivantes:

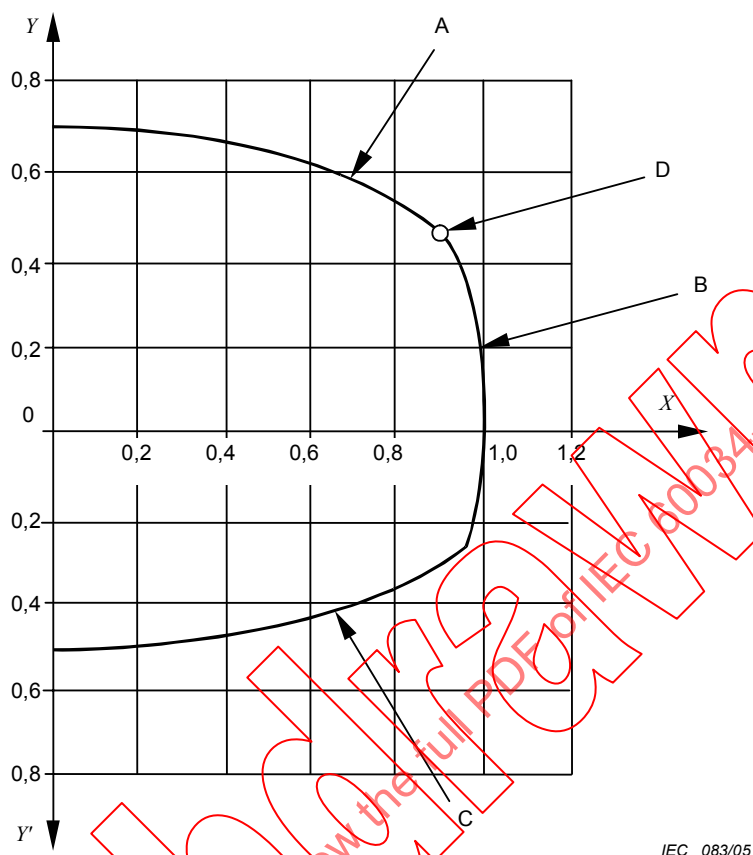
- la courbe A représente le fonctionnement avec un courant d'excitation assigné constant et donc un échauffement approximativement constant de l'enroulement inducteur;
- la courbe B représente le courant statorique assigné constant et, par conséquent, un échauffement approximativement constant de l'enroulement statorique;
- la courbe C donne la limite imposée par l'échauffement localisé des extrémités, ou par la stabilité statique, ou encore par la combinaison des deux.

NOTE 1 Il est admis que la Figure 2 contienne d'autres limites de fonctionnement comme les limites de turbine maximales et les limites d'excitation minimales.

D'autres diagrammes peuvent être prévus par accord entre le constructeur et l'acheteur pour un fonctionnement dans des conditions convenues dans les plages de variation de tension et de fréquence conformément à 4.6, et pour des conditions de température et de refroidissement et, quand cela est applicable, pour des pressions d'hydrogène autres que la pression assignée.

NOTE 2 Il convient que l'alternateur fonctionne dans les limites du diagramme, appropriées aux conditions choisies de tension, fréquence et refroidissement, et de pression d'hydrogène éventuellement. Un fonctionnement hors de ces limites diminuera la durée de vie de l'alternateur.

NOTE 3 Pour un alternateur à enroulement statorique refroidi par eau et à pression d'hydrogène réduite, la pression hydraulique maximale dans l'enroulement peut devenir plus importante que la pression d'hydrogène. Par conséquent, en cas de fuite, l'eau peut se déplacer du circuit d'eau vers l'environnement d'hydrogène à l'intérieur de l'enveloppe. Cela peut provoquer une défaillance.



Légende

- | | |
|---|---|
| A limitation par échauffement de l'inducteur | X par unité kW |
| B limitation par échauffement de l'enroulement statorique | Y fourniture de réactif par unité kvar |
| C limitation par les températures des extrémités du circuit magnétique ou par la stabilité statique | Y' absorption de réactif par unité kvar |
| D puissance assignée | |

Figure 2 – Diagramme de fonctionnement P-Q typique

4.15 Surintensité de l'enroulement statorique

Les alternateurs 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.

Pour des puissances assignées supérieures à 1 200 MVA, il y a lieu de conclure un accord 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.

L'alternateur doit être capable de toute autre combinaison de surintensité en fonction du temps conduisant à la même valeur d'énergie calorifique additionnelle au-dessus de celle qui est produite par le courant unitaire.

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

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

où

I est le courant statorique en valeur réduite;

t est la durée en secondes.

Cette relation doit s'appliquer pour des valeurs de t comprises entre 10 s et 60 s.

NOTE On sait que dans ces conditions, les températures de l'enroulement statorique dépasseront les valeurs correspondant à la charge assignée et, par conséquent, la construction de l'alternateur est fondée sur l'hypothèse que le nombre de fonctionnements aux conditions limites précisées n'excédera pas deux par an.

4.16 Court-circuit brusque

L'alternateur doit être conçu de façon à pouvoir supporter sans incident tous les types de court-circuit à ses bornes, lors d'un fonctionnement à la charge assignée et à la tension assignée de 1,05 (valeur réduite), à condition que le courant maximal par phase soit limité par des moyens extérieurs à une valeur ne dépassant pas le courant maximal obtenu par phase lors d'un court-circuit triphasé. <<Sans incident>> signifie que l'alternateur ne doit pas subir de dommage amenant à la retirer du service, bien qu'une déformation de l'enroulement statorique puisse se produire.

Si un essai de court-circuit brusque sur l'alternateur neuf est décidé entre le constructeur et l'acheteur, cet essai doit être effectué après l'essai d'acceptation diélectrique à la tension totale comme suit.

Un alternateur devant être directement relié au réseau doit être soumis à un court-circuit triphasé, appliqué à ses bornes sous la tension assignée à vide. Pour un alternateur relié au réseau par l'intermédiaire de son propre transformateur ou d'une réactance, habituellement par un jeu de bornes isolées, l'essai aux bornes de l'alternateur doit être effectué sous tension réduite, convenue entre l'acheteur et le constructeur, pour produire le même courant statorique que celui qui résulterait en service d'un court-circuit triphasé appliqué aux bornes haute tension du transformateur.

Cet essai doit être considéré comme satisfaisant si la machine est ensuite jugé apte à fonctionner sans réparation ou seulement avec des réparations mineures sur son enroulement statorique et si elle supporte un essai diélectrique à 80 % de la valeur spécifiée dans la CEI 60034-1 pour un alternateur neuf. <<Réparations mineures>> signifie vérification du calage des têtes de bobines, de l'isolation, mais pas le remplacement des bobines.

NOTE Des courants et des couples anormalement élevés peuvent être provoqués par un court-circuit se produisant à proximité de l'alternateur en service, ou par l'élimination d'un défaut plus lointain avec réenclenchement, ou encore par un faux couplage. Si de telles conditions entraînent réellement des surintensités importantes, il est prudent d'examiner l'alternateur en détail, un soin particulier étant apporté à l'enroulement statorique. Il convient que tout desserrage de supports ou de calage soit compensé avant de remettre l'alternateur en service, pour éviter des détériorations consécutives provoquées par des vibrations. Il peut être également souhaitable de rechercher les déformations éventuelles de boulons d'accouplement, des accouplements et des arbres.

4.17 Rapports de court-circuit

Pour les alternateurs de toutes tailles et tous types de liquides de refroidissement couverts par la présente norme, la valeur minimale de rapport de court-circuit ne doit pas être inférieure à 0,35. De plus grandes valeurs minimales peuvent être spécifiées et faire l'objet d'un accord (par exemple pour un besoin réseau) mais, pour un système de refroidissement donné, elles exigent habituellement un certain accroissement des dimensions de l'alternateur et des pertes plus élevées.

4.18 Réactances transitoire et subtransitoire longitudinales pour alternateurs

Si les réactances transitoire et subtransitoire longitudinales sont spécifiées, en fonction des régimes de fonctionnement, il est recommandé de convenir des valeurs suivantes:

- 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.

Puisque les deux réactances dépendent en grande partie des flux communs, il convient de s'assurer que les valeurs spécifiées et ayant fait l'objet d'un accord soient compatibles, c'est-à-dire que la limite supérieure de la réactance subtransitoire ne soit pas établie trop près de la limite inférieure de la réactance transitoire.

Si la valeur de la réactance subtransitoire longitudinale n'est pas spécifiée, elle ne doit pas être inférieure à 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 la CEI 60034-4. S'il est prévu de déterminer ces valeurs par essai, celui-ci doit être conforme à la CEI 60034-4.

4.19 Tolérances sur le rapport de court-circuit et 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 dans la direction significative, c'est-à-dire pas de tolérance négative sur les valeurs minimales et pas de tolérance positive sur les valeurs maximales. Dans l'autre direction, une tolérance de 30 % doit être appliquée.

Si des valeurs sont spécifiées, mais non déclarées comme des valeurs limites, elles doivent être considérées comme des valeurs assignées, et soumises à une tolérance de ± 15 %.

Quand aucune valeur n'a été spécifiée par l'acheteur, le constructeur doit déclarer des valeurs soumises à une tolérance de ± 15 %.

4.20 Conditions mécaniques pour les rotors

4.20.1 Nombre de démarrages

Sauf accord contraire, le rotor, au point de vue de sa conception mécanique, doit pouvoir résister pendant sa durée de vie:

- normalement à au moins 3 000 démarrages;
- à au moins 10 000 démarrages pour ceux qui sont conçus pour des fonctionnements cyclés en démarrages réguliers tels que le service quotidien.

4.20.2 Fonctionnement en virage

Avant le démarrage et après l'arrêt, le fonctionnement en virage du turbo-alternateur peut être inévitable en premier lieu pour les besoins de son organe d'entraînement. Cependant, un fonctionnement prolongé en virage peut endommager le rotor de l'alternateur et il convient qu'il soit limité. La sensibilité aux dégâts dus aux virages peut être liée à la conception. En cas de fonctionnement prolongé en virage, il convient que les efforts de conception pour minimiser les effets négatifs fassent l'objet d'un accord.

4.21 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 supérieure ou égale à:

- 2,7 bar absolu (270 kPa) pour les alternateurs refroidis par air;

- 4,5 bar absolu (450 kPa) pour les alternateurs 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 prévu pour cette pression supérieure et essayé sous 1,5 fois cette pression, sauf spécification contraire. Cette pression plus haute doit être spécifiée par l'acheteur.

Les réfrigérants doivent être d'une construction telle que, lorsqu'un de leurs éléments doit être mis hors service pour des travaux d'entretien, l'installation puisse supporter en service continu au moins les deux tiers (ou, avec accord, une autre fraction) de la charge assignée, sans que l'échauffement admissible pour les parties actives de l'alternateur soit dépassé. Dans ces conditions, la température du fluide de refroidissement primaire peut être supérieure à la valeur de base. Pour les alternateurs refroidis par hydrogène et par liquide, il convient d'attirer l'attention sur le fait que, dans certaines conditions de service, par exemple l'entretien ou la vidange du gaz de l'enveloppe, un réfrigérant peut être soumis à une pression de gaz sans pression d'eau. Il doit donc être conçu pour une pression différentielle de 8 bar (800 kPa) du côté du gaz.

NOTE L'augmentation des concentrations de produits chimiques dans l'eau, par exemple sels ou glycol, peut modifier les performances de refroidissement.

5 Alternateurs refroidis par air

5.1 Généralités

Cet article s'applique aux alternateurs dont les parties actives sont refroidies par air, soit directement, soit indirectement, soit par combinaison des deux méthodes.

5.2 Refroidissement de l'alternateur

Il est recommandé que le système de ventilation soit de préférence du type à air en circuit fermé. Si l'on convient d'un système à air en circuit ouvert, des précautions doivent être prises pour empêcher l'introduction de poussière dans les conduites de ventilation, afin d'éviter un suréchauffement et la pollution des surfaces isolées.

Quand des bagues d'excitation sont prévues, il convient qu'elles soient ventilées séparément pour éviter l'introduction de poussière de charbon dans l'alternateur et l'excitatrice.

5.3 Température du fluide de refroidissement primaire

Les alternateurs autres que ceux entraînés par turbines à gaz à combustion doivent être conformes à la CEI 60034-1.

Si la température maximale de l'air ambiant, ou la température maximale de l'air de refroidissement pour les alternateurs équipée de réfrigérant air/eau, est différente de 40 °C, les articles correspondants de la CEI 60034-1 sont applicables.

Les règles spécifiques pour les alternateurs entraînés par turbines à gaz à combustion sont données en 7.2 et 7.3.

5.3.1 Détecteurs de température

Pour contrôler la température de l'enroulement statorique, au moins six sondes internes de température doivent être prévues, conformément à la CEI 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 refroidis par hydrogène ou par liquide

6.1 Généralités

Cet article s'applique aux alternateurs dont les parties actives sont refroidies indirectement ou directement par hydrogène, gaz ou liquide, ou par une combinaison des deux. Certains alternateurs peuvent utiliser un gaz autre que l'hydrogène; dans ce cas, les mêmes règles sont applicables lorsqu'elles sont appropriées.

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

Le constructeur doit indiquer la pression et la pureté de l'hydrogène dans l'enveloppe, sous laquelle 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

NOTE La nécessité de convertir la pression absolue en pression manométrique est reconnue. Il faut que la pression de l'air ambiant, qui est diminuée aux altitudes supérieures à 1 000 m au-dessus du niveau de la mer, soit prise en compte lors de la conception des auxiliaires.

6.3 Enveloppe de l'alternateur et plaques de fermeture

L'enveloppe entière de l'alternateur et toutes les plaques de fermeture (des réfrigérants par exemple) contenant de l'hydrogène sous pression comme fluide de refroidissement doivent être construites de façon à pouvoir supporter, sans danger pour le personnel, une explosion interne, le mélange explosif étant initialement à la pression atmosphérique. Un essai de pression hydraulique doit être effectué pour vérifier la robustesse de l'enveloppe et des plaques de fermeture. Un essai approprié consisterait à appliquer une pression absolue de 9 bar (900 kPa) pendant 15 min.

NOTE Dans certains pays, des règles ou des normes établies peuvent imposer des exigences d'essai différentes.

6.4 Bornes de l'enroulement statorique

Les bornes des alternateurs refroidis à l'hydrogène doivent être conçues de façon à supporter une pression de gaz égale au moins à 9 bar (900 kPa) absolus.

Les isolateurs des bornes doivent être testés électriquement, indépendamment des enroulements de l'alternateur, et supporter pendant 60 s un essai diélectrique à sec dans l'air, à la fréquence industrielle, sous une tension au moins égale à 1,5 fois la tension d'essai de 1 min des enroulements de l'alternateur.

NOTE Lorsque les bornes sont refroidies par un liquide, il n'est pas nécessaire de raccorder les circuits de liquide pour l'essai de haute tension.

6.5 Température des fluides de refroidissement primaires, températures et échauffements de l'alternateur

Les alternateurs autres que ceux entraînés par turbines à gaz à combustion doivent être conformes à la CEI 60034-1.

Les températures maximales des fluides de refroidissement primaires, hydrogène ou liquide, peuvent être différentes de 40 °C (par exemple pour atteindre la conception économique des fluides de refroidissement avec la température spécifique maximale des fluides de refroidissement secondaires). Dans ce cas:

- a) pour les alternateurs à refroidissement indirect, les corrections d'échauffement pour les alternateurs refroidis par air des articles appropriés de la CEI 60034-1 doivent s'appliquer;
- b) pour les alternateurs à refroidissement direct, les températures spécifiées dans le tableau approprié de la CEI 60034-1 doivent s'appliquer sans changement.

NOTE Pour éviter les augmentations excessives des échauffements et les trop grandes plages des échauffements, il convient que la température maximale des fluides de refroidissement ne s'écarte pas de 40 °C de plus de ± 10 K.

Les règles spécifiques pour les alternateurs entraînés par turbines à gaz à combustion sont données en 7.2 et 7.3.

6.6 Détecteurs de température

Il doit être prévu au moins six sondes internes de température, conformément à la CEI 60034-1. Pour les alternateurs à refroidissement direct, il est important de noter que la température mesurée par sondes internes de température ne donne pas l'indication sur la température des points chauds de l'enroulement statorique.

L'observation des températures maximales du fluide de refroidissement spécifiées au point 1 du Tableau 11 de la CEI 60034-1 assurera que la température de l'enroulement n'est pas excessive. La limite de la température admissible mesurée par sondes internes de température entre les côtés des bobines a pour objet de fournir une garantie contre l'échauffement excessif de l'isolation par le circuit magnétique. Les lectures des températures par sondes internes peuvent être utilisées pour contrôler le fonctionnement du système de refroidissement de l'enroulement statorique.

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

Dans le cas des alternateurs à refroidissement direct de l'enroulement statorique, la température du fluide de refroidissement à la sortie de cet enroulement doit être mesurée à l'aide d'au moins trois détecteurs de température. Il y a lieu de placer ces détecteurs en contact direct avec le fluide de refroidissement. Par conséquent, si l'enroulement est refroidi par gaz, il convient que ces détecteurs soient installés aussi près de la sortie de la bobine que les conditions électriques le permettent. Si l'enroulement est refroidi par eau, il est recommandé de les disposer sur la tuyauterie à l'intérieur de la carcasse de l'alternateur ou aussi près que possible de l'endroit où le fluide de refroidissement quitte la carcasse, 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 de l'équipement suivant est nécessaire pour le bon fonctionnement des alternateurs concernés par l'Article 6, selon le type du fluide de refroidissement et la conception des systèmes auxiliaires. Cette liste n'est pas complète dans tous les détails et 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 les régulateurs appropriés pour contrôler la pression du gaz dans l'alternateur, le sécheur de gaz et des moyens de vérifier ou surveiller la consommation quotidienne de gaz.
- b) Une installation complète de gaz de balayage (dioxyde de carbone en général), adaptée pour le raccordement au circuit d'alimentation en gaz, permettant le remplissage et la vidange de l'hydrogène de l'alternateur en toute sécurité.

Si l'on utilise le circuit d'air comprimé de la centrale 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, sauf pour chasser le gaz de balayage, par exemple par une pipe de connexion démontable.

- c) Des dispositifs indicateurs et avertisseurs permettant de maintenir l'hydrogène au degré de pureté voulu et de contrôler la pureté du gaz de balayage lors de la vidange de l'hydrogène de l'enveloppe. Il est recommandé de prévoir deux techniques indépendantes pour contrôler la pureté.
- d) Un système complet d'huile d'étanchéité des joints comprenant l'équipement de contrôle de l'huile des joints et, si nécessaire, d'extraction de gaz et d'eau de cette huile.
Une alimentation de secours de l'huile des joints doit être prévue pour fonctionner automatiquement si l'alimentation principale de l'huile des joints est défaillante.
- e) Une ou des installations de refroidissement complètes par liquide comprenant pompes, réfrigérants et filtres et des régulateurs appropriés réglant 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 alarmes indiquant le fonctionnement de tous les appareils auxiliaires et la présence de liquide dans l'alternateur, ainsi que les moyens nécessaires à l'extraction de ce liquide.

7 Alternateurs pour turbines à gaz à combustion ou installations à cycles combinés

7.1 Généralités

Cet article s'applique aux alternateurs entraînés par turbines à gaz ou pour les 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 performance demandée de l'alternateur est une fonction de la température ambiante.

7.2 Conditions de fonctionnement

7.2.1 Généralités

Un alternateur entraîné par turbine à gaz à combustion et conforme à la présente partie de la CEI 60034 sera capable de supporter une charge en rapport avec ses caractéristiques assignées et ses possibilités dans les conditions de service 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. C'est normalement 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 $+40^{\circ}\text{C}$.

Pour les alternateurs à refroidissement en circuit fermé, la température du fluide de refroidissement primaire est la température de l'air ou de l'hydrogène entrant dans l'alternateur en provenance des réfrigérants. Cette température doit être comprise dans une plage définie par le constructeur pour obtenir un dimensionnement optimal de l'alternateur et des réfrigérants, et doit être basée sur la plage de variation des températures du fluide de refroidissement secondaire (air ambiant ou eau) spécifiée par l'acheteur.

7.2.3 Nombre de démarrages

Le nombre de démarrages ne doit, en principe, pas dépasser 500 par an, sauf par accord.

7.2.4 Application de la charge

La charge peut être appliquée rapidement et le taux de montée en charge de l'alternateur n'est limité que par la capacité de la turbine à prendre la charge.

7.3 Puissance assignée

La turbine à gaz à combustion est normalement dimensionnée à une température d'entrée d'air de 15 °C, et l'alternateur est normalement dimensionné à une température d'entrée d'air de 40 °C. En conséquence, une turbine à gaz à combustion et un alternateur ayant les mêmes possibilités auront des caractéristiques assignées différentes.

A puissance assignée, les échauffements des Tableaux 7 et 8 ou les températures du Tableau 12 de la CEI 60034-1 ne doivent pas être dépassés.

Les paramètres de l'alternateur doivent être définis par rapport à ces caractéristiques assignées, sauf accord différent entre l'acheteur et le constructeur.

7.4 Régimes de fonctionnement

7.4.1 Généralités

La performance d'un alternateur est la charge la plus élevée admissible en puissance apparente dans des conditions spécifiées de fonctionnement.

7.4.2 Performance en régime de base

La performance en régime de base est la plage des puissances apparentes continues disponibles aux bornes de l'alternateur:

- à la fréquence, à la tension et au facteur de puissance assignés sur le site de fonctionnement;
- à la pression d'hydrogène et à la pureté conformes à la CEI 60034-1, si applicable

correspondant à la plage des températures de fluide de refroidissement primaire et secondaire spécifiée pour le site de fonctionnement, voir 7.2.2, avec des échauffements ou des températures (selon le cas) ne dépassant pas les valeurs spécifiées en 7.4.3.

La valeur de la puissance active de la performance en régime de base de l'alternateur divisée par le rendement de l'alternateur doit être égale ou supérieure à la valeur de la puissance de base de la turbine à gaz dans les limites spécifiées de température d'air à l'entrée de la turbine, sur le site.

Il peut être convenu qu'au delà d'une certaine température basse ou haute de l'air ayant fait l'objet d'un accord, il ne soit pas nécessaire que la puissance de base de l'alternateur soit égale à celle de la turbine. Il peut alors être possible de satisfaire à toutes les autres exigences avec un alternateur légèrement plus petit.

Le constructeur doit fournir une courbe de performance en régime de base dans les conditions du site, dans les limites spécifiées de température du fluide de refroidissement primaire ou secondaire (voir Figure 3). Pour un alternateur refroidi par air en circuit ouvert, cette température de refroidissement peut être la même que celle de l'air à l'entrée de la turbine (échelle *X* de la Figure 3). Quand une recirculation automatique de l'air est installée pour les applications à faible température ambiante, la courbe doit faire référence à la