

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

**Rotating electrical machines –
Part 33: Synchronous hydrogenerators including motor-generators – Specific
requirements**

**Machines électriques tournantes –
Partie 33: Hydro-génératrices synchrones y compris les groupes moteur-
générateurs – Exigences spécifiques**

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60034-33:2022



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2022 IEC, Geneva, Switzerland

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

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

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

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

About the IEC

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

About IEC publications

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

IEC publications search - webstore.iec.ch/advsearchform

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 It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

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

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

IEC Products & Services Portal - products.iec.ch

Discover our powerful search engine and read freely all the publications previews. With a subscription you will always have access to up to date content tailored to your needs.

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary on electrotechnology, containing more than 22 300 terminological entries in English and French, with equivalent terms in 19 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

A propos de l'IEC

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

A propos des publications IEC

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

Recherche de publications IEC -

webstore.iec.ch/advsearchform

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

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

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

IEC Products & Services Portal - products.iec.ch

Découvrez notre puissant moteur de recherche et consultez gratuitement tous les aperçus des publications. Avec un abonnement, vous aurez toujours accès à un contenu à jour adapté à vos besoins.

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire d'électrotechnologie en ligne au monde, avec plus de 22 300 articles terminologiques en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans 19 langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) en ligne.

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

Rotating electrical machines –

Part 33: Synchronous hydrogenerators including motor-generators – Specific requirements

Machines électriques tournantes –

Partie 33: Hydro-génératrices synchrones y compris les groupes moteur-générateurs – Exigences spécifiques

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 29.160.01; 29.160.20

ISBN 978-2-8322-1071-2

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

CONTENTS

FOREWORD.....	6
1 Scope.....	8
2 Normative references	8
3 Terms and definitions	9
4 Site operation conditions	11
5 Ratings and parameters.....	11
5.1 Output.....	11
5.1.1 Output rating of a hydrogenerator	11
5.1.2 Output ratings of a motor-generator	11
5.1.3 Increase in active power	11
5.1.4 Under-excited operation	11
5.2 Rated voltage	12
5.3 Rated power factor.....	12
5.4 Rated speed	12
5.5 P-Q capability diagram.....	12
5.6 Voltage and frequency variations during operation	13
5.7 Efficiency and losses	15
5.7.1 Weighted average efficiency	15
5.7.2 Losses.....	15
5.7.3 Determination of winding losses	16
5.7.4 Windage Losses	16
5.7.5 Determination of thrust bearing losses for vertical machines.....	16
5.7.6 Tolerance of the total losses.....	17
5.8 Electrical parameters and time constants	17
5.8.1 Short-circuit ratio	17
5.8.2 Direct axis transient and subtransient reactances	17
5.8.3 General case	18
5.9 Tolerances on reactance.....	18
5.10 Total harmonic distortion (THD)	18
5.11 Torques	18
6 Temperature.....	18
6.1 Temperature rise	18
6.2 Measurements for the stator winding.....	19
6.3 Measurements for the stator core.....	20
6.4 Correction due to deviation from reference operation	20
6.5 Bearing temperature	21
7 Operating performances and electrical connections	21
7.1 Special operational requirements	21
7.1.1 Stator overload current	21
7.1.2 Rotor overload current.....	21
7.1.3 Continuous unbalanced load.....	21
7.1.4 Short time unbalanced load	22
7.1.5 Mechanical output overload	22
7.1.6 Sudden short circuit.....	22
7.2 Connection to grid.....	23
7.2.1 Synchronization	23

7.2.2	Application of load	23
7.3	Starting of motor-generator	23
7.4	System earthing	24
7.5	Neutral point leads	25
7.6	Rotating direction and phase sequence	25
7.7	Stator winding	25
8	Winding insulation	25
8.1	Winding insulation performance	25
8.1.1	General	25
8.1.2	Winding insulation resistance	25
8.1.3	Dielectric dissipation factor measurements on new stator bars or coils	26
8.1.4	Partial discharge measurements for stator winding	27
8.1.5	Voltage withstand test for turn insulation of multi-turn coil for stator	27
8.2	Voltage withstand tests	27
8.2.1	Stator bars/coils	27
8.2.2	Inserted stator bars/coils	27
8.2.3	Stator winding completed before rotor inserted	27
8.2.4	Field winding before delivery	27
8.2.5	Field winding completed	28
8.2.6	Stator winding for completed machine	28
8.2.7	Field winding for completed machine	28
8.2.8	DC alternative tests	28
8.2.9	Global VPI stators	28
8.3	Breakdown test for insulation	28
8.4	Voltage endurance test for insulation	29
8.5	Thermal cycle test	30
8.6	Stator winding terminals	30
9	Mechanical performances and design	30
9.1	Rotating part mass moment of inertia	30
9.2	Maximum speed	30
9.3	Structural strength	30
9.4	Critical bending speed	31
9.5	Start and stop of motor-generators	31
9.6	Start and stop of hydrogenerators	31
9.7	Over speed	31
9.8	Fatigue verification	32
10	Core vibration	32
11	Noise	32
12	Basic structural requirements	34
12.1	General layout	34
12.1.1	Structure and general layout of the machines	34
12.1.2	Machine components	34
12.1.3	Hydraulic or pneumatic braking system	34
12.1.4	Hydraulic jacking system	34
12.1.5	Dynamical (electrical) braking	34
12.2	Stator	34
12.2.1	Frame and core structure	34
12.2.2	Stator frame connecting structure	35

12.2.3	Stator end winding	35
12.3	Rotor	35
12.3.1	Damper winding	35
12.3.2	Structure with one shaft or segmented shafts	35
12.4	Structure tolerance	35
12.5	Bearings	35
12.5.1	Bearing alloy	35
12.5.2	Bearing lubricant	35
12.5.3	Shaft currents	35
12.5.4	Bearing insulation resistance	36
13	Ventilation and cooling system	36
13.1	Cooling scheme	36
13.1.1	General	36
13.1.2	Air cooling system	36
13.1.3	Evaporative cooling system	36
13.1.4	Water cooling system	36
13.2	Redundancy on the design of coolers and motor fans	37
13.3	Cooling structure	37
13.3.1	Materials	37
13.3.2	Water supply and drainage	37
13.3.3	Cooling water pressure	37
14	Instrumentation required for protection and control	37
14.1	General	37
14.2	Stator and bearing temperature	37
14.3	Bearing vibration and shaft displacement	38
15	Condition monitoring of machines	38
15.1	General	38
15.2	Instrumentation required for condition monitoring	39
16	Marking	39
16.1	Information to be marked on machine nameplate:	39
16.2	Repaired or refurbished machines	40
17	Factory and site tests	40
Annex A (informative)	Special tools	41
Annex B (informative)	Correction of measured windage losses on the machines	42
Annex C (informative)	Correction of measured bearing losses for different oil bath temperatures	45
Annex D (informative)	Scope of supply	47
Annex E (informative)	Test run and guaranteed period	48
E.1	72 h test run	48
E.2	15~30-day examination test run for motor-generators	48
E.3	Handover and guarantee period	48
Annex F (informative)	Test items	49
F.1	Inspection test for hydrogenerator and motor-generator in factory	49
F.2	Site routine test of hydrogenerator and motor-generator	49
F.3	Startup test run of hydrogenerator and motor-generator	50
F.4	Performance test of hydrogenerator	50
Annex G (informative)	Condition monitoring	51
G.1	Air gap distance	51

G.2	Core and frame vibration.....	51
G.3	Stator end winding vibration.....	51
G.4	Partial discharge.....	51
G.5	Air gap magnetic flux	52
G.6	Others.....	52
	Bibliography.....	53
	Figure 1 – P-Q capability in p.u.....	13
	Figure 2 – Voltage and frequency limits for hydro machines.....	14
	Figure 3 – Location of measuring points in the horizontal plane	33
	Table 1 – Preferred speed for 50 Hz machines	12
	Table 2 – Preferred speed for 60 Hz machines	12
	Table 3 – Reference temperature.....	16
	Table 4 – Temperature rise limits.....	19
	Table 5 – Permitted overload current multiple vs. time duration	21
	Table 6 – Permitted negative phase sequence current for the machines	22
	Table 7 – Permitted negative phase sequence current for the machines	22
	Table 8 – Material properties for grounding connectors.....	24
	Table 9 – Test voltage for insulating resistance measurement	26
	Table 10 – Dielectric dissipation factor.....	26
	Table 11 – Testing values for voltage withstand test of field winding.....	28
	Table 12 – Test voltage and time limits.....	29
	Table 13 – Limits for vibration in the core.....	32
	Table 14 – Temperature sensor locations	38
	Table A.1 – Special tools	41

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

ROTATING ELECTRICAL MACHINES –

**Part 33: Synchronous hydrogenerators including motor-generators –
Specific requirements**

FOREWORD

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

IEC 60034-33 has been prepared by IEC technical committee 2: Rotating machinery. It is an International Standard.

The text of this International Standard is based on the following documents:

Draft	Report on voting
2/2081/FDIS	2/2088/RVD

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

The language used for the development of this International Standard is English.

This document was drafted in accordance with ISO/IEC Directives, Part 2, and developed in accordance with ISO/IEC Directives, Part 1 and ISO/IEC Directives, IEC Supplement, available at www.iec.ch/members_experts/refdocs. The main document types developed by IEC are described in greater detail at www.iec.ch/standardsdev/publications.

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

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

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

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60034-33:2022

ROTATING ELECTRICAL MACHINES –

Part 33: Synchronous hydrogenerators including motor-generators – Specific requirements

1 Scope

This part of IEC 60034 applies to three-phase salient-pole synchronous generators and synchronous motor-generators for hydraulic turbine and pump-turbine applications, that have rated frequency of 50 Hz or 60 Hz, rated output of 10 MVA and above, pole pair number 3 and above, and rated voltage of 6 kV and above.

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

2 Normative references

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

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

IEC 60034-2-1, *Rotating electrical machines – Part 2-1: Standard methods for determining losses and efficiency from tests (excluding machines for traction vehicles)*

IEC 60034-2-2, *Rotating electrical machines – Part 2-2: Specific methods for determining separate losses of large machines from tests – Supplement to IEC 60034-2-1*

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

IEC 60034-15, *Rotating electrical machines – Part 15: Impulse voltage withstand levels of form-wound stator coils for rotating a.c. machines*

IEC 60034-18-1, *Rotating electrical machines – Part 18-1: Functional evaluation of insulation systems – General guidelines*

IEC 60034-18-32, *Rotating electrical machines – Part 18-32: Functional evaluation of insulation systems – Test procedures for form-wound windings – Evaluation by electrical endurance*

IEC TS 60034-18-33, *Rotating electrical machines – Part 18-33: Functional evaluation of insulation systems – Test procedures for form-wound windings – Multifactor evaluation by endurance under simultaneous thermal and electrical stresses*

IEC 60034-27-1, *Rotating electrical machines – Part 27-1: Off-line partial discharge measurements on the winding insulation*

IEC 60034-27-3, *Rotating electrical machines – Part 27-3: Dielectric dissipation factor measurement on stator winding insulation of rotating electrical machines*

IEC 60034-27-4, *Rotating electrical machines – Part 27-4: Measurement of insulation resistance and polarization index of winding insulation of rotating electrical machines*

IEC 60050-411, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Part 411: Rotating machinery*

IEC 60060-1, *High-voltage test techniques – Part 1: General definitions and test requirements*

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

IEC 60287-3-1, *Electric cables – Calculation of the current rating – Part 3-1: Operating conditions – Site reference conditions*

IEC 60417:2002, *Graphical symbols for use on equipment – 12-month subscription to regularly updated online database comprising all graphical symbols published in IEC 60417*

IEC 60445, *Basic and safety principles for man-machine interface, marking and identification – Identification of equipment terminals, conductor terminations and conductors*

IEC 63132-1, *Guidance for installation procedures and tolerances of hydroelectric machines – Part 1: General aspects*

IEC 63132-2, *Guidance for installation procedures and tolerances of hydroelectric machines – Part 2: Vertical generators*

ISO 20816-1, *Mechanical vibration – Measurement and evaluation of machine vibration – Part 1: General guidelines*

ISO 20816-5, *Mechanical vibration – Measurement and evaluation of machine vibration – Part 5: Machine sets in hydraulic power generating and pump-storage plants*

EN 50522:2010, *Earthing of power installations exceeding 1 kV a.c.*

IEEE Std 1043™:1996, *IEEE Recommended practice for voltage-endurance testing of form-wound bars and coils*

IEEE Std 1310™:2012, *IEEE Recommended practice for thermal cycle for voltage-endurance testing of form-wound bars and coils for large rotating machines*

IEEE Std 1553™:2002, *IEEE Trial-use standard for voltage-endurance testing of form-wound coils and bars for hydrogenerators*

3 Terms and definitions

For the purposes of this document, the terms and definitions given in IEC 60034-1, IEC 60034-2-1, IEC 60034-2-2, IEC 60050-411 and IEC 63132-1, as well as the following apply.

3.1

hydrogenerator

synchronous machine operated as generator and driven by a hydraulic turbine

3.2

motor-generator

synchronous machine which can operate in motor mode and generator mode, generally used in pumped-storage power plant

3.3

stator concentricity

radial distance from the reference centre to the best centre of stator bore

3.4

rotor concentricity

radial distance from the reference centre to the best centre of rotor outer circle

3.5

stator circularity

difference between the maximum and minimum radii, measured from the best centre of stator bore

3.6

rotor circularity

difference between the maximum and minimum radii, measured from the best centre of rotor outer circle

3.7

Air gap

3.7.1

nominal air gap

design air gap value between stator inner surface and rotor at the centre of poleshoe at rated conditions

3.7.2

static air gap

air gap at standstill and in cold condition after full load rejection

Note 1 to entry: This value is used for the purposes of IEC 63132-1 and IEC 63132-2.

3.8

stress control coating

paint or tape on the surface of the main insulation that extends beyond the conductive slot portion coating in high-voltage stator bars and coils

3.9

condenser

heat exchanger device by which cooling medium is changed to liquid phase from vapour in evaporative cooling circulation system

3.10

grid

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

3.11

SFC starting

operating mode in which synchronous machine is started in motor mode by the method of regulating power frequency, using static frequency converter (SFC) as variable-frequency power supply

3.12

back to back starting

synchronous starting method in which one machine is started in motor mode, driven by the other electric connected machine that is started in generator mode

4 Site operation conditions

The machines shall be able to operate continuously at rated conditions (MVA, MW, voltage, frequency and power factor) at the following site operation conditions:

- a) The altitude does not exceed 1 000 m above sea level (based on coupling elevation for vertical machine, centre line of shaft for horizontal machine);
- b) The cooling air temperature (primary coolant) does not exceed 40 °C;
- c) The inlet water temperature (secondary coolant) of air coolers, oil coolers and heat exchangers (e.g. of direct water cooled stator windings) is not higher than 25 °C and not less than 5 °C;
- d) The inlet water temperature (primary coolant) of direct water cooled stator windings shall be 30 °C to 40 °C, the water conductivity is in the range of 0,4 µS/cm to 2,0 µS/cm, the pH value is 6,5 to 9,0, and the hardness is less than 2 µmol/l, at 25 °C of water temperature;
- e) Relative humidity in powerhouse (generator floor) does not exceed 85 %;
- f) Installed in covered powerhouse on proper foundation;
- g) Structural strength of machine shall meet the requirement of seismic accelerations at the location. Appropriate design measures shall be taken to prevent harmful damage to the machine. The acceleration value may be different for different regions due to the local geographical condition. The acceleration values in horizontal direction and vertical direction shall be defined as a technical condition according to the seismic grade at the location by the purchaser.

Site conditions different from the above shall be agreed between purchaser and manufacturer.

5 Ratings and parameters

5.1 Output

5.1.1 Output rating of a hydrogenerator

The output rating of a hydrogenerator is the apparent power (in MVA) or the active power (in MW), available continuously at the stator terminals (main leads) at rated frequency, voltage and power factor.

5.1.2 Output ratings of a motor-generator

The output ratings of a motor-generator include two parts:

- a) The apparent power (in MVA) or the active power (in MW), available continuously at the stator terminals (main leads) at rated frequency, voltage and power factor during generator mode;
- b) Mechanical output power (in MW) available continuously at the shaft during motor mode.

5.1.3 Increase in active power

By agreement between purchaser and manufacturer, it is allowed to increase active power of hydrogenerators to rated output (apparent power) by increasing power factor up to 1,0.

5.1.4 Under-excited operation

Hydrogenerators and motor-generators when operating in generator mode shall be able to operate continuously in under-excited mode at power factor 0,9 with rated active power at rated voltage.

5.2 Rated voltage

The rated voltage (line to line voltage U_N at stator terminals) of the machine shall be defined by purchaser and manufacturer according to rated output, rated speed of machine, as well as other conditions in the system.

5.3 Rated power factor

The power factor shall be agreed upon between purchaser and manufacturer. Preferred rated power factors at generator terminals are 0,85; 0,875; 0,9; 0,925 or 0,95 overexcited.

Rated power factor of motor-generators in motor mode shall be defined as a design condition by purchaser.

5.4 Rated speed

The rated speed (1/min) shall be:

$3000/p$ for 50 Hz machines;

$3600/p$ for 60 Hz machines.

where p is the number of pole pairs.

NOTE The preferred speeds in Table 1 and Table 2 are convenient to design electrical symmetric and balanced windings for the machines.

Table 1 – Preferred speed for 50 Hz machines

Unit: 1/min								
1 000	750	600	500	428,6	375	333,3	300	250
214,3	200	187,5	166,7	150	142,9	136,4	125	115,4
107,1	100	93,8	88,2	83,3	75	71,4	68,2	62,5
60								

Table 2 – Preferred speed for 60 Hz machines

Unit: 1/min								
1 200	900	720	600	514,3	450	400	360	300
257,1	240	225	200	180	171,5	163,7	150	138,5
128,5	120	112,6	105,8	100	90	85,7	81,8	75
72								

5.5 P-Q capability diagram

The manufacturer shall supply a P-Q capability diagram indicating the limits of operation as shown in Figure 1, where:

- Curve A represents operation limits with rated stator current and constant apparent power output, which is restricted by temperature rise of the stator winding;
- Curve B represents operation limits with rated field current, which is restricted by temperature rise of the field winding;
- Curve C1 and C2 indicate the theoretical and practical limits set by the effects of end region heating, steady-state stability, etc.

- Curve D indicates the limits of minimum excitation current to prevent instability issues (usually defined by a minimum excitation current of 10 % of the no-load excitation current);
- Curve E indicates the reluctance circle. Although possible, the operation within the reluctance circle needs special care and a special design of the excitation and control systems.

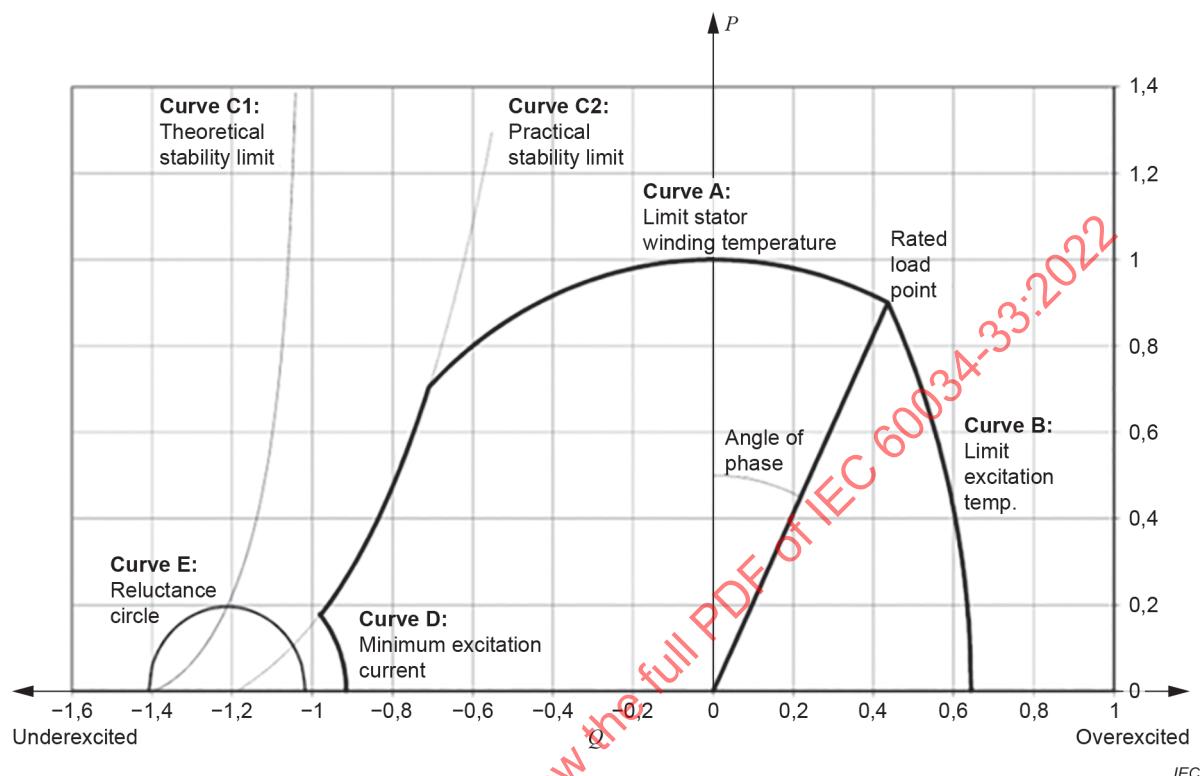


Figure 1 – P-Q capability in p.u.

NOTE Figure 1 shows the limitation of the electrical machine only and does not consider operational limitation of the hydraulic machine.

5.6 Voltage and frequency variations during operation

For generators and motor-generators, combinations of steady state voltage variation and frequency variation are classified as being either zone A or zone B (maximum case outside of zone A), in accordance with Figure 2.

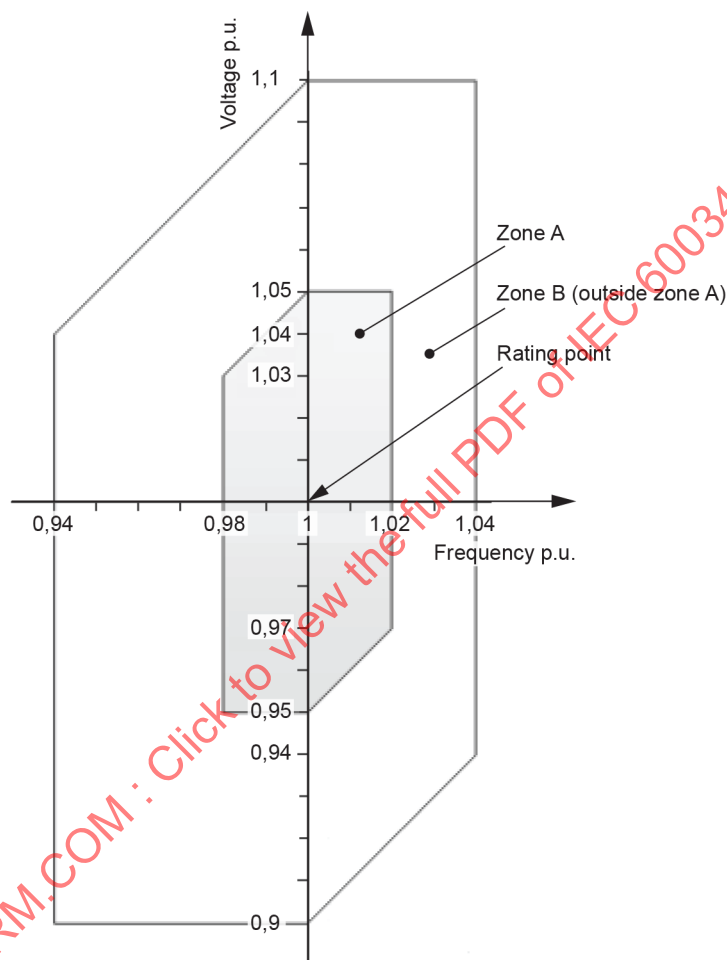
Synchronous hydrogenerators and synchronous motor-generators shall be capable of delivering continuous rated output at the rated power factor, over the ranges of $\pm 5\%$ in voltage and $\pm 2\%$ in frequency, as defined by the shaded area of Figure 2 (zone A), but need not fully comply with its performance at rated voltage and frequency (see rated point in Figure 2), and may exhibit some deviations. Temperature rises may be higher than the condition for rated voltage and frequency.

The temperature rise or temperature limits in accordance with this document, such as Table 4, apply at the rated point only and may progressively be exceeded as the operating point moves away from the rated point. For conditions at the extreme boundaries of zone A, the temperature rises and temperature typically exceed the limits specified in this document.

A machine shall be capable of operation within zone B, and reaching the rated output, but will exhibit greater deviations from its performance at rated voltage and frequency than in zone A. Temperature rises will be higher than at rated voltage and frequency and most likely will be higher than those in zone A. Temperature limits for insulation systems may be exceeded. Extended operation at the perimeter of zone B is not recommended at all.

Excursions into zone B shall be limited in value, duration no longer than 10 min, recurrence not below 6 h and frequency of occurrence no higher than 2 times per month. Requiring permanent operation in zone B without negative impact on lifetime will inevitably lead to a non-economical design and can require a volume increase of the machine in the range of 10 % or more.

For other conditions of duration, recurrence and frequency of occurrence, corrective measures should be taken where practical, within a reasonable time if possible, for example, a reduction in output (reactive or active power) or the use of transformers with on-load tap changer, if applicable. Such action may avoid a reduction in machine lifetime because of temperature effects.



IEC

Figure 2 – Voltage and frequency limits for hydro machines

In practical applications and operating conditions, a machine may sometimes be required to operate outside the perimeter of zone A. Consequently, the increased amplitude of the excitation current shall be considered in the design of the excitation system.

The use of a step up transformer with an on-load-tap changer in the plant concept will reduce the required voltage range on the generator terminals.

When considering extended frequency excursions such as shown in zone B, also the capability of the prime mover to deliver (or absorb in motor mode) the required power shall be verified and confirmed, since stable operation of the turbine/pump might not be possible at the corresponding speeds.

When considering extended voltage excursion such as shown in zone B, the power plant operation shall also be taken into account for the definition of required power because usually in real operation the required output may not be equal to the rated output, e.g. the rated reactive power is not required at higher grid voltage to avoid it increases even more.

Therefore, the required output may be adjusted corresponding to the actual required active power and reactive power and most likely be lower than the rated output at the corresponding frequency and voltage in zone B.

The extent of zone B may be even reduced up to $\pm 5\%$ in voltage and/or $\pm 2\%$ in frequency (same as zone A) in accordance with the practical requirement for the machine to be connected to the grid system, subject to agreement between purchaser and manufacturer.

NOTE For an economical design, it is important to understand the real need of active and reactive power, when considering extended voltage excursions such as shown in zone B. Grid codes may ask machines to be stable on the grid at such voltage variations, but generally allow for a reduction in output. For example, over-excited operation at full active power and maximum over-voltage is technically not comprehensible and could therefore be excluded.

5.7 Efficiency and losses

5.7.1 Weighted average efficiency

The weighted average efficiency of hydrogenerators and motor-generators is calculated according to the following formula. Weighted factors are specified by purchaser.

$$\eta = \sum_{k=1}^n A_k \eta_k \quad (1)$$

where

A_k ($k = 1, 2, \dots, n$) are the weighted factors at specified power factors and outputs, where

$$\sum_{k=1}^n A_k = 1;$$

η_k ($k = 1, 2, \dots, n$) are the efficiencies corresponding to rated voltage, rated speed and specified power factors and different outputs.

5.7.2 Losses

Losses and efficiency of a machine shall be measured, preferably according to the calorimetric method, refer to IEC 60034-2-1 and IEC 60034-2-2. The losses include:

- a) Stator winding DC losses;
- b) Field winding losses;
- c) Iron losses;
- d) Windage losses;
- e) Radial (guide) bearing losses;
- f) Axial (thrust) bearing losses (only include the losses due to rotating parts of the machine itself);
- g) Additional load losses (stray load losses);
- h) Exciter losses (including losses of static exciter and excitation transformer);
- i) Brush losses (electrical and mechanical);
- j) Losses of direct water-cooling system (if applicable).

Some of the losses like exciter losses and brush losses usually cannot be measured by the calorimetric method. In this case they shall be measured/determined separately by appropriate means.

Losses of external fans are usually dissipated completely into the cooling water, because the whole fan with its motor is inside the generator cooling paths. In this case, it cannot be added again, just separated from the windage losses. If this motor is not inside the generator cooling paths, i.e., its losses are not transferred to the cooling air, then the losses of the motor shall be added separately to the windage losses (with the motors' efficiency given by the manufacturer).

Mechanical power of the pumps (water/oil) is dissipated into the cooling water. It is therefore measured with the cooling water. This loss cannot be added again, only the losses of the motor (with the motors efficiency given by the manufacturer) shall be added.

5.7.3 Determination of winding losses

To determine the winding losses, the DC resistance of windings shall be converted to the value corresponding to the reference temperature as shown in Table 3 with respect to the thermal class of insulation system indicated on the name plate of the machine, or defined by the purchaser. If temperature rise or rated temperature of the lower thermal class is applied to the winding, the reference temperature of the lower thermal class shall be applied for winding loss calculation.

Table 3 – Reference temperature

Thermal class of insulation system	Reference temperature
	°C
130(B)	95
155(F)	115

5.7.4 Windage Losses

Windage losses, understood as friction losses due to air or gas flowing in the machine, shall be referred to the agreed cold cooling air temperature, usually 40 °C, and agreed relative humidity, usually 40 %.

For additional information on the correction of the windage losses for different cold cooling air temperatures and humidities, see Annex B.

5.7.5 Determination of thrust bearing losses for vertical machines

Thrust bearing losses for hydrogenerators are calculated as follows:

$$p_b = \frac{W_G}{W_G + W_T + F_H} p_B \quad (2)$$

where

p_B is the total loss of thrust bearing oil bath at 45 °C unless other temperatures have been agreed between user and manufacturer, in kW;

In case of combined thrust-guide bearing p_b is the thrust loss part of the combined bearing only. Separation between thrust and guide bearing losses is done by calculation.

W_G is the weight of generator rotor, in kN;

W_T is the total weight of runner(s) and shaft, in kN;

F_H is the guaranteed maximum hydraulic thrust acting on the runner(s) at rated operation and designed sealing gap, in kN.

If the temperature of oil bath deviates from 45 °C, correction should be made (see Annex C for additional information about correction of measured bearing losses for different oil bath temperatures). This is also valid for the guide bearing losses.

5.7.6 Tolerance of the total losses

The tolerance of the total losses shall be +10 %.

If no total tolerance is used, purchaser and manufacturer still need to agree on the measurement tolerance, e. g. 2,5 %.

NOTE Tolerances can be calculated based on the no-load, open loop (no load excited) and short circuit measurements used to compute the losses of any operation point. Tolerances can also be attributed to a measurement method as for example in IEC 60034-2-1 for the calorimetric measurement method. All these effects (including measurement tolerance) are covered by the above mentioned tolerance of +10 %.

5.8 Electrical parameters and time constants

5.8.1 Short-circuit ratio

The short circuit ratio shall be higher than 0,80 p.u.

As it is known, the short circuit ratio (as well as the synchronous reactance in the direct axis) is widely influenced by the air gap. On machines with large diameter, the air gap may change significantly between standstill at cold condition and operation at full load warm condition. The warm condition at full load represents the condition for the nominal air gap as defined in 3.7.1 and short circuit ratio and synchronous reactance in the direct axis are given for the nominal air gap.

5.8.2 Direct axis transient and subtransient reactances

For the specification of the both reactances, it shall be considered that the two reactances depend to a great extent on common fluxes. Therefore, it needs to be ensured that the subtransient reactance x''_{ds} is not set too close to the transient reactance x'_{du} ,

where:

- x''_{ds} : is the direct axis subtransient reactance at the saturation level of rated voltage; $x''_{ds} \geq x''_{dsmin}$;
- x'_{du} : is the direct axis transient reactance at the unsaturated conditions of rated current. $x'_{du} \leq x'_{dumax}$;

where x''_{dsmin} is the required minimum value of x''_{ds} , x'_{dumax} is the required maximum value of x'_{du} .

The following suggestions may be considered in order to, on the one hand, cope with tolerances and uncertainties in the calculations, manufacturing/assembly and testing and, on the other hand, to allow a suitable and economic design:

$$0,1 \text{ p. u.} \leq x''_{dsmin} \leq 0,25 \text{ p. u.}$$

$$0,3 \text{ p. u.} \leq x'_{dumax} \leq 0,45 \text{ p. u.}$$

In case both values are specified then the ratio between x'_{dumax} / x''_{dsmin} shall be at least 1,5 p.u. Higher ratios in the range 2 p.u. to 3 p.u. are regarded as more reasonable.

Requiring $x'_{dumax} \leq 0,3$ p.u. and/or $x''_{dsmin} \geq 0,2$ p.u. may lead to non-economic designs.

If it is agreed that values are to be determined by tests, tests shall be conducted in accordance with IEC 60034-4-1. For tolerances, see 5.9.

5.8.3 General case

Electrical parameters of the machines, such as synchronous reactances, transient reactances, subtransient reactances, short circuit ratio and time constants, etc., shall be defined by the purchaser in the special technical specifications to meet operational requirements of the grid and the machine itself.

5.9 Tolerances on reactance

Where limiting values of this document or other limits have been specified or agreed upon, there shall be no negative tolerance on minimum values and no positive tolerance on maximum values. A positive tolerance about declared values on minimum values and a negative tolerance about declared values on maximum values of 15 % for steady state and 30 % for transient and sub transient, 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 % for steady state, and ± 30 % for transient and sub-transient states. If no values have been specified by the purchaser, the manufacturer shall provide values with a tolerance of ± 15 % for steady state, and ± 30 % for transient and sub-transient states.

5.10 Total harmonic distortion (THD)

Total harmonic distortion (THD) for line to line voltage of the hydrogenerator (motor-generator in generator mode) under open-circuit condition on stator winding at rated speed and rated voltage shall not be more than 3 %. In case excitation system is supplied together with the machine then its effects shall be included if the excitation power is derived directly or through an excitation transformer directly connected to the main leads.

5.11 Torques

For motor-generators where asynchronous starting method is to be used, the locked-rotor and pull-in torques shall be determined according to requirement of grid and the pump-turbine operational requirements.

6 Temperature

6.1 Temperature rise

The machines shall be designed for long term operation continuously under environmental and rated conditions defined in Clause 4. The temperature rise limits of stator core, stator and field windings shall not exceed the requirement of Table 4.

The temperature rises in Table 4 (except for pure water for water cooled machines defined in the Table 4) refer to cold air, 40 °C. If the cold air temperature is different from 40 °C, then temperature rise should be adjusted according to IEC 60034-1.

Table 4 – Temperature rise limits

Different parts	The temperature rise limits for different insulation thermal class					
	K					
	130(B)			155(F)		
	Infrared method (optional)	Resistance temperature method	Embedded temperature detector (ETD)	Infrared method (optional)	Resistance temperature method	Embedded temperature detector (ETD)
Stator winding	—	—	85	—	—	110
Stator core		—	75		—	100
Pure water for water cooled machines ^a		—	25		—	25
Field winding	—	90	—	—	115	—
Other components not in contact with windings	The temperature rise of these components shall not cause damage to itself and the insulation of adjacent components.					
Surface of collector ring ^b	75	—	—	85	—	—
^a Temperature rise in this line refers to the cold water at inlet. ^b Infrared method requires a proper adjustment of the emissivity coefficient for polished surface of the collector ring. Furthermore, it shall be noted that the indicated temperature rise values are recommended in order to have a temperature on the brushes not much higher than 100 °C that is beneficial for the suitable operation of the brushes commonly used in hydrogenerators and motor-generators. The temperature rise or temperature of any collector ring (slip ring), brush or brush gear shall not be detrimental to the insulation of that part or any adjacent part. The temperature rise or temperature of a collector ring (slip ring) shall not exceed that at which the combination of brush grade and collector ring material can handle the current over the full operating range. There may be applications of higher temperature brush material; in such case, the admissible values shall be agreed upon between purchaser and manufacturer.						

If the purchaser requests class 155(F) insulation system to be operated at a class 130(B) temperature, then the class 130(B) temperature rise values will be used.

If the purchaser requests class 155(F) insulation system to be operated at a class 130(B) temperature or lower, then temperature rise correction based on rated voltage according to IEC 60034-1 is not necessary.

The highest reading from the ETDs shall be used to determine the temperature or temperature rise of component with respect to the guarantee values.

6.2 Measurements for the stator winding

For machines with a core length up to 1,5 m, the stator winding shall have a minimum of 6 ETDs in one plane located in the axial centre of the core. For machines with a core length longer than 1,5 m, 3 planes shall be used with a minimum of 6 ETDs on each plane, one at the centre of the core, the others at about 200 mm from each core end. ETDs shall be distributed uniformly along the circumference in each plane.

If RTDs are used as ETDs, the active length of such a sensor is up to e.g. 300 mm. For correct placement, the middle of the active length of such a sensor shall be taken to respect the above distance of 200 mm from core end.

The ETDs shall be positioned between the top and bottom bars/coils preferably within the same phase and placed in the centre fillers where the groove shall be placed to the top bars/coils.

None of the temperature rise values from the readings of the ETDs shall exceed the values indicated in Table 4 and the difference in the readings among the ETDs installed in the same plane shall not exceed by more than 5 K the average value of this plane.

If ETDs are installed in more than one plane, the average value of each plane, compared with the average value of the three planes, shall not differ by more than 5 K.

For the machines with asymmetric ventilation circuits (e. g. horizontal machines with cooler arranged below the machines), or machines without radial ducts in the stator and/or in the rotor, and/or with cooling air supplied only from 1 side, e.g. like bulb generators, the average value of each plane, compared with the average value of the three planes, shall not differ by more than 10 K and ETDs installed in the same plane shall not exceed by more than 10 K the average value of this plane.

It is important to note that the readings of RTD in the slots are not an indication for the hot-spot temperature of the stator winding. The RTD temperature readings may be used to monitor the operation of the cooling system of the stator winding.

With directly cooled stator winding, at least three temperature detectors shall be in intimate contact with the cooling medium at the outlet of the winding. If the winding is water cooled, they shall be installed on the piping inside the generator frame or as near as practicable to where the primary 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. The number of temperature detectors measuring the coolant temperature at the intake to the machine shall be agreed upon.

6.3 Measurements for the stator core

For machines with a core length up to 1,5 m, the stator core shall have a minimum of 6 ETDs for each plane. One or two planes can be used. For the machines with a core length longer than 1,5 m, 3 planes shall be used with a minimum of 6 ETDs on each plane, one at the centre of the core, the others at about 200 mm from each core end. ETDs shall be distributed uniformly along the circumference on each plane. Each ETD shall be inserted into the core from the back of the core at about 50 % of the radial height of the stator yoke.

None of the temperature rise values from the readings of the ETDs shall exceed the values indicated in Table 4 and the difference in the readings among the ETDs installed in the same plane shall not exceed by more than 5 K the average value of this plane.

If ETDs are installed in more than one plane, the average values among the planes shall not differ by more than 5 K.

For the machines with asymmetric ventilation circuits (e. g. horizontal machines with cooler arranged below the machines), or machines without radial ducts in the stator and/or in the rotor, and/or with cooling air supplied only from 1 side, e.g. bulb generators, the average value of each plane, compared with the average value of the three planes, shall not differ by more than 10 K and ETDs installed in the same plane shall not exceed by more than 10 K the average value of this plane.

6.4 Correction due to deviation from reference operation

For conditions deviating from reference operating condition and ratings as shown in Clause 4, temperature limits shall be corrected according to IEC 60034-1.

6.5 Bearing temperature

The allowable temperature for thrust bearing and guide bearing shall be defined in specific technical requirements by manufacturer and purchaser. The temperature can be measured by embedded temperature detector method. The temperature is defined for the typical sensor position approximately in the middle of the pad, 20 mm to 30 mm below the friction surface.

Guidance regarding the number of sensors is provided in Table 14.

7 Operating performances and electrical connections

7.1 Special operational requirements

7.1.1 Stator overload current

Short time balanced overload current operation is permitted for the machines without significant detrimental impact of the life time. Overload current multiples of stator windings and corresponding permitted time durations shall not exceed the values stipulated in Table 5. Further, the average number of permitted overload current times shown in Table 5 shall not exceed two times per year. If two overload current events take place subsequently, the interval duration between two events shall be sufficient for the machine to be fully cooled to normal temperature or below.

For a machine that needs overload operation, the permitted overload current multiple and time duration shall be defined in the special technical specifications.

Table 5 – Permitted overload current multiple vs. time duration

Overload current multiple of windings (current / rated current)	Permitted time duration s
1,20	85
1,30	54
1,40	39
1,50	30

7.1.2 Rotor overload current

Field windings of machines shall withstand short time overload current. Overload current multiple and corresponding permitted time duration shall not exceed the values stipulated in Table 5. Further, the average number of permitted overload current times shown in Table 5 shall not exceed two times per year. If two overload current events take place subsequently, the interval duration between two events shall be sufficient for the machine to be fully cooled to normal temperature or below.

For a machine that needs overload operation, the permitted overload current multiple and time duration shall be defined in the special technical specifications.

7.1.3 Continuous unbalanced load

When machines operate in an unbalanced power system, the machines shall be able to operate continuously under the following conditions that the phase current of any phase does not exceed the rated current (I_N) and the ratio of negative sequence component current (I_2) to the rated current are in accordance with the values in Table 6.

For motor-generator, the output in generator mode shall be used for Table 6.

Table 6 – Permitted negative phase sequence current for the machines

Cooling type of stator winding	I_2/I_N
Indirect cooling	8 %
Direct cooling	5 %

For improvement of continuous unbalanced load capability, the use of complete damper windings (damper windings with interpolar low resistance connections) is recommended.

If the power load has a significant level of harmonics with different frequencies, the permissible negative sequence current of the machine shall be smaller than the limit given by Table 6. If equivalent negative current capability of the machine is considered containing the harmonics, the limit value shall be determined by agreement between manufacturer and purchaser.

7.1.4 Short time unbalanced load

When hydrogenerators and motor-generators operating in generator mode operate for a short time under unbalanced fault conditions, the permissible integral of the square of the ratio of negative sequence component current (i_2) to the rated current (per unit values) over permitted unbalanced operating time, $\int_0^T i_2^2 dt$ shall be as the values in Table 7 (where T is the transient sustaining time).

The operation under such conditions may produce high temperatures on the damper windings, more specifically on the damper bars. Appropriate design shall be considered to prevent thermo-mechanical injuries to the damper windings.

Table 7 – Permitted negative phase sequence current for the machines

Cooling type of armature winding	$\int_0^T i_2^2 dt$
Indirect cooling with air	20 s
Direct cooling with water or evaporative medium	15 s

7.1.5 Mechanical output overload

Motor-generators shall be designed to withstand infrequent operation of 150 % rated torque for a minimum of 15 s without pulling out of synchronism when operating under motor mode at rated power factor, stator voltage and field current.

7.1.6 Sudden short circuit

The hydrogenerator or motor-generator shall be designed to withstand a short circuit of any kind at its terminals 'without failure', while operating at rated load and 1,05 p.u. rated voltage, assuming the maximum phase current is not higher than the maximum phase current obtained from a sudden three-phase short circuit.

'Without failure' means that the machine shall not suffer damage that causes it to trip out of service, though some deformation of the stator winding or loosening of end winding fixation might occur.

If despite the negative impacts on life time (refer to 9.3), a sudden short-circuit test is agreed on a new machine, the test voltage shall be chosen so that the same maximum stator current is obtained as it would result in service from a three-phase sudden short circuit applied at the high voltage terminals of the transformer.

This test shall be considered successful if the generator 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 8.2.6 for a new generator. The term 'minor repairs' implies some attention to deformation or loosening of stator windings or end winding bracing structures as well as to applied insulation, but does not imply replacement of bars/coils.

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

7.2 Connection to grid

7.2.1 Synchronization

The machines shall be synchronized to the grid by using synchronizing method, and synchronizing closing angle shall be in the range of $\pm 10^\circ$ (electrical angle), maximum synchronizing voltage difference shall be in the range of 0 to +5 %, maximum synchronizing frequency difference shall be in the range of $\pm 0,11$ % of power frequency.

If speed control and excitation systems work properly, the machine is capable of being synchronized to the grid after load rejection without the need of prior standstill.

Unsuccessful synchronization can cause severe damages to the machine. Each faulty synchronization shall immediately trip the machine off-line. Most critical are faulty synchronizations that occur with a phase angle error of 120° to 180° , which causes extremely high torques and currents and reduces the lifetime of the machine. Careful inspection of the machine is required after a faulty synchronization. Furthermore, a trial of synchronization where phase sequence (or "direction of rotation") of the machine and phase sequence of the grid are different (opposite sequences) shall be avoided.

The above described events may severely affect damper winding due to very high currents in the damper bars as well as the field winding due to very high induced voltages between the turns.

7.2.2 Application of load

The load may be applied rapidly and the rate of generator loading is limited by the ability of the hydraulic system.

7.3 Starting of motor-generator

Generally, the starting method of a motor-generator under the condition of motor operation mode can be selected from the following starting methods, where a) and b) are most commonly used.

- a) SFC starting;
- b) Back to back starting;
- c) Asynchronous starting;
- d) Pony motor starting;
- e) Auxiliary turbine and torque converter.

7.4 System earthing

All electrical conductive metallic parts in the electrical machine shall be grounded to the earthing system with a conductor having a sufficient cross-section. Only the proper earthing of all metallic parts can ensure a safe operation of the electrical machine.

Split flanges, even if not painted, are not allowed to be used as a connection. They do not provide any defined current flow. Furthermore, the bolts could be spot welded or negatively thermally affected due to high current in a failure case. There is therefore a risk of damaging/weakening the bolted connection.

The following formula (according to EN 50522:2010) can be used for a rough estimation and cross-check of the defined minimum required grounding cross-section:

$$A = \frac{l}{k} \sqrt{\frac{t_f}{\ln\left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}\right)}} \quad (3)$$

where:

A is the cross-section of the grounding connection [mm²];

I is the current of the connector [A].

Rough estimation is $3 \times I_N$. But it is usually given in the grounding schematic;

t_f is the maximum time of the failure current [s].

Usually according to specification $t_f = 1$ s. For some regions it could be 3 s;

K is the constant depending on the material [$A \times \sqrt{s/mm^2}$], see Table 8;

β is the inverse value of temperature coefficient [°C], see Table 8;

θ_f is the final temperature of connector.

Usually 250 °C for non-isolated grounding connector [°C] ;

θ_i is the initial temperature of connector [°C] according to IEC 60287-3-1.

Usually 20 °C can be assumed.

Table 8 – Material properties for grounding connectors

Material	β °C	K $A \times \sqrt{s/mm^2}$
Copper	234,5	226
Steel	202	78

Machines shall be provided with an earthing terminal or another device to permit the connection to the earthing system.

The symbol  (IEC 60417:2002-5019) or legend shall identify this device. The earthing terminal shall be designed to ensure a good connection with the earthing system without any damage to the conductor or terminal.

The earthing system should be designed by the system integrator.

The neutral point bus-bar cross-sectional area should be designed by the system integrator to safely meet the short circuit current at earth fault during the time needed until the machine has been disconnected by the protective system and is de-excited. The earthing terminal shall be identified in accordance with IEC 60445.

7.5 Neutral point leads

The stator windings shall not be directly grounded at the neutral point to prevent stator core damage from the effects of internal short circuit faults. To detect stator single phase ground faults for all hydrogenerators and motor-generators a fault current limiting stator grounding system should apply, either on the stator neutral point or line terminals.

The neutral point bus-bar cross-sectional area should be designed to safely meet the short circuit current at earth fault during the time needed until the machine has been disconnected by the protective system and is de-excited.

7.6 Rotating direction and phase sequence

Rotating direction of hydrogenerators and motor-generators shall be in accordance with hydraulic machines.

The phase sequence of the machines shall be in accordance with the power grid to be connected.

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 when rotating in the direction driven by the turbine.

7.7 Stator winding

The stator winding shall be arranged in star configuration and all three lines and three neutral terminals of the winding shall be accessible from outside of stator frame. The arrangement of the electrical terminals shall be agreed upon by purchaser and manufacturer.

8 Winding insulation

8.1 Winding insulation performance

8.1.1 General

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

A service proven insulation system shall be applied. In the case that changes have been made to the insulation system then qualification tests according to IEC 60034-18-1, IEC 60034-18-32 and IEC TS 60034-18-33 shall be performed as applicable.

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

NOTE The term "stator winding" includes the coils/bars and all electrical connections to the terminals. The term "field winding" includes coils, connections between coils and connections to the collector rings.

8.1.2 Winding insulation resistance

The test of insulation resistance for assembled stator and field windings shall be performed in accordance with IEC 60034-27-4.

For the assembled stator winding in new condition the measured value of each phase to ground shall be at least 100 MΩ and the polarization index shall be at least 2.

The specified limit of 2, does not apply for machines having galvanic contact of the stress control coating to the connections. For these machines refer to IEC 60034-27-4. In addition, for machines having galvanic contact of the stress control coating to the connections, achieving the minimum one-minute insulation resistance may require some hours of operation at normal operating temperature.

New machines with cold curing insulation material in the winding connections can have issues to reach the 100 MΩ level. After some hours of operation at rated temperature the insulation resistance increases, and the limit can be met.

For the assembled field winding in new condition (dry and clean) the recommended value will be at least 100 MΩ. However, depending on environment, especially high humidity, lower values might be acceptable but shall be no lower than 1,5 MΩ (refer to IEC 60034-27-4).

If measurement is done out of the range from 10 °C to 40 °C, then correction of the values shall be made according to IEC 60034-27-4.

A suitable test voltage is to be selected according to Table 9 for the measurement.

Table 9 – Test voltage for insulating resistance measurement

Rated voltage kV	Field winding V_{DC}	Stator winding V_{DC}
<12	500	2 500 to 5 000
12 to 19		5 000 to 10 000
>19		10 000

8.1.3 Dielectric dissipation factor measurements on new stator bars or coils

The maximum dielectric dissipation values for fully processed single bars or coils shall be in accordance with the values given in Table 10.

The number of bars (coils) to be tested shall be 100 % of the total bars(coils).

Table 10 – Dielectric dissipation factor

Guarding technology method specified in IEC 60034-27-3.

Test voltage	0,2 U_N	0,2 $U_N \sim 0,6 U_N$	$\Delta \tan \delta$
Dielectric dissipation factor	$\tan \delta$	$\tan \delta_{tip-up} = \tan \delta_{0,6 U_N} - \tan \delta_{0,2 U_N}$	
Maximum value %	$\leq 1,5$	$\leq 0,5$	
U_N :rated voltage of the machine, kV.			
$\Delta \tan \delta$: maximum increment of $\tan \delta$ between each 0,2 U_N increment from 0,2 U_N to 1,0 U_N .			

8.1.4 Partial discharge measurements for stator winding

Partial discharge tests for form wound windings and winding fully processed components as bars and coils shall be in accordance with IEC60034-27-1. This test can be applied alternatively to the measurements described in 8.1.3. upon purchaser request or by internal experience of the manufacturer in order to verify the consistency of the production lot.

8.1.5 Voltage withstand test for turn insulation of multi-turn coil for stator

Impulse voltage withstand test for multi-turn coils turn insulation shall be performed in accordance with IEC 60034-15.

8.2 Voltage withstand tests

8.2.1 Stator bars/coils

Before delivery of individual fully processed stator bars/coils for a machine, an AC (50/60 Hz) voltage withstand test shall be conducted on each single stator coil/bar (test requirements shall be in accordance with IEC 60060-1), the test voltage shall be $2 U_N + 5 \text{ kV}$ for 1 min.

8.2.2 Inserted stator bars/coils

When fully processed bars/coils are inserted in the stator core it is recommended to perform an intermediate test after insertion of the bottom layer with an AC (50/60 Hz) test voltage of $2 U_N + 4 \text{ kV}$ for 1 min. After insertion of the top layer, a further intermediate voltage withstand test may be made with a recommended voltage of $2 U_N + 3 \text{ kV}$ for 1 min.

8.2.3 Stator winding completed before rotor inserted

After insertion of all bars/coils and completion of all connections and mechanical fixation of the stator end winding, e.g., lashing and before the insertion of the rotor, an intermediate voltage withstand test shall be made with a recommended voltage of $2 U_N + 2 \text{ kV}$ for 1 min.

8.2.4 Field winding before delivery

Before delivery, a voltage withstand test shall be conducted on each pole (test requirements in accordance with IEC 60060-1). The values for this withstand test shall be 10 % higher than the values given in Table 11 and duration shall be 1 min.

A test of the turn insulation shall be performed on each pole with a turn voltage equal or higher than the maximum induced turn voltage due to three phase short circuit on the stator leads. Surge devices may be used for this test. Alternatively, AC sources with appropriate frequency can also be used.

The maximum induced turn voltage in the field winding due to a sudden short circuit on the stator leads can be calculated either by means of FEM or alternatively with reasonable accuracy by the following formula:

$$U_{W2max} = 1,8 \frac{x_d - x'_d}{x_{ad} x_d} A_r \tau_p \omega_N^2 l_{ps} \quad (4)$$

where:

U_{W2max}	is the maximum induced turn voltage, in V;
x_d	is the synchronous d-axis reactance unsaturated, in p.u.;
x'_d	is the transient d-axis reactance unsaturated, in p.u.;
x_{ad}	is the d-axis main field reactance, in p.u.;

- A_r is the ampere winding or linear current density of armature reaction referred to pole pitch, in A/mm;
- τ_p is the pole pitch, in mm;
- ω_N is the rated angular frequency, in rad/s;
- l_{ps} is the pole body leakage permeance, in H.

8.2.5 Field winding completed

When the installation of the field winding is completed, and before inserting into the machine, an AC (50/60 Hz) voltage withstand test shall be conducted on the field winding (test requirements shall be in accordance with IEC 60060-1). The values for this withstand test shall be in accordance with Table 11 and duration time shall be 1 min.

8.2.6 Stator winding for completed machine

For the completed machine with all its parts in place under conditions equivalent to normal working conditions, an AC (50/60 Hz) voltage withstand test shall be conducted on the stator winding (test requirement shall be in accordance with IEC 60060-1), the test voltage shall be $2 U_N + 1$ kV for 1 min.

8.2.7 Field winding for completed machine

When the installation of the field winding is completed for a machine, an AC voltage withstand test shall be conducted on the field winding (test requirements shall be in accordance with IEC 60060-1). The values for AC voltage withstand test shall be in accordance with Table 11 and duration time is 1 min.

Table 11 – Testing values for voltage withstand test of field winding

Rated field voltage (DC)	Values for AC (50/60 Hz) voltage withstand test
500 V and below	10 times of rated field voltage (the minimum is 1,5 kV)
above 500 V	2 times of rated field voltage +4 kV

8.2.8 DC alternative tests

AC voltage withstand tests for stator winding at 50/60 Hz are strongly preferred. An alternative DC voltage withstand test for stator and rotor winding may be applied instead using a DC test voltage of 1,7 times the relevant AC voltage value.

8.2.9 Global VPI stators

In case of using global VPI process, voltage withstand testing starts from 8.2.3.

8.3 Breakdown test for insulation

A breakdown voltage test on the stator main insulation of fully processed individual bars or coils may be performed as type test, by directly increasing the AC voltage at a rate of 1 kV/s to 2 kV/s up until breakdown (or flash over) occurs. The test may be performed in an oil tank, on at least one coil or two bars.

The breakdown voltage shall be at least $4 U_N + 10$ kV.

As the purpose of this test is to verify the main insulation, the end winding corona protection may be specifically adapted for this test.

If a flash over in the end winding occurs at lower voltage than the limit specified above, the end winding corona protection can be repaired and the test repeated.

8.4 Voltage endurance test for insulation

A voltage endurance test can be performed as a type test on full sized bars/coils if required by the technical requirement between purchaser and manufacturer.

Voltage endurance test for stator windings can be conducted in accordance with IEEE 1043™ and IEEE 1553™. The test voltage and values of qualified time limit shall meet the requirements shown in Table 12.

Table 12 – Test voltage and time limits

Rated line-to-line voltage kV	Rated line-to-ground voltage kV	Schedule A	Schedule B
		400 h	250 h
		Voltage-endurance test voltages kV	
Column 1	Column 2	Column 3	Column 4
6,0	3,46	13,0	15,2
11,0	6,35	23,9	27,9
11,5	6,64	25,0	29,1
12,0	6,93	26,1	30,4
12,5	7,22	27,1	31,7
13,8	7,97	30,0	35,0
15,0	8,66	32,6	38,0
15,5	8,95	33,6	39,3
16,0	9,24	34,7	40,6
17,0	9,82	36,9	43,1
18,0	10,39	39,1	a
19,0	10,97	41,2	a
^a It is recommended that for test voltages above 43 kV the actual test voltage be negotiated between manufacturer and purchaser.			

It is recommended that for rated line-to-line voltage above 19 kV, the actual test voltage be negotiated between manufacturer and purchaser. Generally, schedule A is preferred for the test.

For machines with a voltage rating between the levels stated in Column 1 of Table 12, it is recommended that the test voltages (Column 3 and Column 4) be determined by interpolation. It is recommended that the same voltage ratio, namely 3,76 or 4,39 times line-to-ground r.m.s. voltage (Column 2 values), be used when specifying the testing voltage or respectively 2,17 or 2,54 times phase to phase r.m.s. voltage.

The test temperature is either room temperature or the expected operating temperature of the stator winding. Forced cooling of end winding is allowed during the test.

Some erosion or discoloration of the slot and end winding corona protection during the voltage endurance test may occur and is not considered to be an insulation failure. It shall be agreed between the purchaser and the manufacturer prior to the beginning of the test whether or not deterioration involving the corona protection of the end winding and slot is to be monitored and repaired periodically during the progress of the voltage endurance test.

8.5 Thermal cycle test

Thermal cycle test can be performed as a type test on full sized bars/coils for air-cooled machines like pump storage motor-generators and generators that are frequently used to adjust power loads and start/stop, however, it does not simulate actual service conditions for machines during operation, and may lead to artefacts. If the test is agreed upon, the following precautions shall be considered:

- Thermal cycle testing can be performed as a special test on full sized bars/coils.
- The thermal cycle test is primarily intended for air cooled machines like pump storage motor-generators and generators that are frequently used to adjust power load.
- Perform the test according to IEEE 1310™.
- Only voltage endurance test according to 8.4 or break down test according to 8.3 shall be used as pass/fail criterion after the stator coils or bars have been subjected to thermal cycle test.
- The test is not typically applied to machines whose core lengths are 1 m or shorter.

A reduction up to 10 % in the life hours of voltage endurance test given in Table 12 or up to 15 % in the breakdown voltage $4 U_n + 10 \text{ kV}$ (see 8.3) may be used as criteria.

8.6 Stator winding terminals

In the case where the terminal box of the machine is equipped with porcelain insulators, the terminal insulators shall be electrically tested independently of the machine winding. The dielectric test shall be done at power frequency for 60 s in air at voltage level not less than 1,5 times the one defined in 8.2.6. This test can be performed by the supplier of the terminal insulator as factory acceptance test.

9 Mechanical performances and design

9.1 Rotating part mass moment of inertia

The mass moment of inertia (J) of rotating part of the machine shall be defined by the purchaser in the generator design specification.

NOTE The mass moment of inertia (J) in this document refers to generator only.

9.2 Maximum speed

The machine shall be able to withstand maximum design speed according to operation of hydro turbine without any harmful deformation and damage. The maximum design speed and its duration shall be provided in the technical specification.

The maximum design speed shall be given or defined by the purchaser, including the transient conditions, such as the maximum runaway speed during load rejection of adjacent units installed in the same penstock bifurcated to the units.

Due to settling of laminated rotor rims, laminated poles held by wedges or by bolts, etc., some small permanent increase in the diameter is natural, and shall not be considered as an abnormal deformation indicating that the machine is not suitable for normal operation.

9.3 Structural strength

The structural strength of the machines shall be able to withstand all loads, listed below, acting on the unit, without harmful deformation or damage, which may appear during operation, fault cases and regular service. These loads shall be taken into account in the design of the machine. The structure shall be designed considering static and dynamic loads with respect to fatigue.

Load cases the machines shall be able to withstand:

- a) Normal operation including normal start-stops and normal synchronization;
- b) Load rejection or emergency stop at rated output;
- c) Three phase sudden short circuit fault under conditions given in 7.1.6;
- d) Two phase sudden short circuit fault under conditions given in 7.1.6;
- e) 120° faulty synchronization at rated voltage;
- f) Maximum design speed due to hydro turbine application;
- g) The unbalanced magnetic force due to the short circuit of 50 % of the rotor poles at rated conditions.

The events indicated in items c), d), e) and g) are very seldom and may be considered as static load cases and it is assumed that not more than 5 of such events in total (accumulated for all 4 cases together) may occur during the design lifetime while none of it may happen more than 2 times during the design life time.

For item f), over-speed due to load rejection in pump-storage power plants is generally lower than maximum design speed but more frequent and needs to be considered separately.

As for the events above except normal operation and load rejection, “without harmful deformation or damage”, means that the machine shall not suffer damage that would cause it to trip if re-connected, though some small deformation of the stator winding or loosening of end winding blockings or of wedges in the rotor pole fixation or in the rotor rim might occur. A careful inspection of the machine as well as a high voltage potential test (at e.g. 110 % to 150 % of rated line to line voltage according to the age of the winding of machine, the higher value for newer machine and lower value for older machine) is strongly recommended, minor repairs might be performed. The term ‘minor repairs’ implies some attention to small deformation or loosening but does not imply replacement of coils, bars, poles, etc.

9.4 Critical bending speed

The first critical bending speed needs to be at least 10 % higher than the maximum design speed of the machine.

In case of non-symmetrical bearing support structure, natural frequency of backward whirl component need to be checked.

9.5 Start and stop of motor-generators

For the motor-generators a daily average number of starts and stops of eight times (one cycle composed of both starting up and shutting down process is calculated as one time) shall be considered over 40 years.

9.6 Start and stop of hydrogenerators

For hydrogenerators, a daily average number of starts and stops equal to twice per day over 40 years shall be considered.

9.7 Over speed

A total of 500 full-load rejections and three maximum design speed events shall be considered for a 40-year mechanical lifetime of hydrogenerators and motor-generators.

9.8 Fatigue verification

After static verification is performed, fatigue verification shall be performed. Fatigue verification to demonstrate structural strength considering load cycles given in 9.5 to 9.7 shall be performed according to guidelines like FKM standards.

10 Core vibration

Vibration phenomena are conveniently separated into two groups. Low and high frequency vibration.

Low frequency vibration is mainly due to mechanical reasons such as unbalance. Frequencies are below and not including 100 Hz / 120 Hz. Measurements shall be made on the mechanical structure as the stator frame with velocity probes. It is recommended to measure amplitude and spectra. Upper limits are 0,08 mm peak-to-peak for new machines and 0,12 mm peak-to-peak for machines in operation. Threshold for intervention is 0,160 mm peak-to-peak.

High frequency vibration is mainly due to electrical phenomena. Frequencies are at 100 Hz / 120 Hz and above. Measurements shall be made on the stator core.

For vertical machines, the stator core vibration shall be measured as follows.

For stator core horizontal (radial) vibration test, a minimum of 2 transducers shall be positioned at the level of 2/3 of stator core height, and each position of 90° around circumference. The sensors need to be directly attached to the core.

Vibration in the stator core of vertical machines in rated operation conditions shall be not more than the either the displacement or velocity limits in Table 13.

Table 13 – Limits for vibration in the core

Power frequency Hz	Item	Displacement S_{p-p} mm	Velocity V_{rms} mm/s
50	Horizontal (radial) vibrations for 100 Hz	0,03	6,7
60	Horizontal (radial) vibrations for 120 Hz		8

For horizontal machines the limits given in Table 13 can be used as a reference but shall be agreed between purchaser and manufacturer.

11 Noise

Noise level (measured as sound pressure) for hydrogenerators and motor-generators shall be measured at rated (or agreed) load condition at the following positions (see Figure 3):

For vertical machines in concrete housing: measured at 1 m high above generator top cover and 1 m outside from the outer circumference of the generator top cover. It shall be measured at 6 equally distributed locations around the circumference to determine the average value.

For horizontal machines: measured at 1 m high above the ground and 1 m distance from the machine's frame at machine ground floor with 6 locations; 2 at driven end, 2 at non driven end and 2 at the middle point to determine the average value.

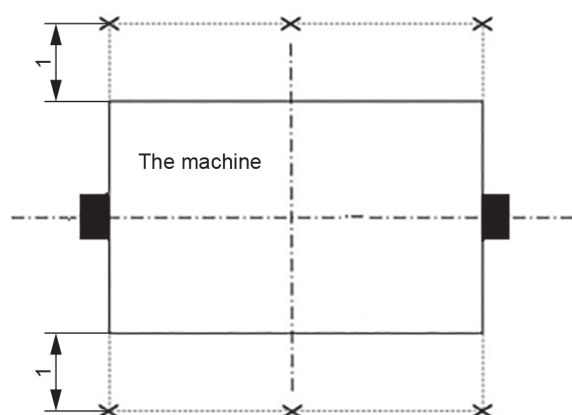


Figure 3 – Location of measuring points in the horizontal plane

For bulb type machines: measured at 1 m above the generator entrance duct (access shaft).

For vertical machines the noise level shall be:

- a) Less than 82 dB (A) if rated speed is less than or equal to 300 r/min;
- b) Less than 84 dB (A) if rated speed is larger than 300 r/min and less than or equal to 400 r/min;
- c) Less than 85 dB (A) for rated speed above 400 r/min.

The values above are valid for the generator with closed ventilation circuit installed in a concreted pit.

For vertical machines with metal frames, noise level shall be less than 85 dB(A) measured at 1 m high above the top of the frame.

For horizontal machines, noise levels are generally higher compared to vertical units. If openings in the housing for hall heating are foreseen, the noise levels will be higher. Suggested noise pressure level for a horizontal machine without openings in the housing shall be less than 90 dB (A).

Due care needs to be given to a correct separation of noise coming from turbine (pump-turbine) and generator (motor-generator) in noise measurement.

It shall be noted that the noise level is dependent on machine specific requirements as speed, type of ventilation or cooling type. If other local specific requirements are applicable, these shall be agreed upon in the specification and sound absorption measures shall be foreseen if necessary.

12 Basic structural requirements

12.1 General layout

12.1.1 Structure and general layout of the machines

The type of structure and general layout of the machines shall be selected by technical and economic evaluation according to the type of hydraulic turbine, speed of the machine, rated output, power house type and layout of the generating unit. It shall be defined in special technical requirements.

12.1.2 Machine components

The machine components shall withstand vibration and thermal deformation in normal operation, and abnormal operation conditions such as centrifugal force at different speeds like load rejection and runaway, as well as the forces in electrical short circuits. If abnormal operation takes place, inspection and necessary maintenance shall be made.

12.1.3 Hydraulic or pneumatic braking system

A hydraulic or pneumatic braking system may be installed in the machine if needed for the operational concept of the power plant. The equilibrium speed and the leakage torque at standstill as well as the braking torque at rated speed of the turbine shall be given as design inputs. The brake application speed shall be higher than the equilibrium speed of the turbine. Position sensors, that ensure the brakes are released, shall be provided with the brakes and shall be integrated in the automation concept of the generating unit control. A brake dust collection system is recommended.

NOTE Equilibrium speed is the speed for which the leakage torque equals the resistance torque of the unit.

12.1.4 Hydraulic jacking system

For vertical units, a hydraulic jacking system may be provided in the machine. It can be combined with the braking system or separate (e.g. for disc brake systems). The system shall have at least the capacity to jack the weight of the rotating parts of the unit and provisions for safely permanent locking the rotor in jacked position. The jacking system is recommended, for safety reason, to be activated only when the hydraulic turbine is locked against rotation.

12.1.5 Dynamical (electrical) braking

Dynamical (electrical) braking by the method of short-circuiting the stator winding may be used for faster braking. In this case it is recommended to limit the stator current to the rated value.

It shall be noted that usually the electrical braking alone is not able to bring the machine to standstill condition, and thus a mechanical braking is needed to stop the machine.

12.2 Stator

12.2.1 Frame and core structure

For large size machines, the stator frame may be transported in sections and finally assembled at site, after which the stator core laminations are stacked and stator windings inserted. It shall meet the requirements of lifting integrally. According to the transportation conditions and detailed requirements, the stator frame for medium and small size machines could be in one complete piece or in sections, and then assembled.

The stator core can be stacked complete or in sections and wound completely in the factory, or in case of sections, the winding completed at site. The manufacturer shall provide sets of special stator lifting tools and the lifting method.

For the stator core the use of thin silicon steel lamination with appropriate insulation coating is recommended.

If core-through bolts are used to compress the stator core, such bolts shall be properly insulated from the lamination to avoid core damages. The insulation resistance shall be measured prior to commissioning and the minimum value is 100 MΩ where the DC test voltage shall be 500 V.

12.2.2 Stator frame connecting structure

The stator frame and the connecting structure between upper bracket and foundation shall be suitable to accommodate thermal expansion. Measures shall be taken to prevent the stator core from buckling.

12.2.3 Stator end winding

The stator end winding shall be designed considering thermal expansion along the axial direction and suitable to withstand electromagnetic forces without excessive vibration under normal operating condition and without harmful deformation in case of abnormal conditions like a three phase sudden short circuit under rated load at the machine leads.

12.3 Rotor

12.3.1 Damper winding

The rotor shall be equipped with a damper winding (or have a structure with the function of damper windings). Generally complete damper winding is preferred, refer to 7.1.3.

12.3.2 Structure with one shaft or segmented shafts

A structure with one shaft or segmented shafts can be used in machines. The shaft line shall be designed for convenience of run out check and adjustment at site. Rotors lifted on site shall meet the requirement for lifting. Manufacturer shall provide relevant lifting tools according to the agreement between purchaser and manufacturer, such as special lifting shaft, connecting bolt, etc.

12.4 Structure tolerance

For structure tolerances of the machine including air gap, stator circularity, stator concentricity, rotor circularity and rotor concentricity, refer to IEC 63132-1 and IEC 63132-2.

12.5 Bearings

12.5.1 Bearing alloy

Bearing alloy (Babbitt alloy) pad or non-metal surface layer pad can be used for thrust bearing. When using bearing alloy pad, it is recommended to have, according to requirement, a high pressure lubrication oil device. In case of emergency, it is permitted to stop the unit safely without applying the high pressure oil lifting device. However, in that case a brake system has to be applied to the unit to bring the bearing as fast as possible through the mixed friction at lower speed.

12.5.2 Bearing lubricant

Viscosity of the bearing lubricant oil shall be chosen such that the machine can be started at the lowest agreed temperature.

12.5.3 Shaft currents

Suitable precautions shall be taken to prevent harmful flow of shaft currents.

Shaft voltage spikes caused by static excitation with controlled rectifiers can cause damage, e.g., to the bearing Babbitt, by breaking through the bearing oil film.

It is recommended to earth the rotor shaft adequately and provide electrically insulated bearing.

12.5.4 Bearing insulation resistance

Requirements for bearing insulation resistance to be measured during installation of the machine shall be agreed upon at the time of purchase.

A value not lower than 1 M Ω is regarded as suitable, where the measurement voltage shall be 500 V_{DC}.

In cases where the relative humidity is very high (> 60 %), e.g. bulb generators at site, a value not lower than 250 k Ω is regarded as suitable, where the measurement voltage shall be 500 V_{DC}.

Bearing insulation resistance is usually measured at standstill only. Requirements for bearing insulation resistance to be measured during operation of the machine shall be agreed upon at the time of purchase.

13 Ventilation and cooling system

13.1 Cooling scheme

13.1.1 General

Most machines are air cooled. For higher outputs, other cooling systems such as direct water cooling and evaporative cooling can be adopted.

13.1.2 Air cooling system

The machine is cooled totally by the flow of air, usually there are air to water coolers arranged in the machine.

The preferred system of ventilation is a closed air circuit. If an open air system is specified or agreed upon, contamination of the ventilation passages with dirt shall be avoided in order to prevent the machine from overheating and to minimize pollution of the insulated surfaces. In such a case, if excitation is provided by means of collector rings, they shall be ventilated separately in order to avoid contaminating the generator with carbon dust.

13.1.3 Evaporative cooling system

Besides air cooling, the machine is partly cooled by boiling heat transfer effect of some coolant flowing through hollow conductors inside the winding. There will be some auxiliary equipment arranged in the machine, like air-cooled or water-cooled condensers.

13.1.4 Water cooling system

Besides air cooling, the machine is partially cooled by the water flowing through hollow conductors inside the winding. Auxiliary equipments like air coolers, pure water processing and a pumping system are required.

13.2 Redundancy on the design of coolers and motor fans

For machines with more than 4 coolers, in case of failures in 10 % of the coolers (rounded, but minimum 1 cooler) and all coolers clean and in place (assembled), the machine shall be capable of operating with rated output at rated voltage and frequency. Compared to normal operation the temperatures will be higher. The resulting temperatures (cold air temperature plus temperature rise of active parts) shall not be more than 10 K higher compared to operation without cooler failure.

For machines with forced ventilation by external motor fans and more than 4 fans, in case of failures in 10 % of the fans (minimum 1 fan) and all fans in place (assembled), the failed fan shall be closed with metal plates to avoid recirculation of the air ("air short circuit"). In this condition, the machine shall be capable of operating with rated output at rated voltage and frequency. Compared to normal operation the temperatures will be higher. The resulting temperatures (cold air temperature plus temperature rise of active parts) shall not be more than 10 K higher compared to operation without fan failure.

13.3 Cooling structure

13.3.1 Materials

Pipes of air coolers, oil coolers and condensers of evaporative cooling windings shall be made of anticorrosion, thermally conductive materials.

13.3.2 Water supply and drainage

For water supply and drainage pipes connected with coolers, it is recommended to use stainless steel material.

13.3.3 Cooling water pressure

Cooling water pressure is normally determined by the plant designer, typically the cooling water pressure of air coolers is 0,2 MPa to 1,0 MPa for hydrogenerators and 0,2 MPa to 2,0 MPa for motor-generators. The test water pressure of coolers shall be 1,5 times of operation water pressure (not less than 0,4 MPa at least) for a period of 30 min.

14 Instrumentation required for protection and control

14.1 General

Instrumentation for protection and control is necessary for the operation of the machine.

14.2 Stator and bearing temperature

Most materials and components will deteriorate when subjected to high temperatures. The higher the temperature, the shorter the time needed for deterioration. Continuous temperature monitoring can ensure that the machine is operating within the manufacturer's specification. Increasing temperature over time also often indicates if a component is deteriorating, or that maintenance is needed to keep the components within specified temperature limits.

ETDs measure the temperature at specific locations in the stator winding, the cooling system and the bearings. Stator winding sensors are mounted between the top and bottom coils/bars in a slot. The sensors are usually resistance temperature detectors (RTDs) that are nominally 100 Ω at 0 °C. Thermocouples have also been used. In both cases, it is recommended that the leads from the ETDs are shielded and the cables to be twisted to minimize the effect of noise on temperature readings. 100 Ω RTDs are also used for cooling system and bearing temperature monitoring. Table 14 provides information on the number and location of the temperature sensors for coolers and bearings. Information about stator and rotor winding parts is given in 6.1.

Table 14 – Temperature sensor locations

Component	Number of sensors	Locations
coolers	2 per cooler	Cold air side and hot air side
thrust bearing pads of vertical machines	4	90° apart
thrust bearing oil	2	Cold oil and warm oil
guide bearing of vertical machines	4	90° apart
thrust bearing pads of Horizontal machines	2	180° apart
counter-thrust pads of Horizontal machines	2	180° apart
guide bearing of horizontal machines	2	Lower pads

14.3 Bearing vibration and shaft displacement

Bearing housing vibration and shaft displacement (relative shaft vibration) provide indispensable information on the mechanical structure of the machine. Vibration magnitudes are proportional to operational forces meaning increased forces will reduce the normal operating period of the machine. Increasing vibration magnitudes over time can indicate rotor unbalance, shaft misalignment, looseness, bearing wear/misalignment, rubbing, or electrical problems. General guidelines for bearing housing vibration and shaft displacement measurements are presented in ISO 20816-1. Considerations specific to machines regarding the number of sensors and their placement including assessment criteria are presented in ISO 20816-5. Evaluation of vibration measurements for different actions are based on both the absolute magnitude and change in magnitude/phase.

NOTE 1 ISO 20816-5 cancels and replaces ISO 7919-5 and ISO 10816-5. The new standard uses a different definition of the recommended boundary values for zones A-B, C and D. The so-called action limits are considerably lower compared to the zone boundaries in the corresponding tables of the replaced standards. This can lead to misunderstandings if the limits are not correctly interpreted. In fact, in the new standard the action limits are only valid for a limited operation range of the hydraulic machine. Furthermore, the standard is clear on the fact that the boundary values are limits for actions that are well defined in the standard and are not used or interpreted as guarantee values.

Usually the vibration sensors are permanently connected to a continuous monitoring system. This monitoring system will have provision for alarm and trip limits. ISO 20816-5 provides tables and recommendations to set these limits specific to machine arrangement and turbine type. The bearing housing and shaft vibration levels should be trended over time to detect any wear in the bearings or changes in the hydrogenerator structure. Additional investigative actions should be considered if the vibration magnitudes are considered excessive in order to limit the vibration, understand the reasons for the levels being measured, and ultimately mitigate the risk of premature failure of machine components. Analysis of the frequency components of the vibration signals is often the first step as it can provide insight into the root cause of any deterioration.

NOTE 2 Axial vibration of thrust bearing and shaft axial displacement measurement may be useful when the hydraulic machine operates on partial load.

15 Condition monitoring of machines

15.1 General

Condition monitoring may be provided for machines upon purchaser's request.

This type of monitoring may provide information to aid condition assessment during operation. Such information may be used to avoid in-service failures and aid in maintenance planning.

15.2 Instrumentation required for condition monitoring

The following parameters are commonly subject to on-line condition monitoring:

- air gap distance;
- core and frame vibration;
- end winding vibration;
- stator winding partial discharge;
- field winding magnetic flux.

The above list is not exhaustive and does not preclude the use of any other condition monitoring methods. The sensors required to implement on-line monitoring may be fitted during construction of new machines or may be retrofitted on existing equipment. Any of the sensors intended for installation on operating equipment should be qualified for the operating environment such that they pose no risk to the machine. Further, such sensors should be located in order to optimize detection of developing problems.

For additional information on condition monitoring of machines, see Annex G.

16 Marking

16.1 Information to be marked on machine nameplate:

- a) Product name;
- b) Manufacturer;
- c) Standard: IEC 60034-33;
- d) Direction of rotation from non-driven end (NDE);
- e) Manufacturer's product serial number;
- f) Product type (e.g. synchronous generator or synchronous motor-generator);
- g) Rated apparent power (MVA);
- h) Rated mechanical output (MW) for motor-generators;
- i) Rated stator voltage (V);
- j) Rated stator current (A);
- k) Rated frequency (Hz);
- l) Number of phases: 3;
- m) Rated power factor ($\cos\phi$);
- n) Rated speed (r/min);
- o) Maximum design speed (r/min);
- p) Rotor moment inertia (kg.m^2);
- q) Stator winding connection method;
- r) Rated field voltage(V);
- s) Rated field current(A);
- t) Thermal class;
- u) Guaranteed temperature rise: stator winding, field winding;
- v) Commissioning year.

16.2 Repaired or refurbished machines

For refurbished machines with rated parameters changed, or agreed upon between the manufacturer and purchaser, an additional plate shall be provided to indicate the name of the company undertaking the work, the year of repair and the changes made.

17 Factory and site tests

Necessary tests in the factory can be made under the witness of purchaser representative(s). Details of items shall be determined according to the inspection and test plan. Hydrogenerators and motor-generators that cannot be assembled in the factory shall be installed at site according to technical documents from the manufacturer, or relevant regulations. After installation is accomplished, routine tests, start test run and performance tests shall be done under the instruction, inspection and supervision of a technician from the manufacturer.

For additional information about start test run and guaranteed period, see Annex E.

For additional information about test items in factory, routine tests as well as performance test, See Annex F.

For additional information about scope of supply, see Annex D.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60034-33:2022

Annex A (informative)

Special tools

Table A.1 lists the main special tools which the manufacturer can provide together with hydrogenerator products. It is subject to change depending on the requirement for each project.

Table A.1 – Special tools

No.	Item	Quantity set
1	Special tools for stator frame assembly and welding, dovetail key bar installation, stator core stacking and pressing (including inside micrometre, etc.)	1 to 2
2	Stator roundness measuring device (including foundation)	1 to 2
3	Special tools for stator bar insertion (including bar inserting device, brazing machine, etc.)	1 to 2
4	Stator lifting device and auxiliaries	1
5	Stator air gap measuring device	1
6	Hole reaming tools for stator press plate (if applicable)	1 to 4
7	Special tools for rotor assembly (including reamer, rotor rim pressing tools, etc.)	1 to 2
8	Rotor pole special lifting device	1
9	Rotor lifting device and connection tools between rotor and lifting tool	1
10	Rotor roundness measuring device	1
11	Rotor pole fastening and dismantling tools (including pole key removal tool)	1
12	Main shaft erection, protection plate and lifting tool	1
13	Rotor spider additional key bar matching tools (if applicable)	1
14	Rotor spider additional key bar matching plane or simple milling equipment (if applicable)	1
15	Connection tools of main shaft and rotor hub	1
16	Assembly and dismantling tools of thrust bearings and guide bearings	1
17	Embedded parts and connection pieces for installation of hydrogenerator in erection bay, for stator and rotor respectively	1
18	Various special wrenches (After surface hardness quenching treatment)	1 to 2
19	Various special reamers for hole and key slot machining and relevant operating device	1 to 4
20	Special calibration tools	1
21	Hydraulic pressure fastening tools for bolt	
22	Mechanical tools for run out check (if necessary)	1

Annex B (informative)

Correction of measured windage losses on the machines

When measuring windage losses during an efficiency measurement according to IEC 60034-2-2, the cold air temperature is usually not at the design temperature. This is because the cooling water flow is reduced to gain an acceptable temperature difference in the water and the losses are much lower than the full load losses. They also have to be recalculated to the rated conditions, this should be foreseen since the generator runs disconnected from the grid.

Ventilation losses shall be referred to cold air density and can be recalculated to their rated condition with a simple formula:

$$P_W = (P_{irs,1} + P_{irs,2}) \times \frac{\rho_N}{\rho_m} \times \left(\frac{f_N}{f_m} \right)^3 \quad (\text{B.1})$$

where:

- $P_{irs,1}$ are the windage losses measured by the water circuit, in kW (see IEC 60034-2-2);
- $P_{irs,2}$ are the convection losses through the reference surface water circuit, in kW (see IEC 60034-2-2);
- ρ_N is the reference cold air density from the design, in $\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$;
- ρ_m is the calculated density during measurement, in $\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$;
- f_N are the rated revolutions in Hz of the grid frequency, rpm or Hz of the generator;
- f_m are the measured revolutions in Hz of the grid frequency, rpm or Hz of the generator.

Revolutions of the generator during the measurement period can be obtained by measuring the frequency of the remanence voltage, or current when in short circuit, with the connected power meter, or using the data recorded by the digital control system of the power unit.

The ambient conditions to calculate the density during the measurement can be obtained by recording:

- p_{amb} Ambient pressure in kPa or Pa.
- φ_{amb} Ambient relative humidity in %.
- θ_{amb} Ambient temperature.
- θ_c Cold air temperature of the machine.

It is recommended to measure the ambient conditions inside the generator pit. If they are recorded outside the pit, then it has to be evaluated if the absolute humidity changes from inside to outside, meaning condensation or evaporation of water.

It is not recommended to use the installed cold air temperature sensors to obtain the generator cold air temperature. They are usually installed in the axial and tangential centre of each cooler. The air temperature at this point is not the mixed cold air temperature. This is because air coolers are built in cross-, or counter-cross flow. It is recommended to put temperature sensors into the generator where the air is mixed. That can be on top and bottom for rim ventilated machines, or before the fans for axial ventilated machines. Several sensors are recommended, a good quantity is the same number as the coolers, and alternating them between top and bottom.

To calculate the cold air density from the cold air temperature and the ambient conditions, ISO 5801 provides a good method of calculation. ISO 5801 presents a polynomial formula (shown at the end of that document) to calculate the ambient water vapour pressure that can be input to a spreadsheet.

For ambient water vapour conditions, air density is calculated as follows:

partial density of water vapour:

$$\rho_{D_c} = \frac{p_{D_c}}{R_D \times (273,15 \text{ K} + \theta_c)} \quad (\text{B.2})$$

partial density of dry air:

$$\rho_{dA_c} = \frac{p_{amb} - p_{D_c}}{R_A \times (273,15 \text{ K} + \theta_c)} \quad (\text{B.3})$$

Add both to measured cold air density, then:

$$\rho_m = \rho_{dA_c} + \rho_{D_c} \quad (\text{B.4})$$

where R_D and R_A are the gas constants of water vapor and air with $R_D = 460 \frac{\text{J}}{\text{kg} \cdot \text{K}}$ and $R_A = 287,3 \frac{\text{J}}{\text{kg} \cdot \text{K}}$.

For ambient water vapour pressure, the water vapour pressure is calculated as follows (see ISO 5801):

When $\theta_{amb} \leq 30 \text{ }^\circ\text{C}$

$$p_{D_{amb}} = e^{\left(17,438 \cdot \frac{\theta_{amb}}{239,78 + \theta_{amb}} + 6,4147\right)} \times \varphi_{amb} \quad (\text{B.5})$$

When $\theta_{amb} > 30\text{ °C}$

$$p_{D_{amb}} = (610,8 + 44,442 \times \theta_{amb} + 1,4133 \times \theta_{amb}^2 + 0,02768 \times \theta_{amb}^3 + 2,5566 \times 10^{-4} \times \theta_{amb}^4 + 2,89166 \times 10^{-6} \times \theta_{amb}^5) \times \varphi_{amb} \quad (\text{B.6})$$

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60034-33:2022

Annex C (informative)

Correction of measured bearing losses for different oil bath temperatures

There is significant influence of the oil bath temperature on the bearing losses. The lower the oil bath temperature the larger the bearing losses. Cooling systems are typically oversized since their layout is according to worst conditions like high cooling water temperature, fouling in the coolers and so on. When the friction losses are measured, the temperature level of the bearing is lower than the nominal temperature used for efficiency considerations. It is reasonable to define a nominal oil bath temperature in the contract and transfer the measured losses to the nominal temperature.

For vertical machines guide bearings, the following formula is applicable:

$$p_1 = p_0 \sqrt{\frac{\eta_1}{\eta_0}} \quad (\text{C.1})$$

where:

- p_0 is the measured bearing loss at an oil bath temperature that is lower than the nominal one;
- p_1 is the loss for efficiency calculation, scaled to the nominal oil bath temperature;
- η_0 is the dynamic oil viscosity at measured oil bath temperature;
- η_1 is the dynamic oil viscosity at the nominal oil bath temperature.

Guide bearings are normally not operated at high temperature levels. A change of the oil bath temperature has strong influence on the friction losses.

This approach is valid for vertical shaft-lines. In the case of horizontal shaft-lines, the guide bearings are continuously loaded by the rotating parts. Then the approach for thrust bearings should be used.

For vertical machine thrust bearings the following formula is to be used:

$$p_1 = p_0^4 \sqrt{\frac{\eta_1}{\eta_0}} \quad (\text{C.2})$$

where:

- p_0 is the measured bearing loss at an oil bath temperature that is lower than the nominal one;
- p_1 is the loss for efficiency calculation, scaled to the nominal oil bath temperature;
- η_0 is the dynamic oil viscosity at measured oil bath temperature;
- η_1 is the dynamic oil viscosity at the nominal oil bath temperature.

Thrust bearings are normally operated at higher temperature levels. The load has a strong influence on the operating temperatures. If the oil bath temperature changes, there is only moderate influence on the friction losses.

NOTE 1 Oil bath temperature may be taken as the oil temperature measured at the point that the oil enters the oil-water coolers or alternatively at the point where the oil is leaving the bearing frame to return to the coolers.

NOTE 2 The exponents for correction of guide and thrust bearing losses according to the oil viscosity are different. For the guide bearing, when determining the frictional output, it is assumed that the shaft is in the middle of the bearing. The average oil film thickness is then equal to the radial bearing clearance. In general, this is a relatively large value and the bearing is not heavily loaded. Thus, a change the oil bath temperature, which is also a measure of the oil inlet temperature, has a very strong influence on the temperature level in the oil film and thus also on the viscosity and the friction.

In the case of a thrust bearing, the average oil film thickness is determined by the axial load. The mean oil film thickness is significantly smaller than that of a guide bearing. The bearing is usually heavily loaded. If the oil bath temperature changes this no longer affects the average temperature and the average viscosity to the same extent as in case of the guide bearing. The exponent is larger and the temperature influence is smaller than with the guide bearing.

NOTE 3 In case of combined (guide and thrust) bearings the separation of losses via measurements is far from being trivial. The manufacturer usually does a calculation of losses in the guide bearing and in the thrust bearing and thus the percentage each bearing represents of the total losses in the combined bearing can be computed. It is suggested to use same proportion to split the measured losses in the combined bearing into the guide and thrust part. This implies a small inaccuracy since losses in the calculation are usually referred to the nominal oil temperature and the exponents for viscosity correction are different for the two bearing types (see NOTE 2). However, usually the measuring temperature is not so much different from the nominal temperature; the water flow is usually reduced during the measurement in order to increase the measuring accuracy. Thus, the inaccuracy is very small and may be neglected.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60034-33:2022

Annex D (informative)

Scope of supply

Scope of supply for a machine normally includes the main part of the machine and its auxiliary equipment. Auxiliary equipment normally includes the following items:

- a) Complete set of pure water processing system, water supply and spare water supply device for direct water cooled machines;
- b) Sufficient evaporative coolant for operating and spare of evaporative cooling system for evaporative cooled machines;
- c) Evaporative coolant vapour monitoring device for evaporative cooled machines;
- d) Special device and instrument for installation (see Annex A, Table A.1 for additional information about it);
- e) Spare parts that are determined by agreement between purchaser and manufacturer;
- f) Documentation such as operation and maintenance instructions, safety requirements, etc.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60034-33:2022

Annex E (informative)

Test run and guaranteed period

E.1 72 h test run

E.1.1 After site installation and tests of the machine and auxiliary equipment are completed, and before the machine is put into commercial operation, 72 h test run should be applied.

E.1.2 For this test run, the machine shall operate at rated load continuously for 72 h. If this situation is not permitted, the unit could run continuously for 72 h with the highest possible load.

E.1.3 During 72 h continuous test run, if the operation stopped because of manufacturing and installation quality problem of the unit or related equipment, the 72 h continuous test run shall be restarted after the unit is inspected and repaired. The test run durations before and after the trip will not be accumulated.

E.2 15~30-day examination test run for motor-generators

E.2.1 For motor-generators, a 15-30 day examination test run is recommended. The test should start immediately after the unit passed the 72h test run.

E.2.2 During the period of 15-30 day examination test run, if the unit trips because of manufacturing and installation quality problem of the unit or related equipment, or other factors, the 15-30 day examination test run should be continued after repairs are completed.

E.2.3 During the period of 15-30 day examination test run, if each tripped duration is less than 24 h and total number of trips does not exceed 3 (only trips due to installation quality reasons are included), the test run durations before and after tripping can be accumulated. Otherwise the test run durations before and after tripping shall not be accumulated and the 15-30 day examination test run shall be restarted.

E.3 Handover and guarantee period

E.3.1 After the machine passed the 72 h test run, and the examination test run in case of motor-generator, the handover of the machine and related equipment shall be carried out. The preliminary acceptance certificate shall be signed, and the commercial operation and guarantee period of the machine starts.

E.3.2 The guarantee period shall be 2 years commencing from commercial operation for the machine, but not more than 3 years after the date of delivery.

Annex F (informative)

Test items

F.1 Inspection test for hydrogenerator and motor-generator in factory

Main inspection test items for hydrogenerator and motor-generator in factory may include:

- a) Magnetization characteristic and loss of electric steel sheet (Epstein test) as well as stator core lamination insulation test (like Franklin test);
- b) Material chemical analysis and mechanical property test of key components;
- c) Impulse voltage withstand test of the inter-turn insulation for multi-turn coils;
- d) DC resistance measurement of stator windings if assembled in the workshop;
- e) Dielectric dissipation factor test and dielectric dissipation factor tip-up of individual fully processed stator coils/bars, or alternatively partial discharge tests;
- f) Stator bars (coils) breakdown test at power frequency;
- g) Stator bars (coils) voltage withstand test at power frequency;
- h) Water pressure and flow rate test for direct water cooled stator bars (windings);
- i) Insulation resistance measurement of individual rotor poles;
- j) Voltage withstand test of individual rotor poles at power frequency;
- k) Surge voltage withstand test of the inter-turn insulation of the pole coils;
- l) AC impedance measurement of individual rotor poles;
- m) Check of component dimensions and assembly dimensions. Sealing, pressure and function tests to be performed for all components, pipes and connectors with water pressure, oil pressure and air pressure;
- n) Pre-assembly of generator shaft and turbine shaft (if possible) together with shaft line run out check. Pre-assembly of generator shaft and rotor hub (if possible) together with shaft line run out check.

For hydrogenerators or motor-generators with stator and rotor sub-assembled in the factory, the inspection test items in the factory shall also include items a) to j) specified in Clause F.2.

F.2 Site routine test of hydrogenerator and motor-generator

Main site routine test items of hydrogenerator and motor-generator may include:

- a) Magnetization test for stator core at near rated flux or reduced flux test;
- b) Water pressure, water flow rate and leakage tests of direct water cooled stator windings;
- c) Measurement of insulation resistance and polarization index between stator windings and stator frame, and between windings;
- d) Insulation resistance measurement of temperature detectors;
- e) DC resistance measurement of stator windings under actual cold condition;
- f) Voltage withstand test of stator windings to stator frame and between stator windings at power frequency;
- g) AC voltage withstand test of field windings at power frequency;
- h) AC impedance measurement of single rotor pole or AC voltage drop of single rotor pole;
- i) Insulation resistance measurement for insulated bearings;
- j) Tests of oil-air-water systems (pressure and function tests).

F.3 Startup test run of hydrogenerator and motor-generator

Main startup test run items of hydrogenerator and motor-generator may include:

- a) Bearing temperature measurement;
- b) Vibration and run out measurement;
- c) Dynamic balance calibration;
- d) Over speed test;
- e) Phase sequence measurement;
- f) Shaft voltage measurement;
- g) No-load characteristic measurement;
- h) Three phase steady state short circuit characteristic measurement;
- i) Load rejection test.

F.4 Performance test of hydrogenerator

Main performance test items of hydrogenerator may include:

- a) Total harmonic distortion factor (THD) measurement;
- b) Noise level measurement;
- c) Reactance and time constants measurement of stator and field windings;
- d) Efficiency and losses measurement;
- e) Temperature rise test;
- f) Over excited and under excited test (subject to purchaser requirement);
- g) Three phase sudden short circuit test (subject to purchaser requirement);
- h) Determination of rotor mass moment inertia from run out (retardation) test;
- i) Ventilation test (if necessary).

NOTE User selects one (1) unit to carry out performance tests in applicable time within equipment guaranteed period.

Annex G (informative)

Condition monitoring

G.1 Air gap distance

In order to evaluate the dynamic behaviour of the rotor within the stator, machines are often equipped with on-line air gap monitoring. Air gap monitoring typically uses capacitive sensors mounted on the stator core. Measurement of the capacitive current between the sensor and the grounded rotor can be calibrated in terms of distance between the sensors and the rotor. The number of sensors installed around the bore of the stator depends on the size of the machine. Typically, 4 or more sensors are installed to gain the most insight in stator/rotor circularity and concentricity. Sensors may be installed at the top of the stator core since generally there is greater eccentricity compared to the bottom. However, sensors may also be installed at the bottom to provide geometrical variation along the vertical axis of the stator.

G.2 Core and frame vibration

Core vibration is generally the result of magnetic force due to improper design, manufacture or installation of the machine, in extreme cases it can result in loose or damaged stator core laminations. Accelerometers can be mounted on the back of the core to detect vibration and the signals can be included in the bearing and shaft vibration monitoring system. In addition to the vibration limits in Clause 10, absolute magnitude as well as changes to magnitude and phase should be considered for assessment. Change to the relative vibration between 2 components can be identified with phase changes.

G.3 Stator end winding vibration

If the stator end winding support system relaxes over time, there will be an increase in the vibration of the coils/bars outside of the stator slot. Eventually the stator winding will fail due to relative movement between end winding components leading to insulation fretting, cracking of the insulation just outside of the slot and/or in severe cases, fatigue cracking of the copper conductors in the bars/coils. On-line monitoring of the end winding vibration can indicate that these problems are occurring, and allow the planning of corrective maintenance.

Usually fiber optic vibration sensors are installed on the end winding, due to the presence of high voltages and high magnetic fields. IEC TS 60034-32, although intended for high speed generators, provides details of where and how to install the sensors, plus provides general information on interpretation. Increasing vibration under the same hydrogenerator load and stator winding temperature indicates that maintenance may be needed.

G.4 Partial discharge

Partial discharges (PD) are small electrical sparks that may occur within aging high voltage electrical insulation in stator windings. PD activities are always present in old as well as in brand new stator windings. Due to the use of mica-based systems PD with low levels does not harm the insulation. However, the PD intensity as well as the PRPD (phase resolved partial discharge) pattern can help to recognize symptoms like loose windings within the stator slots, thermal aging, thermal cycling deterioration, winding contamination and various stator stress relief coating degradation problems. On-line PD monitoring of the stator winding can give warning of high voltage insulation deterioration that may lead to an earth fault. Usually sufficient warning is given to plan maintenance or a rewind.

Most on-line PD monitoring systems detect the PD pulse currents using one or more capacitive sensors per phase. Alternatively, antennae that are sensitive to radio frequencies emitted by PD are used as sensors. The main issue with on-line PD monitoring is how to separate the stator winding PD from other similar electrical pulse signals that can lead to false indications of the stator winding insulation condition. IEC TS 60034-27-2 describes the PD monitoring systems and discusses methods of noise suppression in more detail. It also provides general guidance on interpreting signals. Identifying which stators may have stator insulation problems depends on the trend in PD over time under the same operating conditions, as well as by comparison to a database of other similar machines measured by the same method.

G.5 Air gap magnetic flux

The integrity of the field winding insulation can be monitored by measuring the magnetic flux in the air gap. If the number of shorted turns on a salient pole are increasing over time, then it is an indication that the turn insulation is deteriorating, likely due to thermal or thermo-mechanical aging, or from partly-conductive contamination. Before a field winding ground fault occurs, the number of rotor poles with shorted turns, and the number of shorted turns on a pole often increases. Thus, by monitoring the trend in shorted turns over time, warning of a rotor ground fault is often possible.

The number of shorted turns can be assessed by monitoring the magnetic flux from each salient pole as it rotates by a single magnetic flux probe mounted on the stator core. The magnetic flux from each rotor pole will depend on the number of active turns on each pole. The detected flux needs to be corrected for variations in the air gap distance.

G.6 Others

For more information about condition monitoring, see ISO 19283.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60034-33:2022

Bibliography

IEC TS 60034-27-2, *Rotating electrical machines – Part 27-2: On-line partial discharge measurements on the stator winding insulation of rotating electrical machines*

IEC TS 60034-32, *Rotating electrical machines – Part 32: Measurement of stator end-winding vibration at form-wound windings*

ISO 5801, *Fans – Performance testing using standardized airways*

ISO 19283, *Condition monitoring and diagnostics of machines – Hydroelectric generating units*

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60034-33:2022

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	58
1 Domaine d'application	60
2 Références normatives	60
3 Termes et définitions	62
4 Conditions de fonctionnement sur site	63
5 Caractéristiques assignées et paramètres	64
5.1 Caractéristiques de sortie	64
5.1.1 Caractéristique assignée de sortie d'une hydro-génératrice	64
5.1.2 Caractéristiques assignées de sortie d'un groupe moteur-générateur	64
5.1.3 Augmentation de la puissance active	64
5.1.4 Fonctionnement sous-excité	64
5.2 Tension assignée	64
5.3 Facteur de puissance assigné	64
5.4 Vitesse assignée	64
5.5 Diagramme de capacité P-Q	65
5.6 Variations de tension et de fréquence en fonctionnement	66
5.7 Rendement et pertes	68
5.7.1 Rendement moyen pondéré	68
5.7.2 Pertes	68
5.7.3 Détermination des pertes dans les enroulements	69
5.7.4 Pertes par ventilation	69
5.7.5 Détermination des pertes dans le palier de butée pour les machines verticales	69
5.7.6 Tolérance des pertes totales	70
5.8 Paramètres électriques et constantes de temps	70
5.8.1 Rapport de court-circuit	70
5.8.2 Réactances transitoires et subtransitoires de l'axe direct	70
5.8.3 Cas général	71
5.9 Tolérances sur la réactance	71
5.10 Distorsion harmonique totale (THD)	71
5.11 Couples	71
6 Température	72
6.1 Échauffement	72
6.2 Mesurages relatifs à l'enroulement statorique	73
6.3 Mesurages relatifs au noyau statorique	73
6.4 Correction due à un écart par rapport au fonctionnement de référence	74
6.5 Température des paliers	74
7 Performances de fonctionnement et connexions électriques	74
7.1 Exigences de fonctionnement particulières	74
7.1.1 Courant de surcharge du stator	74
7.1.2 Courant de surcharge du rotor	75
7.1.3 Charge déséquilibrée continue	75
7.1.4 Charge déséquilibrée de courte durée	75
7.1.5 Surcharge de sortie mécanique	76
7.1.6 Court-circuit soudain	76
7.2 Connexion au réseau	76

7.2.1	Synchronisation	76
7.2.2	Application de la charge	77
7.3	Démarrage du groupe moteur-générateur	77
7.4	Mise à la terre du système	77
7.5	Conducteurs de point neutre	78
7.6	Sens de rotation et séquence de phase	79
7.7	Enroulement statorique	79
8	Isolation des enroulements	79
8.1	Performances d'isolation des enroulements	79
8.1.1	Généralités	79
8.1.2	Résistance d'isolement des enroulements	79
8.1.3	Mesurages du facteur de dissipation diélectrique des nouvelles barres ou enroulements statoriques	80
8.1.4	Mesurages des décharges partielles de l'enroulement statorique	80
8.1.5	Essai de tenue au choc pour l'isolation des spires d'une bobine multitours pour stator	80
8.2	Essais de tenue en tension	81
8.2.1	Barres et bobines statoriques	81
8.2.2	Barres et bobines statoriques insérées	81
8.2.3	Enroulement statorique complet avant l'insertion du rotor	81
8.2.4	Enroulement de champ avant livraison	81
8.2.5	Enroulement de champ complet	82
8.2.6	Enroulement statorique d'une machine complète	82
8.2.7	Enroulement de champ pour machine complète	82
8.2.8	Essais alternatifs en tension continue	82
8.2.9	Stators "global VPI"	82
8.3	Essai de claquage pour l'isolation	82
8.4	Essai d'endurance sous tension de l'isolation	83
8.5	Essai de cyclage thermique	84
8.6	Bornes de l'enroulement statorique	84
9	Performances mécaniques et conception	84
9.1	Moment d'inertie de la masse de la pièce rotative	84
9.2	Vitesse maximale	84
9.3	Résistance structurelle	85
9.4	Vitesse critique de flexion	85
9.5	Démarrage et arrêt des groupes moteur-générateurs	85
9.6	Démarrage et arrêt des hydro-génératrices	86
9.7	Vitesse excessive	86
9.8	Vérification de la fatigue	86
10	Vibration du noyau	86
11	Bruit	87
12	Exigences structurelles fondamentales	88
12.1	Présentation générale	88
12.1.1	Structure et disposition générale des machines	88
12.1.2	Composants de la machine	88
12.1.3	Système de freinage hydraulique ou pneumatique	88
12.1.4	Système de vérins hydrauliques	88
12.1.5	Freinage dynamique (électrique)	88
12.2	Stator	89

12.2.1	Structure de la carcasse et du noyau	89
12.2.2	Structure de connexion de la carcasse du stator	89
12.2.3	Développante du stator	89
12.3	Rotor	89
12.3.1	Enroulement d'amortissement	89
12.3.2	Structure à un seul arbre ou à arbres segmentés	89
12.4	Tolérance de la structure	89
12.5	Paliers	90
12.5.1	Alliage pour paliers	90
12.5.2	Lubrifiant pour paliers	90
12.5.3	Courants d'arbre	90
12.5.4	Résistance d'isolement des paliers	90
13	Système de ventilation et de refroidissement	90
13.1	Schéma de refroidissement	90
13.1.1	Généralités	90
13.1.2	Système de refroidissement à air	90
13.1.3	Système de refroidissement à évaporation	91
13.1.4	Système de refroidissement à eau	91
13.2	Redondance de la conception des refroidisseurs et des ventilateurs à moteur	91
13.3	Structure de refroidissement	91
13.3.1	Matériaux	91
13.3.2	Approvisionnement en eau et évacuation	91
13.3.3	Pression de l'eau de refroidissement	91
14	Instruments exigés pour la protection et le contrôle	92
14.1	Généralités	92
14.2	Température du stator et des paliers	92
14.3	Vibration des paliers et déplacement de l'arbre	92
15	Surveillance de l'état des machines	93
15.1	Généralités	93
15.2	Instruments nécessaires à la surveillance de l'état	93
16	Marquage	94
16.1	Informations à indiquer sur la plaque signalétique de la machine:	94
16.2	Machines réparées ou rénovées	94
17	Essais en usine et sur site	94
Annexe A (informative) Outils spéciaux		95
Annexe B (informative) Correction des pertes par ventilation mesurées sur les machines		96
Annexe C (informative) Correction des pertes dans les paliers mesurées pour différentes températures de bain d'huile		99
Annexe D (informative) Étendue de la fourniture		101
Annexe E (informative) Session d'essai et période de garantie		102
E.1	Session d'essai de 72 h	102
E.2	Session d'essai d'examen de 15 à 30 jours pour les groupes moteur-générateurs	102
E.3	Remise et période de garantie	102
Annexe F (informative) Éléments d'essai		103

F.1	Essai d'inspection de l'hydro-génératrice et du groupe moteur-générateur en usine.....	103
F.2	Essai individuel de série sur site de l'hydro-génératrice et du groupe moteur-générateur	103
F.3	Session d'essai de démarrage de l'hydro-génératrice et du groupe moteur-générateur	104
F.4	Essai de performance d'une hydro-génératrice	104
Annexe G (informative) Surveillance de l'état.....		105
G.1	Distance de l'entrefer.....	105
G.2	Vibration du noyau et de la carcasse	105
G.3	Vibration de la développante du stator	105
G.4	Décharge partielle.....	105
G.5	Flux magnétique de l'entrefer	106
G.6	Autres	106
Bibliographie.....		107
Figure 1 – Capabilité P-Q en p. u.....		66
Figure 2 – Limites de tension et de fréquence pour les machines hydrauliques		67
Figure 3 – Emplacement des points de mesure dans le plan horizontal.....		87
Tableau 1 – Vitesse préférentielle pour les machines à 50 Hz.....		65
Tableau 2 – Vitesse préférentielle pour les machines à 60 Hz.....		65
Tableau 3 – Température de référence		69
Tableau 4 – Limites d'échauffement.....		72
Tableau 5 – Multiple de courant de surcharge admis en fonction de la durée		74
Tableau 6 – Courant de séquence de phase négative admis pour les machines.....		75
Tableau 7– Courant de séquence de phase négative admis pour les machines.....		76
Tableau 8 – Propriétés des matériaux des connecteurs de mise à la terre		78
Tableau 9 – Tension d'essai pour le mesurage de la résistance d'isolation		80
Tableau 10 – Facteur de dissipation diélectrique		80
Tableau 11 – Valeurs d'essai pour l'essai de tenue en tension de l'enroulement de champ.....		82
Tableau 12 – Tension d'essai et limites de temps		83
Tableau 13 – Limites pour les vibrations dans le noyau		86
Tableau 14 – Emplacement des capteurs de température		92
Tableau A.1 – Outils spéciaux.....		95

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

MACHINES ÉLECTRIQUES TOURNANTES –**Partie 33: Hydro-génératrices synchrones
y compris les groupes moteur-générateurs –
Exigences spécifiques****AVANT-PROPOS**

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

L'IEC 60034-33 a été établie par le comité d'études 2 de l'IEC: Machines tournantes. Il s'agit d'une Norme internationale.

Le texte de cette Norme internationale est issu des documents suivants:

Projet	Rapport de vote
2/2081/FDIS	2/2088/RVD

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

La langue employée pour l'élaboration de cette Norme internationale est l'anglais.

Le présent document a été rédigé selon les Directives ISO/IEC, Partie 2, il a été développé selon les Directives ISO/IEC, Partie 1 et les Directives ISO/IEC, Supplément IEC, disponibles sous www.iec.ch/members_experts/refdocs. Les principaux types de documents développés par l'IEC sont décrits plus en détail sous www.iec.ch/standardsdev/publications.

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

Le comité a décidé que le contenu du présent document ne sera pas modifié avant la date de stabilité indiquée sur le site web de l'IEC sous webstore.iec.ch dans les données relatives au document recherché. À cette date, le document sera

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

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60034-33:2022

MACHINES ÉLECTRIQUES TOURNANTES –

Partie 33: Hydro-génératrices synchrones y compris les groupes moteur-générateurs – Exigences spécifiques

1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 60034 s'applique aux génératrices synchrones triphasées à pôles saillants et aux groupes moteur-générateurs synchrones pour les applications de turbines hydrauliques et de pompes-turbines, qui ont une fréquence assignée de 50 Hz ou 60 Hz, une sortie assignée supérieure ou égale à 10 MVA, un nombre de paires de pôles supérieur ou égal à 3, et une tension assignée supérieure ou égale à 6 kV.

Le présent document complète les exigences principales pour les machines tournantes données dans l'IEC 60034-1.

2 Références normatives

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

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

IEC 60034-2-1, *Machines électriques tournantes – Partie 2-1: Méthodes normalisées pour la détermination des pertes et du rendement à partir d'essais (à l'exclusion des machines pour véhicules de traction)*

IEC 60034-2-2, *Machines électriques tournantes – Partie 2-2: Méthodes spécifiques pour déterminer les pertes séparées des machines de grande taille à partir d'essais – Complément à la CEI 60034-2-1*

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

IEC 60034-15, *Machines électriques tournantes – Partie 15: Niveaux de tenue au choc électrique des bobines de stator préformées des machines tournantes à courant alternatif*

IEC 60034-18-1, *Machines électriques tournantes – Partie 18-1: Évaluation fonctionnelle des systèmes d'isolation – Principes directeurs généraux*

IEC 60034-18-32, *Machines électriques tournantes – Partie 18-32: Évaluation fonctionnelle des systèmes d'isolation – Procédures d'essai pour enroulements préformés – Évaluation par endurance électrique*

IEC TS 60034-18-33, *Rotating electrical machines – Part 18-33: Functional evaluation of insulation systems – Test procedures for form-wound windings – Multifactor evaluation by endurance under simultaneous thermal and electrical stresses* (disponible en anglais seulement)

IEC 60034-27-1, *Machines électriques tournantes – Partie 27-1: Mesurages à l'arrêt des décharges partielles effectués sur le système d'isolation des enroulements*

IEC 60034-27-3, *Machines électriques tournantes – Partie 27-3: Mesure du facteur de dissipation diélectrique sur le système d'isolation des enroulements statoriques des machines électriques tournantes*

IEC 60034-27-4, *Machines électriques tournantes – Partie 27-4: Mesure de la résistance d'isolement et de l'index de polarisation sur le système d'isolation des enroulements des machines électriques tournantes*

IEC 60050-411, *Vocabulaire électrotechnique International – Chapitre 411: Machines tournantes*

IEC 60060-1, *Technique des essais à haute tension – Partie 1: Définitions et exigences générales*

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

IEC 60287-3-1, *Câbles électriques – Calcul du courant admissible – Partie 3-1: Conditions de fonctionnement – Conditions du site de référence*

IEC 60417:2002, *Graphical symbols for use on equipment – 12-month subscription to regularly updated online database comprising all graphical symbols published in IEC 60417* (disponible en anglais seulement)

IEC 60445, *Principes fondamentaux et de sécurité pour les interfaces homme-machine, le marquage et l'identification – Identification des bornes de matériels, des extrémités de conducteurs et des conducteurs*

IEC 63132-1, *Lignes directrices des procédures et tolérances d'installation des machines hydroélectriques – Partie 1: Aspects généraux*

IEC 63132-2, *Lignes directrices des procédures et tolérances d'installation des machines hydroélectriques – Partie 2: Alternateurs verticaux*

ISO 20816-1, *Vibrations mécaniques – Mesurage et évaluation des vibrations de machines – Partie 1: Lignes directrices générales*

ISO 20816-5, *Vibrations mécaniques – Mesurage et évaluation des vibrations des machines – Partie 5: Groupes de machines équipant des centrales hydroélectriques et des stations de pompage et de stockage*

EN 50522:2010, *Prises de terre des installations électriques à courant alternatif de puissance supérieure à 1 kV*

IEEE Std 1043™:1996, *IEEE Recommended practice for voltage-endurance testing of form-wound bars and coils* (disponible en anglais seulement)

IEEE Std 1310™:2012, *IEEE Recommended practice for thermal cycle for voltage-endurance testing of form-wound bars and coils for large rotating machines* (disponible en anglais seulement)

IEEE Std 1553™:2002, *IEEE Trial-use standard for voltage-endurance testing of form-wound coils and bars for hydrogenerators* (disponible en anglais seulement)

3 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions de l'IEC 60034-1, l'IEC 60034-2-1, l'IEC 60034-2-2, l'IEC 60050-411 et l'IEC 63132-1, ainsi que les suivants s'appliquent.

3.1

hydro-génératrice

machine synchrone fonctionnant comme génératrice et entraînée par une turbine hydraulique

3.2

groupe moteur-générateur

machine synchrone qui peut fonctionner en mode moteur et en mode génératrice, généralement utilisée dans les stations de pompage et de stockage

3.3

concentricité du stator

distance radiale entre le centre de référence et le meilleur centre de l'alésage du stator

3.4

concentricité du rotor

distance radiale entre le centre de référence et le meilleur centre du cercle extérieur du rotor

3.5

circularité du stator

différence entre les rayons maximum et minimum, mesurée à partir du meilleur centre de l'alésage du stator

3.6

circularité du rotor

différence entre les rayons maximum et minimum, mesurée à partir du meilleur centre du cercle extérieur du rotor

3.7

Entrefer

3.7.1

entrefer nominal

valeur de l'entrefer de conception entre la surface intérieure du stator et le rotor au centre de l'épanouissement polaire aux conditions assignées

3.7.2

entrefer statique

entrefer à l'arrêt et à froid après rejet à pleine charge

Note 1 à l'article: Cette valeur est utilisée pour les besoins de l'IEC 63132-1 et de l'IEC 63132-2.

3.8

revêtement de protection anti-effluves

peinture ou ruban dont est revêtue l'isolation principale s'étendant au-delà du revêtement conducteur en encoches pour des barres et bobines statoriques haute tension

3.9

échangeur

dispositif d'échange thermique par lequel l'agent de refroidissement passe de la vapeur à la phase liquide dans le système de circulation de refroidissement par évaporation

3.10

réseau

réseau électrique public ou réseau local (par exemple industriel) qui est connecté à la machine soit directement, soit par l'intermédiaire d'un transformateur

3.11

démarrage SFC

mode de fonctionnement dans lequel la machine synchrone est démarrée en mode moteur par la méthode de régulation de la fréquence de tension, en utilisant un moteur-générateur de fréquence statique (SFC) comme alimentation à fréquence variable

Note à l'article: L'abréviation "SFC" est dérivée du terme anglais développé correspondant "static frequency converter".

3.12

démarrage en tandem "back to back"

méthode de démarrage synchrone dans laquelle une machine est démarrée en mode moteur, entraînée par l'autre machine connectée électriquement et démarrée en mode génératrice

4 Conditions de fonctionnement sur site

Les machines doivent pouvoir fonctionner en continu aux conditions assignées (MVA, MW, tension, fréquence et facteur de puissance) dans les conditions de fonctionnement sur site suivantes:

- a) L'altitude ne dépasse pas 1 000 m au-dessus du niveau de la mer (à partir de l'élévation d'accouplement pour la machine verticale, de l'axe central de l'arbre pour la machine horizontale);
- b) La température de l'air de refroidissement (fluide de refroidissement primaire) ne dépasse pas 40 °C;
- c) La température de l'eau d'entrée (fluide de refroidissement secondaire) des refroidisseurs à air, des refroidisseurs à huile et des échangeurs thermiques (par exemple des enroulements statoriques à refroidissement direct par eau) n'est pas supérieure à 25 °C et n'est pas inférieure à 5 °C;
- d) La température de l'eau d'entrée (fluide de refroidissement primaire) des enroulements statoriques à refroidissement direct par eau doit être de 30 °C à 40 °C, la conductivité de l'eau est comprise dans la plage 0,4 µS/cm à 2,0 µS/cm, la valeur du pH est de 6,5 à 9,0, et la dureté est inférieure à 2 µmol/l, à une température de l'eau de 25 °C;
- e) L'humidité relative dans la centrale électrique (plancher de la génératrice) ne dépasse pas 85 %;
- f) Elles sont installées dans une centrale électrique couverte sur des fondations appropriées;
- g) La résistance structurelle de la machine doit satisfaire aux exigences des accélérations sismiques sur le site. Des mesures de conception appropriées doivent être prises pour éviter que la machine ne soit endommagée. La valeur de l'accélération peut être différente selon les régions en raison des conditions géographiques locales. Les valeurs d'accélération dans le sens horizontal et dans le sens vertical doivent être définies par l'acheteur comme une fonction technique selon le risque sismique du site.

Les conditions de fonctionnement sur site différentes de celles indiquées ci-dessus doivent faire l'objet d'un accord entre l'acheteur et le fabricant.

5 Caractéristiques assignées et paramètres

5.1 Caractéristiques de sortie

5.1.1 Caractéristique assignée de sortie d'une hydro-génératrice

La caractéristique assignée de sortie d'une hydro-génératrice est la puissance apparente (en MVA) ou la puissance active (en MW), disponible en continu aux bornes statoriques (câbles réseau) à la fréquence, à la tension et au facteur de puissance assignés.

5.1.2 Caractéristiques assignées de sortie d'un groupe moteur-générateur

Les caractéristiques assignées de sortie d'un groupe moteur-générateur comprennent deux parties:

- a) La puissance apparente (en MVA) ou la puissance active (en MW), disponible en continu aux bornes statoriques (câbles réseau) à la fréquence, à la tension et au facteur de puissance assignés durant le mode génératrice;
- b) La puissance de sortie mécanique (en MW) disponible en continu sur l'arbre en mode moteur.

5.1.3 Augmentation de la puissance active

En vertu d'un accord entre l'acheteur et le fabricant, il est permis d'augmenter la puissance active des hydro-génératrices jusqu'à la puissance assignée (puissance apparente) en augmentant le facteur de puissance jusqu'à 1,0.

5.1.4 Fonctionnement sous-excité

Les hydro-génératrices et les groupes moteur-générateurs fonctionnant en mode génératrice doivent pouvoir fonctionner en continu en mode sous-excité à un facteur de puissance de 0,9 avec une puissance active assignée à une tension assignée.

5.2 Tension assignée

La tension assignée (tension entre phases U_N aux bornes statoriques) de la machine doit être définie par l'acheteur et le fabricant en fonction de la puissance assignée, de la vitesse assignée de la machine, ainsi que d'autres conditions du système.

5.3 Facteur de puissance assigné

Le facteur de puissance doit être convenu entre l'acheteur et le fabricant. Les facteurs de puissance assignés préférentiels aux bornes de la génératrice sont 0,85; 0,875; 0,9; 0,925 ou 0,95 surexcités.

Le facteur de puissance assigné des groupes moteur-générateurs en mode moteur doit être défini comme une condition de conception par l'acheteur.

5.4 Vitesse assignée

La vitesse assignée (1/min) doit être:

$3000/p$ pour les machines à 50 Hz;

$3600/p$ pour les machines à 60 Hz.

où p est le nombre de paires de pôles.

NOTE Les vitesses préférentielles données dans le Tableau 1 et le Tableau 2 sont appropriées pour concevoir des enroulements électriques symétriques et équilibrés pour les machines.

Tableau 1 – Vitesse préférentielle pour les machines à 50 Hz

Unité: 1/min								
1 000	750	600	500	428,6	375	333,3	300	250
214,3	200	187,5	166,7	150	142,9	136,4	125	115,4
107,1	100	93,8	88,2	83,3	75	71,4	68,2	62,5
60								

Tableau 2 – Vitesse préférentielle pour les machines à 60 Hz

Unité: 1/min								
1 200	900	720	600	514,3	450	400	360	300
257,1	240	225	200	180	171,5	163,7	150	138,5
128,5	120	112,6	105,8	100	90	85,7	81,8	75
72								

5.5 Diagramme de capacité P-Q

Le fabricant doit fournir un diagramme de capacité P-Q indiquant les limites de fonctionnement comme cela est représenté à la Figure 1, où:

- La courbe A représente les limites de fonctionnement avec un courant statorique assigné et une sortie en puissance apparente constante, qui est limitée par l'échauffement de l'enroulement statorique;
- La courbe B représente les limites de fonctionnement avec le courant assigné de champ, qui est limité par l'échauffement de l'enroulement de champ;
- Les courbes C1 et C2 indiquent les limites théoriques et pratiques fixées par les effets de l'échauffement de la région terminale, de la stabilité en régime établi, etc.
- La courbe D indique les limites du courant d'excitation minimum pour éviter les problèmes d'instabilité (limites généralement définies par un courant d'excitation minimum de 10 % du courant d'excitation à vide);
- La courbe E indique le cercle de réluctance. Bien que cela soit possible, le fonctionnement à l'intérieur du cercle de réluctance nécessite une attention particulière et une conception spéciale des systèmes d'excitation et de contrôle.

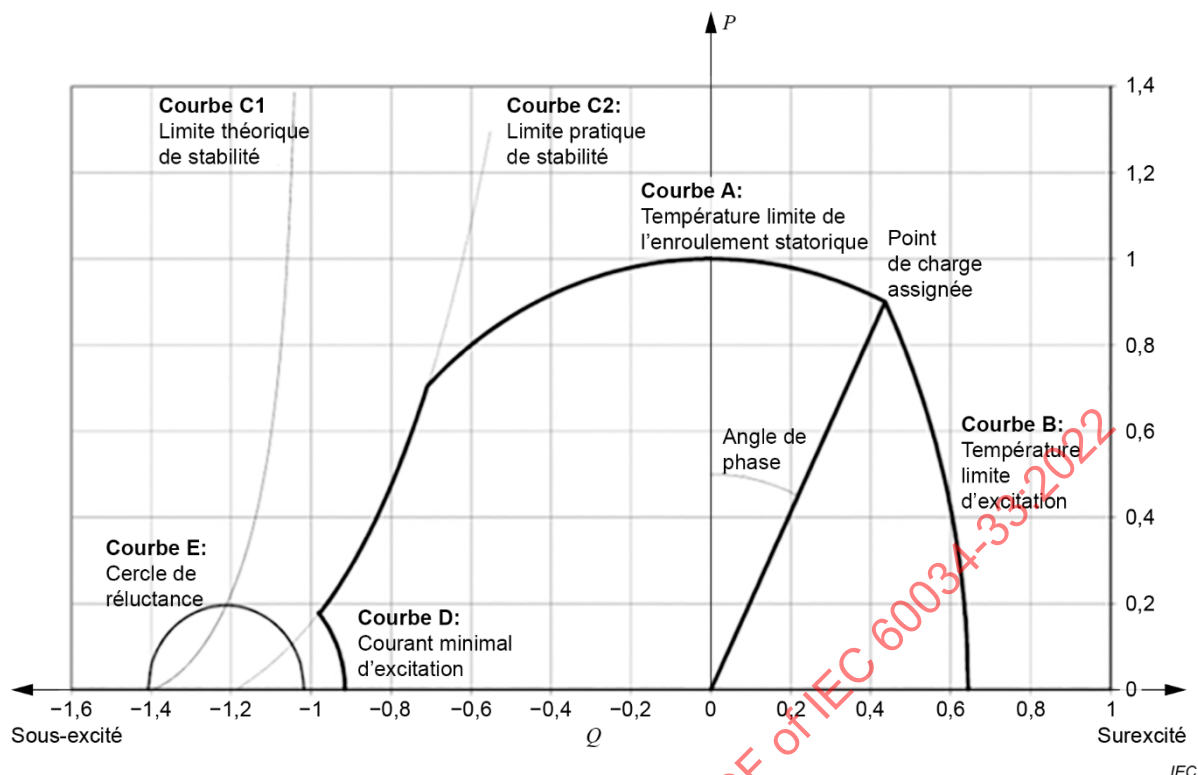


Figure 1 – Capabilité P-Q en p. u.

NOTE La Figure 1 représente la limitation de la machine électrique uniquement et ne prend pas en considération la limitation opérationnelle de la machine hydraulique.

5.6 Variations de tension et de fréquence en fonctionnement

Pour les génératrices et les groupes moteur-générateurs, les combinaisons de variation de tension en régime permanent et de variation de fréquence sont classées soit en zone A, soit en zone B (cas maximal hors de la zone A), conformément à la Figure 2.

Les hydro-génératrices synchrones et les groupes moteur-générateurs synchrones doivent pouvoir fournir une sortie assignée continue au facteur de puissance assigné dans les plages de $\pm 5\%$ en tension et $\pm 2\%$ en fréquence, comme cela est défini par la zone ombrée de la Figure 2 (zone A). Toutefois, il n'est pas nécessaire qu'elle satisfasse complètement à ses caractéristiques de fonctionnement à tension et fréquence assignées (voir le point assigné à la Figure 2), et elle peut présenter certains écarts. Les échauffements peuvent être supérieurs à ceux à tension et fréquence assignées.

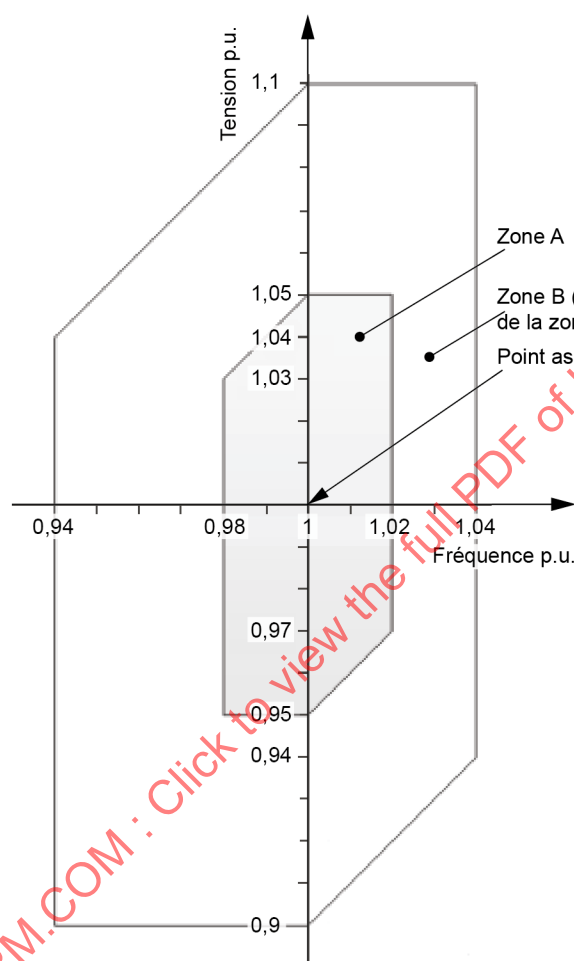
Les limites d'échauffement ou les limites de température conformes au présent document, comme le Tableau 4, sont applicables au point assigné uniquement et peuvent être progressivement dépassées si le point de fonctionnement s'écarte du point assigné. Pour des conditions aux limites extrêmes de la zone A, les échauffements et températures dépassent habituellement les limites spécifiées dans le présent document.

Une machine doit pouvoir fonctionner à l'intérieur de la zone B, et atteindre la sortie assignée, mais présente des écarts supérieurs à ceux de la zone A par rapport à ses caractéristiques de fonctionnement à tension et fréquence assignées. Les échauffements sont supérieurs à ceux à tension et fréquence assignées et sont très probablement supérieurs à ceux de la zone A. Les limites de température des systèmes d'isolation peuvent être dépassées. Un fonctionnement prolongé à la périphérie de la zone B est fortement déconseillé.

Les écarts dans la zone B doivent être limités en valeur, leur durée ne doit pas dépasser 10 min, leur récurrence ne doit pas être inférieure à 6 h et leur fréquence d'apparition ne doit pas être

supérieure à 2 fois par mois. L'exigence d'un fonctionnement permanent dans la zone B sans impact négatif sur la durée de vie conduit inévitablement à une conception non économique et peut nécessiter une augmentation du volume de la machine de l'ordre de 10 % ou plus.

Pour d'autres conditions de durée, de récurrence et de fréquence d'apparition, il convient, si cela est possible, de prendre des mesures correctives dans un délai raisonnable, par exemple, réduire les caractéristiques de sortie (puissance réactive ou active) ou utiliser des transformateurs à changeur de prises en charge, le cas échéant. De telles interventions peuvent éviter une réduction de la durée de vie de la machine due aux effets de la température.



IEC

Figure 2 – Limites de tension et de fréquence pour les machines hydrauliques

Dans des applications et conditions de fonctionnement pratiques, une machine peut parfois devoir fonctionner à l'extérieur du périmètre de la zone A. Par conséquent, l'amplitude accrue du courant d'excitation doit être prise en considération dans la conception du système d'excitation.

L'utilisation d'un transformateur élévateur à changeur de prises en charge dans le concept de la centrale réduit la plage de tensions exigée aux bornes de la génératrice.

Lors de la prise en considération des écarts de fréquence prolongés (comme dans la zone B), la capacité de la turbine à fournir (ou à absorber en mode moteur) la puissance exigée doit également être vérifiée et confirmée, étant donné qu'un fonctionnement stable de la turbine/pompe peut ne pas être possible aux vitesses correspondantes.

Lors de la prise en considération des écarts de tension prolongés (comme dans la zone B), le fonctionnement de la centrale électrique doit également être pris en compte pour la définition de la puissance exigée, car généralement, en fonctionnement réel, la puissance exigée peut ne pas être égale à la puissance assignée; par exemple, la puissance réactive assignée n'est pas exigée à une tension de réseau plus élevée pour éviter qu'elle n'augmente encore davantage.

Par conséquent, la puissance exigée peut être ajustée en fonction de la puissance active et de la puissance réactive réellement exigées et est très probablement inférieure à la puissance assignée à la fréquence et tension correspondantes dans la zone B.

L'étendue de la zone B peut même être réduite jusqu'à $\pm 5\%$ en tension et/ou $\pm 2\%$ en fréquence (comme celle de la zone A) conformément aux exigences pratiques de la machine à connecter au réseau, sous réserve d'un accord entre l'acheteur et le fabricant.

NOTE À des fins de conception économique, il est important de comprendre le besoin réel de puissance active et réactive lors de la prise en considération des écarts de tension prolongés (comme dans la zone B). Les codes de réseau peuvent demander aux machines d'être stables sur le réseau à de telles variations de tension, mais ils permettent généralement une réduction des caractéristiques de sortie. Par exemple, un fonctionnement surexcité à pleine puissance active et à surtension maximale n'est techniquement pas compréhensible et peut donc être exclu.

5.7 Rendement et pertes

5.7.1 Rendement moyen pondéré

Le rendement moyen pondéré des hydro-génératrices et des groupes moteur-générateurs est calculé selon la formule suivante. Les facteurs pondérés sont spécifiés par l'acheteur.

$$\eta = \sum_{k=1}^n A_k \eta_k \quad (1)$$

où

A_k ($k=1, 2, \dots, n$) sont les facteurs pondérés pour des sorties et des facteurs de puissance spécifiés, où $\sum_{k=1}^n A_k = 1$;

η_k ($k=1, 2, \dots, n$) sont les rendements correspondant à la tension assignée, à la vitesse assignée et aux facteurs de puissance spécifiés et aux différentes sorties.

5.7.2 Pertes

Les pertes et le rendement d'une machine doivent être mesurés, de préférence selon la méthode calorimétrique, se référer à l'IEC 60034-2-1 et à l'IEC 60034-2-2. Les pertes comprennent:

- Les pertes en courant continu dans l'enroulement statorique;
- Les pertes dans les enroulements de champ;
- Les pertes fer;
- Les pertes par ventilation;
- Les pertes dans les paliers (de guide) radiales;
- Les pertes dans les paliers (de butée) axiales (n'incluent que les pertes dues aux pièces rotatives de la machine elle-même);
- Les pertes supplémentaires en charge (pertes Joule supplémentaires);
- Les pertes dans l'excitatrice (y compris les pertes de l'excitatrice statique et du transformateur d'excitation);

- i) Les pertes dans les balais (électriques et mécaniques);
- j) Les pertes du système de refroidissement direct à eau (le cas échéant).

Certaines des pertes comme les pertes dans l'excitatrice et les pertes dans les balais ne peuvent généralement pas être mesurées par la méthode calorimétrique. Dans ce cas, elles doivent être mesurées/déterminées séparément par des moyens appropriés.

Les pertes des ventilateurs externes sont généralement entièrement dissipées dans l'eau de refroidissement, car l'ensemble du ventilateur avec son moteur se trouve dans les circuits de refroidissement de la génératrice. Dans ce cas, elles ne peuvent pas être ajoutées à nouveau, mais seulement séparées des pertes par ventilation. Si ce moteur ne se trouve pas dans les circuits de refroidissement de la génératrice, c'est-à-dire que ses pertes ne sont pas transférées à l'air de refroidissement, alors les pertes du moteur doivent être ajoutées séparément aux pertes par ventilation (le rendement des moteurs étant donné par le fabricant).

La puissance mécanique des pompes (eau/huile) est dissipée dans l'eau de refroidissement. Elle est donc mesurée avec l'eau de refroidissement. Cette perte ne peut pas être ajoutée à nouveau, seules les pertes du moteur (avec le rendement des moteurs donné par le fabricant) doivent être ajoutées.

5.7.3 Détermination des pertes dans les enroulements

Pour déterminer les pertes dans les enroulements, la résistance en courant continu des enroulements doit être convertie à la valeur correspondant à la température de référence comme cela est indiqué dans le Tableau 3 en ce qui concerne la classe thermique du système d'isolation indiquée sur la plaque signalétique de la machine, ou définie par l'acheteur. Si un échauffement ou une température assignée de la classe thermique inférieure est appliqué(e) à l'enroulement, la température de référence de la classe thermique inférieure doit être appliquée pour le calcul des pertes dans les enroulements.

Tableau 3 – Température de référence

Classe thermique du système d'isolation	Température de référence °C
130(B)	95
155(F)	115

5.7.4 Pertes par ventilation

Les pertes par ventilation, entendues comme des pertes par frottement dues à l'air ou au gaz circulant dans la machine, doivent se rapporter à la température de l'air froid de refroidissement convenue, généralement 40 °C, et à l'humidité relative convenue, généralement 40 %.

Pour plus d'informations sur la correction des pertes par ventilation pour différentes températures et humidités de l'air froid de refroidissement, voir l'Annexe B.

5.7.5 Détermination des pertes dans le palier de butée pour les machines verticales

Les pertes dans le palier de butée pour les hydro-génératrices sont calculées comme suit:

$$p_b = \frac{W_G}{W_G + W_T + F_H} p_B \quad (2)$$

où

p_B est la perte totale du bain d'huile par palier de butée à 45 °C, sauf si d'autres températures ont été convenues entre l'utilisateur et le fabricant, en kW;

Dans le cas d'un palier butée et guide, p_b est la partie perte par butée du palier combiné uniquement. La séparation entre les pertes dans le palier de butée et de guide se fait par calcul.

W_G est le poids du rotor de la génératrice, en kN;

W_T est le poids total de la ou des roues et de l'arbre, en kN;

F_H est la butée hydraulique maximale garantie agissant sur la ou les roues au fonctionnement assigné et à l'espace d'étanchéité conçu, en kN.

Si la température du bain d'huile s'écarte de 45 °C, il convient d'effectuer une correction (voir l'Annexe C pour plus d'informations sur la correction des pertes dans le palier mesurées pour différentes températures du bain d'huile). Ceci est également valable pour les pertes dans le palier de guide.

5.7.6 Tolérance des pertes totales

La tolérance des pertes totales doit être de +10 %.

Si aucune tolérance totale n'est utilisée, il est néanmoins nécessaire que l'acheteur et le fabricant conviennent de la tolérance de mesure, c'est-à-dire 2,5 %.

NOTE Les tolérances peuvent être calculées sur la base des mesurages à vide, en boucle ouverte (sans excitation de charge) et en court-circuit utilisés pour calculer les pertes de tout point de fonctionnement. Les tolérances peuvent également être attribuées à une méthode de mesure comme la méthode de mesure calorimétrique de l'IEC 60034-2-1. Tous ces effets (y compris la tolérance de mesure) sont couverts par la tolérance de +10 % mentionnée ci-dessus.

5.8 Paramètres électriques et constantes de temps

5.8.1 Rapport de court-circuit

Le rapport de court-circuit doit être supérieur à 0,80 p.u.

Le rapport de court-circuit (ainsi que la réactance synchrone dans l'axe direct) est connu pour être largement influencé par l'entrefer. Sur les machines de grand diamètre, l'entrefer peut varier considérablement entre l'arrêt à froid et le fonctionnement à pleine charge à chaud. La condition à pleine charge à chaud représente la condition pour l'entrefer nominal comme cela est défini en 3.7.1 et le rapport de court-circuit et la réactance synchrone dans l'axe direct sont donnés pour l'entrefer nominal.

5.8.2 Réactances transitoires et subtransitoires de l'axe direct

Pour la spécification des deux réactances, il faut prendre en considération le fait que les deux réactances dépendent dans une large mesure de flux communs. Il est donc nécessaire d'assurer que la réactance subtransitoire x''_{ds} n'est pas trop proche de la réactance transitoire x'_{du} ,

où:

- x''_{ds} : est la réactance subtransitoire de l'axe direct au niveau de saturation de la tension assignée, $x''_{ds} \geq x''_{dsmin}$;
- x'_{du} : est la réactance transitoire de l'axe direct dans les conditions non saturées du courant assigné, $x'_{du} \leq x'_{dumax}$;

où x''_{dsmin} est la valeur minimale exigée de x''_{ds} , x'_{dumax} est la valeur maximale exigée de x'_{du} .

Les suggestions suivantes peuvent être envisagées afin, d'une part, de tenir compte des tolérances et des incertitudes dans les calculs, la fabrication/l'assemblage et les essais et, d'autre part, de permettre une conception appropriée et économique:

$$0,1 \text{ p.u.} \leq x''_{dsmin} \leq 0,25 \text{ p.u.}$$

$$0,3 \text{ p.u.} \leq x'_{dumax} \leq 0,45 \text{ p.u.}$$

Si les deux valeurs sont spécifiées, le rapport entre x'_{dumax}/x''_{dsmin} doit être d'au moins 1,5 p.u. Des rapports plus élevés dans la plage de 2 p.u. à 3 p.u. sont considérés comme plus raisonnables.

Le fait d'exiger $x'_{dumax} \leq 0,3 \text{ p.u.}$ et/ou $x''_{dsmin} \geq 0,2 \text{ p.u.}$ peut conduire à des conceptions non économiques.

S'il est convenu que les valeurs doivent être déterminées par des essais, ces derniers doivent être effectués conformément à l'IEC 60034-4-1. Pour les tolérances, voir 5.9.

5.8.3 Cas général

Les paramètres électriques des machines, tels que les réactances synchrones, les réactances transitoires, les réactances subtransitoires, le rapport de court-circuit et les constantes de temps, etc., doivent être définis par l'acheteur dans les spécifications techniques particulières pour satisfaire aux exigences de fonctionnement du réseau et de la machine elle-même.

5.9 Tolérances sur la réactance

Lorsque des valeurs limites du présent document ou d'autres limites ont été spécifiées ou convenues, il ne doit pas y avoir de tolérance négative sur les valeurs minimales et de tolérance positive sur les valeurs maximales. Une tolérance positive sur les valeurs déclarées pour les valeurs minimales et une tolérance négative sur les valeurs déclarées pour les valeurs maximales de 15 % en régime établi et de 30 % pour les états transitoires et subtransitoires doit s'appliquer.

Si des valeurs sont spécifiées mais non déclarées comme limites, elles doivent être considérées comme des valeurs assignées et doivent être soumises à une tolérance de $\pm 15 \%$ en régime établi, et de $\pm 30 \%$ pour les états transitoires et subtransitoires. Si aucune valeur n'a été spécifiée par l'acheteur, le fabricant doit fournir des valeurs avec une tolérance de $\pm 15 \%$ en régime établi, et $\pm 30 \%$ pour les états transitoires et subtransitoires.

5.10 Distorsion harmonique totale (THD)

La distorsion harmonique totale (THD - *total harmonic distortion*) pour la tension entre phases de l'hydro-génératrice (groupe moteur-générateur en mode génératrice) en condition de circuit ouvert sur l'enroulement statorique à la vitesse et à la tension assignées ne doit pas être supérieure à 3 %. Dans le cas où le système d'excitation est livré avec la machine, les effets de celui-ci doivent être inclus si la puissance d'excitation est dérivée directement ou par un transformateur d'excitation directement connecté aux câbles réseau.

5.11 Couples

Pour les groupes moteur-générateurs pour lesquels la méthode de démarrage asynchrone doit être utilisée, les couples à rotor bloqué et d'accrochage doivent être déterminés en fonction des exigences du réseau et des exigences opérationnelles de la pompe-turbine.

6 Température

6.1 Échauffement

Les machines doivent être conçues pour un fonctionnement continu à long terme dans les conditions d'environnement et assignées définies à l'Article 4. Les limites d'échauffement du noyau statorique, du stator et des enroulements de champ ne doivent pas dépasser les exigences du Tableau 4.

Les échauffements indiqués dans le Tableau 4 (sauf pour l'eau pure des machines refroidies à eau définies dans le Tableau 4) se réfèrent à l'air froid, 40 °C. Si la température de l'air froid est différente de 40 °C, il convient alors de régler l'échauffement conformément à l'IEC 60034-1.

Tableau 4 – Limites d'échauffement

Différentes parties	Les limites d'échauffement pour les différentes classes thermiques d'isolation					
	K					
	130(B)			155(F)		
	Méthode infrarouge (facultative)	Méthode de température de résistance	Indicateur interne de température (IIT)	Méthode infrarouge (facultative)	Méthode de température de résistance	Indicateur interne de température (IIT)
Enroulement statorique	—	—	85	—	—	110
Noyau statorique	—	—	75	—	—	100
Eau pure pour les machines refroidies à eau ^a	—	—	25	—	—	25
Enroulement de champ	—	90	—	—	115	—
Autres composants pas en contact avec les enroulements	L'échauffement de ces composants ne doit pas causer de dommages à eux-mêmes et à l'isolation des composants adjacents.					
Surface du collecteur ^b	75	—	—	85	—	—
^a L'échauffement dans cette ligne fait référence à l'eau froide à l'entrée. ^b La méthode infrarouge exige un ajustement approprié du coefficient d'émissivité pour la surface polie du collecteur. En outre, il faut noter que les valeurs d'échauffement indiquées sont recommandées afin d'avoir une température sur les balais ne dépassant pas de beaucoup 100 °C, ce qui est bénéfique pour le bon fonctionnement des balais couramment utilisés dans les hydro-génératrices et les groupes moteur-génératrices. La température ou l'échauffement de tout collecteur (bague), balai ou porte-balais quelconque ne doit pas être préjudiciable à l'isolation de cette partie ou de toute autre partie avoisinante. La température ou l'échauffement d'un collecteur (bague) ne doit pas dépasser le niveau auquel le passage du courant peut être assuré dans toute la plage de fonctionnement, pour la combinaison de la qualité des balais et du matériau du connecteur. Il peut y avoir des applications de matériaux de balais à température plus élevée; dans ce cas, les valeurs admissibles doivent être convenues entre l'acheteur et le fabricant.						

Si l'acheteur demande que le système d'isolation de la classe 155(F) fonctionne à une température de classe 130(B), les valeurs d'échauffement de la classe 130(B) sont utilisées.

Si l'acheteur demande que le système d'isolation de classe 155(F) fonctionne à une température de classe 130(B) ou inférieure, alors la correction de l'échauffement fondée sur la tension assignée conformément à l'IEC 60034-1 n'est pas nécessaire.

Le relevé le plus élevé des IIT doit être utilisé pour déterminer la température ou l'échauffement du composant par rapport aux valeurs de garantie.

6.2 Mesurages relatifs à l'enroulement statorique

Pour les machines dont la longueur de fer est inférieure ou égale à 1,5 m, l'enroulement statorique doit avoir un minimum de 6 IIT dans un plan situé au centre axial du noyau. Pour les machines dont la longueur de fer dépasse 1,5 m, 3 plans doivent être utilisés avec un minimum de 6 IIT sur chaque plan, un au centre du noyau, les autres à environ 200 mm de chaque extrémité du noyau. Les IIT doivent être répartis uniformément sur la circonférence de chaque plan.

Si des détecteurs de température à résistance (RTD - *resistance temperature detector*) sont utilisés comme IIT, la longueur active d'un tel capteur va jusqu'à 300 mm par exemple. Pour un emplacement correct, le milieu de la longueur active d'un tel capteur doit respecter la distance susmentionnée de 200 mm à partir de l'extrémité du noyau.

Les IIT doivent être placés entre les barres/bobines supérieures et inférieures, de préférence dans la même phase, et placés dans les matériaux de calage centraux dans lesquels la rainure doit être placée sur les barres/bobines supérieures.

Aucune des valeurs d'échauffement provenant des relevés des IIT ne doit dépasser les valeurs indiquées dans le Tableau 4 et la différence entre les relevés des IIT installés dans le même plan ne doit pas dépasser de plus de 5 K la valeur moyenne de ce plan.

Si les IIT sont installés dans plus d'un plan, la valeur moyenne de chaque plan, comparée à la valeur moyenne des trois plans, ne doit pas différer de plus de 5 K.

Pour les machines ayant des circuits de ventilation asymétriques (par exemple les machines horizontales avec des refroidisseurs sous les machines), ou les machines sans conduits radiaux dans le stator et/ou dans le rotor et/ou dont l'air de refroidissement n'est fourni que d'un seul côté, par exemple les groupes bulbes, la valeur moyenne de chaque plan, comparée à la valeur moyenne des trois plans, ne doit pas différer de plus de 10 K. De même, les IIT installés dans le même plan ne doivent pas dépasser de plus de 10 K la valeur moyenne de ce plan.

Il est important de noter que les relevés de RTD dans les encoches ne sont pas une indication de la température du point chaud de l'enroulement statorique. Les relevés de température du RTD peuvent être utilisés pour surveiller le fonctionnement du système de refroidissement de l'enroulement statorique.

Dans le cas d'un enroulement statorique directement refroidi, au moins trois détecteurs de température doivent être en contact étroit avec le fluide de refroidissement à la sortie de l'enroulement. Si l'enroulement est refroidi à l'eau, ils doivent être installés sur la tuyauterie à l'intérieur du châssis de la génératrice ou aussi près que possible de l'endroit où le fluide de refroidissement primaire quitte le châssis, en veillant à ce qu'il n'y ait pas de différence de température significative entre le point de mesure et le point où le fluide de refroidissement quitte l'enroulement. Le nombre de détecteurs de température mesurant la température du fluide de refroidissement à l'entrée de la machine doit être convenu.

6.3 Mesurages relatifs au noyau statorique

Pour les machines dont la longueur de fer est inférieure ou égale à 1,5 m, le noyau statorique doit avoir un minimum de 6 IIT pour chaque plan. Un ou deux plans peuvent être utilisés. Pour les machines dont la longueur de fer dépasse 1,5 m, trois plans doivent être utilisés avec un minimum de 6 IIT sur chaque plan, un au centre du noyau, les autres à environ 200 mm de chaque extrémité du noyau. Les IIT doivent être répartis uniformément sur la circonférence de chaque plan. Chaque IIT doit être inséré dans le noyau à partir de l'arrière du noyau à environ 50 % de la hauteur radiale de la culasse du stator.

Aucune des valeurs d'échauffement provenant des relevés des IIT ne doit dépasser les valeurs indiquées dans le Tableau 4 et la différence entre les relevés des IIT installés dans le même plan ne doit pas dépasser de plus de 5 K la valeur moyenne de ce plan.

Si les IIT sont installés dans plus d'un plan, la valeur moyenne des plans ne doit pas différer de plus de 5 K.

Pour les machines ayant des circuits de ventilation asymétriques (par exemple les machines horizontales avec des refroidisseurs sous les machines), ou les machines sans conduits radiaux dans le stator et/ou dans le rotor et/ou dont l'air de refroidissement n'est fourni que d'un seul côté, par exemple les groupes bulbes, la valeur moyenne de chaque plan, comparée à la valeur moyenne des trois plans, ne doit pas différer de plus de 10 K. De même, les IIT installés dans le même plan ne doivent pas dépasser de plus de 10 K la valeur moyenne de ce plan.

6.4 Correction due à un écart par rapport au fonctionnement de référence

Pour les conditions s'écartant des conditions de fonctionnement de référence et des caractéristiques assignées indiquées à l'Article 4, les limites de température doivent être corrigées conformément à l'IEC 60034-1.

6.5 Température des paliers

La température admissible pour les paliers de butée et les paliers de guide doit être définie dans des exigences techniques particulières par le fabricant et l'acheteur. La température peut être mesurée par la méthode de l'indicateur interne de température. La température est définie pour la position typique du capteur approximativement au milieu du patin, 20 mm à 30 mm en dessous de la surface de frottement.

Des recommandations relatives au nombre de capteurs sont fournies dans le Tableau 14.

7 Performances de fonctionnement et connexions électriques

7.1 Exigences de fonctionnement particulières

7.1.1 Courant de surcharge du stator

Le fonctionnement en courant de surcharge équilibré de courte durée est admis pour les machines sans impact négatif significatif sur la durée de vie. Les coefficients multiplicateurs du courant de surcharge des enroulements statoriques et les durées admises correspondantes ne doivent pas dépasser les valeurs données dans le Tableau 5. En outre, le nombre moyen de surcharges de courant admises indiqué dans le Tableau 5 ne doit pas dépasser deux fois par an. Si deux événements de courant de surcharge ont lieu par la suite, la durée de l'intervalle entre deux événements doit être suffisante pour que la machine soit entièrement refroidie à la température normale ou en dessous.

Pour une machine qui nécessite de fonctionner en surcharge, le coefficient multiplicateur du courant de surcharge admis et la durée doivent être définis dans les spécifications techniques particulières.

Tableau 5 – Multiple de courant de surcharge admis en fonction de la durée

Coefficient multiplicateur du courant de surcharge des enroulements (courant/courant assigné)	Durée admise s
1,20	85
1,30	54
1,40	39
1,50	30

7.1.2 Courant de surcharge du rotor

Les enroulements de champ des machines doivent résister à un courant de surcharge de courte durée. Le coefficient multiplicateur du courant de surcharge et la durée admise correspondante ne doivent pas dépasser les valeurs données dans le Tableau 5. En outre, le nombre moyen de surcharges de courant admises indiqué dans le Tableau 5 ne doit pas dépasser deux fois par an. Si deux événements de courant de surcharge ont lieu par la suite, la durée de l'intervalle entre deux événements doit être suffisante pour que la machine soit entièrement refroidie à la température normale ou en dessous.

Pour une machine qui nécessite de fonctionner en surcharge, le coefficient multiplicateur du courant de surcharge admis et la durée doivent être définis dans les spécifications techniques particulières.

7.1.3 Charge déséquilibrée continue

Lorsque les machines fonctionnent dans un réseau électrique déséquilibré, elles doivent pouvoir fonctionner en continu dans les conditions suivantes: le courant de chaque phase ne dépasse pas le courant assigné (I_N) et le rapport entre le courant de la composante de séquence négative (I_2) et le courant assigné est conforme aux valeurs du Tableau 6.

Pour le groupe moteur-générateur, la sortie en mode génératrice doit être utilisée pour le Tableau 6.

Tableau 6 – Courant de séquence de phase négative admis pour les machines

Type de refroidissement de l'enroulement statorique	I_2/I_N
Refroidissement indirect	8 %
Refroidissement direct	5 %

Pour améliorer la capacité de charge déséquilibrée continue, il est recommandé d'utiliser des enroulements d'amortissement complets (enroulements des amortisseurs avec des connexions interpolaires à faible résistance).

Si la charge électrique présente un niveau significatif d'harmoniques de fréquences différentes, le courant de séquence négative admissible de la machine doit être inférieur à la limite indiquée dans le Tableau 6. Si la capacité de courant négatif équivalente de la machine qui contient les harmoniques est prise en considération, la valeur limite doit être déterminée par un accord entre le fabricant et l'acheteur.

7.1.4 Charge déséquilibrée de courte durée

Lorsque les hydro-génératrices et les groupes moteur-générateurs (fonctionnant en mode génératrice) fonctionnent pendant une courte durée dans des conditions de défaut déséquilibré, l'intégrale admissible du carré du rapport entre le courant de la composante de séquence négative (i_2) et le courant assigné (par unité de valeur) pendant le temps de fonctionnement déséquilibré admis, $\int_0^T i_2^2 dt$, doit correspondre aux valeurs du Tableau 7 (où T est le temps de maintien transitoire).

Le fonctionnement dans de telles conditions peut produire des températures élevées sur les enroulements des amortisseurs, plus précisément sur les barres des amortisseurs. Une conception appropriée doit être envisagée pour prévenir les blessures thermomécaniques aux enroulements d'amortissement.

Tableau 7– Courant de séquence de phase négative admis pour les machines

Type de refroidissement de l'enroulement d'induit	$\int_0^T i_2^2 dt$
Refroidissement indirect à air	20 s
Refroidissement direct à eau ou à évaporation	15 s

7.1.5 Surcharge de sortie mécanique

Les groupes moteur-générateurs doivent être conçus pour supporter un fonctionnement peu fréquent à 150 % du couple assigné pendant au moins 15 s sans être désynchronisés lors du fonctionnement en mode moteur au facteur de puissance, à la tension de stator et au courant de champ assignés.

7.1.6 Court-circuit soudain

L'hydro-génératrice ou le groupe moteur-générateur doit être conçu pour résister "sans défaillance" à un court-circuit de quelque nature que ce soit à ses bornes, lorsqu'il fonctionne à sa charge assignée et à sa tension assignée de 1,05 p.u., en partant du principe que le courant de phase maximal n'est pas supérieur au courant de phase maximal obtenu à partir d'un court-circuit triphasé soudain.

"Sans défaillance" signifie que la machine ne doit pas subir de dommages entraînant sa mise hors service, même si une déformation l'enroulement statorique ou un desserrement de la fixation de la développante est susceptible de se produire.

Si, malgré les impacts négatifs sur la durée de vie (voir 9.3), un essai de court-circuit soudain est convenu sur une nouvelle machine, la tension d'essai doit être choisie de manière à obtenir le même courant statorique maximal que celui qui résulte en service d'un court-circuit soudain triphasé appliqué aux bornes haute tension du transformateur.

Cet essai doit être considéré comme concluant si la génératrice est ensuite jugée apte au service sans réparations ou avec seulement des "réparations mineures" de ses enroulements statoriques, et si elle résiste à un essai à haute tension de 80 % de la valeur spécifiée en 8.2.6 pour une génératrice neuve. Le terme "réparations mineures" implique une certaine attention à la déformation ou au desserrement des enroulements statoriques ou des structures de renfort des développantes ainsi qu'à l'isolation appliquée, mais n'implique pas le remplacement des barres/bobines.

Des courants et des couples anormalement élevés peuvent se produire par suite d'un court-circuit à proximité de la machine en service, ou de l'élimination et de la refermeture d'un défaut distant, ou d'une mauvaise synchronisation. Si de telles conditions imposent une surintensité importante, il convient d'examiner la machine minutieusement, en accordant une attention particulière aux enroulements statoriques. Il convient de réparer tout desserrement des supports ou des assemblages avant la remise en service, afin d'éviter les dommages consécutifs causés par les vibrations. Il est également recommandé de vérifier les éventuels changements d'équilibre de l'arbre et la déformation des boulons d'accouplement et des accouplements.

7.2 Connexion au réseau

7.2.1 Synchronisation

Les machines doivent être synchronisées au réseau en utilisant la méthode de synchronisation, et l'angle de fermeture de la synchronisation doit être dans la plage de $\pm 10^\circ$ (angle électrique), la différence maximale de tension de synchronisation doit être dans la plage de 0 à +5 %, la différence maximale de fréquence de synchronisation doit être dans la plage de $\pm 0,11$ % de la fréquence de tension.

Si les systèmes de contrôle de la vitesse et d'excitation fonctionnent correctement, la machine peut être synchronisée au réseau après rejet de la charge sans qu'il soit nécessaire de l'arrêter au préalable.

Une mauvaise synchronisation peut causer de graves dommages à la machine. Chaque synchronisation défectueuse doit mettre immédiatement la machine à l'arrêt. Les plus graves sont les synchronisations défectueuses qui se produisent avec une erreur d'angle de phase de 120° à 180°, ce qui entraîne des couples et des courants extrêmement élevés et réduit la durée de vie de la machine. Une inspection minutieuse de la machine est exigée après une synchronisation défectueuse. En outre, un essai de synchronisation dans lequel la séquence de phase (ou "sens de rotation") de la machine et la séquence de phase du réseau sont différentes (séquences opposées) doit être évité.

Les événements décrits ci-dessus peuvent affecter gravement l'enroulement d'amortissement en raison de courants très élevés dans les barres d'amortissement ainsi que l'enroulement de champ en raison de tensions induites très élevées entre les spires.

7.2.2 Application de la charge

La charge peut être appliquée rapidement et le taux de charge de la génératrice est limité par la capacité du système hydraulique.

7.3 Démarrage du groupe moteur-générateur

En général, la méthode de démarrage d'un groupe moteur-générateur en mode de fonctionnement du moteur peut être sélectionnée parmi les méthodes de démarrage suivantes, où a) et b) sont les plus couramment utilisées.

- a) Démarrage SFC;
- b) Démarrage en tandem "back to back";
- c) Démarrage asynchrone;
- d) Démarrage du moteur de lancement;
- e) Turbine auxiliaire et convertisseur de couple.

7.4 Mise à la terre du système

Toutes les parties métalliques conductrices de l'électricité dans la machine électrique doivent être mises à la terre avec un conducteur de section suffisante. Seule une mise à la terre correcte de toutes les parties métalliques peut assurer un fonctionnement sûr de la machine électrique.

Il n'est pas admis d'utiliser comme raccord les cosses fendues, même si elles ne sont pas peintes. Elles ne fournissent aucun flux de courant défini. En outre, les boulons peuvent être soudés par points ou subir des effets thermiques négatifs en raison d'un courant élevé dans un cas de défaillance. Il y a donc un risque d'endommager/affaiblir la connexion boulonnée.

La formule suivante (conformément à l'EN 50522:2010) peut être utilisée pour une estimation approximative et une vérification croisée de la section minimale de mise à la terre exigée définie:

$$A = \frac{l}{k} \sqrt{\frac{t_f}{\ln\left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_l + \beta}\right)}} \quad (3)$$

où:

- A est la section de la connexion de mise à la terre [mm²];
- I est le courant du connecteur [A]
estimé approximativement à $3 \times I_N$. Mais généralement indiqué dans le schéma de mise à la terre;
- t_f est la durée maximale du courant de défaut [s].
Habituellement selon la spécification $t_f = 1$ s. Pour certaines régions, elle peut être de 3 s;
- K est la constante selon le matériau [$A \times \sqrt{s/mm^2}$], voir le Tableau 8;
- β est la valeur inverse du coefficient de température [°C], voir le Tableau 8;
- θ_f est la température finale du connecteur.
Habituellement 250 °C pour les connecteurs de mise à la terre non isolés [°C];
- θ_i est la température initiale du connecteur [°C] conformément à l'IEC 60287-3-1.
En général, la température définie par hypothèse est de 20 °C.

Tableau 8 – Propriétés des matériaux des connecteurs de mise à la terre

Matériau	β °C	K $A \times \sqrt{s/mm^2}$
Cuivre	234,5	226
Acier	202	78

Les machines doivent comporter une borne de mise à la terre ou autre dispositif permettant le raccordement au système de mise à la terre.



Il convient que le système de mise à la terre soit conçu par l'intégrateur du système.

Il convient que la section transversale de la barre de connexion au point neutre soit conçue par l'intégrateur du système pour satisfaire en toute sécurité au courant de court-circuit de défaut de terre pendant le temps nécessaire jusqu'à ce que la machine soit déconnectée par le système de protection et soit désexcitée. La borne de terre doit être identifiée conformément à l'IEC 60445.

7.5 Conducteurs de point neutre

Les enroulements statoriques ne doivent pas être directement mis à la terre au point neutre afin d'éviter que le noyau statorique ne soit endommagé par les effets de défauts de court-circuit interne. Pour détecter les défauts de mise à la terre monophasés statoriques pour toutes les hydro-génératrices et groupes moteur-générateurs, il convient d'appliquer un système de mise à la terre statorique limitant le courant de défaut, soit sur le point neutre statorique, soit sur les bornes de ligne.

Il convient de concevoir la section transversale de la barre de connexion au point neutre de façon à satisfaire en toute sécurité au courant de court-circuit de défaut de terre pendant le temps nécessaire jusqu'à ce que la machine soit déconnectée par le système de protection et soit désexcitée.

7.6 Sens de rotation et séquence de phase

Le sens de rotation des hydro-génératrices et des groupes moteur-générateurs doit être conforme aux machines hydrauliques.

La séquence de phase des machines doit être conforme au réseau électrique à raccorder.

La séquence de phase temporelle de la tension statorique doit alors être indiquée en marquant les bornes dans l'ordre dans lequel leurs tensions atteignent leur maximum, par exemple, U_1 , V_1 , W_1 lorsqu'elles tournent dans le sens entraîné par la turbine.

7.7 Enroulement statorique

L'enroulement statorique doit être configuré en étoile et les trois lignes et les trois bornes de neutre de l'enroulement doivent être accessibles de l'extérieur de la carcasse du stator. La disposition des bornes électriques doit être convenue entre l'acheteur et le fabricant.

8 Isolation des enroulements

8.1 Performances d'isolation des enroulements

8.1.1 Généralités

L'enroulement statorique ainsi que l'enroulement de champ doivent être isolés avec des systèmes d'isolation appropriés. Un système d'isolation comprend les combinaisons nécessaires de matériaux isolants autour des conducteurs électriques.

Un système d'isolation éprouvé en service doit être appliqué. En cas de modification du système d'isolation, des essais de qualification conformément à l'IEC 60034-18-1, l'IEC 60034-18-32 et l'IEC TS 60034-18-33 doivent être effectués, le cas échéant.

Les systèmes d'isolation utilisés pour les enroulements d'une génératrice ou d'un groupe moteur-générateur doivent être classés conformément à l'IEC 60085. La classe thermique 130(B) ou une classe supérieure doit être appliquée.

NOTE Le terme "enroulement statorique" comprend les bobines/barres et toutes les connexions électriques aux bornes. Le terme "enroulement de champ" comprend les bobines, les connexions entre les bobines et les connexions aux connecteurs.

8.1.2 Résistance d'isolement des enroulements

L'essai de résistance d'isolement pour les enroulements statoriques et de champ assemblés doit être effectué conformément à l'IEC 60034-27-4.

Pour l'enroulement statorique assemblé à l'état neuf, la valeur mesurée de chaque phase à la terre doit être au moins égale à 100 MΩ et l'indice de polarisation doit être au moins égal à 2.

La limite spécifiée de 2 ne s'applique pas aux machines ayant un contact galvanique du revêtement de protection anti-effluves avec les connexions. Pour ces machines, se référer à l'IEC 60034-27-4. En outre, pour les machines ayant un contact galvanique du revêtement de protection anti-effluves avec les connexions, l'obtention de la résistance d'isolement minimale d'une minute peut exiger quelques heures de fonctionnement à la température normale de fonctionnement.

Les nouvelles machines équipées de matériaux isolants durcissant à froid dans les connexions d'enroulement peuvent avoir des difficultés à atteindre le niveau de 100 MΩ. Après quelques heures de fonctionnement à la température assignée, la résistance d'isolement augmente et la limite peut être atteinte.

Pour l'enroulement de champ assemblé à l'état neuf (sec et propre), la valeur recommandée est d'au moins 100 MΩ. Toutefois, en fonction de l'environnement, en particulier d'une humidité élevée, des valeurs plus faibles peuvent être acceptables mais ne doivent pas être inférieures à 1,5 MΩ (voir l'IEC 60034-27-4).

Si le mesurage est effectué en dehors de la plage de 10 °C à 40 °C, alors la correction des valeurs doit être effectuée conformément à l'IEC 60034-27-4.

Une tension d'essai appropriée doit être choisie selon le Tableau 9 pour le mesurage.

Tableau 9 – Tension d'essai pour le mesurage de la résistance d'isolation

Tension assignée kV	Enroulement de champ V_{cc} (Volt en courant continu)	Enroulement statorique V_{cc}
<12	500	2 500 à 5 000
12 à 19		5 000 à 10 000
>19		10 000

8.1.3 Mesurages du facteur de dissipation diélectrique des nouvelles barres ou enroulements statoriques

Les valeurs maximales de dissipation diélectrique pour les barres ou bobines individuelles entièrement traitées doivent être conformes aux valeurs indiquées dans le Tableau 10.

Le nombre de barres (bobines) à soumettre à l'essai doit être égal à 100 % du total des barres (bobines).

Tableau 10 – Facteur de dissipation diélectrique

Méthode de la technologie de garde spécifiée dans l'IEC 60034-27-3.

Tension d'essai	$0,2 U_N$	$0,2 U_N \sim 0,6 U_N$	$\Delta \tan \delta$
Facteur de dissipation diélectrique	$\tan \delta$	$\tan \delta_{up-up} = \tan \delta_{0,6 U_N} - \tan \delta_{0,2 U_N}$	
Valeur maximale en %	$\leq 1,5$	$\leq 0,5$	

U_N : tension assignée de la machine, en kV.

$\Delta \tan \delta$: incrément maximal de $\tan \delta$ entre chaque incrément de $0,2 U_N$ à partir de $0,2 U_N$ à $1,0 U_N$.

8.1.4 Mesurages des décharges partielles de l'enroulement statorique

Les essais de décharge partielle pour les enroulements préformés et les composants entièrement traités comme les barres et les bobines doivent être conformes à l'IEC 60034-27-1. Cet essai peut être appliqué alternativement aux mesurages décrits en 8.1.3 à la demande de l'acheteur ou par l'expérience interne du fabricant afin de vérifier la cohérence du lot de production.

8.1.5 Essai de tenue au choc pour l'isolation des spires d'une bobine multitours pour stator

L'essai de tenue au choc pour l'isolation des spires des bobines multitours doit être effectué conformément à l'IEC 60034-15.

8.2 Essais de tenue en tension

8.2.1 Barres et bobines statoriques

Avant la livraison de barres/bobines statoriques individuelles entièrement traitées pour une machine, un essai de tenue en tension alternative (50 Hz/60 Hz) doit être effectué sur chaque barre/bobine statorique individuelle (les exigences d'essai doivent être conformes à l'IEC 60060-1), la tension d'essai doit être de $2 U_N + 5$ kV pendant 1 min.

8.2.2 Barres et bobines statoriques insérées

Lorsque des barres/bobines entièrement traitées sont insérées dans le noyau statorique, il est recommandé d'effectuer un essai intermédiaire après l'insertion de la couche inférieure avec une tension d'essai alternative (50 Hz/60 Hz) de $2 U_N + 4$ kV pendant 1 min. Après l'insertion de la couche supérieure, un autre essai de tenue en tension intermédiaire peut être effectué avec une tension recommandée de $2 U_N + 3$ kV pendant 1 min.

8.2.3 Enroulement statorique complet avant l'insertion du rotor

Après l'insertion de toutes les barres/bobines et l'achèvement de toutes les connexions et de la fixation mécanique de la développante du stator, par exemple l'attachement, et avant l'insertion du rotor, un essai de tenue en tension intermédiaire doit être effectué avec une tension recommandée de $2 U_N + 2$ kV pendant 1 min.

8.2.4 Enroulement de champ avant livraison

Avant la livraison, un essai de tenue en tension doit être effectué sur chaque pôle (exigences d'essai conformes à l'IEC 60060-1). Les valeurs de cet essai de tenue doivent être supérieures de 10 % aux valeurs indiquées dans le Tableau 11 et la durée doit être de 1 min.

Un essai d'isolation des spires doit être effectué sur chaque pôle avec une tension de spire égale ou supérieure à la tension de spire induite maximale due à un court-circuit triphasé sur les conducteurs statoriques. Des dispositifs de surtension peuvent être utilisés pour cet essai. Il est également possible d'utiliser des sources de courant alternatif de fréquence appropriée.

La tension de spire induite maximale dans l'enroulement de champ due à un court-circuit soudain sur les conducteurs statoriques peut être calculée soit au moyen de la méthode FEM soit, en variante, avec une exactitude raisonnable, par la formule suivante:

$$U_{W2max} = 1,8 \frac{x_d - x'_d}{x_{ad} x'_d} A_r \tau_p \omega_N^2 l_{ps} \quad (4)$$

où:

U_{W2max}	est la tension de spire induite maximale, en V;
x_d	est la réactance synchrone de l'axe d non saturée, en p.u.;
x'_d	est la réactance transitoire de l'axe d non saturée, en p.u.;
x_{ad}	est la réactance principale de champ de l'axe d, en p.u.;
A_r	est l'ampérage de l'enroulement ou la densité de courant linéaire de la réaction de l'induit par rapport au pas polaire, en A/mm;
τ_p	est le pas polaire, en mm;
ω_N	est la fréquence angulaire assignée, en rad/s;
l_{ps}	est la perméance de fuite du corps polaire, en H.

8.2.5 Enroulement de champ complet

Lorsque l'installation de l'enroulement de champ est terminée, et avant l'insertion dans la machine, un essai de tenue en tension alternative (50 Hz/60 Hz) doit être effectué sur l'enroulement de champ (les exigences d'essai doivent être conformes à l'IEC 60060-1). Les valeurs de cet essai de tenue doivent être conformes au Tableau 11 et la durée doit être de 1 min.

8.2.6 Enroulement statorique d'une machine complète

Pour la machine complète avec toutes ses parties en place dans des conditions équivalentes aux conditions de fonctionnement normales, un essai de tenue en tension alternative (50 Hz/60 Hz) doit être effectué sur l'enroulement statorique (l'exigence d'essai doit être conforme à l'IEC 60060-1), la tension d'essai doit être de $2 U_N + 1$ kV pendant 1 min.

8.2.7 Enroulement de champ pour machine complète

Lorsque l'installation de l'enroulement de champ dans la machine est terminée, un essai de tenue en tension alternative doit être effectué sur l'enroulement de champ (les exigences d'essai doivent être conformes à l'IEC 60060-1). Les valeurs de l'essai de tenue en tension alternative doivent être conformes au Tableau 11 et la durée est de 1 min.

Tableau 11 – Valeurs d'essai pour l'essai de tenue en tension de l'enroulement de champ

Tension assignée de champ (continue)	Valeurs pour l'essai de tenue en tension alternative (50 Hz/60 Hz)
500 V et moins	10 fois la tension assignée de champ (le minimum est de 1,5 kV)
au-dessus de 500 V	2 fois la tension assignée de champ +4 kV

8.2.8 Essais alternatifs en tension continue

Les essais de tenue en tension alternative pour l'enroulement statorique à 50 Hz/60 Hz sont fortement recommandés. Un essai alternatif de tenue en tension continue pour les enroulements statoriques et rotoriques peut être appliqué à la place en utilisant une tension d'essai continue de 1,7 fois la valeur de la tension alternative correspondante.

8.2.9 Stators "global VPI"

En cas d'utilisation du processus d'imprégnation sous pression à vide (VPI - *vacuum pressure impregnation*) global, l'essai de tenue en tension commence à partir de 8.2.3.

8.3 Essai de claquage pour l'isolation

Un essai de tension de claquage sur l'isolation principale du stator des barres ou des bobines individuelles entièrement traitées peut être effectué en tant qu'essai de type, en augmentant directement la tension alternative à un taux de 1 kV/s à 2 kV/s jusqu'à ce que le claquage (ou le contournement) se produise. L'essai peut être effectué dans un réservoir à huile, sur au moins une bobine ou deux barres.

La tension de claquage doit être d'au moins $4 U_N + 10$ kV.

Comme le but de cet essai est de vérifier l'isolation principale, la protection anti-effluves de la développante peut être spécifiquement adaptée pour cet essai.

Si un contournement se produit dans la développante à une tension inférieure à la limite spécifiée ci-dessus, la protection anti-effluves de la développante peut être réparée et l'essai répété.

8.4 Essai d'endurance sous tension de l'isolation

Un essai d'endurance sous tension peut être effectué comme un essai de type sur des barres/bobines de taille normale si l'exigence technique entre l'acheteur et le fabricant l'exige.

L'essai d'endurance sous tension pour les enroulements statoriques peut être effectué conformément à l'IEEE 1043™ et l'IEEE 1553™. La tension d'essai et les valeurs de la limite de temps qualifiée doivent satisfaire aux exigences indiquées dans le Tableau 12.

Tableau 12 – Tension d'essai et limites de temps

Tension entre phases assignée kV	Tension assignée phase-terre kV	Programme A	Programme B
		400 h	250 h
		Tensions d'essai d'endurance sous tension kV	
Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3	Colonne 4
6,0	3,46	13,0	15,2
11,0	6,35	23,9	27,9
11,5	6,64	25,0	29,1
12,0	6,93	26,1	30,4
12,5	7,22	27,1	31,7
13,8	7,97	30,0	35,0
15,0	8,66	32,6	38,0
15,5	8,95	33,6	39,3
16,0	9,24	34,7	40,6
17,0	9,82	36,9	43,1
18,0	10,39	39,1	a
19,0	10,97	41,2	a
^a Il est recommandé que, pour les tensions d'essai supérieures à 43 kV, la tension d'essai réelle soit négociée entre le fabricant et l'acheteur.			

Il est recommandé que, pour une tension entre phases assignée supérieure à 19 kV, la tension d'essai réelle soit négociée entre le fabricant et l'acheteur. En général, le Programme A est préférentiel pour l'essai.

Pour les machines dont les caractéristiques assignées de la tension se situent entre les niveaux indiqués dans la Colonne 1 du Tableau 12, il est recommandé de déterminer les tensions d'essai (Colonne 3 et Colonne 4) par interpolation. Il est recommandé d'utiliser le même rapport de tension, à savoir 3,76 ou 4,39 fois la tension efficace ligne-terre (valeurs de la Colonne 2), pour spécifier la tension d'essai ou respectivement 2,17 ou 2,54 fois la tension efficace entre phases.

La température d'essai est soit la température ambiante, soit la température de fonctionnement prévue de l'enroulement statorique. Le refroidissement forcé de la développante est admis pendant l'essai.

Une certaine érosion ou décoloration de la protection anti-effluves de l'encoche et de la développante pendant l'essai d'endurance sous tension peut se produire et n'est pas considérée comme un défaut d'isolation. Il doit être convenu entre l'acheteur et le fabricant avant le début de l'essai si la détérioration impliquant la protection anti-effluves de la développante et de l'encoche doit ou non être surveillée et réparée périodiquement pendant l'essai d'endurance sous tension.

8.5 Essai de cyclage thermique

L'essai de cyclage thermique peut être effectué comme un essai de type sur des barres/bobines de taille normale pour les machines refroidies par air comme les groupes moteur-générateurs à stockage par pompage et les génératrices qui sont fréquemment utilisés pour régler les charges de puissance et le démarrage/arrêt, cependant, il ne simule pas les conditions réelles de service des machines pendant leur fonctionnement et peut conduire à des artefacts. Si la réalisation de l'essai est acceptée, les précautions suivantes doivent être envisagées:

- l'essai de cyclage thermique peut être effectué comme un essai spécial sur des barres/bobines de taille normale;
- l'essai de cyclage thermique est principalement destiné aux machines refroidies à l'air comme les groupes moteur-générateurs à stockage par pompage et les génératrices qui sont fréquemment utilisés pour régler la charge électrique;
- effectuer l'essai conformément à l'IEEE 1310™;
- seul l'essai d'endurance sous tension selon 8.4 ou l'essai de claquage selon 8.3 doit être utilisé comme critère de réussite/d'échec après que les bobines ou les barres statoriques ont été soumises à l'essai de cyclage thermique;
- l'essai n'est généralement pas appliqué aux machines dont la longueur de fer est inférieure ou égale à 1 m.

Une réduction allant jusqu'à 10 % des heures de vie de l'essai d'endurance sous tension indiquées dans le Tableau 12 ou jusqu'à 15 % de la tension de claquage $4 U_n + 10 \text{ kV}$ (voir 8.3) peut être utilisée comme critère.

8.6 Bornes de l'enroulement statorique

Dans le cas où la boîte à bornes de la machine est équipée d'isolateurs en porcelaine, les isolateurs des bornes doivent être soumis à l'essai électriquement et indépendamment de l'enroulement de la machine. L'essai diélectrique doit être effectué à la fréquence de tension pendant 60 s dans l'air à un niveau de tension au moins égal à 1,5 fois celui défini en 8.2.6. Cet essai peut être effectué par le fournisseur de l'isolateur des bornes en tant qu'essai d'acceptation en usine.

9 Performances mécaniques et conception

9.1 Moment d'inertie de la masse de la pièce rotative

Le moment d'inertie de masse (J) de la pièce rotative de la machine doit être défini par l'acheteur dans les spécifications de conception de la génératrice.

NOTE Le moment d'inertie de masse (J) dans le présent document se réfère uniquement à la génératrice.

9.2 Vitesse maximale

La machine doit pouvoir résister à la vitesse maximale de conception selon le fonctionnement de la turbine hydraulique, sans déformation ni dommage nuisible. La vitesse maximale de conception et sa durée doivent être indiquées dans la spécification technique.

La vitesse maximale de conception doit être donnée ou définie par l'acheteur, en incluant les conditions transitoires, telles que la vitesse maximale d'emballement pendant le rejet de la charge des unités adjacentes installées dans la même conduite forcée bifurquée vers les unités.

En raison d'un affaissement des jantes de rotor en tôles, des pôles en tôles maintenus par des cales ou par des boulons, etc., une légère augmentation permanente du diamètre est naturelle et ne doit pas être considérée comme une déformation anormale indiquant que la machine ne se prête pas à un fonctionnement normal.

9.3 Résistance structurelle

La résistance structurelle des machines doit pouvoir résister à toutes les charges, énumérées ci-dessous, agissant sur l'unité, sans déformation ni dommage nuisible, qui peuvent apparaître pendant le fonctionnement, les cas de défaut et de service régulier. Ces charges doivent être prises en considération dans la conception de la machine. La structure doit être conçue en prenant en considération les charges statiques et dynamiques en ce qui concerne la fatigue.

Cas de charge que les machines doivent pouvoir supporter:

- a) fonctionnement normal, y compris les démarrages et arrêts normaux et la synchronisation normale;
- b) rejet de la charge ou arrêt d'urgence à la puissance assignée;
- c) défaut de court-circuit triphasé soudain dans les conditions indiquées en 7.1.6;
- d) défaut de court-circuit biphasé soudain dans les conditions indiquées en 7.1.6;
- e) synchronisation défectueuse à 120° à la tension assignée;
- f) vitesse maximale de conception due à l'utilisation de turbines hydrauliques;
- g) force magnétique déséquilibrée due au court-circuit de 50 % des pôles rotoriques dans les conditions assignées.

Les événements indiqués aux points c), d), e) et g) sont très rares et peuvent être considérés comme des cas de charge statique. Il est admis par hypothèse qu'au maximum cinq de ces événements au total (cumulés pour les quatre cas ensemble) peuvent se produire pendant la durée de vie de conception alors qu'aucun d'entre eux ne peut se produire plus de deux fois pendant la durée de vie de conception.

Pour le point f), la vitesse excessive due au rejet de la charge dans les stations de pompage et de stockage est généralement inférieure à la vitesse maximale de conception, mais elle est plus fréquente et il est nécessaire de l'étudier séparément.

En ce qui concerne les événements ci-dessus, à l'exception du fonctionnement normal et du rejet de charge, "sans déformation ni dommage nuisible" signifie que la machine ne doit pas subir de dommages entraînant son déclenchement si elle était rebranchée, bien qu'une petite déformation de l'enroulement statorique ou un desserrement des blocages des développantes ou des cales dans la fixation des pôles du rotor ou dans la jante du rotor puisse se produire. Une inspection minutieuse de la machine ainsi qu'un essai de potentiel à haute tension (par exemple à 110 % à 150 % de la tension entre phases assignée selon l'âge de l'enroulement de la machine, la valeur la plus élevée pour une machine neuve et la plus faible pour une machine ancienne) sont fortement recommandés, des réparations mineures pouvant être effectuées. Le terme "réparations mineures" implique une certaine attention aux petites déformations ou aux légers desserremments mais n'implique pas le remplacement des bobines, barres, pôles, etc.

9.4 Vitesse critique de flexion

Il est nécessaire que la première vitesse critique de flexion soit supérieure d'au moins 10 % à la vitesse maximale de conception de la machine.

En cas de structure porteuse non symétrique, il est nécessaire de vérifier la fréquence naturelle de la composante de tourbillonnement arrière.

9.5 Démarrage et arrêt des groupes moteur-générateurs

Pour les groupes moteur-générateurs, un nombre moyen quotidien de démarrages et d'arrêts de huit fois (un cycle composé d'un processus de démarrage et d'arrêt est calculé comme une seule fois) doit être étudié sur 40 ans.

9.6 Démarrage et arrêt des hydro-génératrices

Pour les hydro-génératrices, un nombre moyen quotidien de démarrages et d'arrêts égal à deux fois par jour sur 40 ans doit être étudié.

9.7 Vitesse excessive

Un total de 500 rejets à pleine charge et trois événements de vitesse maximale de conception doivent être pris en considération pour une durée de vie mécanique de 40 ans des hydro-génératrices et des groupes moteur-générateurs.

9.8 Vérification de la fatigue

La vérification de la fatigue doit être réalisée après la vérification statique. La vérification de la fatigue pour démontrer la résistance structurelle en prenant en considération les cycles de charge indiqués de 9.5 à 9.7 doit être effectuée conformément aux lignes directrices telles que les normes FKM.

10 Vibration du noyau

Les phénomènes de vibration sont commodément séparés en deux groupes. Vibrations à basse et haute fréquence.

Les vibrations à basse fréquence sont principalement dues à des raisons mécaniques telles que le déséquilibre. Les fréquences sont inférieures à 100 Hz/120 Hz exclus. Les mesurages doivent être effectués sur la structure mécanique comme la carcasse du stator avec des sondes de vitesse. Il est recommandé de mesurer l'amplitude et les spectres. Les limites supérieures sont de 0,08 mm crête à crête pour les machines neuves et de 0,12 mm crête à crête pour les machines en fonctionnement. Le seuil d'intervention est de 0,160 mm crête à crête.

Les vibrations à haute fréquence sont principalement dues à des phénomènes électriques. Les fréquences sont à 100 Hz/120 Hz et plus. Les mesurages doivent être effectués sur le noyau statorique.

Pour les machines verticales, la vibration du noyau statorique doit être mesurée comme suit.

Pour l'essai de vibration horizontale (radiale) du noyau statorique, deux transducteurs au minimum doivent être positionnés au niveau des 2/3 de la hauteur du noyau statorique, et chaque position de 90° autour de la circonférence. Il est nécessaire que les capteurs soient directement fixés au noyau.

Les vibrations dans le noyau statorique des machines verticales dans les conditions assignées de fonctionnement ne doivent pas dépasser les limites de déplacement ou de vitesse indiquées dans le Tableau 13.

Tableau 13 – Limites pour les vibrations dans le noyau

Fréquence de tension Hz	Élément	Déplacement S_{p-p} mm	Vitesse V_{eff} mm/s
50	Vibrations horizontales (radiales) pour 100 Hz	0,03	6,7
60	Vibrations horizontales (radiales) pour 120 Hz		8

Pour les machines horizontales, les limites indiquées dans le Tableau 13 peuvent être utilisées comme référence mais doivent faire l'objet d'un accord entre l'acheteur et le fabricant.

11 Bruit

Le niveau de bruit (mesuré en tant que pression acoustique) des hydro-génératrices et des groupes moteur-générateurs doit être mesuré à la charge assignée (ou à la charge convenue) aux positions suivantes (voir la Figure 3):

Pour les machines verticales dans un boîtier en béton: mesuré à 1 m de hauteur au-dessus du couvercle supérieur de la génératrice et à 1 m à l'extérieur de la circonférence externe du couvercle supérieur de la génératrice. Il doit être mesuré en 6 points répartis de manière égale sur la circonférence pour déterminer la valeur moyenne.

Pour les machines horizontales: mesuré à une hauteur de 1 m au-dessus du sol et à une distance de 1 m du châssis de la machine au sol de la machine avec 6 emplacements; 2 à l'extrémité entraînée, 2 à l'extrémité non entraînée et 2 au point central pour déterminer la valeur moyenne.

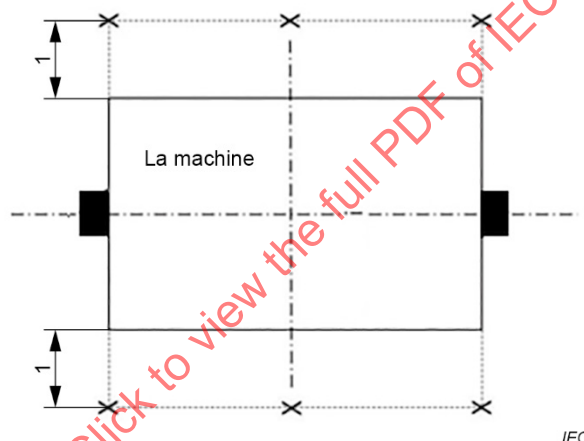


Figure 3 – Emplacement des points de mesure dans le plan horizontal

Pour les machines de type bulbe: mesuré à 1 m au-dessus du conduit d'entrée de la génératrice (arbre d'accès).

Pour les machines verticales, le niveau de bruit doit être:

- a) inférieur à 82 dB (A) si la vitesse assignée est inférieure ou égale à 300 tr/min;
- b) inférieur à 84 dB (A) si la vitesse assignée est supérieure à 300 tr/min et inférieure ou égale à 400 tr/min;
- c) inférieur à 85 dB (A) pour une vitesse assignée supérieure à 400 tr/min.

Les valeurs ci-dessus sont valables pour la génératrice avec circuit de ventilation fermé installé dans une fosse bétonnée.

Pour les machines verticales à châssis métallique, le niveau sonore doit être inférieur à 85 dB (A), mesuré à 1 m de hauteur au-dessus du sommet du châssis.

Pour les machines horizontales, les niveaux sonores sont généralement plus élevés que ceux des unités verticales. S'il est prévu sur le boîtier des ouvertures destinées au chauffage du hall, les niveaux sonores sont plus élevés. Le niveau de pression acoustique recommandé pour une machine horizontale dont le boîtier est sans ouvertures doit être inférieur à 90 dB (A).