

**DIN EN IEC 60034-33
(VDE 0530-333)**
DIN

Diese Norm ist zugleich eine **VDE-Bestimmung** im Sinne von VDE 0022. Sie ist nach Durchführung des vom VDE-Präsidium beschlossenen Genehmigungsverfahrens unter der oben angeführten Nummer in das VDE-Vorschriftenwerk aufgenommen und in der „etz Elektrotechnik + Automation“ bekannt gegeben worden.

VDE

ICS 29.160.01

Einsprüche bis 2020-08-19

Entwurf

**Drehende elektrische Maschinen –
Teil 33: Spezifische technische Anforderungen für synchrone
Hydrogeneratoren einschließlich Motorgeneratoren
(IEC 2/1941A/CD:2019);
Text Deutsch und Englisch**

Rotating electrical machines –
Part 33: Specific technical requirements for synchronous hydrogenerators including motor-
generators
(IEC 2/1941A/CD:2019);
Text in German and English

Anwendungswarnvermerk

Dieser Norm-Entwurf mit Erscheinungsdatum 2020-06-19 wird der Öffentlichkeit zur Prüfung und Stellungnahme vorgelegt.

Weil die beabsichtigte Norm von der vorliegenden Fassung abweichen kann, ist die Anwendung dieses Entwurfs besonders zu vereinbaren.

Stellungnahmen werden erbeten

- vorzugsweise online im Norm-Entwurfs-Portal von DIN unter www.din.de/go/entwuerfe bzw. für Norm-Entwürfe der DKE auch im Norm-Entwurfs-Portal der DKE unter www.entwuerfe.normenbibliothek.de, sofern dort wiedergegeben;
- oder als Datei per E-Mail an dke@vde.com möglichst in Form einer Tabelle. Die Vorlage dieser Tabelle kann im Internet unter www.din.de/go/stellungnahmen-norm-entwuerfe oder für Stellungnahmen zu Norm-Entwürfen der DKE unter www.dke.de/stellungnahme abgerufen werden;
- oder in Papierform an die DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE, Stresemannallee 15, 60596 Frankfurt am Main.

Die Empfänger dieses Norm-Entwurfs werden gebeten, mit ihren Kommentaren jegliche relevanten Patentrechte, die sie kennen, mitzuteilen und unterstützende Dokumentationen zur Verfügung zu stellen.

Gesamtumfang 82 Seiten

DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE

Anwendungsbeginn

Anwendungsbeginn dieser Norm ist

Nationales Vorwort

Das internationale Dokument IEC 2/1941A/CD:2019 „Rotating electrical machines – Part 33: Specific technical requirements for synchronous hydrogenerators including motor-generators“ (CD, en: Committee Draft) ist unverändert in diesen Norm-Entwurf übernommen worden. Dieser Norm-Entwurf enthält eine noch nicht autorisierte deutsche Übersetzung.

Um Zweifelsfälle in der Übersetzung auszuschließen, ist die englische Originalfassung des CD entsprechend der diesbezüglich durch die IEC erteilten Erlaubnis beigelegt. Die Nutzungsbedingungen für den deutschen Text des Norm-Entwurfes gelten gleichermaßen auch für den englischen IEC-Text.

Das internationale Dokument wurde vom TC 2 „Rotating machinery“ der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) erarbeitet und den nationalen Komitees zur Stellungnahme vorgelegt.

Die Internationale Elektrotechnische Kommission (IEC) und das Europäische Komitee für Elektrotechnische Normung (CENELEC) haben vereinbart, dass ein auf IEC-Ebene erarbeiteter Entwurf für eine Internationale Norm zeitgleich (parallel) bei IEC und CENELEC zur Umfrage (CDV-Stadium) und Abstimmung als FDIS (en: Final Draft International Standard) bzw. Schluss-Entwurf für eine Europäische Norm gestellt wird, um eine Beschleunigung und Straffung der Normungsarbeit zu erreichen. Dokumente, die bei CENELEC als Europäische Norm angenommen und ratifiziert werden, sind unverändert als Deutsche Normen zu übernehmen.

Da der Abstimmungszeitraum für einen FDIS bzw. Schluss-Entwurf FprEN nur 6 Wochen beträgt, und dann keine sachlichen Stellungnahmen mehr abgegeben werden können, sondern nur noch eine „JA/NEIN“-Entscheidung möglich ist, wobei eine „NEIN“-Entscheidung fundiert begründet werden muss, wird bereits der CD als DIN-Norm-Entwurf veröffentlicht, um die Stellungnahmen aus der Öffentlichkeit frühzeitig berücksichtigen zu können.

Für dieses Dokument ist das nationale Arbeitsgremium K 311 „Drehende elektrische Maschinen“ der DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE (www.dke.de) zuständig.

Für den Fall einer undatierten Verweisung im normativen Text (Verweisung auf ein Dokument ohne Angabe des Ausgabedatums und ohne Hinweis auf eine Abschnittsnummer, eine Tabelle, ein Bild usw.) bezieht sich die Verweisung auf die jeweils aktuellste Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments.

Für den Fall einer datierten Verweisung im normativen Text bezieht sich die Verweisung immer auf die in Bezug genommene Ausgabe des Dokuments.

Der Zusammenhang der zitierten Dokumente mit den entsprechenden deutschen Dokumenten ergibt sich, soweit ein Zusammenhang besteht, grundsätzlich über die Nummer der entsprechenden IEC-Publikation. Beispiel: IEC 60068 ist als EN 60068 als Europäische Norm durch CENELEC übernommen und als DIN EN 60068 ins Deutsche Normenwerk aufgenommen.

Es wird auf die Möglichkeit hingewiesen, dass einige Elemente dieses Dokuments Patentrechte berühren können. IEC ist nicht dafür verantwortlich, einige oder alle diesbezüglichen Patentrechte zu identifizieren.

Inhalt

Seite

1	Anwendungsbereich.....	4
2	Normative Verweisungen.....	4
3	Begriffe.....	5
4	Betriebsbedingungen am Standort.....	6
5	Bemessung und Parameter	6
6	Temperatur.....	12
7	Betriebsleistungen und elektrische Anschlüsse.....	13
8	Wicklungsisolationsprüfung.....	16
9	Mechanische Leistungen und Design	20
10	Schwingungen.....	21
11	Geräusch.....	22
12	Grundlegende strukturelle Anforderungen.....	22
13	Lüftungs- und Kühlsystem.....	25
14	Instrumentierungsanforderungen für die Online-Überwachung.....	26
15	Markierung	29
16	Werks- und Standortprüfungen	29
	Anhang A (informativ) Spezialwerkzeug	31
	Anhang B (informativ) Korrektur der gemessenen Windverluste an den Maschinen	32
	Anhang C (informativ) Korrektur der gemessenen Lagerverluste bei unterschiedlichen Ölbadtemperaturen	34
	Anhang D (informativ) Lieferumfang	35
	Anhang E (informativ) Probelauf und Garantiezeit.....	36
	Anhang F (informativ) Prüflinge für Hydrogeneratoren und Motorgeneratoren	37
	Literaturverzeichnis	39

Drehende elektrische Maschinen – Teil 33: Spezifische technische Anforderungen für synchrone Hydrogeneratoren einschließlich Motorgeneratoren

1 Anwendungsbereich

Dieser Teil von IEC 60034 gilt für dreiphasige, synchrone Schenkelpolgeneratoren und synchrone Motorgeneratoren für hydraulische Turbinen- und Pumpenturbinenanwendungen mit einer Bemessungsfrequenz von 50 Hz oder 60 Hz, einer Bemessungsleistung von 10 MVA und einer Bemessungsspannung von 6,6 kV und höher.

Diese Norm ergänzt die grundlegenden Anforderungen für drehende Maschinen nach [IEC 60034-1](#).

Synchrone Hydrogeneratoren und synchrone Motorgeneratoren für hydraulische Turbinen- und Pumpenturbinenanwendungen müssen die grundlegenden Anforderungen für drehende Maschinen nach [IEC 60034-1](#) erfüllen, sofern in dieser Norm nichts anderes angegeben ist.

2 Normative Verweisungen

Die folgenden Dokumente werden im Text in solcher Weise in Bezug genommen, dass einige Teile davon oder ihr gesamter Inhalt Anforderungen des vorliegenden Dokuments darstellen. Bei datierten Verweisungen gilt nur die in Bezug genommene Ausgabe. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich aller Änderungen).

[IEC 60034-1](#), *Rotating electrical machines – Part 1: Rating and performance*

[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 60034-9](#), *Rotating electrical machines – Part 9: Noise limits*

[IEC 60034-27](#), *Rotating electrical machines – Part 27-1: Off-line partial discharge measurements on the stator winding insulation of rotating electrical machines*

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

[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 TS 60034-32](#), *Rotating electrical machines - Part 32: Measurement of stator end-winding vibration at form-wound windings*

[IEC 60050-411](#), *International Electrotechnical Vocabulary - Chapter 411: Rotating Machines*

[IEC 60060-1](#), *High-voltage test techniques – Part 1: General definitions and test requirements*

[IEC 60085](#), *Electrical insulation - Thermal evaluation and designation*

[IEC 60445](#), *Basic and safety principles for man-machine interface, marking and identification - Identification of equipment terminals, conductor terminations and conductors*

[IEC 63132-1](#), *Guide for installation procedures and tolerances of hydroelectric machines - Part 1: Common*

ISO 5801, *Industrial fans - Performance testing using standardized airways*

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

3 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die Begriffe nach IEC 60034-1, IEC 60034-2-1, IEC 60034-2-2, IEC 60050-411, IEC 63132-1 und die folgenden Begriffe.

3.1

Hydrogenerator

Eine Synchronmaschine, die als Generator betrieben und von einer hydraulischen Turbine angetrieben wird.

3.2

Motor-Generator

Eine Synchronmaschine, die sowohl im Motormodus als auch im Generatormodus operieren kann und im Allgemeinen in Pumpspeicherkraftwerken verwendet wird.

3.3

Bezugszentrum

Siehe IEC 63132-1.

3.4

Best Center

Siehe IEC 63132-1.

3.5

Stator Rundlauf

Der radiale Abstand vom Referenzzentrum zum Best Center der Statorbohrung.

3.6

Rotor-Rundlauf

Der radiale Abstand vom Referenzzentrum zum äußeren Zentrum des Rotors.

3.7

Statorzirkularität

Die Differenz zwischen den maximalen und minimalen Radien, gemessen vom Best Center der Statorbohrung.

3.8

Rotorzirkularität

Die Differenz zwischen dem maximalen und dem minimalen Radius, gemessen vom Best Center des äußeren Rotorenkreis.

3.9

Nennluftspalt

Sollwert des Luftspaltes zwischen Innendurchmesser des Stators und Rotor im Zentrum des Polschuhs bei Bemessungsbedingungen

3.10

Kondensator

Wärmetauschervorrichtung, durch die das Kühlmedium aus dem Gaszustand im Verdampfungskühlkreislaufsystem in den flüssigen Zustand versetzt wird.

3.11

Netz

Ein öffentliches elektrisches Netzwerk oder ein lokales (z. B. industrielles) Netzwerk, das entweder direkt oder über einen Transformator mit der Maschine verbunden ist

3.12

SFC Start;

Betriebsmodus, in dem die Synchronmaschine im Motormodus durch die Methode der Frequenzregulierung gestartet wird, wobei ein statischer Frequenzumrichter (static frequency converter, SFC) als frequenzvariable Stromversorgung verwendet wird.

3.13

Fortlaufender Start.

Synchronstartverfahren, bei dem eine Maschine im Motormodus gestartet wird, angetrieben von der anderen elektrisch angeschlossenen Maschine, die im Generatormodus gestartet wird.

4 Betriebsbedingungen am Standort

Sofern nicht anders angegeben, müssen die Maschinen bei Nenn-MVA (oder MW), -Spannung, -Frequenz und -Leistungsfaktor unter den folgenden Betriebsbedingungen am Standort kontinuierlich betrieben werden können:

- a) Die Höhe liegt nicht über 1 000 m über dem Meeresspiegel (basierend auf der Kupplungshöhe für vertikale Maschine, Mittellinie des Schachts für horizontale Maschine);
- b) Die Kühllufttemperatur beträgt nicht mehr als 40 °C;
- c) Die Einlasswassertemperatur von Luftkühlern, Ölkühler und Wärmeaustauscher der direkten wassergekühlten Ständerwicklungen ist nicht höher als 25 °C und nicht weniger als 5 °C;
- d) Die Einlasswassertemperatur der direkt wassergekühlten Statorwicklungen muss (30 bis 40) °C sein, die Leitfähigkeit des Wassers ist im Bereich von (0,4 bis 2,0) µS/cm, der pH-Wert ist 6,5 bis 9,0 und die Härte ist weniger als 2 µmol/l, bei 25 °C der Wassertemperatur;
- e) Die relative Luftfeuchte im Kraftwerk überschreitet nicht 85 %;
- f) Installiert im überdachten Kraftwerk auf ordnungsgemäßem Fundament.
- g) Die strukturelle Festigkeit der Maschine muss den Anforderungen der Erdbebenbeschleunigung am Standort entsprechen. Durch geeignete Gestaltungsmaßnahmen sollen gefährliche Schäden an der Maschine vermieden werden. Der Beschleunigungswert kann aufgrund der örtlichen geographischen Bedingungen für verschiedene Regionen unterschiedlich sein. Die Beschleunigungswerte in horizontaler und vertikaler Richtung sind in den technischen Anforderungen entsprechend der vom Kunden am Standort vorhandenen seismischen Qualität festzulegen.

5 Bemessung und Parameter

5.1 Ausgang

5.1.1 Ausgangsleistung (Scheinleistung)

Die Ausgangsleistung eines Generators ist die an der Storklemme ständig verfügbare MVA (Scheinleistung) oder MW (Wirkleistung) bei Bemessungsfrequenz, -Spannung und -Leistungsfaktor.

5.1.2 Ausgangsleistungen eines Motor-Generators

Die Ausgangsleistungen eines Motorgenerators bestehen aus zwei Teilen:

- a) Die MVA (Scheinleistung), die an den Maschinenklemmen bei Bemessungsfrequenz, -Spannung und -Leistungsfaktor im Generatorbetrieb ständig verfügbar ist,
- b) Mechanische Leistung MW (Wirkleistung), die im Motorbetrieb ständig an der Welle verfügbar ist.

5.1.3 Erhöhung der Wirkleistung

Nach Vereinbarung zwischen Anwender und Hersteller ist es erlaubt, die Wirkleistung von Hydrogeneratoren auf Bemessungsleistung (Scheinleistung) zu erhöhen, indem der Leistungsfaktor auf 1,0 erhöht wird.

5.1.4 Generatorbetrieb

Sofern vom Kunden nicht anders angegeben, müssen Hydrogeneratoren und Motorgeneratoren im Generatorbetrieb im untererregten Modus bei Leistungsfaktor 0,9 mit Bemessungswirkleistung bei Bemessungsspannung ununterbrochen funktionieren können.

5.2 Bemessungsspannung

Die Bemessungsspannung der Maschine wird vom Kunden und vom Hersteller entsprechend der Bemessungsleistung, der Bemessungsdrehzahl der Maschine sowie den sonstigen Bedingungen im System definiert.

5.3 Bemessungsleistungsfaktor

Der Leistungsfaktor wird zwischen Anwender und Hersteller vereinbart. Bevorzugte Bemessungsleistungsfaktoren an den Generatorklemmen sind 0,85, 0,875, 0,9, 0,925 oder 0,95 übererregt.

ANMERKUNG 1 Bei Bedarf können andere Werte verwendet werden;

ANMERKUNG 2 Je niedriger der Leistungsfaktor ist, desto größer ist der Generator.

Der Bemessungsleistungsfaktor von Motorgeneratoren im Motorbetrieb muss zwischen Anwender und Hersteller vereinbart und in der speziellen technischen Vereinbarung festgelegt werden.

5.4 Bemessungsdrehzahl

Die Bemessungsdrehzahl (1/min) muss betragen:

$3000/p$ für 50 Hz-Maschinen;

$3600/p$ für 60 Hz-Maschinen;

wobei p die Anzahl der Polpaare angibt.

ANMERKUNG Die folgenden bevorzugten Geschwindigkeiten sind günstig, um elektrisch symmetrische und ausgewogene Wicklungen für die Maschinen zu entwerfen.

Tabelle 1 – Bevorzugte Geschwindigkeit für 50 Hz-Hydrogeneratoren Einheit: 1/min

1500	1000	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							

Tabelle 2 – Bevorzugte Geschwindigkeit für 60 Hz-Hydrogeneratoren Einheit: 1/min

1800	1200	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-Fähigkeitsdiagramm

Für Hydrogeneratoren und Motorgeneratoren im Motorbetrieb muss der Hersteller ein P-Q-Fähigkeitsdiagramm vorlegen, das die unter [Bild 1](#) dargestellten Betriebsgrenzen angibt:

- Die Kurve A stellt Betriebsgrenzen mit einem Bemessungsstrom des Stators und einer konstanten Scheinleistung dar, die durch den Temperaturanstieg der Statorwicklung begrenzt wird;
- Die Kurve B stellt Betriebsgrenzen mit Bemessungserregungsstrom dar, der durch den Temperaturanstieg der Feldwicklung begrenzt wird;
- Die Kurve C gibt den Grenzwert an, der durch die Auswirkungen der Erwärmung des Endbereichs, der stationären Stabilität usw. festgelegt wird.

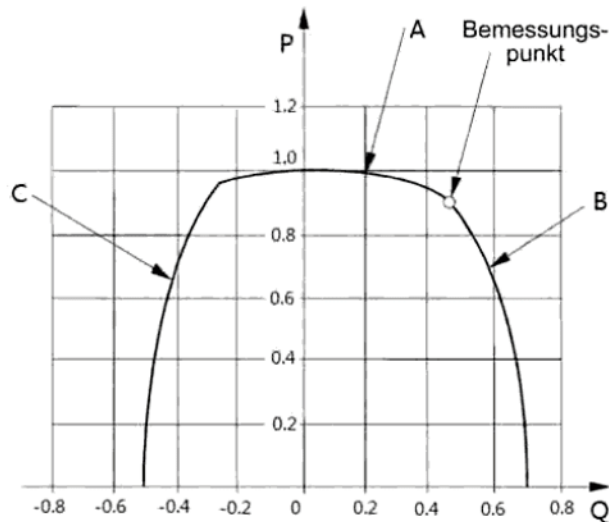


Bild 1 – P-Q-Fähigkeit in p.u.

5.6 Spannungs- und Frequenzschwankungen während des Betriebs

Synchrone Hydrogeneratoren und synchrone Motorgeneratoren müssen in der Lage sein, bei Bemessungsleistungsfaktor über einen Spannungsbereich von $\pm 5\%$ und eine Frequenz von $\pm 2\%$, wie durch den schattierten Bereich in Bild 2 definiert, eine kontinuierliche Bemessungsleistung zu haben.

Die Grenzwerte für den Temperaturanstieg in Tabelle 5 gelten für die Bemessungsspannung und -frequenz.

Bei den Maschinen, die für die Verwendung an einer Stromversorgung mit fester Frequenz ausgelegt sind, die von einem Wechselstromgenerator (ob lokal oder über ein Versorgungsnetz) geliefert wird, werden Kombinationen von Spannungsschwankungen und Frequenzschwankungen nach Bild 2 entweder als Zone A oder als Zone B klassifiziert für Generatoren und Motorgeneratoren.

Eine Maschine muss in der Zone A kontinuierlich betrieben werden können und ihre primäre Funktion nach Tabelle 3 erfüllen, muss jedoch ihre Leistung bei Bemessungsspannung und -frequenz nicht vollständig erfüllen (siehe Bemessungspunkt in Bild 2) und kann Abweichungen aufweisen. Der Temperaturanstieg kann höher sein als die Bemessungsspannung und -Frequenz.

Eine Maschine muss in der Zone B kontinuierlich funktionieren und ihre Hauptaufgabe erfüllen können, kann jedoch bei Bemessungsspannung und -Frequenz größere Abweichungen von der Leistung aufweisen als in Zone A. Der Temperaturanstieg kann höher sein als bei Bemessungsspannung und -Frequenz und höchstwahrscheinlich höher als in Zone A. Ein längerer Betrieb am Rand der Zone B wird nicht empfohlen.

Tabelle 3 – Hauptfunktion von Maschinen

Element	Maschinentyp	Hauptfunktion
1	Hydrogenerator	Bemessungs-MVA (Scheinleistung) oder -MW (Wirkleistung) an der Statorklemme bei Bemessungsfrequenz, -Spannung und -Leistungsfaktor.
2	Motorgenerator	Generatormodus: Bemessungs-MVA (Scheinleistung) oder MW (Wirkleistung) an der Statorklemme bei Bemessungsfrequenz, -Spannung und -Leistungsfaktor. Motormodus: Mechanische Bemessungsleistung MW an der Welle.

Bei praktischen Anwendungen und Betriebsbedingungen ist manchmal eine Maschine erforderlich, um außerhalb des Bereichs A zu arbeiten. Solche Abweichungen müssen hinsichtlich Wertes, Dauer und Häufigkeit des Auftretens begrenzt sein. Korrekturmaßnahmen sind, soweit möglich, innerhalb einer angemessenen Zeit zu treffen, beispielsweise bei einer Leistungsminderung. Eine solche Maßnahme kann eine Verringerung der Maschinenlebensdauer aufgrund von Temperatureinflüssen vermeiden. Die zulässige Ausgangsleistung, der Temperaturanstieg und die ununterbrochene Betriebsdauer müssen sowohl vom Kunden als auch vom Hersteller vereinbart und in den speziellen technischen Spezifikationen festgelegt werden.

Der Temperaturanstieg oder die Temperaturgrenzwerte in Übereinstimmung mit dieser Norm sind nur für den Bewertungspunkt geeignet und können die Grenzwerte schrittweise überschreiten, wenn sich der Betriebspunkt vom Bewertungspunkt entfernt. Bezüglich Bedingungen an den äußersten Grenzen der Zone A, steigt die Temperatur an und die Temperatur kann die in diesem Dokument angegebenen Grenzwerte um etwa 10 K übersteigen.

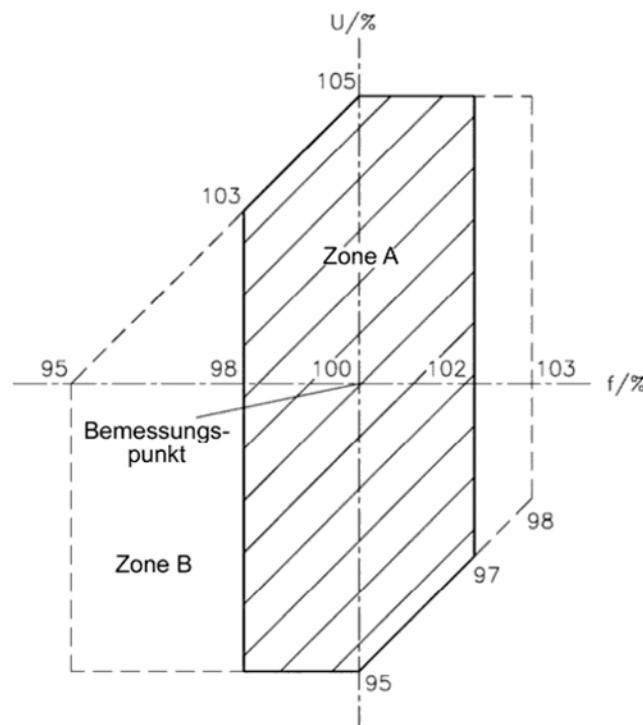


Bild 2 – Spannungsverhältnis der Frequenz für elektrische Maschinen

ANMERKUNG Ein Motorgenerator startet im Motormodus nur dann an der unteren Spannungsgrenze, wenn sein Startdrehmoment ausreichend mit dem Gegendrehmoment der Last übereinstimmt. Dies ist jedoch keine Anforderung dieses Abschnittes.

5.7 Effizienz und Verluste

5.7.1 Gewichteter durchschnittlicher Wirkungsgrad

Der gewichtete durchschnittliche Wirkungsgrad von Hydrogeneratoren wird nach der folgenden Formel berechnet. Gewichtete Faktoren werden vom Kunden angegeben.

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

Wobei

A_k ($k = 1, 2, \dots, n$) – gewichtete Faktoren bei angegebenen Leistungsfaktoren und Outputs, wobei

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

η_k ($k = 1, 2, \dots, n$) – Wirkungsgrade entsprechend der Bemessungsspannung, der Bemessungsdrehzahl und der spezifizierten Leistungsfaktoren und der unterschiedlichen Leistungen.

5.7.2 Verluste

Die Verluste und der Wirkungsgrad einer Maschine werden vorzugsweise nach der kalorimetrischen Methode gemessen, siehe IEC 60034-2-1 und IEC 60034-2-2. Die Verluste umfassen:

- a) DC-Verluste der Statorwicklung;
- b) Erregungswicklungsverluste;
- c) Eisenverluste;
- d) Wicklungsverluste;
- e) Führungslagerverluste;
- f) Axiallagerverluste (nur die durchdrehenden Teile der Maschine selbst verursachten Verluste);
- g) Zusätzliche Lastverluste (Streulastverluste);
- h) Erregerverluste (einschließlich Verluste statischer Erreger und Erregertrafos);
- i) Bürstenverluste (elektrisch und mechanisch);
- j) Verluste des direkten Wasserkühlsystems (falls anwendbar);

Einige der Verluste, wie Erregerverluste und Bürstenverluste, können nicht mit der kalorimetrischen Methode gemessen werden. In diesem Fall werden sie mit geeigneten Mitteln getrennt gemessen/bestimmt.

Verluste von externen Lüftern werden in der Regel vollständig in das Kühlwasser abgeleitet, da sich der gesamte Lüfter mit Motor im Generator befindet. In diesem Fall kann es nicht noch einmal hinzugefügt werden, sondern nur von den Ventilationsverlusten getrennt. Befindet sich der jeweilige Motor nicht im Generator, z. B. werden seine Verluste nicht auf die Kühlluft übertragen, so müssen die Verluste des Motors separat zu den Ventilationsverlusten addiert werden (mit dem vom Hersteller angegebenen Wirkungsgrad des Motors).

Die mechanische Leistung der Pumpen (Wasser/Öl) wird an das Kühlwasser abgegeben. Es wird daher mit dem Kühlwasser gemessen. Es kann nicht erneut hinzugefügt werden, nur die Verluste des Motors (mit dem vom Hersteller angegebenen Wirkungsgrad des Motors).

5.7.3 Ermittlung der Ventilationsverluste

Zur Bestimmung der Ventilationsverluste wird der Gleichstromwiderstand der Wicklungen in den Wert umgerechnet, der Bezugstemperatur in Bezug auf die Isolationsklasse entspricht, die auf dem Typenschild der

Maschine angegeben ist oder vom Kunden festgelegt wurde. Wenn die Wicklung mit einem Temperaturanstieg oder einer Bemessungstemperatur nach der unteren Wärmeklasse beaufschlagt wird, ist die Bezugstemperatur nach der unteren Wärmeklasse anzugeben, wie in Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 4 – Referenztemperatur

Wärmeklasse des Isoliersystems	Referenztemperatur °C
130(B)	95
155(F)	115

5.7.4 Ventilationsverluste

Ventilationsverluste, die als Reibungsverluste durch Luft oder Gas in der Maschine verstanden werden, beziehen sich auf die vereinbarte Temperatur der kalten Kühlluft (üblicherweise 40 °C) und die vereinbarte relative Luftfeuchte (üblicherweise 40 %).

[Anhang B](#) zeigt die Korrektur der Luftdruckverluste bei unterschiedlichen Temperaturen und Luftfeuchte der kalten Kühlluft.

5.7.5 Ermittlung der Axiallagerverluste

Die Axiallagerverluste für Hydrogeneratoren werden wie folgt berechnet:

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

Wobei

p_B ist der totale Verlust des Axiallagers Ölbad bei 45 °C, sofern zwischen Anwender und Hersteller keine anderen Temperaturen vereinbart wurden, in kW;

W_G ist das Gewicht des Generatorrotors in kN;

W_T ist das Gesamtgewicht von Läufer(n) und Welle in kN;

F_H Es wird ein maximaler hydraulischer Schub garantiert, der auf den/die Läufer bei Bemessungsbetrieb und entworfenem Dichtungsspalt wirkt, in kN.

ANMERKUNG Wenn die Temperatur des Ölbad es von 45 °C abweicht, sollte die Korrektur nach [Anhang C](#) vorgenommen werden. Dies gilt auch für die Verluste des Führungslagers.

5.7.6 Toleranz der Gesamtverluste

Die Toleranz der Gesamtverluste muss sich auf [IEC 60034-1](#) beziehen.

5.8 Elektrische Parameter und Zeitkonstanten

Elektrische Parameter der Maschinen wie Synchronreaktanzen, Übergangsreaktanzen, Unterreaktanzen, Kurzschlussverhältnis und Zeitkonstanten usw. müssen den betrieblichen Anforderungen des Netzes entsprechen und in den besonderen technischen Spezifikationen festgelegt werden.

5.9 Toleranzen der Reaktanzen

Wenn Grenzwerte dieser Norm oder andere Grenzwerte festgelegt oder vereinbart wurden, dürfen die Mindestwerte nicht negativ und die Höchstwerte nicht positiv sein. Es gilt eine positive Toleranz für Mindestwerte und eine negative Toleranz für Maximalwerte von 15 % für den stationären Zustand und 30 % für den Übergang und den vorübergehenden Übergang.

Wenn Werte angegeben, aber nicht als Grenzwerte deklariert werden, gelten sie als Bemessungswerte und unterliegen einer Toleranz von $\pm 15\%$ für den stationären Zustand und $\pm 30\%$ für transiente und subtransiente Zustände. Wenn vom Kunden keine Werte angegeben wurden, muss der Hersteller Werte mit einer Toleranz von $\pm 15\%$ für den stationären Zustand und $\pm 30\%$ für transiente und subtransiente Zustände angeben.

5.10 Harmonische Gesamtverzerrung (Total harmonic distortion, THD)

Die Gesamtverzerrung (THD) für die Netzspannung des Hydrogenerators (Motorgenerator im Generatormodus) unter Leerlauf der Statorwicklung bei Bemessungsdrehzahl und Bemessungsspannung darf nicht größer sein 3 %.

5.11 Drehmomente

Bei Motorgeneratoren, bei denen eine asynchrone Startmethode verwendet wird, sind die Anzugs- und Einzugsdrehmomente nach den Anforderungen des Netzes und den Betriebsanforderungen der Pumpe/Turbine zu bestimmen.

6 Temperatur

6.1 Temperaturanstieg

Die Maschinen müssen für den Dauerbetrieb unter den in [Abschnitt 4](#) definierten Umgebungs- und Bemessungsbedingungen ausgelegt sein. Die Temperaturanstiegsgrenzen von Stator-, Stator- und Rotorwicklungen dürfen die Anforderung von Tabelle 5 nicht überschreiten.

Tabelle 5 – Die Temperaturanstiegsgrenzen (Einheit: Kelvin)

Verschiedene Teile	Die Temperaturanstiegsgrenzen für verschiedene Wärmeklassen der Isolierung					
	130(B)			155(F)		
	Infrarot-Verfahren	Widerstandstempertemperaturverfahren	Eingebetteter Temperaturdetektor	Infrarot-Verfahren	Widerstandstempertemperaturverfahren	Eingebetteter Temperaturdetektor
Statorwicklungen	—	80	85	—	105	110
Stator-Kern		—	75		—	100
Wasser aus Ausläufen von Statorwicklungen für wassergekühlte Maschinen		—	25		—	25
Rotorwicklungen	—	90	—	—	115	—
Andere Bauteile, die nicht mit Wicklungen verbunden sind	Der Temperaturanstieg dieser Bauteile darf sich selbst und die Isolierung benachbarter Bauteile nicht beschädigen.					
Kollektorring (Oberfläche des Gleitrings)	80	—	—	105	—	—
HINWEIS Der Temperaturanstieg bezieht sich auf kalte Luft, 40 °C. Wenn die Kaltlufttemperatur von 40 °C abweicht, sollte der Temperaturanstieg nach IEC 60034-1 angepasst werden. Es wird empfohlen, für die eingebettete Temperaturmessung mindestens ein 3-Draht-RTD-Verfahren zu verwenden.						

Wenn der Kunde verlangt, dass ein Isoliersystem der Klasse 155(F) bei einer Temperatur der Klasse 130(B) betrieben wird, werden die Temperaturanstiegswerte der Klasse 130(B) verwendet.

Wenn der Kunde verlangt, dass ein Isoliersystem der Klasse 155(F) bei einer Temperatur von Klasse 130(B) oder darunter betrieben wird, ist eine Korrektur des Temperaturanstiegs basierend auf der Bemessungsspannung nach IEC 60034-1 nicht erforderlich.

Sofern nicht anderweitig erforderlich, müssen die Thermodetektoren für Statorwicklungen für Maschinen mit Stapelkernlängen bis zu 1,5 m mindestens 4 % der Nuten an einem Punkt in axialer Mitte oder zwei Punkten entlang der axialen Richtung gleichmäßig positioniert sein. Bei Maschinen mit einer Stapelkernlänge von mehr als 1,5 m müssen die Thermodetektoren für die Statorwicklung ein Minimum von 4 % der Schlitze haben und an drei Punkten in axialer Richtung angeordnet sein, wobei sich einer in der Mitte der Kernlänge befindet und die anderen bei Die Punkte sind etwa 200 mm von jedem Ende des Kerns entfernt. Die Thermodetektoren müssen zwischen der oberen und der unteren Schicht angeordnet sein, vorzugsweise innerhalb derselben Phase, und in den mittleren Füllstoffen angeordnet, wo die Nut an der Seite der oberen Schicht angeordnet werden muss.

Sofern nichts anderes gefordert ist, müssen die Thermodetektoren für den Statorkern bei Maschinen mit einer Stapelkernlänge von bis zu 1,5 m in axialer Mitte in einer Höhe oder in axialer Richtung in zwei Höhen gleichmäßig positioniert sein. Bei Maschinen mit einer Stapelkernlänge von mehr als 1,5 m müssen die Thermodetektoren für den Statorkern in axialer Richtung in drei Erhebungen positioniert werden, eine befindet sich in der Mitte der Kernlänge, die anderen befinden sich etwa 200 mm von jedem Ende entfernt der Kern. In jeder Erhebung müssen mindestens 4 Thermodetektoren gleichmäßig um die Umfänge angeordnet sein. Jeder Thermodetektor muss vollständig von der Rückseite des Kerns in den Kern eingeführt werden.

Bei direkt gekühlten Maschinen ist zu beachten, dass die Messwerte des in die Schlitze eingebetteten RTD (Resistive Temperature Detector) keinen Hinweis auf die Hot-Spot-Temperatur der Statorwicklung geben. Die RTD-Temperaturablesungen können verwendet werden, um den Betrieb des Kühlsystems der Statorwicklung zu überwachen.

Bei direkt gekühlten Statorwicklungen müssen mindestens drei Temperatursensoren am Austritt der Wicklung in engem Kontakt mit dem Kühlmedium sein. Wenn die Wicklung wassergekühlt ist, müssen diese an der Rohrleitung innerhalb des Generatorrahmens oder so nahe wie möglich an der Stelle angebracht werden, an der das Kühlmittel den Rahmen verlässt, wobei darauf zu achten ist, dass zwischen dem Messpunkt und dem Punkt, an dem der Messpunkt liegt und das Kühlmittel die Wicklung verlässt, keine signifikanten Temperaturunterschiede bestehen.

Die Anzahl der Temperaturfühler, die Kühlmitteltemperatur am Einlass der Maschine messen, muss vereinbart werden.

6.2 Änderung wegen Abweichung vom Referenzbetrieb

Für die von den Referenzbetriebsbedingungen und Nennwerten abweichenden Bedingungen (siehe Absatz 4) sind die Temperaturgrenzwerte nach IEC 60034-1 zu korrigieren.

6.3 Lagertemperatur

Die zulässige Temperatur für Axiallager und Führungslager wird vom Hersteller und vom Kunden in den spezifischen technischen Anforderungen festgelegt. Die Temperatur kann durch die eingebettete Temperaturdetektormethode gemessen werden. Wenn nicht anders angegeben, wird die Temperatur für die typische Sensorposition in der Mitte des Pads 20 mm unter der Reibfläche definiert.

7 Betriebsleistungen und elektrische Anschlüsse

7.1 Besondere Betriebsanforderungen

7.1.1 Überlaststrom des Stators

Für die Maschinen ist ein kurzzeitiger ausgeglichener Überstrombetrieb zulässig. Ein Überlaststrom-Vielfacher der Statorwicklungen und die entsprechende zulässige Zeitdauer dürfen die in Tabelle 6 angegebenen Werte nicht überschreiten. Die durchschnittliche Anzahl der zulässigen Überstromzeiten nach Tabelle 6 darf

jedoch pro Jahr maximal zweimal überschritten werden. Wenn zwei Überlaststromereignisse nachträglich auftreten, muss die Intervalldauer zwischen zwei Ereignissen ausreichend sein, damit die Maschine vollständig auf normale Temperatur oder darunter abgekühlt wird.

Für Maschinen, die einen Überlastbetrieb benötigen, müssen der zulässige Überlaststrom und die Zeitdauer in den speziellen technischen Spezifikationen festgelegt werden.

Tabelle 6 – Zulässiger Überlaststrom mit mehreren Zeitspannen

Überlaststrom mit mehreren Wicklungen (Strom/Bemessungsstrom)	Zulässige Zeitdauer (s)
1,20	85
1,30	54
1,40	39
1,50	30

7.1.2 Rotorüberstrom

Rotorwicklungen von Maschinen müssen kurzzeitigen Überlastströmen standhalten. Der Überlaststrom und die entsprechende zulässige Zeitdauer dürfen die in Tabelle 6 angegebenen Werte nicht überschreiten.

7.1.3 Langfristige unausgeglichene Last

Wenn Maschinen in einem asymmetrischen Stromversorgungssystem betrieben werden, müssen die Maschinen unter folgenden Bedingungen ununterbrochen operieren können, wenn der Phasenstrom einer Phase den Bemessungsstrom (I_N) und das Verhältnis des Komponentenstroms im Gegensystem (I_2) nicht überschreitet. Der Bemessungsstrom (pro Einheitswerte) sind die Werte in der nachstehenden Tabelle:

Tabelle 7 – Zulässiger negativer Strom für die Maschinen

Maschinentyp	Kühlart der Ankerwicklung	I_2/I_N
Hydrogenerator	Indirekte Kühlmaschinen	12 % bei einer Leistung unter 200 MVA 9 % bei einer Leistung von 200 MVA und mehr
	Direktkühlmaschinen	5 %
Motorgenerator	Indirekte Kühlmaschinen	12 % bei einer Leistung unter 200 MVA 9 % bei einer Leistung von 200 MVA und mehr
	Direktkühlmaschinen	5 %

Wenn die Leistungsbelastung bei unterschiedlichen Frequenzen ein erhebliches Maß an Oberwellen aufweist, muss die Fähigkeit des Gegensystemstroms der Maschine geringer sein als die in Tabelle 7 angegebene Grenze. In diesem Fall wird die negative Stromfähigkeit der Maschine durch Vereinbarung zwischen Hersteller und Kunde bestimmt.

7.1.4 Unausgeglichene Schiefelast

Wenn Hydrogeneratoren und Motorgeneratoren, die im Generatormodus arbeiten, kurz unter unsymmetrischen Fehlerbedingungen arbeiten, werden das zulässige Produkt aus dem Quadrat des Verhältnisses des Komponentenstroms mit niedrigerer Folge (i_2) zum Bemessungsstrom (pro Einheitswerten) und der

zulässigen unsymmetrischen Betriebszeit gebildet $\int_0^T i_2^2 dt$ sind die folgenden Werte (wobei T die Übergangszeit ist).

Luftgekühlte Hydrogeneratoren: 20 s;

Hydrogeneratoren mit direkt wassergekühlten oder verdampfungsgekühlten Statorwicklungen: 15 s.

7.1.5 Mechanische Ausgangsüberlastung

Motorgeneratoren müssen so ausgelegt sein, dass sie einem unregelmäßigen Überlastbetrieb mit einem Bemessungsdrehmoment von 150 % im Motormodus und einem Bemessungsleistungsfaktor standhalten und nicht innerhalb von 15 s mit Bemessungsspannung synchron sind.

7.2 Mit dem Netz synchronisieren

Die Maschinen müssen mit der Synchronisationsmethode mit dem Netz synchronisiert werden. Der Schließwinkel des Synchronisierens muss im Bereich von $\pm 10^\circ$ (elektrischer Winkel) liegen, die maximale Synchronisationsspannungsdifferenz muss im Bereich von 0 bis +5 % liegen. Die maximale Synchronisationsschlupffrequenz darf im Bereich von $\pm 0,067$ Hz liegen.

Wenn Geschwindigkeitsregel- und Erregungssysteme ordnungsgemäß funktionieren, muss die Maschine nach dem Zurückweisen der Last mit dem System synchronisiert werden können.

7.3 Inbetriebnahme des Motorgenerators

Im Allgemeinen kann das Startverfahren eines Motorgenerators unter den Bedingungen des Motorbetriebsmodus in den folgenden Startverfahren ausgewählt werden.

- a) SFC Start;
- b) Fortlaufender Start.
- c) Asynchroner Start.
- d) Pony Motor Start.
- e) Hilfsturbine und Drehmomentwandler

7.4 Neutralpunkt Leads

Bei Generatoren mit einer Leistung von mehr als 20 MVA sollte der Querschnitt der Neutralpunkt-Sammelschiene vom Hersteller so berechnet werden, dass der Kurzschlussstrom bei doppeltem Erdschluss während der Zeit, die erforderlich ist, bis die Maschine vom Schutzsystem getrennt wurde und sicher ist, sicher entwertet wird. Die Erdungsklemme muss nach IEC 60445 identifiziert werden.

7.5 Systemerdung

Um Schäden am Statorkern durch innere Kurzschlussfehler zu vermeiden, dürfen die Wicklungen am Neutralpunkt nicht direkt geerdet werden. Für die Erfassung von einphasigen Stator-Erdfehlern für alle Hydrogeneratoren und Motorgeneratoren, sollte ein Fehlerstrombegrenzungssystem für das Stator-Erdungssystem gelten, entweder am Stator-Neutralpunkt oder an den Leitungsanschlüssen („Bütow“-Schema). Es gelten folgende Statorerdungsschema:

- a) Geerdete Reaktanz
 - Resonante Erdung (Ground Fault Neutralizer)
- Erdung mit niedriger Reaktanz (Reaktor, Erdungstransformator Y-d oder Z)
- b) Geerdeter Widerstand
 - Niederohmige Erdung (Widerstand)
 - Hochohmige Erdung (Widerstand an sekundärem Erdungstransformator)

Einzelheiten zu Verfahren, Geräten, Aufbau und technischen Anforderungen werden zwischen Hersteller und Kunde in speziellen technischen Spezifikationen festgelegt.

7.6 Drehrichtung und Phasenfolge

Die Drehrichtung von Hydrogeneratoren und Motorgeneratoren muss der hydraulischen Maschine entsprechen.

Die Phasenfolge der Maschinen muss mit dem anzuschließenden Stromnetz übereinstimmen.

Die zeitliche Phasenfolge der Statorspannung ist dann durch Markieren der Klemmen in der Reihenfolge anzuzeigen, in der ihre Spannungen das Maximum erreichen, beispielsweise U_1 , V_1 , W_1 , wenn sie sich in der von der Turbine angetriebenen Richtung drehen.

7.7 Statorwicklung, Ausgangsspannung

Wenn nichts anderes vereinbart ist, muss die Statorwicklung sternförmig angeordnet sein und alle Leitungs- und Neutralleiteranschlüsse der Wicklung müssen von außerhalb des Rahmens zugänglich sein. Die Anordnung der elektrischen Anschlüsse ist zu vereinbaren.

Die Ausgangsspannung ist definiert als die Line-Line-RMS-Spannung der Statorwicklung.

8 Wicklungsisolationsprüfung

8.1 Wicklungsisolationsleistung

8.1.1 Allgemeines

Die Statorwicklung sowie die Rotorwicklung sind mit geeigneten Isoliersystemen zu isolieren. Ein Isoliersystem umfasst die erforderlichen Kombinationen von Isoliermaterialien um die elektrischen Leiter.

Isoliersysteme, die für die Wicklungen eines Generators oder eines Motorgenerators verwendet werden, sind nach **IEC 60085** zu klassifizieren. Es ist die Wärmeklasse 130 (B) oder höher anzuwenden.

ANMERKUNG Der Begriff „Statorwicklung“ umfasst die Spulen/Stäbe und alle elektrischen Verbindungen zu den Klemmen. Der Begriff „Rotorwicklung“ umfasst Spulen, Verbindungen zwischen Spulen und Verbindungen zu den Kollektorringsen.

8.1.2 Wicklungsisolationswiderstand

Die Prüfung des Isolationswiderstandes für Stator- und Rotorwicklungen muss **IEC 60034-27-4** entsprechen.

8.1.3 Messungen des dielektrischen Verlustfaktors

Die maximalen dielektrischen Verlustwerte für vollständig bearbeitete Einzelstäbe oder -spulen müssen den in **Tabelle 8** angegebenen Werten entsprechen.

Die Anzahl der zu prüfenden Stäbe (Spulen) muss mindestens 10 % der gesamten Stäbe (Spulen) betragen. Wenn nicht akzeptable Stäbe (Spulen) auftreten, sollten für den nächsten Test doppelt so viele Stäbe (Spulen) verwendet werden.

Tabelle 8 – Dielektrischer Verlustfaktor

Verfahren der Guarding-Technologie nach IEC 60034-27-3

Spannung testen	$0,2 U_N$	$0,2U_N \sim 0,6U_N$	$\Delta \tan \delta$
Dielektrischer Verlustfaktor	$\tan \delta$	$\tan \delta_{tip-up} = \tan \delta_{0,6U_N} - \tan \delta_{0,2U_N}$	
Höchster Wert %	$\leq 1,5$	$\leq 0,5$	0,25
ANMERKUNG 1 U_N – Bemessungsspannung der Maschine, kV.			
ANMERKUNG 2 $\Delta \tan \delta$ – Maximaler $\tan \delta$ zwischen jeweils $0,2 U_N$ - Inkrement von $0,2 U_N$ bis $1,0 U_N$			

8.1.4 Teilentladungsmessungen

Teilentladungsprüfungen für Wicklungen mit Formwicklungen und Wickeln von vollständig bearbeiteten Bauteilen wie Stangen und Spulen müssen der IEC 60034-27-1 entsprechen. Diese Prüfung kann zusätzlich zu den in 8.1.3 beschriebenen Messungen auf Kundenwunsch oder durch eigene Erfahrung des Herstellers durchgeführt werden, um die Konsistenz des Produktionsloses zu überprüfen.

ANMERKUNG Wenn Qiec (pC) für den PD-Test verwendet wird, sind die empfohlenen Werte des maximalen Qiec (pC) bei $1,0 U_\phi$ folgende: 2000 pC für einzelne, vollständig bearbeitete Einzelstäbe und 4000 pC für Einzelspulen, wobei U_ϕ die Leiter-Erde-Spannung ist. Wenn Qm (mV) verwendet wird, sollten die empfohlenen Werte überprüft werden.

8.1.5 Spannungsfestigkeitsprüfung für die Schichtisolation von Mehrfachwicklungsspulen/-stäben

Auf Kundenwunsch kann die Stoßspannungsfestigkeitsprüfung für Wicklungen mit mehreren Windungen nach IEC 60034-15 ausgeführt werden.

8.2 Spannungsfestigkeitstests

8.2.1 Vor der Lieferung

Vor der Lieferung von einzelnen fertig bearbeiteten Statorspulen/-stangen für eine Maschine muss für jede einzelne Statorspule/-stange eine Wechsellspannungsfestigkeitsprüfung (50/60 Hz) durchgeführt werden (die Prüfanforderungen müssen IEC 60060-1 entsprechen). Die Prüfspannung muss 1 Minute lang $2 U_n + 5 \text{ kV}$ betragen.

8.2.2 Wenn vollständig bearbeitete Stäbe in den Statorkern

Wenn vollständig bearbeitete Stäbe in den Statorkern eingesetzt werden, wird empfohlen, nach dem Einfügen der unteren Schicht einen Zwischentest mit einer AC-Testspannung (50/60 Hz) von $(2 U_n + 1) + 3,0 \text{ kV}$ für 1 Minute durchzuführen. Nach dem Einfügen der obersten Stabschicht kann eine weitere Prüfung der Zwischenspannungsfestigkeit mit einer empfohlenen Spannung von $2 U_n + 3 \text{ kV}$ für 1 Minute durchgeführt werden.

8.2.3 Nach dem Einsetzen aller Spulen/Stangen

Nach dem Einsetzen aller Spulen/Stangen und dem Fertigstellen aller Verbindungen und der mechanischen Fixierung des Statorwicklungsendes (z. B. Verzurren) und vor dem Einsetzen des Rotors kann eine Spannungsfestigkeitsprüfung mit einer empfohlenen Spannung von $2 U_n + 2 \text{ kV}$ für 1 Minute.

8.2.4 Vor der Lieferung

Vor der Lieferung der einzeln fertig bearbeiteten Pole für die Rotorwicklung ist an jedem einzelnen Pol eine Spannungsfestigkeitsprüfung durchzuführen (Prüfanforderungen nach IEC 60060-1). Die Werte für diese

Stehfestigkeitsprüfung müssen um 10 % über den in Tabelle 9 angegebenen Werten liegen und die Dauer beträgt 1 Minute.

8.2.5 Nach Abschluss der Installation der Rotorwicklung

Nach Abschluss der Installation der Rotorwicklung und vor dem Einsetzen in die Maschine muss eine Wechselspannungsfestigkeitsprüfung (50/60 Hz) für die Rotorwicklung durchgeführt werden (die Testanforderungen müssen IEC 60060-1 entsprechen). Die Werte für diese Stehfestigkeitsprüfung müssen der Tabelle 9 entsprechen und die Dauer beträgt 1 Minute.

8.2.6 fertiggestellte Maschine

Für eine fertiggestellte Maschine, an der alle Teile unter Bedingungen installiert sind, die den normalen Betriebsbedingungen entsprechen, ist für die Statorwicklung eine Wechselspannungsfestigkeitsprüfung (50/60 Hz) durchzuführen (die Prüfungsanforderung muss der Norm IEC 60060-1 entsprechen). Die Prüfspannung muss 1 Minute lang $2 U_N + 1 \text{ kV}$ betragen.

8.2.7 Wenn die Installation der Rotorwicklung für eine Maschine abgeschlossen ist

Wenn die Installation der Rotorwicklung für eine Maschine abgeschlossen ist, muss die Wechselspannungsfestigkeitsprüfung für die Rotorwicklung durchgeführt werden (die Prüfspannung muss der Norm IEC 60060-1 entsprechen). Die Werte für die Wechselspannungsfestigkeitsprüfung müssen der Tabelle 9 entsprechen und die Dauer beträgt 1 Minute.

Tabelle 9 – Testwerte in der Rotorwicklungsspannung halten stand

Bemessungserregungsspannung (DC)	Werte für Wechselspannung (50/60 Hz) halten stand
500 V und weniger	10-fache Bemessungserregungsspannung (das Minimum beträgt 1,5 kV)
Über 500 V	2-fache Bemessungserregungsspannung +4 kV

8.2.8 Die 50/60-Hz-Wechselspannungsfestigkeitsprüfungen

Die 50/60-Hz-Wechselspannungsfestigkeitsprüfungen in 8.2.2 bis 8.2.5 werden bevorzugt. Für diese Prüfungen kann stattdessen eine alternative Gleichspannungsfestigkeit verwendet werden, wobei eine Gleichspannungsprüfspannung vom 1,7-fachen des jeweiligen Wechselspannungswerts verwendet wird.

ANMERKUNG Bei einem globalen VPI-Prozess beginnt der Test ab 8.2.3.

8.3 Ausfallprüfung der Isolierung

Die Prüfung der Durchbruchspannung der Isolation der Stator-Erdwand an vollständig bearbeiteten Einzelwicklungskomponenten (Stangen oder Spulen) muss durchgeführt werden, indem die Wechselspannung direkt bis zu einem Ausfall von 1 bis 3 kV/s bis zum Durchbruch (oder Überschlag) erhöht wird. Der Test kann in einem Öltank mit mindestens einer Spule oder zwei vollständig bearbeiteten Stäben für einen Maschinentyp durchgeführt werden.

Die Durchbruchspannung muss mindestens betragen. $4 U_N + 10 \text{ kV}$

Wenn ein Überschlag in der Endwicklungsabstufung (möglicherweise spezifisch für diesen Test angepasst) bei einer niedrigeren Spannung als der Grenze als oben auftritt, kann die Endwicklungsabstufung repariert und der Test wiederholt werden. Alternativ kann der Test durchgeführt werden, wenn der Stab oder die Spule in einem Tank in Öl eingetaucht ist.

8.4 Spannungsfestigkeitstest für die Isolierung

Der Spannungsfestigkeitstest kann als Typprüfung an vollen Stangen/Spulen durchgeführt werden.

Die Spannungsfestigkeitsprüfung für Statorwicklungen ist nach IEEE 1043 und IEEE 1553 durchzuführen. Die Prüfspannung und die Werte der qualifizierten Zeitgrenze müssen den Anforderungen in Tabelle 10 entsprechen.

Tabelle 10 – Prüfspannung und Zeitlimits (nach IEEE 1553)

Bemessungsleitungs- spannung (kV)	Bemessungsleitung- Masse-Spannung (kV)	Plan A	Plan B
		400 (h)	250 (h)
		Spannungsfestigkeitstestspannungen (kV)	
Spalte 1	Spalte 2	Spalte 3	Spalte 4
6,6	3,81	14,3	16,7
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	–
19,0	10,97	41,2	–

Es wird empfohlen, bei einer Bemessungsspannung von mehr als 19 kV die tatsächliche Prüfspannung zwischen Hersteller und Benutzer auszuhandeln.

Bei Maschinen mit einer Bemessungsspannung zwischen den in Spalte 1 der Tabelle 10 angegebenen Werten wird empfohlen, die Prüfspannungen (Spalte 3 und Spalte 4) durch Interpolation zu bestimmen. Es wird empfohlen, dass das gleiche Spannungsverhältnis verwendet wird, nämlich das 3,76- oder 4,39-fache der Effektivspannung von Leitung zu Erde (Werte in Spalte 2), wenn Sie die Prüfspannung angeben.

Die Prüftemperatur ist entweder die Raumtemperatur oder die erwartete Betriebstemperatur der Statorwicklung. Zwangskühlung der Endbeschichtung ist während des Tests zulässig.

8.5 Temperaturwechseltest

Der thermische Zyklustest kann als Typprüfung an vollen Stangen/Spulen durchgeführt werden.

Nach Absprache zwischen dem Kunden und dem Hersteller kann der thermische Zyklustest an einzelnen Statorspulen oder -stangen durchgeführt werden. Der thermische Zyklustest ist in erster Linie für luftgekühlte Maschinen wie Pumpspeichermotorgeneratoren und die Generatoren gedacht, die häufig zur Einstellung der Leistungslast verwendet werden. Siehe das in IEEE 1310 beschriebene Verfahren. Eine Spannungsfestigkeitsprüfung nach 8.4 ist als Bestanden/Nicht bestanden-Kriterium anzuwenden, nachdem die Statorspulen oder -stäbe einer thermischen Zyklustest unterzogen wurden.

8.6 Statorwicklungsklemmen

Bei einem separaten Klemmenkasten der Maschine mit Porzellanisolatoren müssen die Klemmenisolatoren unabhängig von der Maschinenwicklung elektrisch geprüft werden. Sie müssen einer dielektrischen Netzfrequenzprüfung von 60 s in Luft widerstehen, die mindestens dem 1,5-fachen der Prüfung von 1 Minute der Maschinenwicklung entspricht. Dies wird in der Werkstatt des Lieferanten durchgeführt.

Die Terminals für wasserstoffgekühlte Maschinen müssen für einen Gasdruck von 9 bar absolut (900 kPa) ausgelegt sein.

ANMERKUNG Wenn das Terminal flüssigkeitsgekühlt ist, müssen die Kühlmittelanschlüsse für die Hochspannungsprüfung nicht hergestellt werden.

9 Mechanische Leistungen und Design

9.1 Massenträgheitsmoment des drehenden Teils

Das Massenträgheitsmoment (J) der Maschine für drehende Teile muss die Anforderung einer Regelgarantieberechnung für die Stabilität von Wasserkraftwerken und Stromsystemen erfüllen. Der J-Wert wird von Kunden und Hersteller in den projekttechnischen Anforderungen festgelegt.

9.2 maximaler Drehzahl

Die Maschine muss bei maximaler Drehzahl dem Betrieb der Wasserturbine standhalten können, ohne schädliche Verformungen und Beschädigungen. Die Höchstgeschwindigkeit und ihre Dauer müssen in der technischen Spezifikation angegeben werden.

9.3 strukturelle Festigkeit

Die strukturelle Festigkeit der Maschinen muss allen unten aufgeführten Belastungen standhalten können, ohne dass es zu schädlichen Verformungen oder Schäden kommt, die während des Betriebs, bei Fehlerfällen und bei regelmäßigem Betrieb auftreten können. Diese Lasten sind bei der Konstruktion der Maschine zu berücksichtigen. Die Konstruktion muss unter Berücksichtigung statischer und dynamischer Belastungen in Bezug auf Ermüdung ausgelegt werden.

Lastfälle, denen die Maschinen standhalten müssen:

- Normaler Betrieb einschließlich normaler Start-Stopps und normaler Synchronisation
- Lastabwurf oder Not-Aus bei Bemessungsleistung
- Dreiphasiger plötzlicher Kurzschlussfehler bei Bemessungsleistung⁽¹⁾
- Zweiphasiger plötzlicher Kurzschlussfehler bei Bemessungsleistung⁽¹⁾
- 120 Grad fehlerhafte Synchronisation bei Bemessungsspannung⁽¹⁾
- Höchstgeschwindigkeit durch Anwendung der Wasserturbine⁽²⁾
- Die asymmetrische Magnetkraft aufgrund des Kurzschlusses von 50 % der Rotormaste bei aktiver Bemessungsleistung, Bemessungsblindleistung und Bemessungsspannung⁽¹⁾.

(1) Es wird davon ausgegangen, dass nicht mehr als 10 solcher Ereignisse insgesamt (alle 4 zusammen) während der Lebensdauer der Konstruktion auftreten können

(2) Die Überdrehzahl aufgrund von Lastabwurf in Pumpspeicherkraftwerken ist im Allgemeinen niedriger als die maximale Drehzahl, jedoch häufiger und muss separat betrachtet werden.

ANMERKUNG In Bezug auf die oben genannten Ereignisse mit Ausnahme des normalen Betriebs und Lastabwurfs bedeutet „ohne schädliche Verformung oder Beschädigung“, dass die Maschine keinen Schaden erleidet, der dazu führen könnte, dass sie beim Wiedereinschalten außer Betrieb gesetzt wird, obwohl eine geringfügige Verformung der Statorwicklung oder das Lösen von Blockierungen der Endwicklung oder von Keilen in der Rotormastbefestigung oder im Rotorrand auftreten kann. Eine sorgfältige Prüfung der Maschine sowie eine Prüfung

auf Hochspannungspotential (z. B. bei 150 % der Bemessungsspannung) wird dringend empfohlen. Eventuell werden kleinere Reparaturen durchgeführt. Der Begriff „kleinere Reparaturen“ bedeutet etwas Aufmerksamkeit für kleine Verformungen oder Lockerungen, aber keinen Ersatz für Spulen, Stangen, Masten usw.

9.4 Eigenfrequenzen^{N1}

Es dürfen keine Eigenfrequenzen (kritische Drehzahl) von weniger als 110 % der maximalen Konstruktionsdrehzahl vorhanden sein.

9.5 Pumpenspeicheranwendungen

Bei Pumpenspeicheranwendungen wird für die Motorgeneratoren eine tägliche durchschnittliche Anzahl von 8 Starts und Stopps (ein Zyklus, der sowohl den Start- als auch den Herunterfahren-Prozess umfasst, als ein Mal berechnet) über 40 Jahre berücksichtigt;

9.6 anderen Hydrogeneratoren

Bei anderen Hydrogeneratoren wird eine tägliche durchschnittliche Anzahl von Starts und Stopps berücksichtigt, die 1 Mal pro Tag über 40 Jahre entspricht.

9.7 Testzyklus

Insgesamt 1000 Abwürfe bei Volllast und 3 Ereignisse maximaler Drehzahl sind für 40 mechanische Lebensdauern von Hydrogenerator und Motorgenerator zu berücksichtigen.

9.8 Ermüdungsberechnungen

Ermüdungsberechnungen für drehende Teile und Stator sind unter den Bedingungen maximaler Exzentrizität und minimaler Kreisförmigkeit zu überprüfen (durchzuführen), die in den technischen Projektanforderungen oder Lieferantenanforderungen festgelegt sind.

10 Schwingungen

10.1 Schwingungen im Statorkern und Rahmen von vertikalen Maschinen

Bei vertikalen Maschinen sind die Schwingungen im Statorkern und Rahmen wie folgt zu messen. Für die horizontale (radiale) Schwingungsprüfung des Statorkerns sind mindestens 2 Wandler auf der Höhe von 2/3 der Statorkernhöhe und jeder Position von 90 Grad um den Umfang zu positionieren.

Für die horizontale (radiale) Schwingungsprüfung des Statorrahmens dürfen mindestens 2 Wandler auf der Höhe von 2/3 der Statorrahmenhöhe und jeder Position von 90 Grad um den Umfang positioniert werden. Die Schwingungen im Statorkern und im Rahmen von vertikalen Maschinen dürfen nicht größer sein als die in Tabelle 11 angegebenen Grenzwerte, weder für die Verschiebung noch für die Geschwindigkeit.

Tabelle 11 – Grenzwerte für Schwingungen im Kern

Stromfrequenz	Element	Amplitude S_{p-p} (mm)	Geschwindigkeit V_{rms} (mm/s)
50 Hz	Horizontale (radiale) Schwingungen für 100 Hz	0,03	6,7
60 Hz	Horizontale (radiale) Schwingungen für 120 Hz		8

^{N1} Nationale Fußnote: Zur besseren Übersicht wurden in den Unterabschnitten von Abschnitt 9 vom nationalen Gremium Überschriften hinzugefügt.

10.2 Schwingungen für andere Maschinenteile

Die Schwingungen für andere Maschinenteile müssen den Anforderungen der ISO 20816-5 entsprechen.

11 Geräusch

Der Geräuschpegel für Hydrogenerator und Motorgenerator wird bei Bemessungslast (oder vereinbarter Last) an folgenden Positionen gemessen:

Bei vertikalen Maschinen im Betongehäuse: gemessen in 1 m Höhe über dem Außenumfang der oberen Abdeckung des Generators

Bei horizontalen Maschinen: gemessen in 1 m Höhe über dem Boden und 1 m Abstand zum Maschinenrahmen,

Bei kugelförmigen Maschinen: gemessen in 1 m Höhe über dem Eingangsschacht.

Der Geräuschpegel muss sein:

- a) Weniger als 80 dB (A) für eine Bemessungsdrehzahl von 200 U/min oder weniger;
- b) Weniger als 82 dB (A), wenn die Bemessungsdrehzahl größer als 200 U/min und kleiner oder gleich 300 U/min ist;
- c) Weniger als 84 dB (A), wenn die Bemessungsdrehzahl größer als 300 U/min und kleiner oder gleich 400 U/min ist;
- d) Weniger als 85 dB (A) bei Bemessungsdrehzahl über 400 U/min.

Bei vertikalen Maschinen mit Metallrahmen muss der Geräuschpegel weniger als 85 dB (A) sein, gemessen in 1 m Höhe über der Oberseite des Rahmens.

ANMERKUNG Es ist zu beachten, dass der Geräuschpegel von den maschinenspezifischen Anforderungen wie Drehzahl, Lüftungsart oder Kühlart abhängig ist. Sind andere örtlich spezifische Anforderungen anwendbar, müssen diese in der Spezifikation vereinbart und gegebenenfalls Schallabsorptionsmaßnahmen vorgesehen werden.

12 Grundlegende strukturelle Anforderungen

12.1 Allgemeiner Aufbau

12.1.1 Konstruktion und der allgemeine Aufbau der Maschinen^{N2}

Die Art der Konstruktion und der allgemeine Aufbau der Maschinen wird durch technische und wirtschaftliche Bewertung nach Typ der Hydraulikturbine, Drehzahl der Maschine, Bemessungsleistung, Typ des Kraftwerks und Aufbau der Generatoreinheit ausgewählt. Es wird in besonderen technischen Anforderungen definiert.

12.1.2 Maschinenkomponenten

Die Maschinenkomponenten müssen im Normalbetrieb Schwingungen und thermischer Verformung sowie anormalen Betriebsbedingungen wie Fliehkraft bei unterschiedlichem Durchgehen sowie der Kraft bei verschiedenen elektrischen Kurzschlüssen standhalten. Wenn ein anormaler Betrieb stattfindet, sind Inspektion und notwendige Wartung durchzuführen.

12.1.3 hydraulisches oder pneumatisches Bremssystem

Ein hydraulisches oder pneumatisches Bremssystem kann in die elektrische Maschine eingebaut werden, wenn dies für das Betriebskonzept des Kraftwerks erforderlich ist. Die Gleichgewichtsdrehzahl und das Leckagemoment im Stillstand sowie das Bremsmoment bei Bemessungsdrehzahl der Turbine sind in der

^{N2} Nationale Fußnote: Zur besseren Übersicht wurden in den Unterabschnitten von Abschnitt 12 vom nationalen Gremium Überschriften hinzugefügt.

Spezifikation anzugeben. Die Bremsanwendegeschwindigkeit muss höher sein als die Gleichgewichtsgeschwindigkeit der Turbine. Positionssensoren, die dafür sorgen, dass die Bremsen gelöst werden, müssen mit den Bremsen mitgeliefert und in das Automatisierungskonzept des Kraftwerks integriert werden. Falls angegeben, ist mit den Bremsen ein Bremsstaubsammelsystem vorzusehen.

12.1.4 hydraulisches Hubsystem

Bei vertikalen Einheiten kann, falls angegeben, ein hydraulisches Hubsystem in der elektrischen Maschine eingebaut werden. Es kann mit dem Bremssystem kombiniert oder separat (z. B. für Scheibenbremssysteme) verwendet werden. Das System muss mindestens in der Lage sein, das Gewicht der rotierenden Teile der Einheit zu heben, und es müssen Vorkehrungen für eine sichere, dauerhafte Verriegelung des Rotors in angehobener Position mit dem Hubsystem getroffen werden. Das Hubsystem kann nur angewendet werden, wenn die hydraulische Maschine gegen Drehung gesichert ist.

12.2 Stator

12.2.1 großen Maschinen

Bei großen Maschinen kann der Statorrahmen abschnittsweise transportiert und vor Ort zusammengebaut werden. Danach werden die Statorblechpakete gestapelt und die Statorwicklungen eingefügt. Es muss die Anforderungen des Anhebens ganzheitlich erfüllen. Je nach Transportbedingung und detaillierter Anforderung kann der Statorrahmen für mittelgroße und kleine Maschinen einteilig oder abschnittsweise sein und dann gefertigt, der Statorkern gestapelt und die Statorwicklungen werkseitig eingesetzt werden. Der Hersteller muss ganze Sätze spezieller Stator-Hubwerkzeuge und Hebemethoden bereitstellen.

12.2.2 Statorrahmen und die Verbindungsstruktur

Der Statorrahmen der großen Maschine und die Verbindungsstruktur zwischen oberer Halterung und Fundament müssen geeignet sein, um die Wärmeausdehnung aufzunehmen. Es sind Maßnahmen zu ergreifen, um ein Knicken des Statorkerns zu verhindern.

12.3 Rotor

12.3.1 Dämpferwicklungen

Der Rotor muss über Dämpferwicklungen verfügen (oder eine Struktur mit Funktion der Dämpferwicklungen aufweisen). Wenn keine Dämpferwicklungen vorhanden sind, ist dies in den speziellen technischen Spezifikationen festzulegen.

12.3.2 Struktur mit einer Welle oder geteilten Wellen

Eine Struktur mit einer Welle oder geteilten Wellen kann in Maschinen eingesetzt werden. Die Wellenleitung ist so auszulegen, dass sie eine bequeme Rundlaufprüfung und Einstellung vor Ort ermöglicht. Der vor Ort angehobene Rotor muss der Anforderung des Anhebens entsprechen. Der Hersteller stellt die entsprechenden Hubwerkzeuge nach der Vereinbarung zwischen Kunde und Hersteller zur Verfügung. (wie spezielle Hebewelle, Verbindungsbolzen usw.).

12.4 Strukturtoleranz

Um den einwandfreien Zustand zu beurteilen, können die Maschinen mit einer Online-Luftspaltüberwachungsvorrichtung ausgestattet werden. Die Änderungen von Stator und Rotor können nach [Tabelle 12](#) ausgewertet werden.

Tabelle 12 – Strukturtoleranzen

PARAMETER	TOLERANZEN			
	Gut	Akzeptabel	Hoch	Kritisch
Maximale Luftspaltvariationen	< 13 %	13 bis 20 %	20 bis 30 %	> 30 %
Stator-Zirkularität	< 10 %	10 bis 23 %	23 bis 30 %	> 30 %
Stator-Rundlauf	< 5 %	5 bis 7,5 %	7,5 bis 10 %	> 10 %
Rotor-Zirkularität	< 6 %	6 bis 9 %	9 bis 18 %	> 18 %
Rotor-Rundlauf	< 1,2 %	1,2 bis 3 %	3 bis 5 %	> 5 %
Minimaler Luftspalt	> 85 %	85 % bis 70 %	70 % bis 50 %	< 50 %
<p>ANMERKUNG 1 Die Werte in dieser Tabelle sind relative Werte jedes Parameters geteilt durch den nominalen Luftspalt.</p> <p>ANMERKUNG 2 Parameter im Bereich „hoch“ zeigen an, dass die Maschine unter Aufsicht betrieben werden sollte. Ein langfristiger Betrieb in diesem Bereich ist schädlich.</p> <p>ANMERKUNG 3 Parameter im Bereich „kritisch“ zeigen an, dass die Maschine gestoppt werden muss.</p>				

12.5 Lager

12.5.1 Lagerlegung

Für das Axiallager kann ein Gleitlager aus einer Lagerlegung (Babbitt-Legierung) oder ein nichtmetallisches Oberflächenzwischenlager verwendet werden. Bei der Verwendung von Gleitlagern aus einer Lagerlegung wird empfohlen, je nach Anforderung eine Hochdruck-Schmierölvorrichtung zu verwenden; im Notfall ist es zulässig, das Gerät ohne Anwendung der Hochdruck-Schmierölvorrichtung sicher abzuschalten. In diesem Fall muss jedoch ein Bremssystem an der Einheit angebracht werden, um das Lager so schnell wie möglich durch die Mischreibung bei niedrigerer Drehzahl zu führen.

12.5.2 Öltemperatur

Es ist erlaubt, den Generator zu starten, wenn die Öltemperatur über 10 °C ist. Es ist erlaubt, die Maschine sofort nach dem normalen Herunterfahren zu starten.

12.5.3 Vorsichtsmaßnahmen

Es sind geeignete Vorsichtsmaßnahmen zu treffen, um einen schädlichen Wellenstromfluss zu verhindern und die Rotorwelle angemessen zu erden. Wellenspannungsspitzen, die durch statische Erregung durch gesteuerte Gleichrichter verursacht werden, sind durch geeignete Maßnahmen auf nicht kritische Werte zu halten. Diese Spitzen können zum Beispiel durch Beschädigung des Lagerölfilms Schäden am Lager-Babbitt verursachen.

12.5.4 Lagerisolierungswiderstand

Die Anforderungen an den Lagerisolierungswiderstand, die bei der Installation der Maschine zu messen sind, müssen zum Zeitpunkt des Kaufs vereinbart werden.

13 Lüftungs- und Kühlsystem

13.1 Kühlschema

13.1.1 Allgemeines

Es gibt drei Kühlsysteme oder Kombinationen davon, die üblicherweise bei Hydrogeneratoren und Motorgeneratoren eingesetzt werden, nämlich Luftkühlsystem, Direktwasserkühlsystem und Verdunstungskühlsystem. Das Kühlschema kann nach Absprache zwischen Hersteller und Kunde festgelegt werden.

13.1.2 Luftkühlsystem

Die Maschine wird vollständig durch den Luftstrom gekühlt, in der Maschine sind Luftkühler angeordnet. Dies ist das einfachste Kühlsystem für Maschinen.

Das bevorzugte Belüftungssystem ist ein geschlossener Luftkreislauf. Wenn ein Freiluftsystem vorgeschrieben oder vereinbart ist, muss eine Kontamination der Lüftungswege mit Schmutz vermieden werden, um eine Überhitzung der Maschine zu vermeiden und die Verschmutzung der isolierten Oberflächen zu minimieren. In diesem Fall sind die Schleifringe, wenn die Anregung über Schleifringe erfolgt, separat zu belüften, um eine Kontamination von Generator und Erreger mit Kohlenstaub zu vermeiden.

13.1.3 Verdunstungskühlsystem

Neben der Luftkühlung wird die Maschine teilweise durch den Verdunstungseffekt von Kühlmittel gekühlt, das durch die hohlen leitenden Litze in der Wicklung fließt. Es werden einige Zusatzeinrichtungen in der Maschine angeordnet sein, wie Luftkühler und Dampfkondensatoren.

13.1.4 Wasserkühlsystem

Neben der Luftkühlung wird die Maschine teilweise durch das Wasser gekühlt, das durch die hohlen leitenden Litze in der Wicklung fließt. Es werden Zusatzeinrichtungen in der Maschine angeordnet sein, wie Luftkühler, Reinwasseraufbereitung und Pumpensystem.

13.2 Redundanz bei der Kühlerauslegung

Im Falle von Ausfällen an Kühlern, aber bei noch montierten Kühlern, muss die Maschine in der Lage sein, mit Bemessungsleistung und ohne schädlichen Temperaturanstieg zu arbeiten.

ANMERKUNG Die Redundanzstrategie hängt von den Anforderungen der Kunden ab und muss in der technischen Anforderung definiert werden. „kein schädlicher Temperaturanstieg“ bedeutet z. B. nicht mehr als 10 K über den in [Tabelle 5](#) definierten Grenzwerten von 130 (B).

13.3 Kühlstruktur

13.3.1 Materialien

Rohre von Luftkühlern, Ölkühlern, Dampfkondensatoren von direktgekühlten Statorwicklungen müssen aus korrosionsbeständigen, wärmeleitenden, nahtlosen Materialien bestehen.

13.3.2 Wasserversorgungs- und Abflussrohre

Für Wasserversorgungs- und Abflussrohre, die mit Kühlern verbunden sind, wird die Verwendung von Edelstahl empfohlen.