ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 70940— 2023

МАШИНЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ВРАЩАЮЩИЕСЯ

Турбогенераторы. Общие технические условия

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2023

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Федеральным государственным автономным образовательным учреждением высшего образования «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого» (ФГАОУ ВО СПбПУ)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 333 «Вращающиеся электрические машины»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 28 сентября 2023 г. № 986-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Оформление. ФГБУ «Институт стандартизации», 2023

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 2
4 Общие требования 2
5 Особые требования к турбогенераторам с воздушным охлаждением 11
6 Особые требования к турбогенераторам с водородным, жидкостным охлаждением 12
7 Особые требования к турбогенераторам, предназначенным для работы с газовыми турбинами 15
8 Требования безопасности 18
9 Требования к комплектности 18
10 Правила приемки 18
11 Методы испытаний 20
12 Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение 20
13 Гарантии изготовителя 21
Приложение А (справочное) Основные параметры турбогенераторов 22
Библиография 24

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МАШИНЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ВРАЩАЮЩИЕСЯ

Турбогенераторы. Общие технические условия

Rotating electrical machines.
Turbogenerators. General specifications

Дата введения — 2024—01—01

1 Область применения

Настоящий стандарт распространяется на стационарные трехфазные синхронные генераторы мощностью 2500 кВт и более с синхронной частотой вращения 1500 мин$^{-1}$ или 3000 мин$^{-1}$ при частоте тока 50 Гц и частотой вращения 1800 мин$^{-1}$ или 3600 мин$^{-1}$ при частоте тока 60 Гц, предназначенные для выработки электрической энергии при соединении с паровыми и газовыми турбинами (турбогенераторы).

Требования стандарта относятся и к генераторам, используемым в качестве синхронных двигателей или компенсаторов.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 12.1.004 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.2.007.0 Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.2.007.1 Система стандартов безопасности труда. Машины электрические вращающиеся. Требования безопасности

ГОСТ 12.3.019 Система стандартов безопасности труда. Испытания и измерения электрические. Общие требования безопасности

ГОСТ 8865 Системы электрической изоляции. Оценка нагревостойкости и классификация

ГОСТ 10169 Машины электрические трехфазные синхронные. Методы испытаний

ГОСТ 11828 Машины электрические вращающиеся. Общие методы испытаний

ГОСТ 11929 Машины электрические вращающиеся. Общие методы испытаний. Определение уровня шума

ГОСТ 12969 Таблички для машин и приборов. Технические требования

ГОСТ 12971 Таблички прямоугольные для машин и приборов. Размеры

ГОСТ 14192 Маркировка грузов

ГОСТ 15150 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды

ГОСТ 15543.1 Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам

ГОСТ 16504 Система государственных испытаний продукции. Испытания и контроль качества продукции. Основные термины и определения

Издание официальное

ГОСТ 17516.1 Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к механическим внешним воздействующим факторам

ГОСТ 21130 Изделия электротехнические. Зажимы заземляющие и знаки заземления. Конструкция и размеры

ГОСТ 21558 Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия

ГОСТ 23216 Изделия электротехнические. Хранение, транспортирование, временная противокоррозионная защита, упаковка. Общие требования и методы испытаний

ГОСТ 25941 Машины электрические вращающиеся. Методы определения потерь и коэффициента полезного действия

ГОСТ 26772 Машины электрические вращающиеся. Обозначение выводов и направления вращения

ГОСТ 27471 Машины электрические вращающиеся. Термины и определения

ГОСТ IEC 60034-1—2014 Машины электрические вращающиеся. Часть 1. Номинальные значения параметров и эксплуатационные характеристики

ГОСТ IEC 60034-2-1 Машины электрические вращающиеся. Часть 2-1. Стандартные методы определения потерь и коэффициента полезного действия по испытаниям (за исключением машин для подвижного состава)

ГОСТ IEC 60034-3 Машины электрические вращающиеся. Часть 3. Специальные требования для синхронных генераторов, приводимых паровыми турбинами и турбинами на сжатом газе

ГОСТ IEC 60034-5 Машины электрические вращающиеся. Часть 5. Классификация степеней защиты, обеспечиваемых оболочками вращающихся электрических машин (Код IP)

ГОСТ Р 15.301 Система разработки и постановки продукции на производство. Продукция производственно-технического назначения. Порядок разработки и постановки продукции на производство

ГОСТ Р 27.102 Надежность в технике. Надежность объекта. Термины и определения

ГОСТ Р 55265.2 Вибрация. Оценка состояния машин по результатам измерения вибрации на невращающихся частях. Часть 2. Стационарные паровые турбины и генераторы мощностью более 50 МВт с рабочими частотами вращения 1500, 1800, 3000 и 3600 мин$^{-1}$

ГОСТ Р МЭК 60034-4 Машины электрические вращающиеся. Часть 4. Методы экспериментального определения параметров синхронных машин

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ Р 27.102, ГОСТ IEC 60034-1, ГОСТ 16504, ГОСТ 27471.

4 Общие требования

4.1 Турбогенераторы и их системы возбуждения должны соответствовать общим требованиям, предъявляемым к вращающимся электрическим машинам по ГОСТ IEC 60034-1 и ГОСТ 21558.

4.2 Основные параметры турбогенераторов, соединяемых с паровыми и газовыми турбинами, устанавливают по соглашению[1)] с учетом требований настоящего стандарта.

Рекомендуемые значения параметров турбогенераторов приведены в приложении А.

4.3 Номинальная частота вращения — 1500 или 3000 мин$^{-1}$ при частоте тока 50 Гц и 1800 или 3600 мин$^{-1}$ при частоте тока 60 Гц.

4.4 Турбогенераторы должны допускать продолжительную работу с номинальной мощностью и номинальным коэффициентом мощности, а также с оговоренными соглашением, разделом 7 и приложением А, максимальными нагрузками, при отклонениях напряжения ±5 % и частоты ±2 % номинальных значений, как это показано заштрихованной площадью на рисунке 1. Должна быть обеспечена отстройка собственных частот механических колебаний узлов турбогенераторов от возбуждающих частот с учетом отклонений частоты.

Турбогенератор, работающий в сети, должен обеспечивать работу без отключения и повреждения при кратковременных отклонениях частоты в соответствии с характеристиками вращающей его турбины.

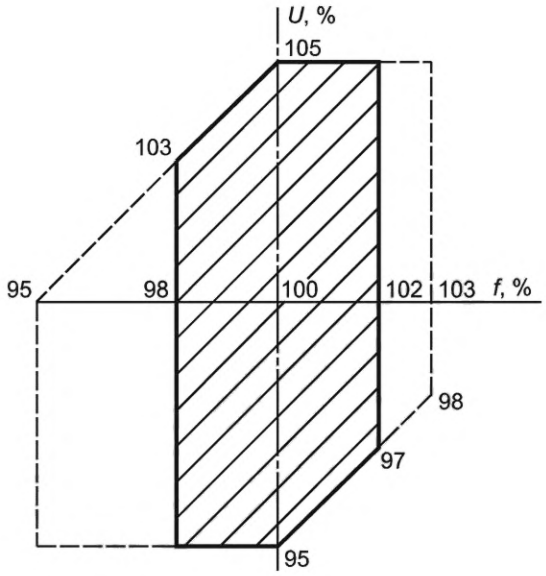


Рисунок 1 — Диапазоны допустимых изменений напряжения и частоты

Предельные превышения температуры или предельные температуры, указанные в таблице 1, следует применять только к режиму работы с номинальными напряжением и частотой.

Таблица 1 — Предельные значения температуры и превышения температур

Части турбогенераторов или охлаждающая среда	Измерение температуры, С° (превышение температуры, К°) методом					
	сопротивления	заложенных термопреобразователей сопротивления	термометра	сопротивления	заложенных термопреобразователей сопротивления	термометра
	Класс В			Класс F		
1 Хладагент на выходе из непосредственно охлаждаемых частей:						
газ (воздух, водород)	—	110	110	—	130	130
вода или масло	—	85	85	—	85	85

[1)] Здесь и далее имеется в виду соглашение между изготовителем и основным потребителем или заказчиком.

Продолжение таблицы 1

Части турбогенераторов или охлаждающая среда	Измерение температуры, С° (превышение температуры, К°) методом					
	сопротивления	заложенных термопреобразователей сопротивления	термометра	сопротивления	заложенных термопреобразователей сопротивления	термометра
	Класс B			Класс F		
2 Обмотка статора:						
а) при косвенном охлаждении воздухом	(80)	(85)	—	(100)	(105)	—
водородом с абсолютным давлением, кПА:						
до 150 включ.	—	(85)	—	—	(105)	—
св. 150 до 200 включ.	—	(80)	—	—	(100)	—
» 200 » 300 »	—	(78)	—	—	(98)	—
» 300 » 400 »	—	(73)	—	—	(93)	—
» 400	—	(70)	—	—	(90)	—
б) при непосредственном охлаждении газом или жидкостью	—	120	—	—	145	—
3 Обмотка ротора:						
а) при косвенном охлаждении						
воздухом	(90)	—	—	(110)	—	—
водородом	(85)	—	—	(105)	—	—
б) при непосредственном охлаждении газом (воздух, водород) и числе зон выпуска газа:						
1 и 2	100	—	—	115	—	—
3 и 4	105	—	—	120	—	—
6	110	—	—	125	—	—
от 8 до 14 включ.	115	—	—	130	—	—
св. 14	120	—	—	135	—	—
4 Активная сталь сердечника статора	—	120(80)	120(80)	—	140(100)	140(100)

Примечания

1 Допускаемая температура обмотки ротора, измеренная методом сопротивления, при непосредственном охлаждении жидкостью должна быть установлена в инструкции по эксплуатации турбогенератора.

2 Термопреобразователями сопротивления, уложенными под пазовый клин, допускается контролировать только температуру обмоток с жидкостным охлаждением.

3 Вентиляция ротора при непосредственном охлаждении обмотки газом характеризуется числом радиальных зон выхода газа по всей длине ротора. Зоны выхода охлаждающего газа из лобовых частей обмотки с одной стороны ротора следует учитывать как одну зону.

Общие зоны выхода охлаждающей среды двух аксиальных противоположно направленных потоков следует рассматривать как две зоны.

4 Снижение допускаемых превышений температуры обмотки статора при косвенном воздушном или водородном охлаждении для турбогенераторов с номинальным напряжением свыше 11 кВ — по ГОСТ IEC 60034-1.

Окончание таблицы 1

Части турбогенераторов или охлаждающая среда	Измерение температуры, С° (превышение температуры, К°) методом					
	сопротивления	заложенных термопреобразователей сопротивления	термометра	сопротивления	заложенных термопреобразователей сопротивления	термометра
	Класс В			Класс F		
5 Допускаемое значение температуры обмотки статора при непосредственном охлаждении жидкостью устанавливают в инструкции по эксплуатации турбогенератора, но не более указанного в таблице. 6 При увеличении на генераторе отклонений напряжения и частоты от номинальных, превышения температуры или значения температуры могут прогрессивно увеличиваться. Продолжительная работа с номинальной мощностью в некоторых граничных точках заштрихованной площади рисунок 1 не должна приводить к росту превышений температуры активных и конструктивных частей до 10 К. Машины также должны обеспечивать номинальную мощность при номинальном коэффициенте мощности при изменении напряжения ±5 % и частоты в диапазоне значений и длительности, указанных в п. 4.4, как это определено внешней пунктирной границей на рисунке 1, однако при этом будут иметь место дальнейшие повышения превышений температур. 7 Для предотвращения сокращения срока службы генератора из-за работы в режимах с повышенными значениями температуры или превышениями температуры, работа генератора вне пределов заштрихованной площади должна быть ограничена по продолжительности и числу случаев. В любом случае превышения температур не должны превосходить кратковременно допустимых экстремальных значений. По возможности в подобных случаях должна снижаться мощность генератора или должны быть предприняты другие меры. 8 Турбогенераторы должны допускать продолжительную работу со сниженной нагрузкой при одновременных отклонениях напряжения сверх ±5 %, но не более чем до ±10 %, и частоты до ±2 % номинальных значений. 9 Допустимые нагрузки в зависимости от их продолжительности и числа случаев работы вне заштрихованной зоны должны быть указаны изготовителем в инструкции по эксплуатации турбогенератора. 10 Следует учитывать влияние отклонения частоты от номинальной на работу других элементов турбоагрегата, например турбины и вспомогательного оборудования. Изготовителю турбины следует указывать пределы изменения частоты и время, в течение которого турбина может работать при этой частоте. Следует также учитывать возможность работы вспомогательного оборудования при изменении напряжения и частоты.						

4.5 Турбогенераторы следует изготавливать для продолжительного типового режима работы S1 по ГОСТ IEC 60034-1. При проектировании турбогенераторов для работы в составе энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах следует ориентироваться на [1] и [2].

4.6 Турбогенераторы должны иметь климатическое исполнение У категории 3 по ГОСТ 15150. По соглашению допускается изготавливать турбогенераторы других исполнений и категорий.

Номинальные значения климатических факторов внешней среды — по ГОСТ 15150 и ГОСТ 15543.1 при:

высоте над уровнем моря не более 1000 м;

нижнем значении температуры окружающего воздуха 5°С (для турбогенераторов с водяными газоохладителями или теплообменниками).

Окружающая среда — не взрывоопасная, не содержащая агрессивных паров и газов в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию, не насыщенная водяными парами и токопроводящей пылью.

Концентрация пыли не должна превышать 10 мг/м^3.

4.7 Направление вращения турбогенераторов должно соответствовать турбине и быть указано на машине или на ее маркировочной табличке; кроме того, должен быть указан порядок следования фаз путем обозначения выводов в алфавитном порядке, например U1, V1, W1 по ГОСТ 26772.

4.8 Допускается обмотку статора соединять в звезду или треугольник, причем, если специально не указано соединение в треугольник, то имеется в виду соединение обмотки в звезду. В любом случае, если другое не предусмотрено соглашением, обмотка должна иметь не менее шести выводов.

4.9 Номинальными являются те значения тока и напряжения обмотки возбуждения, при которых обеспечиваются номинальная полная мощность, напряжение и коэффициент мощности при номинальных частоте вращения генератора и давлении водорода (для машин с водородным охлаждением), и температуре обмотки возбуждения, соответствующей температуре первичной охлаждающей среды для

вышеуказанных условий нагрузки при максимальной температуре конечной охлаждающей среды, указанной в нормативном документе на турбогенератор.

При наличии у турбогенератора контактных колец номинальное напряжение возбуждения включает также падение напряжения в щеточно-контактном аппарате.

4.10 Если соглашением не оговорено иное, то изоляционные системы, используемые для обмоток, по нагревостойкости должны быть не ниже класса F по ГОСТ 8865.

Максимальное значение температуры проводников обмоток, активной стали и конструктивных частей турбогенератора, соприкасающихся с изоляцией, при продолжительной работе с нагрузками по 4.17 не должны быть выше допускаемых ГОСТ 8865 значений, соответственно классу нагревостойкости примененной изоляции.

Предельные допускаемые значения превышений температуры или температуры частей турбогенератора (обмотка статора, обмотка ротора, активная сталь сердечника статора) в номинальном режиме в зависимости от методов их измерения должны быть указаны изготовителем. Предельные допускаемые значения температур частей турбогенератора (обмотка статора, обмотка ротора, активная сталь сердечника статора) должны быть не более приведенных в таблице 1.

4.11 Конструкцией обмотки статора турбогенератора должна быть предусмотрена одинаковая электрическая прочность изоляции в лобовых и пазовых частях обмотки.

4.12 Сопротивление изоляции обмоток статора турбогенератора относительно корпуса и между обмотками при температуре 10—30 °С должно быть не ниже 10 МОм на каждый киловольт номинального линейного напряжения обмотки (при водяном охлаждении — после продувки и осушки обмотки воздухом).

Для более высоких значений температуры допускаемое сопротивление изоляции снижается в два раза на каждые 20 °С разности между температурой, при которой выполняют измерение, и 30 °С.

Даже при максимально допустимых значениях температуры (4.4, таблица 1) сопротивление изоляции сухих (осушенных) обмоток не должно быть менее 0,5 МОм на каждый киловольт номинального напряжения обмотки.

4.13 Изоляция обмоток статора должна выдерживать испытание на электрическую прочность относительно корпуса турбогенератора и между обмотками, а также испытание междувитковой изоляции — по ГОСТ IEC 60034-1 и ГОСТ 11828.

Изоляцию обмотки возбуждения следует испытывать на электрическую прочность:

- испытательным напряжением, равным десятикратному номинальному напряжению, но не менее 1500 В при номинальном напряжении обмотки возбуждения до 500 В;
- испытательным напряжением, равным 4000 В, плюс удвоенное номинальное напряжение при номинальном напряжении обмотки возбуждения свыше 500 В.

4.14 В турбогенераторе должны быть предусмотрены меры, препятствующие протеканию подшипниковых токов и замыканию их на землю.

Подшипник турбогенератора, масляное уплотнение вала и маслоуловители (в машинах с водородным охлаждением), лабиринтное уплотнение вала (в машинах с воздушным охлаждением) со стороны, противоположной турбине, подшипники непосредственно присоединенных возбудителей и подвозбудителей, а также водоподводы к валу и подшипники редуктора (если таковые имеются) должны быть электрически изолированы от фундаментных плит и водомаслопроводов.

Электрическое сопротивление этой изоляции, измеренное мегомметром напряжением 1000 В, должно быть не менее 1 МОм. Изоляция от подшипниковых токов должна быть выполнена таким образом, чтобы ее можно было контролировать в процессе работы турбогенератора.

4.15 Роторы турбогенераторов должны выдерживать испытание при повышенной частоте вращения, равной 1,2 номинальной частоты вращения, в течение двух минут, если иное не установлено по соглашению.

4.16 Критические частоты вращения ротора в составе турбоагрегата не должны вызывать аварийных режимов при эксплуатации, при изменении частоты тока в пределах, указанных в 4.4.

4.17 В инструкции по эксплуатации турбогенератора должна быть приведена нагрузочная диаграмма, показывающая пределы работы турбогенератора по реактивной нагрузке Q в зависимости от активной мощности P, обусловленные допустимыми температурами или превышениями температур, а в необходимых случаях также статической устойчивостью турбогенератора. Диаграмму приводят для режима работы с номинальными напряжением, частотой тока, температурами охлаждающих сред и давлением водорода (для машин с водородным охлаждением) при номинальных значениях напряжения (далее $U_{ном}$) и значениях, отличных от номинальных: $0{,}95U_{ном}$, $0{,}9U_{ном}$, $1{,}05U_{ном}$, $1{,}1U_{ном}$.

По нагревам в торцевых зонах статора и по статической устойчивости турбогенераторы должны допускать работу с номинальной активной нагрузкой в режиме потребления реактивной мощности при коэффициенте мощности, равном 0,95.

Типовая диаграмма приведена на рисунке 2.

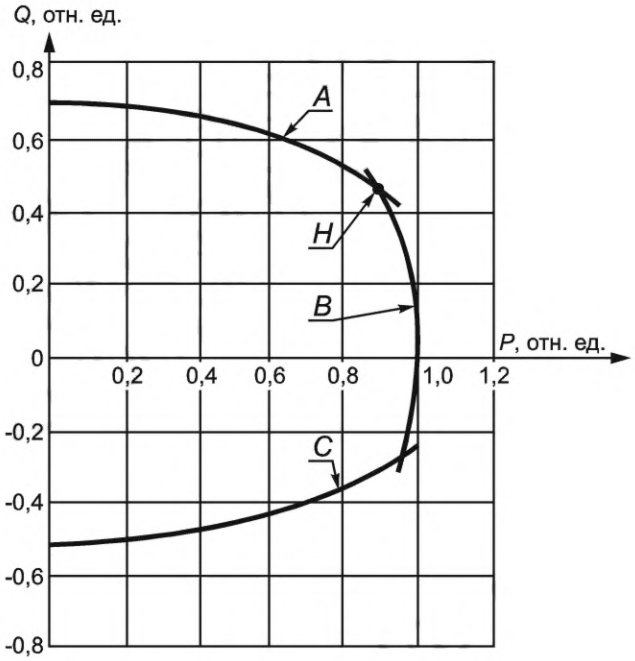


Рисунок 2 — Типовая нагрузочная диаграмма

Границы диаграммы определяют следующими ограничениями:

- кривая А соответствует работе с номинальным током возбуждения и поэтому характеризуется примерно постоянным превышением температуры обмотки ротора;
- кривая В соответствует работе с номинальным током статора и характеризуется примерно постоянным превышением температуры обмотки статора;
- кривая С показывает предел, обусловленный местными нагревами в торцевой зоне или статической устойчивостью турбогенератора, или комбинацией обоих эффектов.

Точке Н соответствует номинальная мощность.

Величину и длительность активной нагрузки в решении проблем, связанных с потреблением реактивной мощности при коэффициенте мощности 0,95 устанавливают по соглашению.

По соглашению между изготовителем и заказчиком следует приводить также и другие диаграммы для условий работы при отклонениях напряжения и частоты в соответствии с 4.4 и параметров охлаждающих сред, отличающихся от номинальных. Генератор должен работать в пределах границ диаграммы при заданных условиях по напряжению, частоте, температурам охлаждающих сред и давлению водорода. Работа вне границ может приводить к сокращению срока службы турбогенератора.

4.18 Турбогенераторы должны без повреждений и остаточных деформаций допускать перегрузку по току кратностью 1,5 номинального тока статора в течение:

двух минут — при косвенном охлаждении обмотки;

одной минуты — при непосредственном (газом или жидкостью) охлаждении обмотки.

Роторы турбогенераторов должны выдерживать двухкратный номинальный ток возбуждения в течение не менее:

50 с — для турбогенераторов с косвенным охлаждением обмотки ротора;

20 с — для турбогенераторов мощностью менее 800 МВт с непосредственным охлаждением обмотки ротора;

15 с — для турбогенераторов мощностью от 800 до 1200 МВт;

10 с — для турбогенераторов мощностью 1200 МВт и более. Турбогенераторы должны выдерживать без повреждений перегрузки с другим сочетанием кратности токов и их длительности при условии,

что дополнительное повышение температуры соответствующих обмоток за время перегрузки остается неизменным.

Допустимые в аварийных условиях длительности перегрузок статора и ротора в зависимости от кратностей токов в обмотках должны быть указаны изготовителем в инструкции по эксплуатации турбогенератора.

Примечание — При токовых перегрузках температуры обмоток могут превышать достигаемые в номинальном режиме. Конструктивное исполнение турбогенератора должно допускать перегрузки предельной длительности не более одного раза в 6 мес.

4.19 Турбогенераторы должны допускать длительную работу при несимметричной нагрузке, если токи в фазах не превышают номинального значения, а токи обратной последовательности не превосходят 10 % номинального значения тока статора при косвенном охлаждении обмотки ротора и 8 % — при непосредственном. При этом допускается повышение температуры активных частей турбогенератора на 5 °С.

4.20 Турбогенераторы по термической стойкости ротора при кратковременной работе в несимметричных режимах должны выдерживать тепловые воздействия при значениях произведения квадрата тока обратной последовательности в относительных единицах на допускаемое время работы в секундах в несимметричном режиме $I_2^2 t$ не менее:

30 с — для турбогенераторов с косвенным охлаждением обмоток;

15 с — для турбогенераторов с косвенным охлаждением обмотки статора и непосредственным охлаждением обмотки ротора;

8 с — для турбогенераторов мощностью до 800 МВт включительно с непосредственным газовым или жидкостным охлаждением обмоток статора и ротора;

6 с — для турбогенераторов мощностью свыше 800 МВт с непосредственным водородным или жидкостным охлаждением обмоток статора и ротора.

4.21 На холостом ходу с номинальным напряжением при номинальной частоте вращения коэффициент гармонических искажений линейного напряжения — не более 5 % в соответствии с пунктом 9.11.2 ГОСТ IEC 60034-1—2014.

4.22 Турбогенераторы должны выдерживать без повреждения внезапные короткие замыкания любого вида на выводах обмотки статора при номинальной нагрузке и напряжении, равном 1,05 номинального, при условии, что максимальный ток в фазе ограничен внешними средствами и не превосходит максимальный ток в фазе при внезапном трехфазном коротком замыкании. «Без повреждения» означает, что не должны иметь место повреждения, препятствующие продолжению эксплуатации турбогенератора. Допускаются небольшие деформации обмотки статора, не сопровождающиеся подвижностью элементов ее крепления и повреждением поверхностных слоев изоляции.

Если испытание на внезапное короткое замыкание проводят на новой машине, то его следует выполнять после проверки изоляции обмотки на электрическую прочность полным испытательным напряжением по ГОСТ IEC 60034-1. В соответствии с пунктом 9.9 ГОСТ IEC 60034-1—2014 короткое замыкание должно выдерживаться в течение 3 с.

В случае, когда генератор предназначен для работы на общие шины, испытание на внезапное трехфазное короткое замыкание следует проводить из режима холостого хода при номинальном напряжении. Испытание на внезапное короткое замыкание турбогенераторов, которые присоединяются к энергосистеме через трансформатор или реактор (обычно с помощью пофазно закрытых шинопроводов), проводят из режима холостого хода напряжением, равным 70 % номинального, если не согласовано другое пониженное его значение, исходя из условия, чтобы ток короткого замыкания генератора был таким же, как и в случае трехфазного короткого замыкания на выводах трансформатора или реактора со стороны энергосистемы при работе на холостом ходу с номинальным напряжением.

Турбогенератор считают выдержавшим испытание на внезапное короткое замыкание, если машину можно сразу или после незначительного ремонта обмотки статора включить в сеть и если машина выдержала испытание изоляции напряжением, равным 80 % испытательного напряжения, предусмотренного ГОСТ IEC 60034-1 для нового генератора. Незначительным считается мелкий ремонт крепления лобовых частей обмотки или наружных слоев изоляции, не связанный с заменой стержней.

Нормы выполнения испытаний в режиме внезапного короткого замыкания на испытательном стенде завода изготовителя турбогенераторов мощностью более 1200 МВт согласовывают изготовитель и потребитель.

Примечание — Рекомендации по оценке состояния турбогенератора и допустимости его дальнейшей работы после перенесения им анормального эксплуатационного режима должны быть изложены в инструкции по эксплуатации турбогенератора.

4.23 Стандартные минимальные значения отношения короткого замыкания (ОКЗ) приведены в 5.3 и 6.5.

Большие минимальные значения ОКЗ могут быть установлены или согласованы, но при этом обычно требуется некоторое увеличение размеров турбогенератора.

4.24 Значения переходного *x'd* и сверхпереходного *x"d* индуктивных сопротивлений по продольной оси должны быть установлены или согласованы с учетом условий работы турбогенераторов в энергосистеме.

Рекомендуется устанавливать или согласовывать минимальное значение *x"d* при уровне насыщения, соответствующем номинальному напряжению, а максимальное ненасыщенное значение *x'd* — при номинальном токе. Так как *x"d* и *x'd* в большей степени определяются общими магнитными потоками, то следует иметь в виду, что *x"d* и *x'd* связаны друг с другом и нельзя выбирать верхний предел *x"d* слишком близким к нижнему пределу *x'd* .

Если другое не оговорено, то *x"d* должно быть не менее 0,10 отн. ед. при уровне насыщения, соответствующем номинальному напряжению.

x"d и *x'd* могут быть также установлены или согласованы при другом уровне насыщения.

Если оговаривается, что *x"d* и *x'd* должны быть определены опытным путем, то испытания следует проводить в соответствии с ГОСТ 10169.

При этом если:

- предельные значения, предусмотренные настоящим стандартом или другие предельные значения ОКЗ, *x"d* и *x'd* установлены или согласованы, то при согласованном минимальном значении ОКЗ, *x"d* и *x'd* установлены без отрицательного допуска и положительном допуске 30 %, а при согласованном максимальном значении — без положительного допуска и отрицательном допуске 30 %;
- ОКЗ, *x"d* и *x'd* установлены, но не определены их предельные значения, то ОКЗ, *x"d* и *x'd* следует рассматривать как номинальные значения с допуском ±15 %;
- ОКЗ, *x"d* и *x'd* не оговорены или не согласованы, то их устанавливает изготовитель с допуском ±15 %.

4.25 Статическая перегружаемость при номинальном режиме не должна быть ниже:

1,7 — для турбогенераторов мощностью до 160 МВт;

1,6 — для турбогенераторов мощностью св. 160 до 800 МВт;

1,5 — для турбогенераторов мощностью св. 800 МВт.

Статическую перегружаемость $W_n = \frac{P_{max}}{P_{ном}}$ рассчитывают по формуле

$$W_n = \frac{i_{f_{ном}}}{i_{f_k} \cos\varphi_{ном}},$$

где $i_{f_{ном}}$ — ток возбуждения при номинальной нагрузке, А;

i_{f_k} — ток возбуждения при установившемся трехфазном коротком замыкании и при номинальном токе статора, А;

$\cos\varphi_{ном}$ — номинальный коэффициент мощности.

4.26 Вибрация (среднее квадратическое значение вибрационной скорости) подшипников турбогенераторов и сочлененных с ними возбудителей в режимах работы, предусмотренных настоящим стандартом, должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 55265.2. При этом нормы вибрации сердечника и лобовых частей обмотки статора, контактных колец ротора должны быть установлены в эксплуатационной документации на турбогенераторы конкретных типов.

4.27 Средний уровень звука, измеренный на расстоянии 1 м от наружного контура турбогенератора и сочлененного с ним возбудителя, охлаждаемых газом по разомкнутому и замкнутому циклам, или от наружного контура соответствующих шумозащитных кожухов (при их наличии), не должен превышать 90 дБА, а при отсутствии электромашинного возбудителя для замкнутой схемы вентиляции генератора — 85 дБА, если по соглашению не установлена более жесткая норма.

4.28 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками турбогенераторов с воздушным заполнением или охлаждением, — IP54, с водородным охлаждением — IP55, контактных колец — IP23 по ГОСТ IEC 60034-5.

4.29 Турбогенератор должен сохранять работоспособность после кратковременных воздействий внешних механических факторов (аварийный небаланс и выбег турбины со срывом вакуума и др.) по группе М6 ГОСТ 17516.1 с ограничением максимальной амплитуды ускорения до 4,9 м/с^2 (0,5 g) и выдерживать сейсмическое воздействие не менее 7 баллов по шкале MSK-64 (т. е. амплитуду ускорения не более 0,5 g на уровне установки).

Более жесткие требования устанавливают по соглашению.

4.30 Смазка подшипников турбогенератора и непосредственно соединенного с ним возбудителя должна осуществляться под давлением от масляного насоса турбины.

Подачу масла в масляные уплотнения вала турбогенератора с водородным охлаждением следует выполнять от системы маслоснабжения турбины или по индивидуальной схеме.

В качестве уплотняющего масла в уплотнениях вала и смазочного масла в подшипниках следует применять турбинное масло.

По соглашению допускается применять в опорных подшипниках и уплотнениях вала другую смазочную жидкость.

В системах маслоснабжения подшипников турбогенераторов мощностью 110 МВт и более, соединяемых с турбинами, не имеющими главного масляного насоса на своем валу, и в системах маслоснабжения уплотнений вала турбогенераторов мощностью 60 МВт и более должно быть предусматрено кратковременное резервирование подачи масла при перерывах его поступления и для обеспечения аварийного останова без тяжелых последствий при прекращении поступления масла от источников маслоснабжения.

4.31 В патрубках подшипников турбогенераторов и непосредственно соединенного с ним возбудителя, а также масляных уплотнений, предназначенных для слива масла, должны быть смотровые окна для наблюдения за струей выходящего масла и устройства для установки температурного индикатора. Около смотровых окон должны быть предусмотрены места для установки светильников. Указанная норма не применяется для возбудителей колокольного типа.

4.32 В подшипниках и уплотнениях вала турбогенератора должны быть установлены устройства для дистанционного измерения температуры вкладышей. В подшипниках турбогенераторов мощностью 60 МВт и более должна быть предусмотрена возможность установки устройств для дистанционного измерения вибрации и постоянного контроля изоляции.

У турбогенераторов с водородным охлаждением и стояковыми подшипниками должны быть предусмотрены возможности присоединения газоанализаторов для контроля за утечкой водорода в картеры подшипников и сливные маслопроводы уплотнений вала (с воздушной стороны), а также патрубков для подачи инертного газа

4.33 Температура масла, выходящего из подшипников турбогенератора, не должна превышать 65 °С. Температуру вкладышей подшипников ограничивают типом материала вкладыша и способом измерения его температуры и задает изготовитель генератора. Температура вкладышей подшипников на основе свинца не должна превышать 80 °С. Температура вкладыша масляных уплотнений не должна превышать 80 °С для торцевых типов уплотнения и 90 °С — для кольцевых типов уплотнения.

4.34 Для контроля за температурой обмотки статора в турбогенераторе должно быть заложено не менее шести термопреобразователей сопротивления.

Общее число уложенных в статор термопреобразователей сопротивления для контроля температуры обмотки и активной стали должно быть не менее:

9 — для турбогенераторов мощностью менее 32 МВт;

12 — для турбогенераторов мощностью 32 МВт и более.

4.35 Для измерения температуры охлаждающего газа должно быть установлено следующее число термопреобразователей сопротивления:

не менее двух ~ в зоне входа охлаждающего газа в машину, подводимого по трубам или от внешнего охладителя;

по одному или более — на выходе газа из каждого газоохладителя (для турбогенераторов с встроенными газоохладителями);

не менее двух — в зоне выхода горячего газа;

один или более — перед или после компрессора.

4.36 Турбогенераторы в нормальных условиях эксплуатации включают в сеть методом точной синхронизации.

4.37 Турбогенераторы мощностью до 800 МВт (кроме машин, соединяемых с газовыми турбинами) за весь срок службы должны допускать не менее 10000 пусков (включений в сеть) и не более 330 в год, а турбогенераторы большей мощности — не менее 3600 пусков и не более 120 в год.

4.38 Турбогенераторы (кроме, приводимых во вращение газовыми турбинами) должны допускать скорость набора и изменения активной и реактивной нагрузок до 6 % номинальной в минуту. В аварийных условиях скорости изменения нагрузок генератором не ограничиваются.

Допускаемое число аварийных сбросов и набросов нагрузки устанавливают в эксплуатационной документации на турбогенераторы конкретных типов.

4.39 Показатели надежности и долговечности турбогенераторов устанавливают в эксплуатационной документации на турбогенераторы конкретных типов, и они должны быть не ниже приведенных в таблице 2.

Таблица 2 — Показатели надежности

Наименование показателя	Среднее значение показателя для турбогенераторов мощностью	
	до 350 МВт	более 350 МВт
Коэффициент готовности	0,996	0,995
Наработка на отказ, ч	22000	18000
Ресурс между капитальными ремонтами, лет	8	5
Полный назначенный срок службы определяют по соглашению, но не менее, лет	40 Для АЭС график ремонтов согласовывают с графиком загрузки топлива	40 Для АЭС график ремонтов согласовывают с графиком загрузки топлива

5 Особые требования к турбогенераторам с воздушным охлаждением

5.1 Настоящий раздел распространяется на турбогенераторы, в которых активные части охлаждаются воздухом непосредственно или косвенно, или же комбинированным способом.

5.2 Стандартными значениями коэффициента мощности cosφ являются 0,8 и 0,85 (перевозбуждение).

Примечание — Другие значения cosφ могут быть согласованы, при этом нужно иметь в виду, что при меньших значениях турбогенератор будет иметь большие размеры.

5.3 Измеренные значения ОКЗ при номинальном напряжении и номинальном токе статора должны быть не менее:

0,45 — для турбогенераторов мощностью до 80 МВА включительно;

0,40 — для турбогенераторов мощностью более 80 МВА до 150 МВА включительно.

Для турбогенераторов мощностью более 150 МВА значение ОКЗ устанавливают по соглашению.

5.4 Система вентиляции должна быть замкнутой. Если определена или согласована разомкнутая воздушная система вентиляции, то во избежание перегрева турбогенератора должны быть предусмотрены меры, предотвращающие загрязнение ее вентиляционных каналов.

Если предусматривается применение контактных колец, то должны быть приняты меры по предотвращению загрязнения генератора и возбудителя угольной пылью. Должны быть приняты меры по предотвращению загрязнения помещения, генератора и возбудителя угольной пылью.

5.5 Требования к температуре первичного хладагента, за исключением турбогенераторов, приводимых во вращение газовыми турбинами, — по ГОСТ IEC 60034-1.

Если максимальная температура окружающего воздуха или температура воздуха на выходе из охладителя воздух-вода (в случае его использования) отличается от 40 °С, то допустимые температуры или превышения температур определяют по ГОСТ IEC 60034-1.

Специальные требования к температуре первичного хладагента для турбогенераторов, приводимых во вращение газовыми турбинами, изложены в 7.3 и 7.6.

5.6 Если параметры охлаждающей воды не указаны в технических условиях на конкретный тип турбогенератора, то воздухоохладители должны быть выполнены на температуру охлаждающей воды на входе до 32 °С и рабочее давление воды не менее 170 кПа.

Воздухоохладители турбогенератора должны выдерживать испытательное давление не менее 1,5 максимального рабочего давления охлаждающей воды в течение 15 мин.

Если давление воды в воздухоохладителе регулируют вентилем или другим понижающим давление устройством, присоединенным к источнику воды, где давление выше рабочего давления в воздухоохладителе, то воздухоохладитель должен быть выполнен на более высокое давление и испытан, если не оговорено другое, при давлении в 1,5 раза выше давления источника. Это повышенное давление должно быть определено заказчиком или изготовителем турбогенератора, если система водоснабжения воздухоохладителей входит в комплект поставки генератора.

Турбогенераторы должны быть выполнены таким образом, чтобы при отключении одного воздухоохладителя турбогенератор мог нести, по крайней мере, 2/3 (или по соглашению меньшую часть) номинальной нагрузки в течение длительного времени без превышения допустимой температуры элементов машины. В этих условиях температура первичного охлаждающего воздуха может превышать расчетное значение.

5.7 Турбогенераторы с воздушным охлаждением (или заполнением) должны быть оборудованы системой пожаротушения распыленной водой или инертным газом (турбогенераторы с водородным охлаждением, допускающие работу при воздушном охлаждении).

Степень автоматизации системы пожаротушения устанавливают в технических условиях на турбогенераторы конкретных типов.

При изготовлении турбогенераторов из материалов, не поддерживающих горение, что должно быть специально подтверждено изготовителем, систему пожаротушения не устанавливают.

5.8 Для турбогенераторов с непосредственным воздушным охлаждением с целью сохранения необходимой чистоты воздуха в корпусе генератора рекомендуется установка системы наддува с фильтрацией и осушкой воздуха.

6 Особые требования к турбогенераторам с водородным, жидкостным охлаждением

6.1 Настоящий раздел относится к турбогенераторам, активные части которых непосредственно или косвенно охлаждают водородом или жидкостью, а также при комбинации обоих способов охлаждения. В некоторых конструкциях может применяться другой газ, а не водород, тогда, если это возможно, применяют те же требования.

6.2 Производитель должен указывать абсолютное давление водорода и степень его чистоты внутри корпуса генератора, при которых последний развивает номинальную мощность.

Предпочтительно использовать следующие абсолютные давления водорода:

Р, бар	2	3	4	5	6	7
Р, кПА	200	300	400	500	600	700

Примечание — Абсолютное давление измеряют манометром абсолютного давления, а избыточное давление — манометром избыточного давления. Номинальное избыточное давление водорода в корпусе должно быть не менее 50 кПа.

6.3 В турбогенераторах в соответствии с ГОСТ IEC 60034-1 чистота водорода должна быть не ниже: при косвенном водородном охлаждении — 97 %, при непосредственном — 98 %.

Утечка водорода в сутки (приведенная к нормальным условиям) из корпуса при номинальном давлении не должна быть более, $м^3$:

3 — для турбогенераторов мощностью до 32 МВт;

7 — для турбогенераторов мощностью от 32 МВт до 63 МВт;

10 — для турбогенераторов мощностью от 63 МВт до 110 МВт;

12 — для турбогенераторов мощностью от 110 МВт до 800 МВт;

18 — для турбогенераторов мощностью свыше 800 МВт.

6.4 Стандартный коэффициент мощности на выводах турбогенератора принимают равным 0,8 для турбогенераторов мощностью до 110 МВт и 0,85 или 0,9 (перевозбуждение) — для турбогенераторов большей мощности.

Примечание — Могут быть согласованы другие значения $\cos\varphi$, при этом нужно иметь в виду, что при меньших значениях $\cos\varphi$ турбогенератор будет иметь большие размеры.

6.5 Измеренные значения ОКЗ при номинальном напряжении и номинальном токе статора определяют по приложению А.

6.6 Корпус генератора и любые оболочки, находящиеся под давлением, например окружающие охладители, при использовании водорода в качестве хладагента должны быть спроектированными так, чтобы противостоять внутреннему взрыву взрывной смеси, изначально находящейся при атмосферном давлении, без опасности для обслуживающего персонала. Испытание на гидростатическое давление проводят для определения прочности корпуса и торцевых щитов. Испытания проводят при абсолютном давлении 9 бар (900 кПа) в течение 15 мин.

Примечание — При изготовлении турбогенераторов на экспорт по согласованию сторон могут быть приняты нормы, принятые в других странах.

6.7 Выводы генераторов с водородным охлаждением должны выдерживать абсолютное давление газа не менее 9 бар (900 кПа).

Изоляцию выводов испытывают независимо от обмотки статора на воздухе. Она должна выдержать в течение 60 с испытательное напряжение промышленной частоты, равное 1,5-кратному испытательному одноминутному напряжению обмотки генератора.

Примечание — В случае жидкостного охлаждения выводов нет необходимости подвергать высоковольтным испытаниям соединительные трубки охлаждающего контура.

6.8 Требования к генераторам с приводом не от газовых турбин должны соответствовать ГОСТ IEC 60034-1.

Максимальные температуры первичных хладагентов — водорода или жидкости — могут отличаться от 40 °С (например, чтобы получить экономичную конструкцию охладителя с заданной температурой вторичного хладагента). Если так, то:

- для генераторов с косвенным охлаждением могут быть применены соответствующие разделы ГОСТ IEC 60034-1, содержащие данные о допустимых превышениях температуры генераторов с воздушным охлаждением;
- для генераторов с непосредственным охлаждением температуры, указанные в соответствующей таблице IEC 60034-1, следует оставлять неизменными.

Примечание — Чтобы избежать чрезмерного превышения температуры, максимальная температура хладагента не должна отличаться от 40 °С более чем на 10 К.

Требования к температуре первичного хладагента для турбогенераторов, приводимых во вращение газовыми турбинами, приведены в 7.3 и 7.8.

6.9 Конструкция турбогенератора должна позволять использование его при номинальном давлении газа (избыточном) при высоте над уровнем моря до 1000 м.

Примечание — Допускается работа стандартных турбогенераторов с номинальной мощностью при установке на высоте, превышающей 1000 м над уровнем моря, при условии, что система газового охлаждения обеспечивает номинальное давление (абсолютное) первичного хладагента (водорода) независимо от высоты установки. При этом между заказчиком и изготовителем должны быть достигнуты соглашения в отношении уплотнений вала, корпуса и вспомогательной аппаратуры.

6.10 Для турбогенераторов с непосредственным охлаждением температура, измеренная встроенными датчиками, не определяет температуру горячей точки обмотки статора. При этом, если максимальные температуры хладагента на выходе из охлаждаемых активных частей, приведенные в таблице 1, не превышены, то температуру обмотки не считают чрезмерной.

Предел допускаемой температуры обмотки статора по датчикам предназначен для предупреждения чрезмерного нагрева изоляции. Показания встроенных температурных датчиков могут быть использованы для контроля работы системы охлаждения обмотки.

Для турбогенераторов с жидкостным охлаждением обмотки статора должна быть предусмотрена возможность контроля нагревов охлаждающей жидкости на сливе каждого стержня и контроля температуры сердечника статора не менее чем в шести точках.

Число температурных датчиков, предназначенных для измерения температуры охлаждающей жидкости на входе в машину, должно быть не менее двух.

В турбогенераторах с непосредственным охлаждением обмотки статора температура хладагента на выходе из обмотки должна измеряться, по крайней мере, тремя температурными датчиками, при этом сами датчики должны быть в непосредственном контакте с хладагентом:

при газовом охлаждении обмотки датчики должны быть установлены настолько близко от выходных отверстий из стержней, насколько это допускается соблюдением необходимых изоляционных расстояний;

при водяном охлаждении датчики температуры должны быть установлены в трубопроводах внутри корпуса машины или настолько близко от места выхода хладагента из корпуса, насколько это практически осуществимо с тем, чтобы избежать значительной разницы между температурой в точке измерения и температурой, при которой хладагент выходит из обмотки.

6.11 Охладители (газоохладители, теплообменники), если это не оговорено иначе, должны быть рассчитаны на температуру входящей воды до 32 °С и рабочее избыточное давление воды не менее 350 кПа.

Охладители (газоохладители, теплообменники) должны выдерживать испытательное давление в 1,5 раза выше максимального рабочего давления в течение 15 мин.

Если давление воды в охладителе регулируют вентилем или другим устройством, понижающим давление, имеющимся в системе водоснабжения с давлением больше значения рабочего давления в охладителе, то охладители, если не оговорено другое, должны быть выполнены на давление в системе водоснабжения и испытаны давлением в 1,5 раза большим этого давления. Повышенное давление в системе водоснабжения должно быть оговорено заказчиком или установлено изготовителем, если система водоснабжения охладителей входит в комплект поставки генератора.

В некоторых эксплуатационных режимах, а также при операциях заполнения корпуса водородом или его освобождения от водорода, охладители могут быть подвержены давлению газа при отсутствии давления воды. Поэтому охладители должны выполняться с учетом воздействия давления 800 кПа со стороны газа.

Турбогенераторы должны быть выполнены таким образом, чтобы при отключении одного охладителя турбогенератор мог нести, по крайней мере, 2/3 (или по соглашению меньшую часть) номинальной нагрузки в течение длительного времени без превышения допустимой температуры элементов машины. При работе в этом режиме температура первичного хладагента может быть выше расчетной.

6.12 Турбогенераторы должны быть рассчитаны на применение дистиллята для охлаждения обмоток статора и ротора с электрическим удельным сопротивлением не менее 2000 Ом·м при температуре 25 °С и должны допускать кратковременное снижение электрического удельного сопротивления дистиллята до 500 Ом·м. Прочие требования к дистилляту должны соответствовать требованиям завода-изготовителя.

6.13 Турбогенераторы должны быть оснащены комплексом вспомогательных и контролирующих устройств и систем:

- системой газового охлаждения (водородом или другим газом) с регуляторами и приборами контроля давления газа в турбогенераторе, с обеспечением возможностей подключения к системам газоснабжения и осушки газа;
- системой инертного газа для продувки корпуса (обычно двуокисью углерода или азотом). Должна быть обеспечена возможность подключения этой системы к системе газового охлаждения и безопасного выполнения операций вытеснения водорода. Если для удаления инертного газа после вытеснения водорода используют станционную систему сжатого воздуха, то подсоединение ее должно быть выполнено таким образом, чтобы воздух попадал в машину только при операции удаления инертного газа, например путем использования одного переставляемого патрубка;
- устройством для контроля и сигнализации степени чистоты водорода в корпусе, а также чистоты инертного газа при операциях вытеснения водорода. Следует использовать два независимых средства для контроля степени чистоты водорода;
- оборудованием для контроля уплотняющего масла и, в случае необходимости, для удаления из масла газа и воды. Должна быть предусмотрена система аварийного маслоснабжения уплотнений, включающаяся автоматически при отказе основной системы маслоснабжения;
- системой (или системами) жидкостного охлаждения с насосами, охладителями, фильтрами и устройствами регулирования температуры охлаждающей жидкости. При водородном охлаждении используют систему водоснабжения газоохладителей с насосами, устройствами регулирования температур воды на входе и водорода на выходе;
- устройства для обнаружения уменьшения расхода или прекращения протекания жидкости через обмотки;
- устройства для измерения электрической проводимости жидкости, используемой для охлаждения обмотки, и поддержания проводимости на достаточно низком уровне;

- приборы для индикации и сигнализации функционирования всего вспомогательного оборудования и появления жидкости в машине. Должна быть предусмотрена возможность удаления жидкости из машины.

Примечание — Приведенный перечень устройств и систем не исчерпывающий, по согласованию сторон могут быть применены также другие системы и устройства.

7 Особые требования к турбогенераторам, предназначенным для работы с газовыми турбинами

7.1 Настоящий раздел распространяется на турбогенераторы с разомкнутой системой воздушного охлаждения, а также с замкнутой системой охлаждения воздухом или водородом, приводимые во вращение газовыми турбинами. В качестве конечного хладагента могут быть использованы вода или окружающий воздух.

Требования относятся также к отсоединенным от турбины генераторам, работающим в качестве синхронных компенсаторов.

7.2 Генератор, приводимый во вращение газовой турбиной, должен нести нагрузку в соответствии с его номинальной мощностью и нагрузочными возможностями при оговоренных стандартом условиях эксплуатации.

7.3 Для генераторов с разомкнутой системой воздушного охлаждения температурой первичного хладагента является температура входящего в машину воздуха, обычно соответствующая температуре окружающего воздуха. Пределы изменения температуры входящего воздуха определяет заказчик, обычными пределами изменения температуры являются от минус 5 °С до плюс 40 °С.

Для машин с замкнутой системой охлаждения температурой первичного хладагента является температура воздуха или водорода, входящего в машину из газоохладителей. Пределы изменения этой температуры определяет изготовитель для получения оптимальной конструкции машины и охладителей, основанной на пределах изменения температуры вторичного (конечного) хладагента (окружающего воздуха или воды) по ГОСТ 15543.1 или заданной заказчиком.

7.4 Число пусков в год с набором нагрузки не должно превосходить 500.

7.5 Скорость набора активной нагрузки генератором определяет турбина.

Скорости набора и изменения активной и реактивной нагрузок генератором не ограничиваются.

По требованию потребителя турбогенераторы должны обеспечивать пуск газотурбинной установки частотным способом при питании от тиристорного пускового устройства.

7.6 Номинальной мощностью генератора является его длительная полная мощность на выводах на месте установки при номинальных напряжении и частоте тока, коэффициенте мощности и давлении водорода (для машин с водородным охлаждением) при температуре первичного хладагента, равной 40 °С, если не согласовано другое.

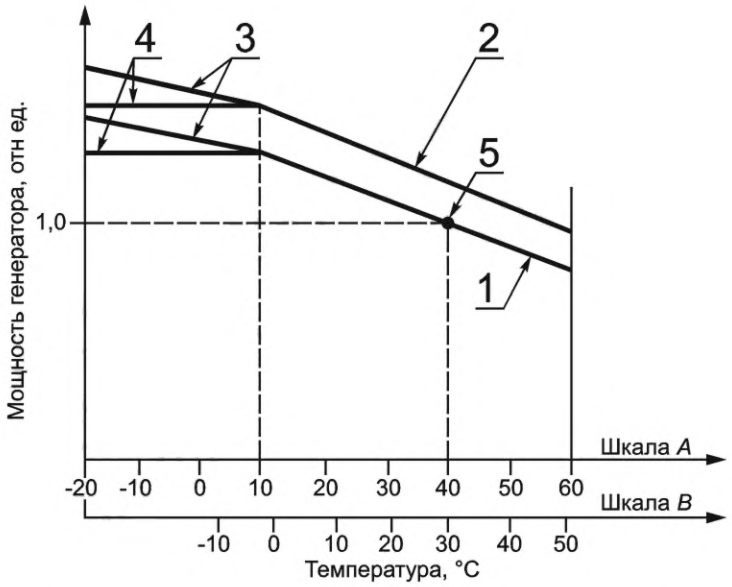
Номинальную мощность газовых турбин определяют при температуре входящего воздуха 15 °С, а номинальную мощность генератора определяют при температуре входящего охлаждающего воздуха или водорода 40 °С. При одинаковых нагрузочных характеристиках газовая турбина и генератор имеют разные номинальные мощности.

При номинальной мощности не должны быть превышены значения температуры или превышения температуры, приведенные в таблице 1.

Если не согласовано иное, параметры генератора определяют применительно к номинальной мощности.

7.7 Нагрузочные характеристики определяют наибольшей возможной полной мощностью при согласованных условиях эксплуатации.

7.8 Базисную мощность определяют длительной полной мощностью на выводах генератора на месте его установки при номинальных частоте тока, напряжении, коэффициенте мощности и давлении водорода (машин с водородным охлаждением). Диапазон изменения базисной мощности соответствует диапазону изменения температуры конечного хладагента, определенного для места установки машины (7.3). При этом превышения температур или температуры не должны превосходить определенных в 7.9.



1 — базисная мощность; *2* — пиковая мощность; *3* — базисная и пиковая мощности для турбогенераторов с длиной активной части сердечника менее 2,5 м; *4* — базисная и пиковая мощности для турбогенераторов с длиной активной части сердечника 2,5 м и более; *5* — точка номинальной мощности; шкала *A* — температура охлаждающего воздуха турбогенераторов с разомкнутой системой охлаждения, шкала *B* — температура конечного хладагента для турбогенераторов с замкнутой системой охлаждения при использовании воздуха или водорода в качестве первичного хладагента

Рисунок 3 — Типичные кривые нагрузочных возможностей генератора

Примечания

1 Для турбогенераторов с теплообменниками не является обязательным приведение шкалы для температуры первичного хладагента. Две шкалы для конечного хладагента приведены, чтобы показать формы диаграмм.

2 При температурах первичного хладагента ниже 10 °С машины с активной длиной сердечника 2,5 м и более работают с фиксированным предельным превышением температуры. Небольшое увеличение мощности генератора возможно вследствие того, что из-за снижения общей температуры уменьшается сопротивление обмотки.

Базисная мощность генератора в киловаттах, деленная на КПД машины, должна быть равна или должна превышать базисную мощность газовой турбины в согласованном диапазоне изменения температуры воздуха на входе турбины на месте ее установки.

Изготовитель турбогенератора должен предоставлять кривую зависимости базисной мощности турбогенератора для согласованного диапазона изменения температуры конечного хладагента на месте установки генератора.

Типичные кривые нагрузочных возможностей турбогенератора приведены на рисунке 3.

Для турбогенераторов с разомкнутой воздушной системой охлаждения температура хладагента близка к температуре воздуха на входе в турбину (рисунок 3, шкала А).

По согласованию изготовителя и заказчика может быть принято, что ниже некоторой оговоренной температуры воздуха базисная мощность турбогенератора несколько меньше мощности турбины при удовлетворении всех других требований к генератору.

В турбогенераторах с замкнутой системой охлаждения воздухом или водородом при использовании водяных газоохладителей диапазон изменения температуры воды (конечный хладагент) обычно меньше, чем диапазон изменения температуры воздуха на входе турбины.

Следовательно, при снижении температуры воздуха повышение мощности генератора будет меньшим, чем у турбины, и размеры генератора будут определяться мощностью турбины при низких температурах воздуха, что может привести к неоправданно завышенной мощности генератора при обычных температурах воздуха.

В этих условиях соглашение об ограничении нагрузочной способности генератора приобретает большое значение в установлении оптимальных размеров машины.

В турбогенераторах с замкнутой системой охлаждения нет простой или постоянной зависимости между температурой воздуха на входе турбины и температурой охлаждающей воды. Поэтому на ри-

сунке 3 нагрузочная способность генератора представлена в зависимости от температуры конечного хладагента (воды — только для положительных температур) по шкале В.

С учетом сказанного между изготовителем и заказчиком должно быть достигнуто соглашение о степени соответствия нагрузочных способностей генератора и турбины.

7.9 Для турбогенераторов с косвенным охлаждением превышения температуры при работе генератора на месте установки с базисной мощностью должны соответствовать таблице 1 со следующими изменениями:

- для значений температуры первичного хладагента от 10 до 60 °С — к значениям температур, указанным в таблице 1, прибавляют (40 минус температура первичного хладагента) К;

- для значений температуры первичного хладагента от минус 20 °С до плюс 10°С при длине активной части сердечника;

1) менее 2,5 м — к значениям температуры, указанным в таблице 1, прибавляют 30 К плюс 1/2 (10 минус температура первичного хладагента) К;

2) 2,5 м и более — к значениям температуры, указанным в таблице 1, прибавляют 30 К;

- для значений температуры первичного хладагента ниже минус 20 °С или выше 60 °С — по соглашению.

Для обмоток с непосредственным воздушным или водородным охлаждением значения температуры при работе генератора на месте установки должны соответствовать таблице 1 со следующими изменениями:

- для значений температуры первичного хладагента от 10 до 60 °С — без изменений;

- для значений температуры первичного хладагента от минус 20 °С до плюс 10 °С при длине активной части сердечника:

1) менее 2,5 м — из значений температуры, указанных в таблице 1, вычитают 1/2 (10 минус температура первичного хладагента) К;

2) 2,5 м и более — из значений температуры, указанных в таблице 1, вычитают (10 минус температура первичного хладагента) К;

- для значений температуры первичного хладагента ниже минус 20 °С или выше плюс 60 °С — по соглашению между заказчиком и изготовителем.

7.10 Пиковые мощности определяют длительными полными мощностями на выводах генератора на месте установки при номинальных частоте тока, напряжении, коэффициенте мощности и давлении водорода (при его применении). Диапазон изменения пиковых мощностей соответствует диапазону изменения температуры конечного хладагента, определенного для места установки турбогенератора (7.3). При этом превышения температур или температуры не должны превосходить значений, определенных в 7.11.

Положения 7.8 относительно соотношения между базисными мощностями генератора и турбины относятся также к их пиковым мощностям.

7.11 Для турбогенераторов с косвенным охлаждением предельные превышения значений температуры для пиковой мощности могут быть на 15 К выше указанных в 7.9.

Для турбогенераторов с непосредственным воздушным или водородным охлаждением обмоток предельные значения температуры могут быть на 15 К выше указанных в 7.9.

Примечание — Работа при пиковой мощности будет приводить к сокращению срока службы, так как термическое старение изоляции будет происходить приблизительно в 3—6 раз быстрее, чем при температуре, соответствующей базовой мощности генератора.

7.12 На табличке турбогенератора завод-изготовитель указывает все данные в соответствии с 12.1 и 12.2, а также пиковую мощность при температуре первичного хладагента, для которой определена номинальная мощность генератора.

7.13 Испытания на нагревание следует проводить при номинальной нагрузке и температуре первичного хладагента, для которой определена номинальная мощность машины. Допускается по соглашению проводить тепловые испытания при любой температуре первичного хладагента и соответствующей базисной мощности. Значения температуры или превышения температуры должны соответствовать требованиям 7.9 с поправкой, в случае необходимости, на разницу в высотах места установки и места испытаний согласно ГОСТ IEC 60034-1.

7.14 По согласованию генераторы должны допускать возможность работы при отсоединении от турбины в режиме синхронного компенсатора. Базисная и пиковая мощности в режимах выдачи и потребления реактивной мощности при работе в качестве компенсатора должны быть согласованы.

8 Требования безопасности

8.1 Турбогенераторы должны соответствовать требованиям безопасности по ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.1 и ГОСТ 12.1.004, в том числе:

8.1.1 Сопротивление изоляции обмоток генератора должно соответствовать 4.12.

8.1.2 Электрическая прочность корпусной и междувитковой изоляции обмотки статора — по ГОСТ IEC 60034-1. Изоляция обмотки возбуждения должна выдерживать испытание по 4.13.

8.1.3 В конструкции генератора должны быть предусмотрены меры, обеспечивающие снижение уровней вибрации и шума по 4.26 и 4.27.

8.1.4 Степени защиты от прикосновения к токоведущим и движущимся частям, обеспечиваемые оболочками, — по 4.28 и ГОСТ IEC 60034-5.

8.1.5 Контактные кольца и щеточный аппарат должны иметь защитный кожух, а у генераторов с водородным охлаждением должны быть предусмотрены конструктивные меры, предотвращающие попадание водорода из корпусов подшипников и уплотнений к контактным кольцам. Турбогенераторы с водородным охлаждением мощностью 800 МВт и выше должны быть оборудованы системой аварийного выпуска водорода.

8.1.6 Конструкции щеточного аппарата и его кожуха должны обеспечивать удобство и безопасность замены щеток и щеткодержателей, а также избыточное давление в них охлаждающего воздуха, предотвращающее подсос паров масла, исходящих из вероятных неплотностей ближайших подшипников и водородных уплотнений.

8.1.7 Прочность корпуса, выводных изоляторов и элементов газомасляной системы генераторов с водородным охлаждением должны соответствовать требованиям 6.6 и 6.7.

8.1.8 Места возможного скопления водорода (корпуса подшипников, зона выводов турбогенератора, защитные и декоративные кожухи) должны иметь естественную или независимую вентиляцию.

8.1.9 На выводных зажимах, заложенных в машине термопреобразователей сопротивления, расположенных на корпусе генератора, должны быть предусмотрены средства защиты от перенапряжений.

Сопротивление изоляции цепей термопреобразователей сопротивления, измеренное мегомметром напряжением 500 В, должно быть не менее 1 МОм.

8.1.10 Корпус генератора, фундаментные плиты и трубопроводы систем охлаждения должны быть снабжены элементами заземления по ГОСТ 21130. Корпус статора должен иметь два элемента заземления, расположенные в диаметрально противоположных местах.

Сопротивление между заземляющими элементами и каждой доступной прикосновению металлической частью, которая может оказаться под напряжением, не должно превышать 0,1 Ом.

8.1.11 Роторы турбогенераторов должны выдерживать повышенную частоту вращения (4.15) без остаточных деформаций или признаков других дефектов их элементов.

8.1.12 Пожарная безопасность генератора и его элементов должна быть обеспечена как в нормальных, так и в аварийных режимах. Турбогенераторы с водородным охлаждением должны быть оборудованы системой аварийного выпуска водорода.

Расчетное значение вероятности возникновения пожара в (от) генераторе(а) не должно превышать 10^{-6} в год по ГОСТ 12.1.004.

8.2 При испытаниях и измерениях следует выполнять требования безопасности по ГОСТ 12.3.019.

9 Требования к комплектности

Номенклатура поставляемых с генератором оборудования, оснастки, материалов, технической документации должна быть конкретизирована в технических условиях на турбогенераторы конкретных типов и согласована с потребителем и заказчиком.

10 Правила приемки

10.1 Для проверки и подтверждения соответствия турбогенераторов и возбудителей требованиям настоящего стандарта следует проводить приемочные, квалификационные, приемо-сдаточные, сертификационные, периодические и типовые испытания.

Приемочные, квалификационные, приемо-сдаточные, периодические и типовые испытания должно проводить предприятие-изготовитель по настоящему стандарту и ГОСТ Р 15.301.

Сертификационные испытания турбогенераторов должен выполнять испытательный центр (лаборатория), аккредитованный на право проведения указанных испытаний в соответствии с нормативными документами.

10.2 Приемо-сдаточные испытания должны быть проведены на каждом турбогенераторе по следующей программе:

- измерение сопротивления изоляции обмоток относительно корпуса и между обмотками;
- измерение сопротивления изоляции заложенных термопреобразователей сопротивления;
- измерение сопротивления обмоток при постоянном токе в холодном состоянии;
- измерение сопротивления термопреобразователей сопротивления при постоянном токе в холодном состоянии;
- определение характеристики установившегося трехфазного короткого замыкания;
- испытание изоляции обмоток статора и ротора относительно корпуса и между обмотками на электрическую прочность по 4.13;
- определение характеристики холостого хода;
- проверка симметричности напряжения;
- испытание ротора при повышенной частоте вращения;
- измерение вибрации подшипников и контактных колец;
- измерение сопротивления изоляции подшипников;
- измерение температуры масла в подшипниках;
- проверка отсутствия витковых замыканий в обмотке ротора;
- испытание междувитковой изоляции обмотки статора по ГОСТ IEC 60034-1;
- проверка состояния уплотнений вала в сборе и определение утечки воздуха при избыточном давлении воздуха не менее номинального давления водорода (для машин с водородным охлаждением).

Примечание — Испытания проводят на предприятии-изготовителе. Отдельные испытания по 10.2 и 10.4 допускается проводить по согласованию с потребителем на месте установки турбогенератора.

10.3 Турбогенераторы мощностью 32000 кВт и более следует подвергать приемо-сдаточным испытаниям на месте установки по окончании монтажа турбогенератора по 10.2, за исключением испытаний ротора при повышенной частоте вращения и испытаний междувитковой изоляции. Испытания изоляции обмоток статора относительно корпуса и между обмотками на электрическую прочность вначале проводят выпрямленным напряжением, равным 1,7 от 80 %-ного испытательного напряжения переменного тока, установленного ГОСТ IEC 60034-1, длительностью не более 1 мин, за исключением турбогенераторов с водяным охлаждением обмотки статора, конструкция которого не допускает этого испытания. Испытание изоляции обмоток статора относительно корпуса и между обмотками на электрическую прочность в течение 1 мин проводят напряжением переменного тока, равным 80 % испытательного напряжения, установленного ГОСТ IEC 60034-1.

Изоляцию обмотки ротора относительно корпуса испытывают напряжением 1000 В частотой 50 Гц в течение 1 мин.

Дополнительно проводят:

- испытание на нагревание (при невозможности проведения испытаний при номинальной нагрузке допускается проводить испытания при неполной нагрузке);
- проверку работы системы водородного охлаждения и определения утечки водорода из турбогенератора (для машин с водородным охлаждением);
- проверку работы системы жидкостного охлаждения (для машин с жидкостным охлаждением).

10.4 Приемочные испытания следует проводить на опытных (головных) образцах турбогенераторов по программе приемо-сдаточных (10.2) испытаний, включая:

- испытания на кратковременную перегрузку по току;
- определение коэффициента полезного действия;
- испытания на нагревание в симметричных режимах, а по соглашению также в несимметричных режимах по 4.19 и 4.20;
- определение коэффициента искажения синусоидальности кривой линейного напряжения;
- опытное определение индуктивных сопротивлений и постоянных времени обмоток;
- измерение электрического напряжения между концами вала;
- испытание в режиме внезапного короткого замыкания;
- измерение уровня звука;

- определение номинального тока возбуждения, номинального изменения напряжения и регулировочной характеристики турбогенератора;
- определение тока 3-й гармоники, если машины предназначены для работы с соединением обмотки статора в треугольник;
- проверку работы газомасляной системы водородного охлаждения и определение утечки водорода (для машин с водородным охлаждением);
- проверку работы системы жидкостного охлаждения (для машин с жидкостным охлаждением);
- измерения вибраций сердечника, корпуса и лобовых частей обмотки статора.

10.5 Периодические испытания следует проводить не реже одного раза в 7 лет на одном турбогенераторе по программе 10.4, за исключением испытания механической прочности при ударном токе короткого замыкания.

10.6 Квалификационные испытания проводят при постановке на производство турбогенераторов, ранее освоенных на другом предприятии или изготовляемых по лицензиям. Программу квалификационных испытаний подготавливает изготовитель с привлечением разработчика машины, и она должна включать испытания по 10.4.

10.7 Типовые испытания необходимо проводить при изменении конструкции, материалов или технологических процессов по программе, предусматривающей определение тех параметров и характеристик, которые при этом могут измениться.

10.8 Сертификационные испытания рекомендуется проводить на опытном (головном) или серийном турбогенераторе в объеме приемочных испытаний по 10.4.

10.9 Приемочные, приемо-сдаточные, периодические и типовые испытания систем возбуждения турбогенераторов проводят по ГОСТ 21558.

10.10 При изготовлении головных турбогенераторов следует предусматривать их оснастку измерительными датчиками (дополнительно к штатному контролю) для проведения приемочных или квалификационных испытаний.

11 Методы испытаний

11.1 Методы испытаний турбогенераторов — по ГОСТ 11828, ГОСТ 10169, ГОСТ Р 55265.2, ГОСТ 25941, ГОСТ IEC 60034-2-1, ГОСТ Р МЭК 60034-4, ГОСТ IEC 60034-5.

11.2 Средний уровень звука на расстоянии 1 м от наружного контура машины определяют техническим методом в свободном звуковом поле над звукоотражающей плоскостью по ГОСТ 11929.

11.3 Показатели надежности турбогенераторов должны быть подтверждены заводом-изготовителем и результатами статистической обработки данных, полученных из опыта эксплуатации, с периодичностью три года.

11.4 Соответствие турбогенераторов требованиям стойкости к механическим внешним воздействующим факторам (в том числе сейсмостойкости) должны быть подтверждены расчетами по ГОСТ 17516.1.

11.5 Пожаробезопасность турбогенераторов подтверждается расчетами по ГОСТ 12.1 004.

12 Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение

12.1 На каждом турбогенераторе с воздушным охлаждением должна быть укреплена табличка по ГОСТ 12969 и ГОСТ 12971, содержащая:

- товарный знак предприятия-изготовителя;
- тип турбогенератора;
- порядковый номер турбогенератора по системе нумерации предприятия-изготовителя;
- номинальную активную мощность, кВт;
- коэффициент мощности;
- номинальное напряжение статора, В;
- номинальную частоту вращения, $мин^{-1}$;
- номинальную частоту, Гц;
- число фаз;
- номинальный ток статора, А;
- номинальный ток ротора, А;

- направление вращения;
- год выпуска;
- обозначение настоящего стандарта.

12.2 На табличке каждого турбогенератора с водородным или водородно-жидкостным охлаждением дополнительно должно быть указано номинальное рабочее избыточное давление водорода в килопаскалях.

12.3 На табличке турбогенераторов, прошедших сертификацию, может быть размещен «Знак соответствия».

12.4 Маркировка тары — по ГОСТ 14192.

12.5 Если не согласовано иное, условия транспортирования сборочных единиц турбогенераторов в части воздействия механических факторов — «С» по ГОСТ 23216, а в части воздействия климатических факторов такие же, как условия 8 по ГОСТ 15150.

12.6 Условия хранения сборочных единиц турбогенераторов по ГОСТ 15150 устанавливают в эксплуатационной документации на турбогенераторы конкретных типов. Срок хранения без переконсервации — 1 год.

12.7 Упаковка и консервация составных частей турбогенератора (деталей и сборочных единиц) — по ГОСТ 23216.

13 Гарантии изготовителя

13.1 Изготовитель гарантирует соответствие турбогенераторов требованиям настоящего стандарта при соблюдении правил транспортирования, хранения, монтажа и эксплуатации.

13.2 Гарантийный срок эксплуатации устанавливают по соглашению, если в договоре не указано иначе, то гарантийный срок эксплуатации устанавливают:

- при внутригосударственных поставках — 36 мес со дня ввода в эксплуатацию, но не более 48 мес со дня отгрузки с предприятия-изготовителя;
- при поставке на экспорт — 1 год со дня ввода в эксплуатацию и не более трех лет с момента проследования через государственную границу.

Приложение А
(справочное)

Основные параметры турбогенераторов

Таблица А.1 — Основные параметры турбогенераторов

<table>
<tr><th colspan="8">При номинальной нагрузке</th><th colspan="2">При максимальной длительной нагрузке</th></tr>
<tr><th>Активная мощность, кВт</th><th>Частота вращения, мин$^{-1}$</th><th>Напряжение, В</th><th>Полная мощность, кВА</th><th>Коэффициент мощности cosφ</th><th>Коэффициент полезного действия, %, не менее</th><th>Отношение короткого замыкания (ОКЗ), отн. ед.</th><th>Переходное индуктивное сопротивление по продольной оси (ненасыщенное значение), отн. ед.</th><th>Активная мощность, кВт</th><th>Коэффициент мощности cosφ</th></tr>
<tr><td>2500</td><td rowspan="16">3000</td><td rowspan="2">3150, 6300</td><td>3125</td><td rowspan="8">0,8</td><td>97,0</td><td rowspan="6">≥0,47</td><td rowspan="10">≤0,35</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>4000</td><td>5000</td><td>97,3</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>6000</td><td rowspan="4">6300, 10500</td><td>7500</td><td>97,4</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>12000</td><td>15000</td><td>97,5</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>32000</td><td>40000</td><td>98,2</td><td>38400</td><td rowspan="2">0,85 при $t_{охл\ воды}$ ≤32 °С</td></tr>
<tr><td>63000</td><td>78750</td><td>98,3</td><td>69300</td></tr>
<tr><td>110000</td><td>10500</td><td>137500</td><td>98,4</td><td>≥0,45</td><td>75000</td><td>0,92 при $t_{охл\ воды}$ ≤32 °С</td></tr>
<tr><td>160000</td><td>15750, 18000</td><td>188000</td><td rowspan="4">0,85</td><td>98,5</td><td rowspan="5">≥0,40</td><td>121000</td><td>0,85 при $t_{охл\ воды}$ ≤32 °С</td></tr>
<tr><td>220000</td><td>15750</td><td>258800</td><td>98,6</td><td>176000</td><td rowspan="4">0,85 при $t_{охл\ воды}$ ≤20 °С
0,9 при $t_{охл\ воды}$ ≤32 °С</td></tr>
<tr><td>320000</td><td>20000</td><td>376000</td><td rowspan="2">98,7</td><td>242000</td></tr>
<tr><td>350000</td><td>20000</td><td>411770</td><td>352000</td></tr>
<tr><td>500000</td><td>20000</td><td>588000</td><td>370000</td></tr>
<tr><td>800000</td><td>24000</td><td>888900</td><td rowspan="3">0,9</td><td rowspan="3">98,75</td><td rowspan="5">≤0,40</td><td>550000</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>880000</td><td>0,9 при $t_{охл\ воды}$ ≤32 °С</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>800000</td><td>0,85 при $t_{охл\ воды}$ ≤25 °С</td></tr>
<tr><td>1000000</td><td>24000</td><td>1111000</td><td>1100000</td><td>0,9 при $t_{охл\ воды}$ ≤32 °С</td></tr>
<tr><td>1200000</td><td>24000</td><td>1330000</td><td>98,8</td><td>1000000</td><td>0,85 при $t_{охл\ воды}$ ≤25 °С</td></tr>
<tr><td>500000</td><td rowspan="3">1500</td><td>20000</td><td>588000</td><td>0,85</td><td>98,6</td><td>1320000</td><td>0,9 при $t_{охл\ воды}$ ≤32 °С</td></tr>
<tr><td>1000000</td><td rowspan="2">24000</td><td>1111000</td><td rowspan="2">0,9</td><td>98,7</td><td>550000</td><td>0,85 при $t_{охл\ воды}$ ≤25 °С
0,9 при $t_{охл\ воды}$ ≤32 °С</td></tr>
<tr><td>1200000</td><td>1333000</td><td>98,8</td><td rowspan="2">≤0,50</td><td>1100000</td><td>0,9 при $t_{охл\ воды}$ ≤32 °С</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>1000000</td><td>0,85 при $t_{охл\ воды}$ ≤25 °С</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>1300000</td><td>0,9 при $t_{охл\ воды}$ ≤15 °С</td></tr>
</table>

Окончание таблицы А.1

Примечания

1 Для турбогенераторов с водородным охлаждением мощностью 63000 кВт и более при максимальной длительной нагрузке давление водорода в корпусе машины может быть повышено, его значение должно быть указано в инструкции по эксплуатации.

2 Для турбогенераторов с воздушным охлаждением величины ОКЗ определены в п. 5.3 настоящего документа.

Библиография

[1] Постановление Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»

[2] Приказ Министерства Энергетики Российской Федерации от 4 октября 2022 г. № 1070 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. № 757, от 12 июля 2018 г. № 548»

УДК 621.313.322:006.354 ОКС 29.160.20

Ключевые слова: турбогенераторы, требования, приемка, методы испытаний, маркировка, гарантии

Редактор *Н.А. Аргунова*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *И.А. Королева*
Компьютерная верстка *М.В. Малеевой*

Сдано в набор 29.09.2023. Подписано в печать 09.10.2023. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 3,26. Уч.-изд. л. 2,95.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении в ФГБУ «Институт стандартизации»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru