ГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ
СОЮЗА ССР

МАШИНЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ВРАЩАЮЩИЕСЯ. ТУРБОГЕНЕРАТОРЫ

ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

ГОСТ 533—85
(СТ СЭВ 3147—81)

Издание официальное

Е

Цена 5 коп.

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ СССР ПО СТАНДАРТАМ
Москва

gost.e-ecolog.ru

УДК 621.313.322.025.3—81:006.354 Группа Е62

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ СОЮЗА ССР

МАШИНЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ВРАЩАЮЩИЕСЯ. ТУРБОГЕНЕРАТОРЫ

Общие технические условия

Rotating electrical machinery. Turbo-generators. General specifications

ГОСТ 533—85

(СТ СЭВ 3147—81)

Взамен ГОСТ 533—76

ОКП 33 8300

Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 21 марта 1985 г. № 657 срок действия установлен

с 01.01.86
до 01.01.91

Несоблюдение стандарта преследуется по закону

Настоящий стандарт распространяется на стационарные трехфазные синхронные генераторы мощностью 2500 кВт и более, частотой 50 Гц, синхронной частотой вращения 1500 и 3000 об/мин, предназначенные для непосредственного соединения с паровыми или газовыми турбинами (турбогенераторы), изготовляемые для нужд народного хозяйства и экспорта.

Стандарт соответствует СТ СЭВ 3147—81.

В стандарте учтены рекомендации МЭК по стандартизации: Публикации 34—1 и 34—3 (1970).

1. ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ

1.1. Основные параметры турбогенераторов должны соответствовать указанным в табл. 1.

Издание официальное **Перепечатка воспрещена**

Е

© Издательство стандартов, 1985

Таблица 1

При номинальной нагрузке								При максимальной длительной нагрузке	
Активная мощность, кВт	Частота вращения, об/мин	Напряжение, В	Полная мощность, кВ · А	Коэффициент мощности cos φ	Коэффициент полезного действия, %	Отношение короткого замыкания, о. е.	Переходное индуктивное сопротивление по продольной оси (ненасыщенное значение)	Активная мощность, кВт	Коэффициент мощности cos φ
2500	3000	3150 6300	3125	0,8	97,0	⩾0,47	⩽0,35	—	—
4000			5000		97,3				
6000		6300 10500	7500		97,4				
12000			15000		97,65				
32000			40000		98,2			38400	0,85 ($t_{охл\ воды}$ ⩽33°С)
63000			78750		98,3			69300	
110000		10500	137500		98,4	⩾0,42		75000	0,92 ($t_{охл.\ воды}$ ⩽33°С)
								121000	0,85 ($t_{охл.\ воды}$ ⩽33°С)
160000		18000	188000	0,85	98,5			176000	0,90 ($t_{охл.\ воды}$ ⩽33°С)
220000		15750	258800		98,6			242000	
320000		20000	376000		98,7			352000	0,85 ($t_{охл.\ воды}$ ⩽20°С)
500000		20000	588000		98,7			550000	
800000		24000	888900	0,9	98,75	⩾0,40	⩽0,40	880000	0,90 ($t_{охл\ воды}$ ⩽33°С)
								800000	0,85 ($t_{охл.\ воды}$ ⩽25°С)

Продолжение табл. 1

При номинальной нагрузке								При максимальной длительной нагрузке	
Активная мощность, кВт	Частота вращения, об/мин	Напряжение, В	Полная мощность, кВ·А	Коэффициент мощности cos φ	Коэффициент полезного действия, %	Отношение короткого замыкания, о. е.	Переходное индуктивное сопротивление по продольной оси (ненасыщенное значение)	Активная мощность, кВт	Коэффициент мощности cos φ
1000000	3000	24000	1111000	0,9	98,75	⩾0,40	⩽0,40	1100000	0,90 ($t_{охл.\ воды}$ ⩽33°С)
								1000000	0,85 ($t_{охл.\ воды}$ ⩽25°С)
1200000			1330000		98,8			1320000	0,90 ($t_{охл.\ воды}$ ⩽33°С)
500000	1500	20000	588000	0,85	98,6	⩾0,40	⩽0,40	550000	0,90 ($t_{охл.\ воды}$ ⩽33°С)
									0,85 ($t_{охл.\ воды}$ ⩽25°С)
1000000		24000	1111000	0,9	98,7		⩽0,50	1100000	0,90 ($t_{охл.\ воды}$ ⩽33°С)
								1000000	0,85 ($t_{охл.\ воды}$ ⩽25°С)

Примечание. Для турбогенераторов мощностью 63 000 кВт и более при максимальной длительной нагрузке допускается повышать давление водорода в корпусе турбогенератора, значение которого должно быть установлено в инструкции по эксплуатации.

Основные параметры турбогенераторов, соединяемых с газовыми турбинами, а также с паровыми турбинами, изготовляемых для экспорта, могут отличаться от указанных в табл. 1 и устанавливаться по согласованию между потребителем и изготовителем.

1.2. Турбогенераторы должны изготовляться для продолжительного режима работы S1 по ГОСТ 183—74.

Турбогенераторы мощностью до 800 000 кВт за весь срок службы допускают не менее 10 000 включений в сеть (не более 330 в год), а турбогенераторы большей мощности — не менее 3 600 включений (не более 120 в год).

Турбогенераторы, соединенные с газовыми турбинами, допускают не менее 500 включений в год.

1.3. Турбогенераторы должны изготовляться климатического исполнения У категории 3 по ГОСТ 15150—69. По согласованию между потребителем и изготовителем допускается изготовлять турбогенераторы других исполнений и категорий.

1.4. Номинальные значения климатических факторов внешней среды — по ГОСТ 15150—69 и ГОСТ 15543—70 при:

высоте над уровнем моря не более 1000 м;

нижнем значении температуры окружающего воздуха 5°С;

верхнем значении температуры окружающего воздуха 40°С;

температуре охлаждающей воды, поступающей в газоохладители или в первый теплообменник со стороны начального поступления охлаждающей воды, 33°С;

температуре охлаждающего газа, выходящего из газоохладителя, 40°С;

температуре охлаждающей жидкости, поступающей для непосредственного охлаждения турбогенераторов или их частей, 40°С.

Окружающая среда — невзрывоопасная, не содержащая пыли в концентрациях, снижающих параметры турбогенераторов в недопустимых пределах.

1.5. Номинальный расход охлаждающей воды, поступающей в газоохладители и теплообменники, должен быть установлен в технических условиях на турбогенераторы конкретных типов.

1.6. Допускаемые режимы работы турбогенераторов при температуре охлаждающей воды, отличной от 33°С, и охлаждающих газа и жидкости, отличных от 40°С, должны быть установлены в технических условиях на турбогенераторы конкретных типов.

1.7. Избыточное давление водорода в корпусе для турбогенераторов с водородным охлаждением не должно быть менее $0{,}5 \cdot 10^5$ Па.

1.8. В турбогенераторах с косвенным водородным охлаждением чистота водорода должна быть не ниже 97%, при непосредственном — не ниже 98%.

Утечка водорода в сутки из корпуса при номинальном давлении не должна быть более:

3 м³ — для турбогенераторов мощностью до 30 000 кВт;
7 м³ » » » до 63 000 кВт;
10 м³ » » » до 110 000 кВт;
12 м³ » » » до 800 000 кВт;
18 м³ » » » свыше 800 000 кВт.

1.9. Система охлаждения турбогенератора должна быть установлена в технических условиях на турбогенераторы конкретных типов.

1.10. Допускаемая длительная мощность турбогенераторов с водородным или жидкостным охлаждением, работающих при воздушном охлаждении, должна быть установлена в технических условиях на турбогенераторы конкретных типов.

1.11. Статическая перегружаемость не должна быть ниже:

1,7 — для турбогенераторов мощностью до 160 000 кВт;
1,6 » » » до 500 000 кВт;
1,5 » » » 800 000 кВт и более.

Статическую перегружаемость W_p следует вычислять по формуле

$$W_p = \frac{i_{fnom}}{i_{fк} \cdot \cos\varphi_{nom}},$$

где i_{fnom} — ток возбуждения при номинальной нагрузке, А;
$i_{fк}$ — ток возбуждения при установившемся трехфазном коротком замыкании и при номинальном токе статора, А;
$\cos\varphi_{nom}$ — номинальный коэффициент мощности.

2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

2.1. Турбогенераторы и системы возбуждения должны изготовляться в соответствии с требованиями настоящего стандарта, ГОСТ 183—74, ГОСТ 21558—76, технических условий по рабочим чертежам, утвержденным в установленном порядке.

2.2. Турбогенераторы должны сохранять номинальную и максимальную длительную мощности при одновременных отклонениях напряжения на выводах до ±5% и частоты до ±2,5% номинальных значений, при этом в режимах работы с повышенным напряжением и пониженной частотой сумма абсолютных значений отклонений напряжения и частоты не должна превышать 6%.

Турбогенераторы допускают длительную работу при отклонениях напряжения от номинального значения до ±10%. Допускаемые нагрузки при отклонениях напряжения более чем на ±5% (но не выше ±10%) от номинального значения должны быть указаны в инструкции по эксплуатации турбогенераторов.

Допускаемая нагрузка и продолжительность работы при отклонениях частоты свыше ±2,5% должны быть указаны в технических условиях на турбогенераторы конкретных типов.

2.3. Турбогенераторы допускают длительную работу при несимметричной нагрузке, если токи в фазах не превышают номинального значения, а токи обратной последовательности не превышают 8% номинального значения тока статора. При этом допускается повышение температуры активных частей машин на 5°С.

2.4. 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 $I_2^2 \cdot t$ не менее:

30 с — для турбогенераторов с косвенным охлаждением обмоток;

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

8 с — для турбогенераторов мощностью до 800 000 кВт включительно с непосредственным водородным или жидкостным охлаждением обмоток статора и ротора;

6 с — для турбогенераторов мощностью свыше 800 000 кВт с непосредственным водородным или жидкостным охлаждением обмоток статора и ротора.

2.5. Турбогенераторы должны работать при номинальной активной мощности в режиме потребления реактивной мощности при коэффициенте, равном 0,95.

Допускаемые значения потребляемой реактивной мощности в зависимости от активной нагрузки должны быть указаны изготовителем турбогенератора в инструкции по эксплуатации.

2.6. Предельные значения температур активных и конструктивных частей турбогенераторов, соприкасающихся с изоляцией, при продолжительной работе с нагрузками, указанными в п. 1.1, не должны быть выше предусмотренных ГОСТ 8865—70.

Турбогенераторы должны изготовляться с высоковольтной изоляцией термореактивных связующих. По согласованию с потребителем допускается использовать другие виды изоляции. При этом допускаемые значения температуры в соответствии с методами их измерений для изоляции классов В и F не должны быть более указанных в табл. 2.

Таблица 2

Части турбогенераторов или охлаждающая среда	Измерение методом					
	сопротивления	термопреобразователей сопротивления, уложенных в паз	термометра	сопротивления	термопреобразователей сопротивления, уложенных в паз	термометра
	класс B			класс F		
	°C, не более					
Охлаждающая жидкость, выходящая из обмоток статора и ротора и сердечника статора	—	—	85	—	—	85
Охлаждающий газ, выходящий из сердечника и обмотки статора	—	—	110	—	—	130
Обмотка статора	—	120	—	—	140	—
Обмотка ротора:						
при косвенном охлаждении	130	—	—	145	—	—
при непосредственном охлаждении газом с выпуском:						
не более чем в двух зонах	100	—	—	115	—	—
в 3—4 зонах	105	—	—	120	—	—
в 5—7 зонах	110	—	—	125	—	—
в 8 зонах и более по длине ротора	115	—	—	130	—	—
Активная сталь сердечника статора	—	120	—	—	140	—

Примечания:

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

2 Термопреобразователями сопротивления, уложенными под клин, допускается измерять 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 допускаемой температуры обмотки статора для турбогенераторов номинальным напряжением свыше 11 кВ и для турбогенераторов с косвенным водородным охлаждением при давлении водорода свыше $0{,}5 \cdot 10^5$ Па по ГОСТ 183—74

5. Допускаемое значение температуры обмотки статора при непосредственном охлаждении жидкостью устанавливается в инструкции по эксплуатации турбогенератора, но не более указанного в табл. 2.

6 При применении по согласованию между изготовителем и потребителем микалентной компаундированной изоляции для обмотки статора температуры охлаждающего газа, выходящего из сердечника и обмотки статора, активной стали сердечника и обмотки статора снижаются на 15°C.

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

2.8. Сопротивление изоляции обмоток турбогенератора r, МОм, относительно его корпуса и сопротивление изоляции между обмотками при расчетной рабочей температуре турбогенератора следует определять по формуле

$$r=\frac{U}{1000+\frac{P}{1000}},$$

где U — номинальное напряжение обмотки турбогенератора, В;

P — номинальная мощность турбогенератора, кВ · А.

Сопротивление изоляции, определенное по формуле при температуре ниже расчетной рабочей, следует удваивать на каждые полные или неполные 20°С разности между расчетной рабочей температурой и той температурой, при которой выполнено измерение.

Сопротивление изоляции обмоток турбогенератора во всех случаях не должно быть менее 0,5 МОм.

2.9. Динамическая стойкость турбогенераторов к токам короткого замыкания — по ГОСТ 183—74.

2.10. Систему возбуждения турбогенератора по ГОСТ 21558—76 устанавливают по согласованию между изготовителем и потребителем. Система возбуждения турбогенератора должна обеспечивать работу его в режимах, предусмотренных настоящим стандартом или техническими условиями на турбогенераторы конкретных типов.

2.11. Ротор турбогенератора должен выдерживать двукратный номинальный ток возбуждения:

не менее 50 с — для турбогенераторов с косвенным охлаждением обмотки ротора;

не менее 20 с — для турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмотки ротора;

не менее 15 с — для турбогенераторов мощностью 800 000 и 1 000 000 кВт;

не менее 10 с — для турбогенераторов мощностью 1 200 000 кВт.

Перегрузки по току статора по ГОСТ 183—74.

2.12. Число выведенных наружу концов обмотки статора должно быть:

6 — при одной ветви;

не менее 9 — при двух параллельных ветвях;

не менее 15 — при четырех параллельных ветвях.

По согласованию между изготовителем и потребителем допускается уменьшать число выведенных наружу концов.

2.13. Схема соединения фаз обмотки статора — звезда.

По согласованию между изготовителем и потребителем допускается соединять фазы обмотки статора в треугольник.

2.14. Направление вращения турбогенераторов мощностью 32 000 кВт и выше должно быть правое, если смотреть со стороны турбины. Для турбогенераторов мощностью 12 000 кВт и ниже направление вращения должно быть согласовано между предприятиями — изготовителями турбины и генератора.

2.15. Вибрация (эффективное значение вибрационной скорости) подшипников турбогенераторов при всех режимах работы, предусмотренных настоящим стандартом, должна соответствовать требованиям ГОСТ 25364—82 при номинальной частоте вращения. Нормы вибрации сердечника статора, лобовых частей обмоток и контактных колец устанавливаются в технических условиях на турбогенераторы конкретных типов.

2.16. Уровень звука, измеренный на расстоянии 1 м от наружного контура турбогенератора и сочлененного с ним возбудителя, не должен превышать 90 дБ*А*.

2.17. Оболочка корпуса и торцевые щиты турбогенераторов с водородным охлаждением должны выдерживать гидравлическое избыточное давление, равное $8 \cdot 10^5$ Па в течение 15 мин.

2.18. Подшипник турбогенератора, масляное уплотнение вала, маслоуловители в турбогенераторах с водородным охлаждением со стороны, противоположной турбине, подшипники непосредственно присоединенных возбудителя и подвозбудителя, а также водоподводы к валу и подшипники редуктора (если таковые имеются) должны быть электрически изолированными от фундаментных плит и маслопроводов.

Электрическое сопротивление этой изоляции, измеренное мегаомметром напряжением 1000 В, должна быть не менее 1 МОм.

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

Подачу масла в масляное уплотнение вала турбогенератора с водородным охлаждением следует проводить 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 согласованию между изготовителем и потребителем допускается применять в опорных подшипниках и уплотнениях вала другую смазочную жидкость.

В системах маслоснабжения уплотнения вала турбогенераторов мощностью 63 000 кВт и более и системах маслоснабжения подшипников турбогенераторов мощностью 110 000 кВт и более должно предусматриваться кратковременное резервирование подачи масла и аварийный останов без тяжелых последствий при

перерывах или прекращении поступления масла от источников маслоснабжения.

2.20. В патрубках подшипников турбогенератора и непосредственно соединенного с ним возбудителя, а также масляных уплотнениях, предназначенных для слива масла, должны быть смотровые окна для наблюдения за струей выходящего масла.

В патрубках подшипников должно быть устройство для установки температурного индикатора.

2.21. В подшипниках и уплотнениях вала турбогенератора должны быть установлены устройства для дистанционного измерения температуры. В подшипниках турбогенератора мощностью 63 000 кВт и более должна быть предусмотрена возможность установки устройства для дистанционного измерения вибраций и постоянного контроля изоляции подшипников.

В турбогенераторах с водородным охлаждением должны быть предусмотрены возможности присоединения газоанализаторов для контроля за утечкой водорода в картеры подшипников и патрубков для подачи инертного газа.

2.22. Температура масла, выходящего из подшипников турбогенератора, не должна превышать 65°С, а температура вкладыша подшипника 80°С. Температура вкладыша масляных уплотнений не должна превышать 80°С для торцевых и 90°С для кольцевых.

2.23. Для измерения температуры активной стали сердечника и обмотки статора турбогенератора в статор должно быть уложено следующее число термопреобразователей сопротивления:

не менее 6 — для турбогенераторов мощностью менее 32 000 кВт;

не менее 12 — для турбогенераторов мощностью 32 000 кВт и более.

Для турбогенераторов с жидкостным охлаждением обмотки статора должна быть предусмотрена возможность контроля температуры обмотки в каждой параллельной ветви охлаждающей жидкости и контроля температуры сердечника статора не менее чем в 6 точках.

2.24. Для измерения температуры охлаждающего газа должно быть установлено следующее число температурных индикаторов:

не менее двух (в зоне входа охлаждающего газа) и по одному или более (на выходе из каждого газоохладителя) — для турбогенераторов с встроенными газоохладителями;

не менее двух — в зоне выхода горячего газа;

не менее трех — в зоне выхода горячего газа из обмотки статора для турбогенераторов с непосредственным газовым охлаждением обмотки статора;

один или более — перед или после каждого вентилятора и компрессора.

2.25. Для измерения температуры охлаждающей жидкости должно быть установлено следующее число термометров:

не менее двух — в зоне входа охлаждающей жидкости;

не менее трех — в зоне выхода охлаждающей жидкости.

2.26. Место установки термопреобразователей сопротивления и термометров должно быть указано в инструкции по эксплуатации турбогенераторов.

2.27. Турбогенераторы с воздушным охлаждением должны быть оборудованы системой пожаротушения распыленной водой. Степень автоматизации системы пожаротушения должна быть установлена в технических условиях на турбогенераторы конкретных типов.

При изготовлении турбогенераторов из материалов, не поддерживающих горение, систему водяного пожаротушения не устанавливают.

2.28. Турбогенераторы в нормальных условиях эксплуатации должны включаться в сеть методом точной автоматической синхронизации.

2.29. Турбогенераторы допускают скорость набора и изменения активной и реактивной нагрузок не менее 6% номинальной в минуту. Допускаемое число сбросов и набросов нагрузки устанавливается в технических условиях на турбогенераторы конкретных типов.

2.30. Степени защиты турбогенераторов с воздушным охлаждением IP44, турбогенераторов с водородным охлаждением — IP55, контактных колец — IP10 по ГОСТ 14254—80.

2.31. Турбогенераторы должны быть рассчитаны на применение дистиллята для охлаждения обмоток статора и ротора с электрическим удельным сопротивлением не менее 2 000 Ом·м при температуре 40°С.

Допускается кратковременно снижать электрическое удельное сопротивление дистиллята до 500 Ом·м.

2.32. Объем и требования к устройствам контроля и защиты турбогенераторов должны соответствовать ГОСТ 25457—82.

2.33. Показатели надежности и долговечности турбогенераторов должны быть не ниже, указанных в табл. 3.

Таблица 3

Наименование показателя	Для турбогенераторов высшей категории качества	Для турбогенераторов I-й категории качества
Коэффициент готовности	0,995	0,99
Наработка на отказ, ч	18 000	15 000
Ресурс между капитальными ремонтами, лет	5	
Срок службы, лет	30	

Показатели надежности и долговечности турбогенераторов, предназначенных для покрытия пиковых нагрузок, устанавливаются в технических условиях на турбогенераторы конкретных типов.

2.34. Значение массы турбогенератора должно устанавливаться в технических условиях на турбогенераторы конкретных типов.

3. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

3.1. Требования безопасности — по ГОСТ 12.2.007.1—75.

4. КОМПЛЕКТНОСТЬ

4.1. В комплект турбогенератора должны входить оборудование и устройства систем возбуждения, систем охлаждения, маслоснабжения уплотнений, контроля и автоматики, запасные части и монтажные приспособления в объеме, установленном в технических условиях на турбогенераторы конкретных типов.

К комплекту должны быть приложены эксплуатационная и ремонтная документация по ГОСТ 2.601—68, ГОСТ 2.602—68 и ГОСТ 2.609—79 в объеме, установленном в технических условиях на турбогенераторы конкретных типов.

5. ПРАВИЛА ПРИЕМКИ

5.1. Для проверки соответствия турбогенераторов и возбудителей требованиям настоящего стандарта предприятие-изготовитель должно проводить приемочные, приемо-сдаточные, периодические и типовые испытания.

5.2. 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 температурных индикаторов;

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 ротора и статора относительно корпуса и между обмотками на электрическую прочность по ГОСТ 183—74;

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 183—74;
проверка состояния уплотнений вала в сборе и определении утечки воздуха при избыточном давлении воздуха не менее номинального давления водорода (для машин с водородным охлаждением).

Примечание. Отдельные испытания по пп. 5.2 и 5.4 допускается проводить по согласованию с потребителем на месте установки турбогенератора.

5.3. Турбогенераторы мощностью 32 000 кВт и более следует подвергать приемо-сдаточным испытаниям на месте установки по окончании монтажа турбогенератора по программе п. 5.2, за исключением испытаний ротора при повышенной частоте вращения и испытаний междувитковой изоляции; испытания изоляции обмоток статора относительно корпуса и между обмотками на электрическую прочность проводится выпрямленным напряжением, равным 1,6 80%-ного испытательного напряжения переменного тока, указанного в ГОСТ 183—74, длительностью не более 1 мин, за исключением тех 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 проводится напряжением переменного тока, равным 80% испытательного напряжения, указанного в ГОСТ 183—74; испытание изоляции обмотки ротора относительно корпуса при неподвижном состоянии напряжением 1000 В частоты 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).

5.4. Приемочные испытания следует проводить на опытных (головных) образцах турбогенераторов по программе приемо-сдаточных испытаний, включая:
испытания на кратковременную перегрузку по току;
определение коэффициента полезного действия;

испытание на нагревание;

определение коэффициента искажения синусоидальности кривой линейного напряжения;

опытное определение индуктивных сопротивлений и постоянных времени обмоток;

измерение электрического напряжения между концами вала;

испытание механической прочности при ударном токе короткого замыкания;

измерение уровня звука;

определение номинального тока возбуждения, номинального изменения напряжения и регулировочной характеристики турбогенератора;

определение тока 3-й гармоники, если машина предназначается для работы с соединением обмотки статора в треугольник;

проверка работы газо-масляной системы водородного охлаждения и определение утечки водорода (для машин с водородным охлаждением);

проверка работы системы жидкостного охлаждения (для машин с жидкостным охлаждением);

измерение вибраций сердечника, корпуса и лобовых частей обмотки статора.

5.5. Периодические испытания следует проводить не реже одного раза в семь лет на одном турбогенераторе по программе п. 5.4, за исключением испытания механической прочности при ударном токе короткого замыкания.

5.6. Типовые испытания необходимо проводить по специальной программе при изменении конструкции, материалов или технологического процесса, если эти изменения могут оказать влияние на характеристики и параметры турбогенераторов.

5.7. Приемочные, приемо-сдаточные, периодические и типовые испытания систем возбуждения турбогенераторов проводят по ГОСТ 21558—76.

6. МЕТОДЫ ИСПЫТАНИЙ

6.1. Методы испытаний турбогенераторов — по ГОСТ 10169—77, ГОСТ 11828—75, ГОСТ 11929—81 и ГОСТ 25000—81.

7. МАРКИРОВКА, УПАКОВКА, ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ

7.1. На каждом турбогенераторе с воздушным охлаждением должна быть укреплена табличка по ГОСТ 12869—67 и ГОСТ 12971—77, содержащая:

товарный знак предприятия-изготовителя;

тип турбогенератора;

порядковый номер турбогенератора по системе нумерации предприятия-изготовителя;
активную мощность, кВт;
коэффициент мощности;
номинальное напряжение статора, В;
номинальную частоту вращения, об/мин;
номинальную частоту, Гц;
число фаз;
номинальный ток статора, А;
номинальный ток ротора, А;
направление вращения (если левое);
год выпуска;
обозначение настоящего стандарта.

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

7.3. Маркировка тары — по ГОСТ 14192—77.

7.4. Условия транспортирования сборочных единиц турбогенераторов в части воздействия механических факторов «С» по ГОСТ 23216—78, а в части воздействия климатических факторов также как условия 8 по ГОСТ 15150—69.

7.5. Условия хранения сборочных единиц турбогенераторов по ГОСТ 15150—69 устанавливают в технических условиях на турбогенераторы конкретных типов. Срок хранения без переконсервации — год.

7.6. Упаковка и консервация составных частей турбогенератора (деталей и сборочных единиц) по ГОСТ 23216—78.

8. ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ

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

Гарантийный срок эксплуатации — 3 года со дня ввода в эксплуатацию, а для турбогенераторов, предназначенных для экспорта, — год со дня ввода в эксплуатацию, но не более 3 лет с момента проследования их через Государственную границу СССР.

Редактор *М. В. Глушкова*
Технический редактор *М. И. Максимова*
Корректор *Л. А. Пономарева*

Сдано в наб. 02.04.85 Подп. в печ. 21.05.85 1,0 усл. п. л. 1,125 усл. кр.-отт. 0,97 уч.-изд. л.
Тир. 12 000 Цена 5 коп.

Ордена «Знак Почета» Издательство стандартов, 123840, Москва, ГСП, Новопресненский пер., 3
Тип. «Московский печатник». Москва, Лялин пер., 6. Зак. 438

Цена 5 коп.

Величина	Единица		
	Наименование	Обозначение	
		международное	русское
ОСНОВНЫЕ ЕДИНИЦЫ СИ			
Длина	метр	m	м
Масса	килограмм	kg	кг
Время	секунда	s	с
Сила электрического тока	ампер	A	А
Термодинамическая температура	кельвин	K	К
Количество вещества	моль	mol	моль
Сила света	кандела	cd	кд
ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ЕДИНИЦЫ СИ			
Плоский угол	радиан	rad	рад
Телесный угол	стерадиан	sr	ср

ПРОИЗВОДНЫЕ ЕДИНИЦЫ СИ, ИМЕЮЩИЕ СПЕЦИАЛЬНЫЕ НАИМЕНОВАНИЯ

Величина	Единица			Выражение через основные и дополнительные единицы СИ
	Наименование	Обозначение		
		международное	русское	
Частота	герц	Hz	Гц	$с^{-1}$
Сила	ньютон	N	Н	$м \cdot кг \cdot с^{-2}$
Давление	паскаль	Pa	Па	$м^{-1} \cdot кг \cdot с^{-2}$
Энергия	джоуль	J	Дж	$м^2 \cdot кг \cdot с^{-2}$
Мощность	ватт	W	Вт	$м^2 \cdot кг \cdot с^{-3}$
Количество электричества	кулон	C	Кл	$с \cdot А$
Электрическое напряжение	вольт	V	В	$м^2 \cdot кг \cdot с^{-3} \cdot А^{-1}$
Электрическая емкость	фарад	F	Ф	$м^{-2} кг^{-1} \cdot с^4 \cdot А^2$
Электрическое сопротивление	ом	Ω	Ом	$м^2 \cdot кг \cdot с^{-3} \cdot А^{-2}$
Электрическая проводимость	сименс	S	См	$м^{-2} кг^{-1} \cdot с^3 \cdot А^2$
Поток магнитной индукции	вебер	Wb	Вб	$м^2 \cdot кг \cdot с^{-2} \cdot А^{-1}$
Магнитная индукция	тесла	T	Тл	$кг \cdot с^{-2} \cdot А^{-1}$
Индуктивность	генри	H	Гн	$м^2 \cdot кг \cdot с^{-2} \cdot А^{-2}$
Световой поток	люмен	lm	лм	кд · ср
Освещенность	люкс	lx	лк	$м^{-2} \cdot$ кд · ср
Активность радионуклида	беккерель	Bq	Бк	$с^{-1}$
Поглощенная доза ионизирующего излучения	грэй	Gy	Гр	$м^2 \cdot с^{-2}$
Эквивалентная доза излучения	зиверт	Sv	Зв	$м^2 \cdot с^{-2}$

gost.e-ecolog.ru