Некоммерческое Партнерство «Инновации в электроэнергетике»



СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

СТО 70238424.29.160.20.003-2009

ТУРБОГЕНЕРАТОРЫ СЕРИИ ТВ2 ГРУППОВЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НА КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Дата введения – 2009-10-05

Издание официальное

Москва
2009

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом «О техническом регулировании», а правила разработки и применения стандартов организации – ГОСТ Р 1.4–2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН ОАО «Энергетический институт им. Г.М.Кржижановского» (ОАО «ЭНИН») и Закрытым акционерным обществом «Центральное конструкторское бюро по модернизации и ремонту энергетического оборудования электростанций» (ЗАО «ЦКБ Энергоремонт»)

2 ВНЕСЕН Комиссией по техническому регулированию НП «ИНВЭЛ»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ приказом НП «ИНВЭЛ» от 02.09.2009 № 69

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

© НП «ИНВЭЛ», 2009

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения НП «ИНВЭЛ»

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины, определения, обозначения и сокращения 2
4 Общие положения 3
5 Общие технические сведения 4
6 Общие технические требования 7
7 Требования к составным частям 8
8 Требования к сборке и к отремонтированному турбогенератору 39
9 Испытания и показатели качества отремонтированных турбогенераторов серии ТВ2 42
10 Требования к обеспечению безопасности 42
11 Оценка соответствия 43
Библиография 44

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

Турбогенераторы серии ТВ2
Групповые технические условия на капитальный ремонт
Нормы и требования

Дата введения 2009-10-05

1 Область применения

Настоящий стандарт организации:

- является нормативным документом, устанавливающим технические нормы и требования к ремонту турбогенераторов серии ТВ2, направленные на обеспечение промышленной безопасности тепловых электрических станций, повышение надежности эксплуатации и качества ремонта;
- устанавливает технические требования, объем и методы дефектации, способы ремонта, методы контроля и испытаний к составным частям и турбогенераторам в целом в процессе ремонта и после ремонта;
- устанавливает объемы, методы испытаний и сравнения показателей качества отремонтированных турбогенераторов серии ТВ2 с их нормативными значениями и значениями до ремонта;
- распространяется на капитальный ремонт турбогенераторов серии ТВ2;
- предназначен для применения генерирующими компаниями, эксплуатирующими организациями на тепловых электростанциях, ремонтными и иными организациями, осуществляющими ремонтное обслуживание оборудования электростанций.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты и другие нормативные документы:

Федеральный закон РФ от 27.12.2002 № 184-ФЗ "О техническом регулировании"

ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения»

ГОСТ 10-88 Нутромеры микрометрические. Технические условия

ГОСТ 27.002–89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения

ГОСТ 533-2000 Машины электрические вращающиеся. Турбогенераторы. Общие технические условия.

ГОСТ 8026-92 Линейки поверочные. Технические условия

ГОСТ 8925-68 Щупы плоские для станочных приспособлений. Конструкция

ГОСТ 9378-93 Образцы шероховатости поверхности (сравнения). Общие технические условия

ГОСТ 9696-82 Индикаторы многооборотные с ценой деления 0,001 и 0,002 мм. Технические условия

ГОСТ 10905-86 Плиты поверочные и разметочные. Технические условия

ГОСТ 15467–79 Управление качеством продукции. Основные понятия. Термины и определения

ГОСТ 16504–81 Система государственных испытаний продукции. Испытания и контроль качества продукции. Основные термины и определения

ГОСТ 18322–78 Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения

СТО 70238424.27.010.001-2008 Электроэнергетика. Термины и определения

СТО 17230282.27.010.002-2008 Оценка соответствия в электроэнергетике

СТО 70238424.27.100.012-2008 Тепловые и гидравлические станции. Методики оценки качества ремонта энергетического оборудования

СТО 70238424.27.100.006-2008 Ремонт и техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений электрических станций и сетей. Условия выполнения работ подрядными организациями. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.017-2009 Тепловые электрические станции. Ремонт и техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений. Организация производственных процессов. Нормы и требования

СТО 70238424.29.160.20.009-2009 Турбогенераторы. Общие технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и классификаторов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения, обозначения и сокращения

3.1 Термины и определения

В настоящем стандарте применены основные понятия по Федеральному закону РФ "О техническом регулировании" и термины по ГОСТ 15467, ГОСТ 16504, ГОСТ 18322, ГОСТ 27.002, СТО 70238424.27.010.001–2008, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 **характеристика**: Отличительное свойство. В данном контексте характеристики физические (механические, электрические, химические) и функциональные (производительность, мощность …)

3.1.2 **характеристика качества**: Присущая характеристика продукции, процесса или системы, вытекающая из требований.

3.1.3 **качество отремонтированного оборудования**: Степень соответствия совокупности присущих оборудованию характеристик качества, полученных в ре-

зультате выполнения его ремонта, требованиям, установленным в нормативной и технической документации.

3.1.4 **качество ремонта оборудования**: Степень выполнения требований, установленных в нормативной и технической документации, при реализации комплекса операций по восстановлению исправности или работоспособности оборудования или его составных частей.

3.1.5 **оценка качества ремонта оборудования**: Установление степени соответствия результатов, полученных при освидетельствовании, дефектовании, контроле и испытаниях после устранения дефектов, характеристикам качества оборудования, установленным в нормативной и технической документации.

3.1.6 **технические условия на капитальный ремонт**: Нормативный документ, содержащий требования к дефектованию изделия и его составных частей, способы ремонта для устранения дефектов, технические требования, значения показателей и нормы качества, которым должно удовлетворять изделие после капитального ремонта, требования к контролю и испытаниям оборудования в процессе ремонта и после ремонта.

3.2 Обозначения и сокращения

ВК – визуальный контроль;
ИК – измерительный контроль;
КИ – контрольные испытания;
НТД – нормативная и техническая документация;
УЗД – ультразвуковая дефектоскопия;
ЩКА – щеточно–контактный аппарат;
R_a – среднее арифметическое отклонение профиля;
R_z – высота неровностей профиля по десяти точкам.

4 Общие положения

4.1 Подготовка турбогенераторов серии ТВ2 к ремонту, вывод в ремонт, производство ремонтных работ и приемка из ремонта должны производиться в соответствии с нормами и требованиями СТО 70238424.27.100.017–2009.

Требования к ремонтному персоналу, гарантиям производителя работ по ремонту установлены в СТО 70238424.27.100.006-2008.

4.2 Выполнение требований настоящего стандарта определяет оценку качества отремонтированных турбогенераторов. Порядок проведения оценки качества ремонта турбогенераторов устанавливается в соответствии с СТО 70238424.27.100.012-2008

4.3 Настоящий стандарт применяется совместно с СТО 70238424.29.160.20.009-2009.

4.4 Требования настоящего стандарта могут быть использованы при среднем и текущем ремонтах турбогенераторов. При этом учитываются следующие особенности их применения:

- требования к составным частям и турбогенератору в целом в процессе среднего или текущего ремонта применяются в соответствии с выполняемой номенклатурой и объёмом ремонтных работ;
- требования к объёмам и методам испытаний и сравнению показателей качества отремонтированных турбогенераторов с их нормативными значениями и значениями до ремонта при среднем ремонте применяются в полном объёме;
- требования к объёмам и методам испытаний и сравнению показателей качества отремонтированных турбогенераторов с их нормативными значениями и значениями до ремонта при текущем ремонте применяются в объёме, определяемом техническим руководителем электростанции и достаточным для установления работоспособности турбогенератора.

4.5 При расхождении требований настоящего стандарта с требованиями других НТД, выпущенных до утверждения настоящего стандарта, необходимо руководствоваться требованиями настоящего стандарта.

При внесении предприятием-изготовителем изменений в конструкторскую документацию на турбогенераторы и при выпуске нормативных документов органов государственного надзора, которые повлекут за собой изменение требований к отремонтированным составным частям и турбогенератору в целом, следует руководствоваться вновь установленными требованиями вышеуказанных документов до внесения соответствующих изменений в настоящий стандарт.

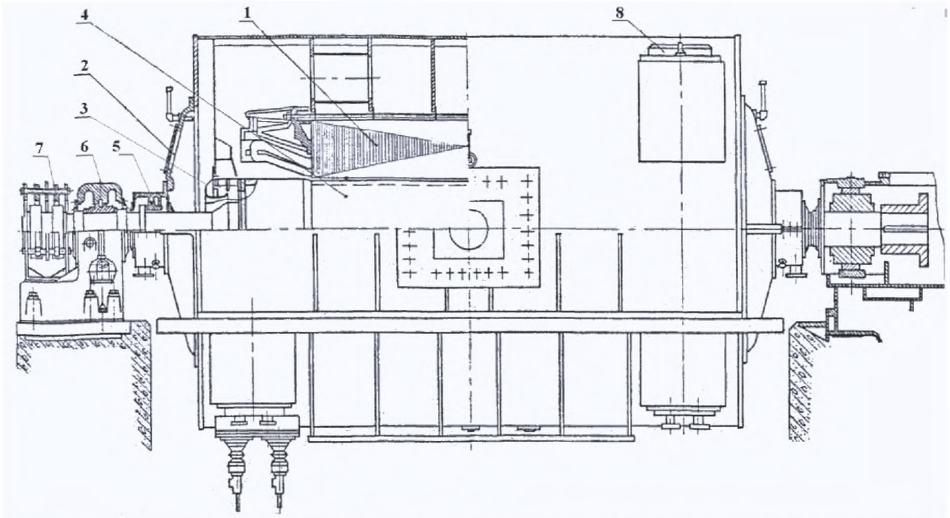
4.6 Требования настоящего стандарта распространяются на капитальный ремонт турбогенераторов в течение полного срока службы, установленного в НТД на поставку турбогенераторов или в других нормативных документах. При продлении в установленном порядке продолжительности эксплуатации турбогенераторов сверх полного срока службы, требования настоящего стандарта применяются в разрешенный период эксплуатации с учетом требований и выводов, содержащихся в документах на продление продолжительности эксплуатации.

5 Общие технические сведения

5.1 Группа турбогенераторов серии ТВ2 включает турбогенераторы ТВ2-30-2, ТВ2-100-2 и ТВ2-150-2.

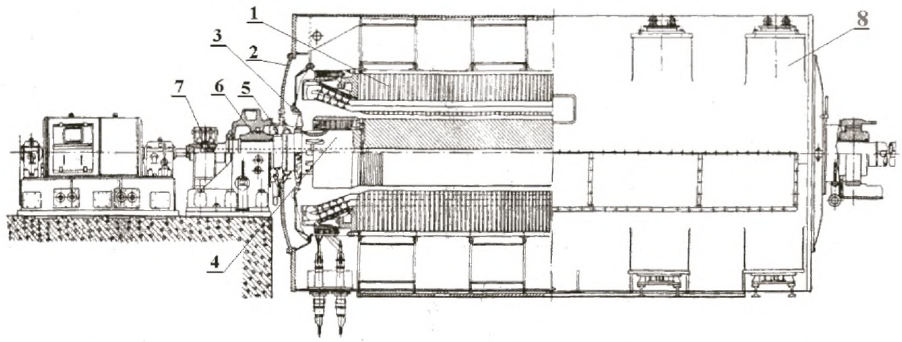
Общий вид турбогенератора серии ТВ2-30-2 приведен на рисунке 5.1а, а турбогенераторов ТВ2-100-2 и ТВ2-150-2 – на рисунке 5.1б.

Основные характеристики и параметры турбогенераторов серии ТВ2 приведены в таблице 5.1



1 – статор; 2 – щит наружный; 3 – обтекатель; 4 – ротор; 5 – уплотнение вала ротора; 6 – подшипник; 7 – щеточный аппарат; 8 – газоохладитель

Рисунок 5.1а - Турбогенератор ТВ2-30-2



1 – статор; 2 – щит наружный; 3 – обтекатель; 4 – ротор; 5 – уплотнение вала ротора; 6 –подшипник; 7 – щеточный аппарат; 8 – газоохладитель

Рисунок 5.1б - Турбогенераторы ТВ2-100-2 и ТВ2-150-2

Таблица 5.1 - Основные характеристики и параметры турбогенераторов серии ТВ2

Наименование основных параметров	ТВ2-30-2	ТВ2-100-2	ТВ2-150-2
Полная мощность, кВА	37500	117500	166500
Активная мощность, кВт	30000	100000	150000
Коэффициент мощности	0,80	0,80	0,90
Напряжение, В	6300 / 10500	13800	18000
Ток, А	3440 / 2060	4925	5350
Частота, Гц	50		
Скорость вращения, об/мин	3000		
Коэффициент полезного действия, %	98,30	98,70	98,90
Маховой момент ротора, тм^2	5,0	21,0	33,5
Критическая скорость вращения, об/мин	930	1167	970
Соединение фаз обмотки статора	Звезда	Двойная звезда	Двойная звезда
Число выводов обмотки статора	6	12	12
Давление водорода, Па	$0{,}05\cdot10^5$	$0{,}5\cdot10^5$	$0{,}70\cdot10^5$

Наименование основных параметров	ТВ2-30-2	ТВ2-100-2	ТВ2-150-2
Допустимая минимальная температура охлаждающего газа, °С	Не ниже 20		
Чистота водорода, % не менее	98		
Температура точки росы водорода при рабочем давлении в корпусе генератора, °С	- Не выше 15 - Ниже температуры воды, подаваемой в газоохладители		
Наибольшее эксплуатационное избыточное давление холодной воды в газоохладителях, Па	$5{,}0 \cdot 10^4$	$5{,}0 \cdot 10^4$	$12{,}0 \cdot 10^4$
Температура холодной воды номинальная, °С	33		
Номинальный расход воды через газоохладители, $м^3$/час	200	400	640

5.2 Турбогенераторы серии ТВ2 предназначены для выработки электроэнергии при непосредственном соединении с паровыми турбинами на тепловых электростанциях. Турбогенераторы выполнены с непосредственным водородным охлаждением сердечника статора и косвенным водородным охлаждением обмоток статора и ротора.

Охлаждающий водород циркулирует в генераторе под действием двух вентиляторов, установленных на валу ротора (центробежных для генераторов типа ТВ2-30-2, осевых - для ТВ2-100-2 и ТВ2-150-2) и охлаждается вертикальными газоохладителями, встроенными в корпус генератора.

Корпус статора турбогенераторов газонепроницаемый, выполнен неразъемным и имеет внутри поперечные кольца жесткости для крепления сердечника.

Наружные щиты генераторов типа ТВ2-100-2 и ТВ2-150-2 соединяются с корпусом уплотнения с помощью газонепроницаемой диафрагмы, выполненной из полихлорвинилового пластика. Разъем наружных щитов расположен в горизонтальной плоскости.

К внутренним щитам статоров прикреплены обтекатели и диффузоры вентиляторов. В щитах и валу ротора предусмотрены специальные каналы, по которым охлаждающий газ попадает в лобовые части обмотки ротора.

Для проникновения внутрь корпуса статора, без разборки наружных щитов, в нижней его части предусмотрен люк, уплотненный резиновой прокладкой.

Сердечник статора собран на клиньях из сегментов электротехнической стали толщиной 0,5 мм, покрытых изолирующим лаком, и вдоль оси разделен вентиляционными каналами на пакеты.

Клинья сердечника статора приварены к поперечным кольцам корпуса статора.

Обмотки статоров стержневые, двухслойные, с непрерывной изоляцией из микаленты на асфальтовом лаке. Обмотки в пазах статора закреплены специальными клиньями. Лобовые части обмотки – корзиночного типа.

Начала и концы обмотки выведены наружу через концевые вывода.

Роторы изготовлены из цельных поковок специальной стали, обеспечивающей механическую прочность при всех режимах работа генератора.

Обмотки роторов выполнены из полосовой меди с присадкой серебра и имеет косвенное охлаждение водородом в пазовой части ротора. Лобовые части обмоток роторов охлаждаются потоком газа, который движется за счёт эффекта самовентиляции.

Контактные кольца вынесены за подшипник на стороне возбудителя.

Щеточно-контактный аппарат защищен открывающимся кожухом.

Бандажные кольца выполнены из специальной немагнитной стали и имеют по две горячие посадки: на центрирующие кольца и на заточку на бочке ротора.

Лобовые части обмотки ротора изолированы от бандажных и центрирующих колец стеклотекстолитом.

Подшипники генераторов со стороны возбудителя стоякового типа имеют шаровой самоустанавливающийся вкладыш. Смазка подшипника – принудительная. Масло подается под избыточным давлением из напорного маслопровода турбины.

Для предотвращения выхода водорода из корпуса статора по валу ротора на наружных щитах установлены масляные уплотнения вала, торцевые на генераторах типа ТВ2-30-2 и кольцевые на ТВ2-100-2 , ТВ2-150-2.

Контроль теплового состояния обмотки и сердечника статора, а также охлаждающих сред производится термопреобразователями сопротивления.

5.3 Наибольшие допустимые температуры отдельных узлов и охлаждающего газа турбогенераторов серии ТВ2 при номинальных давлении и температуре охлаждающих сред приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2

Наименование узлов турбогенератора	Наибольшая температура, °С, измеренная		
	по сопротивлению обмотки	термометрами сопротивления	ртутными термометрами
Обмотка статора		105/120**	
Обмотка ротора	130/110*		
Сердечник статора		105/120**	
Горячий газ в турбогенераторе		75	75
Холодный газ после газоохладителей		не более 55	
Примечания: * - для роторов, переведенных на непосредственное охлаждение. ** - для статоров с термореактивной изоляцией.			

5.4 Конструктивные характеристики, рабочие параметры и назначение турбогенераторов должны соответствовать ГОСТ 533.

5.5 При разработке использовалась конструкторская, нормативная и техническая документация заводов-изготовителей.

6 Общие технические требования

Общие технические требования, требования к метрологическому обеспечению и видам контроля, общие технические требования к дефектованию и спосо-

бам ремонта определяются в соответствии с СТО 70238424.29.160.20.009–2009 (раздел 6).

7 Требования к составным частям

Разделы требований к составным частям должны применяться совместно с соответствующими разделами требований к составным частям СТО 70238424.29.160.20.009–2009.

Разделы требований к составным частям состоят из подразделов, наименования которых являются наименованиями рассматриваемых составных частей.

7.1 Составные части статора

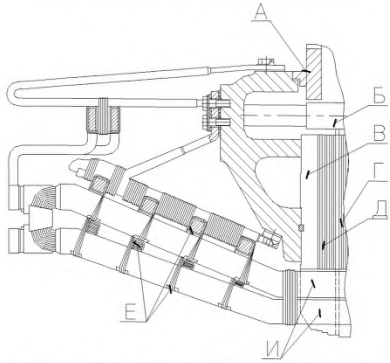
Дефектацию и ремонт составных частей статора (поз. 1 рис.5.1а и рис. 5.1б), щита наружного (поз. 2 рис.5.1а и рис. 5.1б) и обтекателя (поз. 3 рис.5.1а и рис. 5.1б) необходимо проводить в соответствии с картами 1- 3.

Карта дефектации и ремонта 1

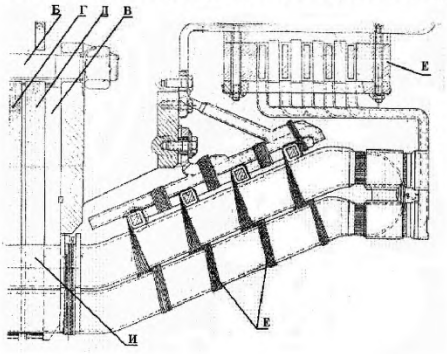
Статор (поз. 1 рис.5.1а и рис. 5.1б)

Количество на изделие, шт. – 1

Статор турбогенератора ТВ2-30-2



Статор турбогенератора ТВ2-100-2 (ТВ2-150-2)



Продолжение карты дефектации и ремонта 1

Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	Трещины в сварке.	ВК.	Лупа ЛП410^{x}.	Сварка.	Трещины в сварке не допустимы.
Б	Нарушение целостности (трещины, изломы) стяжных ребер.	ВК.	Лупа ЛП-4-10^{x}.	Сварка.	Наличие трещин не допускается.
В	Смещение нажимных пальцев.	ВК.	—	Закрепление в первоначальном положении.	Смещение нажимных пальцев не допускается.
Г	Разрушение, оплавления сегментов активной стали.	ВК, ИК, КИ.	Термометры шкала 0-100 °С. Амперметр. Ваттметр. Частотомер. Лупа ЛП-4-10^{x}.	1. Удаление поврежденного участка. 2. Зачистка и травление кислотой. 3. Установка клиньев-заполнителей.	1. Поврежденный участок должен быть полностью удален. 2. После зачистки и травления лаковая пленка между сегментами должна просматриваться сплошными линиями. 3. Активную сталь статора испытать в соответствии с нормами СО 34.45-51.300 [1]. 4. Обмотку статора испытать в соответствии с нормами СО 34.45-51.300 [1].
Г	Следы местных перегревов, контактной коррозии активной стали.	ВК, ИК, КИ.	Термометры шкала 0-100 °С. Амперметр. Вольтметр. Ваттметр. Частотомер.	1. Зачистка. 2. Травление кислотой. 3. Восстановление активной стали.	1. После зачистки и травления лаковая пленка между сегментами сердечника должна просматриваться сплошными линиями. 2. Активную сталь статора испытать в соответствии с нормами СО 34.45-51.300 [1].
Г	Нарушения защитного покрытия активной стали.	ВК.	—	1. Очистка. 2. Покрытие двумя слоями лака ЛАЛЭ-7М.	Поверхность защитного покрытия активной стали должна быть без отслаивания, ровной и без подтеков лака.
Д	Ослабление	ВК,	Щупы. Набор	1. Установка	1. Щуп от усилия руки

Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
	плотности прессовки активной стали.	ИК, КИ.	№ 2. Термометры шкала 0-100 °С. Амперметр. Вольтметр. Ваттметр. Динамометрический ключ.	клиньев-заполнителей. 2. Подтяжка гаек нажимного кольца. 3. Восстановление плотности прессовки.	не должен входить между сегментами активной стали на глубину более 1 мм на участке не ближе 100 мм от нажимного кольца. 2. Гайки нажимного кольца должны быть затянуты и закреплены от самоотвинчивания. 3. Активную сталь статора испытать в соответствии с СО 34.45-51.300 [1]. 4. Обмотку статора испытать в соответствии с СО 34.45-51.300 [1].
Е	Ослабление крепления деталей расклиновки лобовой части обмотки статора.	ВК, КИ.		1. Подтягивание крепежных деталей. 2. Установка дистанционных распорок с прокладками на клее. 3. Бандажировка стержней лобовой части обмотки статора. 4. Заполнение зазоров между деталями крепления и обмоткой статора препрегом.	1. Деформация, повреждение покровной ленты на стержнях и шинах после подтягивания не допускается. 2. Обмотку статора испытать в соответствии с СО 34.45-51.300 [1].
Е	Ослабление, обрыв шуровых бандажей.	ВК, ИК, КИ.	–	Замена бандажей.	Обмотку статора испытать в соответствии с СО 34.45-51.300 [1].
Е	Истирание изоляции лобовых частей обмотки статора.	ВК, ИК, КИ.	–	1. Восстановление изоляции. 2. Закрепление лобовых частей обмотки	Обмотку статора испытать в соответствии с СО 34.45-51.300 [1].

Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
				статора.	
–	Нарушение плоскостности торцовой поверхности корпуса статора под щит.	ВК, ИК.	Щупы. Набор № 2. Штангенциркуль ШЦ-III-1000-0,1. Образцы шероховатости поверхности (рабочие).	Шабровка.	1. Допуск плоскостности торцовых поверхностей корпуса относительно общей прилегающей поверхности наружного щита не более 0,1 мм. 2. Параметр шероховатости поверхности должна быть $Rz \leq 32$ мкм.
–	Нарушение защитного покрытия обмотки статора, соединительных и выводных шин.	ВК, ИК, КИ.	Термометр шкала 0-100 °С. Амперметр. Вольтметр. Ваттметр. Частотомер.	1. Очистка. 2. Покрытие двумя слоями эмали ГФ-92ХС.	1. Поверхность защитного покрытия обмотки статора, соединительных и выводных шин должна быть ровной, без отслаиваний и подтеков. 2. Обмотку статора испытать в соответствии с СО 34.45-51.300 [1].
–	Повреждение изоляции термопреобразователей с соединительными проводами.	ИК.	Мегомметр.	Замена термопреобразователя и (или) провода термопреобразователя.	Сопротивление изоляции должно быть не менее 1,0 МОм.
И	Ослабление плотности крепления обмотки статора по высоте паза.	ВК.	–	Переклиновка с установкой под клин дополнительных прокладок.	1. Допускается не более 10% ослабленных клиньев в средней части статора. 2. Допускается разновысотность клиньев в одном пазу, но не более 1,5 мм.
Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
–	Ослабление плотности крепления обмотки статора по ширине паза.	ВК, ИК.	Набор уплотнительных ножей.	Переклиновка паза с установкой между стенкой паза и стороной стержня, набе-	Зазор между стенкой паза и стержнем должен быть не более 0,3 мм.

Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
				гающей по направлению вращения ротора, дополнительной прокладки.	

7.2 Требования к отремонтированному статору

7.2.1 На поверхности статора (обмотке, сердечнике и корпусе) не должно быть загрязнений.

7.2.2 Защитное покрытие поверхности расточки активной стали электроизоляционной эмалью должно быть равномерным, без отслоений.

7.2.3 Статорная обмотка, соединительные и выводные шины должны быть покрыты электроизоляционной маслостойкой эмалью.

7.2.4 Увлажнение обмотки статора не допускается. Необходимость сушки устанавливается по СО 34.45-51.300 [1].

7.2.5 Соединительные шпильки изоляционных накладок крепления лобовых частей статорной обмотки не должны касаться изоляции обмотки.

7.2.6 Не допускается более 10% ослабленных средних клиньев, но не более трех подряд в одном пазу.

Концевые клинья и два к ним прилегающие с каждой стороны паза должны быть установлены плотно и иметь дополнительное крепление согласно требованиям конструкторской документации.

Пазы должны быть переуплотнены (переклинены), если количество ослабленных клиньев в них превышает допустимое.

7.2.7 Допустимый зазор в стыках клиньев — не более 3,0 мм, не чаще, чем через 10 клиньев.

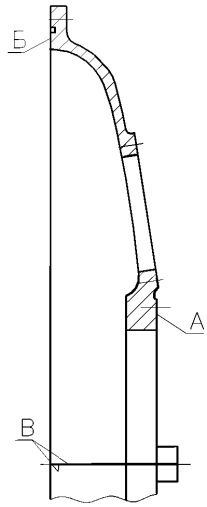
Допускается разновысотность клиньев в одном пазу не более 1,5 мм

7.2.8 Статорная обмотка, соединительные и выводные шины совместно с концевыми выводами должны быть испытаны в соответствии с требованиями СО 34.45-51.300 [1].

Карта дефектации и ремонта 2

Щит наружный (поз.2 рис. 5.1а и рис. 5.1б)

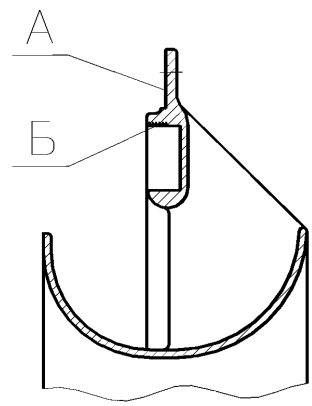
Количество на изделие, шт. – 2



Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А, Б	Риски, забоины.	ВК.	–	1. Опиловка. 2. Зачистка. 3. Шабровка.	Параметр шероховатости А, Б, Г – $Rz \leq 40$ мкм.
В	Риски, забоины Отклонение от плоскостности.	ВК. ИК.	Лупа ЛП-4-10х. Плита I-0-1000×630. Линейка ЛД-0-500. Щуп набор №2.	1. Опиловка. 2. Шабровка.	1.Параметр шероховатости Б, В – $Rz \leq 80$ мкм. 2. Допуск плоскостности: Б - 0,1 мм В - 0,05 мм.
–	Трещины.	ВК.	–	Заварка.	Трещины не допускаются.

Карта дефектации и ремонта 3
Обтекатель вентилятора (поз.3 рис. 5.1а и рис. 5.1б)
Количество на изделие, шт. – 2

Турбогенератор ТВ2-30-2

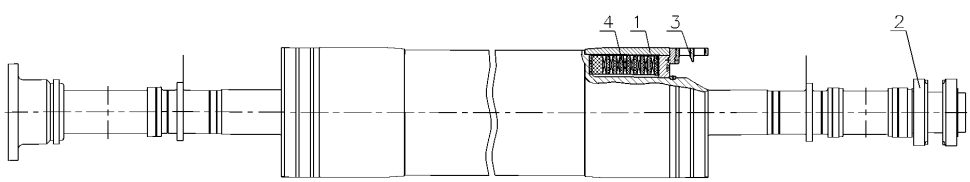


Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	Риски, забоины.	ВК.	Образцы шероховатости поверхности (рабочие).	1. Опиловка. 2. Зачистка. 3. Шабровка.	Параметр шероховатости – Rz ≤ 32 мкм.
Б	Расслоения, трещины, подгары.	ВК. ИК.	Щуп набор №2.	1. Опиловка 2. Шабровка.	1.Параметр шероховатости – Rz ≤ 80 мкм.

7.3 Составные части ротора

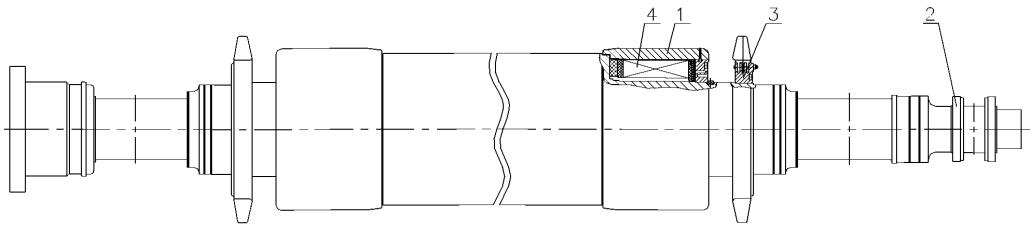
Дефектацию и ремонт составных частей бандажного узла (поз. 1 рис. 7.1а и рис. 7.1б), контактных колец (поз. 2 рис. 7.1а и рис. 7.1б), вентилятора (поз. 3 рис. 7.1а и рис. 7.1б) и обмотки ротора (поз. 4 рис. 7.1а и рис. 7.1б) необходимо проводить в соответствии с картами 4 – 11.

Нормы натягов бандажного узла и контактных колец приведены в таблицах 7.1 и 7.2



1- бандажный узел; 2 – контактные кольца с токоподводом,
3 – вентилятор, 4-обмотка ротора.

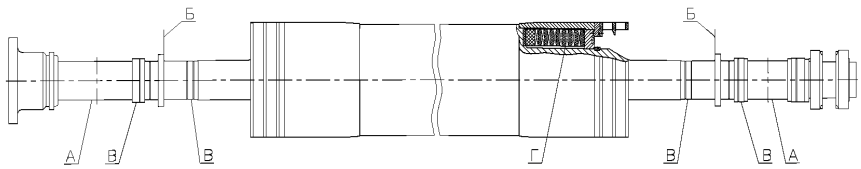
Рисунок 7.1а – Ротор турбогенератора ТВ2-30-2



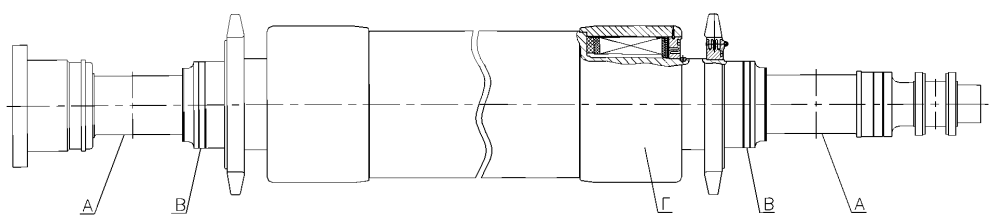
1- бандажный узел; 2 – контактные кольца с токоподводом;
3 – осевой вентилятор, 4- обмотка ротора.

Рисунок 7.1б – Ротор турбогенераторов ТВ2-100-2 и ТВ2-150-2

Карта дефектации и ремонта 4
Ротор (поз.4 на рис. 5.1а и рис. 5.1б)
Количество на изделие, шт. – 1
Ротор турбогенератора ТВ2-30-2



Ротор турбогенераторов ТВ2-100-2 и ТВ2-150-2



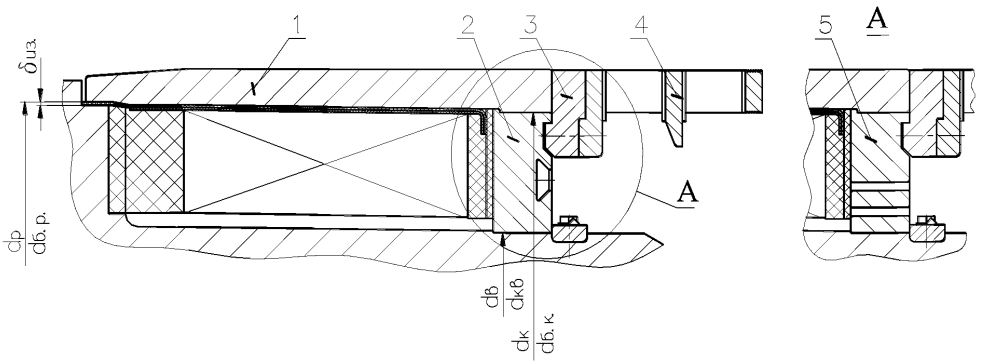
Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	Износ, риски, забоины.	ВК. ИК.	Лупа ЛП-4-10^{x}. Индикатор ИЧ05 кл. 1. Микрометр. Образцы шероховатости поверхности (рабочие).	1. Проточка. 2. Шлифовка.	1. Параметр шероховатости поверхности – Ra ≤ 0,63 мкм. 2. Допуск цилиндричности – 0,03 мм. 3. Допуск радиального биения –0,015 мм.
Б	Износ, риски, забоины.	ВК, ИК.	Лупа ЛП-4-10^{x}. Многооборотный индикатор (2 шт.) с ценой деления 0,002 мм – по ГОСТ 9696. Поверочная линейка – по ГОСТ 8026 и пластинчатый	1. Проточка. 2. Шлифовка.	1. Параметр шероховатости поверхности – Ra ≤ 0,63 мкм. 2. Допуск торцового биения – 0,02 мм. 3. Допуск конусности - 0,03 мм.

Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
			щуп № 1, класс 2). Образцы шероховатости поверхности (рабочие).		
В	Износ, риски, забоины.	ВК, ИК.	Лупа ЛП-4-10^{x}. Индикатор ИЧ05 кл. 1. Микрометр. Образцы шероховатости поверхности (рабочие).	1. Проточка. 2. Шлифовка.	1. Проточить на глубину не более 1,0 мм. 2. Параметр шероховатости поверхности – Ra ≤ 2,5 мкм. 3. Допуск радиального биения –0,055 мм.
Г	Нарушение корпусной изоляции обмотки ротора.	ИК. КИ.	Мегомметр на 1000В М4 100/4 кл. 1,0.	Замена корпусной изоляции. Сушка изоляции.	Сопротивление изоляции не менее 2 кОм при температуре 75 С. Испытательное напряжение 1,0 кВ.
	Нарушение витковой изоляции обмотки ротора	ИК. КИ.	Мегомметр на 500В М4 100/3 кл. 1,0. Миллиамперметр, амперметр, вольтметр Э316 кл. 1,0.	Замена витковой изоляции.	Измерение сопротивления обмотки ротора переменному току, п.3.7 норм СО 34.45-51.300 [1].

7.4 Составные части бандажного узла ротора

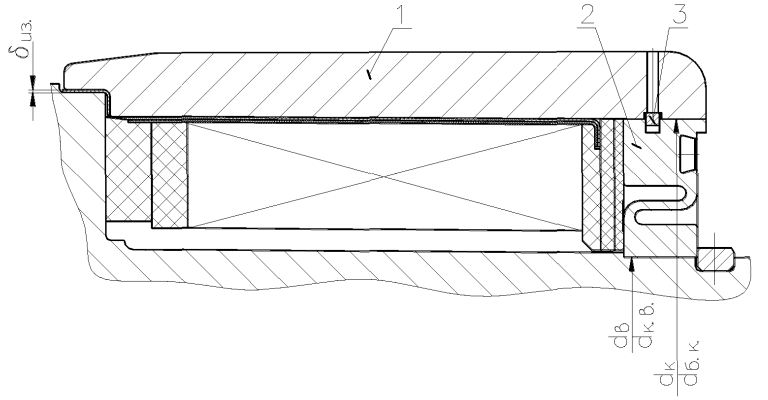
Дефектацию и ремонт составных частей бандажного узла (поз. 1 рис. 7.2а и рис. 7.2б), кольца центрирующего (поз. 2 рис. 7.2а и рис. 7.2б) и кольца пружинного (поз. 3 рис. 7.2б) необходимо проводить в соответствии с картами 5-7.

Нормы натягов в деталях бандажного узла турбогенераторов серии ТВ2 приведены в таблице 7.1.



1 – бандажное кольца; 2 – центрирующее кольцо; 3 – промежуточное кольцо; 4 – центробежный вентилятор; 5 – эластичное центрирующее кольцо.

Рисунок 7.2а - Бандажный узел ротора ТВ2-30-2 (поз.1 рис. 7.1а)



1 – бандажное кольца; 2 – центрирующее кольцо; 3 – пружинное кольцо.

Рисунок 7.2б - Бандажный узел ротора ТВ2-100-2 и ТВ2-150-2 (поз.1 рис. 7.1б)

Таблица 7.1- Размеры и натяги в деталях бандажного узла турбогенераторов серии ТВ2

Размеры в мм

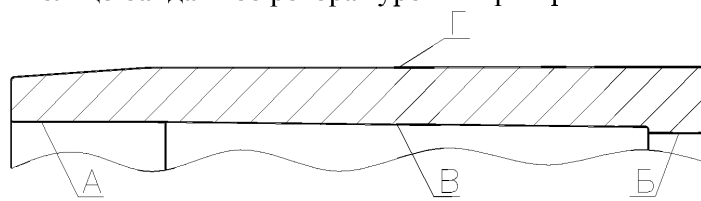
Тип турбогенератора	Бандажное кольцо-бочка ротора				Бандажное кольцо-центрирующее кольцо			Центрирующее кольцо-вал		
	$d_р$	$\delta_{из}$	$d_{б.р}$	Натяг	$d_к$	$d_{б.к}$	Натяг	$d_в$	$d_{к.в}$	Натяг
ТВ2-30-2	$758_{-0,05}$	2,5	$761,8^{+0,08}$	1,2-1,07	$739,3_{-0,05}$	$738^{+0,08}$	1,3-1,17	$455,45_{-0,04}$	$455^{+0,06}$	0,45-0,35
ТВ2-100-2 (с прямой прокладкой)	$930_{-0,055}$	2,5	$933,2^{+0,09}$	1,8-1,655	$922_{-0,055}$	$920,4^{+0,09}$	1,6-1,455	$620_{-0,045}$	$619,3^{+0,07}$	0,7-0,585
ТВ2-100-2 (с Г-образной прокладкой)	$981,4_{-0,055}$	3	$986^{+0,09}$	1,4-1,255	$922_{-0,055}$	$920,4^{+0,09}$	1,6-1,455	$620_{-0,045}$	$619,3^{+0,07}$	0,7-0,585
ТВ2-150-2	$1002_{-0,06}$	2,5	$1005^{+0,1}$	2-1,84	$995,8_{-0,055}$	$994^{+0,09}$	1,8-1,655	$695,7_{-0,05}$	$695^{+0,08}$	0,7-0,57
Примечание - Проводить дублирующий и эксплуатационный контроль состояния посадочных натягов на собранном бандажном узле по методике, приведенной в СО 153-34.45.513 (приложение Б) [2].										

Карта дефектации и ремонта 5

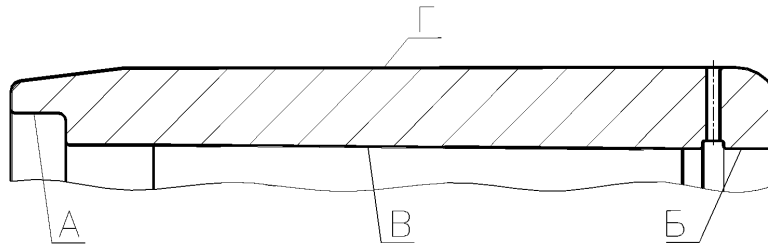
Кольцо бандажное (поз.1 рис. 7.2а и 7.2б)

Количество на изделие, шт. – 2

Кольцо бандажное ротора турбогенератора ТВ2-30-2



Кольцо бандажное ротора турбогенератора ТВ2-100-2 и ТВ2-150-2



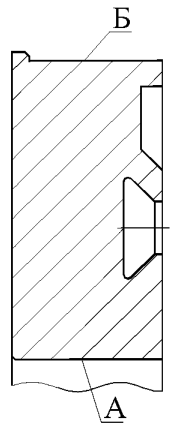
Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А Б В Г	Фреттинг-коррозия , коррозионное растрескивание, трещины, подгары.	ИК, ВК. Дефектоскопия цветная. УЗД	Нутромер НМ 150-1250. Индикатор ИЧ05 кл. 1. Лупа ЛАЗ-20^{x}. Приборы УД2-12,УД4-Т.	Устранение дефектов по СО 153-34.45.513 [2].	1. Ослабление натягов недопустимо. 2. Допуск конусности поверхности А и Б не более 0,03 мм. 3. Допуск овальности поверхности А и Б не более 0,2 мм. 4. Радиальное биение поверхности А и Г относительно общей оси не более 0,1 мм. 5. Параметр шероховатости поверхности - Ra ≤ 2,0 мкм.
	Вмятины.	ВК, ИК.	Штангенциркуль ШЦ-III-1000-0,1. Образцы шероховатости поверхности (рабочие).	1. Проточка. 2. Шлифовка. 3. Выборка местная.	1. Местная выборка в соответствии с СО 153-34.45.513 [2]. 2. Параметр шероховатости поверхности не более Rz ≤ 20 мкм.
–	Сколы, риски, царапины, забоины.	ВК.	Лупа ЛП-4-10^{x}. Штангенциркуль ШЦ-III-250-0,1.	1. Местная выборка. 2. Проточка.	Глубина местной выборки и глубина проточки в соответствии с СО 153-34.45.513 [2].

Карта дефектации и ремонта 6

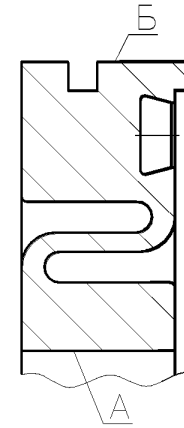
Кольцо центрирующее, поз.2 рис. 7.2а и 7.2б

Количество на изделие, шт. – 2

Турбогенератор ТВ2-30-2



Турбогенераторы ТВ2-100-2 и ТВ2-150-2



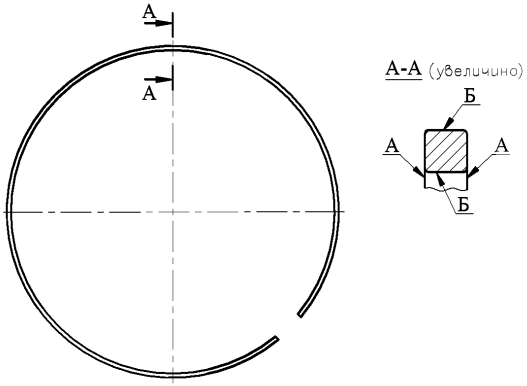
Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	Контактная коррозия.	ВК, ИК.	Лупа ЛАЗ-20^{x}. Микрометр МРИ1000-0,01.	Местная зачистка.	1. Параметр шероховатости Ra ≤ 2,5 мкм. 2. Допуск радиального биения относительно оси вращения – 0,1 мм. 3. Допуск профиля продольного сечения - 0,03 мм.
Б	Трещины, подплавления, цвета побежалости.	ВК. Дефектоскопия цветная.	Лупа ЛАЗ-20^{x}.	1. Зачистка. 2. Выборка. 3. Замена.	1. Параметр шероховатости Rz ≤ 2,5 мкм. 2. Допуск торцового биения относительно оси вращения – 0,1 мм.

Примечание: В соответствии с рекомендациями СО 153-34.45.513[2] произвести замену центрирующих колец на кольца повышенной эластичности по технической документации завода-изготовителя или ОАО «ЦКБ Энергоремонт».
На турбогенераторах выпуска до 1964 г. замену колец производить при невозможности устранения дефектов

Карта дефектации и ремонта 7

Кольцо пружинное, поз.3 рис. 7.2б

Количество на изделие, шт. – 2



Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А, Б	Забоины, заусенцы.	ВК, ИК.	Образцы шероховатости поверхности (рабочие).	Опиловка.	Параметр шероховатости – Rz ≤ 20 мкм.
А	Отклонение от плоскостности.	ВК, ИК.	Плита 1-0-1000×1000. Щупы набор №4.	Рихтовка.	Допуск плоскостности – 1 мм.

7.5 Требования к бандажному узлу ротора

7.5.1 При выполнения капитального ремонта ротора должны выполняться все требования, предъявляемые к бандажному узлу ротора в соответствии с СО 153-34.45.513 (разделы 1-2) [2].

7.5.2 Обеспечить натяги, указанные в таблице 7.1.

7.5.3 Допуск радиального биения наружной поверхности бандажного кольца (на стороне центрирующего кольца) относительно оси вращения вала ротора – 0,5 мм.

7.5.4 Поверхности деталей бандажных узлов (кроме посадочных на центрирующее кольцо) покрыть эмалью КО855 или другим антикоррозионным покрытием с аналогичными свойствами

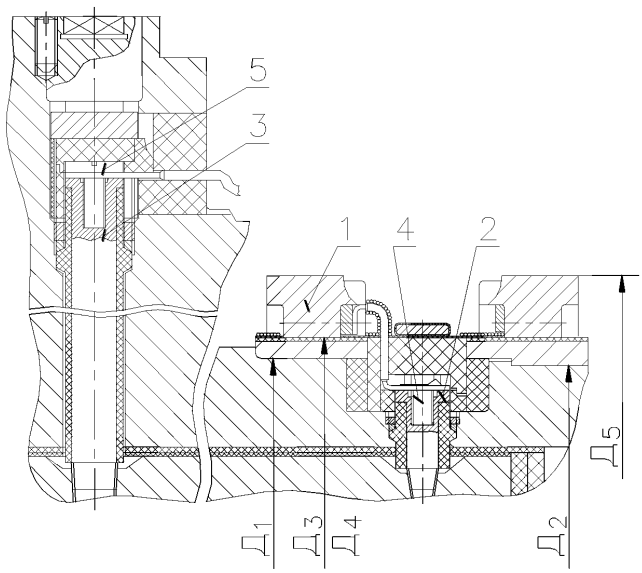
7.5.5 В ближайшие капитальные ремонты заменить заводские центрирующие кольца на центрирующие кольца повышенной эластичности разработки ОАО «ЦКБ Энергоремонт» либо завода-изготовителя или модернизировать их, выполнив дополнительные тангенциальные прорези.

7.5.6 После сборки бандажного узла проводить дублирующий контроль состояния посадочных натягов в соответствии с СО 153-34.45.513 (Приложение Б) [2].

7.6 Составные части контактного кольца

Дефектацию и ремонт составных частей контактного кольца (поз. 1 рис. 7.3), токоведущего болта (поз. 2, 3 рис. 7.3) и контактного винта (поз. 4, 5 рис. 7.3) необходимо проводить в соответствии с картами 8-10.

Размеры и натяги узла контактных колец, а также моменты затяжки токоведущих болтов различных диаметров приведены в таблицах 7.2-7.3.



1 – контактное кольцо; 2, 3 – токоведущий болт; 4,5 – контактный винт.

Рисунок 7.3 - Контактные кольца с токопроводом, поз. 2 рис. 7.1а и 7.1б

Таблица 7.2 - Размеры и натяги узла контактных колец

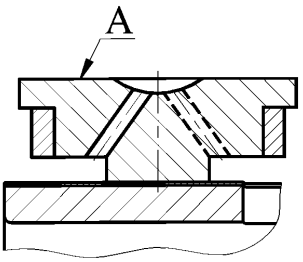
Размеры в миллиметрах

Тип турбогенератора	Посадка втулки на вал		Посадка контактного кольца на изоляцию	Натяг "контактное кольцо-втулка"	Наружный диаметр контактного кольца	Минимально допустимый диаметр контактных колец*
	$Д_1$	$Д_2$	$Д_3/Д_4$	$Д_3–Д_4$	$Д_5$	$Д_5$
ТВ2-30-2	270 А/Г	260 А/Г	$\frac{313,6}{313}$	0,60	430	407
ТВ2-100-2						
ТВ2-150-2						
Примечание - * При восстановлении спиральной нарезки глубиной не более 4,0 мм.						

Карта дефектации и ремонта 8

Кольцо контактное, поз.1 рис. 7.3

Количество на изделие, шт. – 2

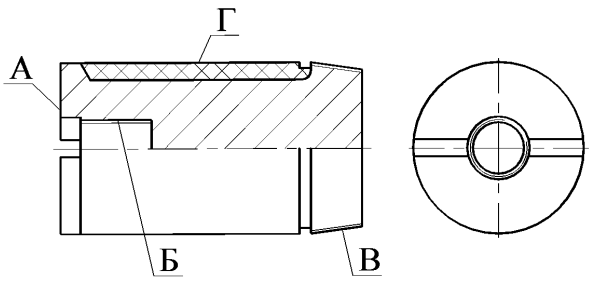


Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	Радиальное биение и перепад высот выше предельных значенийю (измеряется не менее чем в трех точках по ширине кольца).	ВК, ИК.	Индикатор часового типа ИЧ05 кл.0. Набор щупов №2.	1. Проточка. 2. Шлифовка. 3. Замена.	–
	Износ (измеряется в четырех точках по окружности через 90° и не менее чем на трех дорожках).	ВК, ИК.	Индикатор часового типа ИЧ05 кл.0. Набор щупов №2.	1. Проточка. 2. Шлифовка. 3. Замена.	1. Допустимый диаметр не менее 407 мм. 2. Параметр шероховатости – Rz ≤ 1,25 мкм.
	Уменьшение глубины спиральной канавки.	ВК. ИК.	Штангенциркуль ЩЦ-I-125-0,1.	Нарезка канавки.	1. Допустимая глубина не менее 3 мм. 2. Параметр шероховатости – Rz ≤ 20 мкм.
	Следы эрозии, подгары, матовая поверхность.	ВК	–	1. Проточка. 2. Шлифовка.	–

Карта дефектации и ремонта 9

Болт токоведущий, поз.2 и 3 рис. 7.3

Количество на изделие, шт. – 2

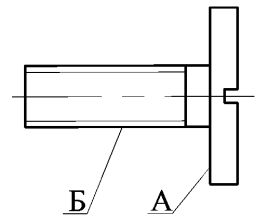


Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	Нарушение серебряного покрытия контактных поверхностей.	ВК, ИК.	Лупа ЛАЗ-10^{x}.	Серебрение контактных поверхностей покрытия – 9 мкм.	Допустимое нарушение серебряного покрытия не более 10% площади контактной поверхности.
В	Нарушение резьбовой поверхности более одного витка	ВК, ИК	Лупа ЛАЗ-10^{x}	Замена болта токоведущего.	Не допускаются.
Г	Деформация по длине болта токоведущего.	ВК. ИК.	–	Замена болта токоведущего.	Не допускаются.
Б	Дефекты изоляционного покрытия болта.	ВК.	Лупа ЛАЗ-10^{x}.	Замена изоляционного покрытия.	Не допускаются.

Карта дефектации и ремонта 10

Винт контактный, поз.4 и 5 рис. 7.2

Количество на изделие, шт. – 2



Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	Нарушение серебряного покрытия контактной поверхности.	ВК, ИК.	Лупа ЛАЗ-10^{x}.	Серебрение контактных поверхностей. Толщина покрытия – 9 мкм.	Допустимое нарушение серебряного покрытия не более 10% площади контактной поверхности.
Б	Трещины в резьбовой части винта контактного	ВК, ИК.	Лупа ЛАЗ-10^{x}.	Замена винта контактного.	Не допускаются.

7.7 Требования к отремонтированным контактным кольцам

7.7.1 Радиальный зазор между винтом и изолирующей коробкой недопустим. Зазор устранить изоляционными прокладками, обеспечив натяг 0,2 мм.

7.7.2 Токоведущий болт затянуть моментом, указанным в табл. 7.3.

Винт контактный с метрической резьбой М20 затянуть с моментом 55 н•м (550 кг•см), но не более момента затяжки токоведущих болтов.

7.7.3 Допуск радиального биения рабочей поверхности контактных колец относительно оси – 0,015 мм.

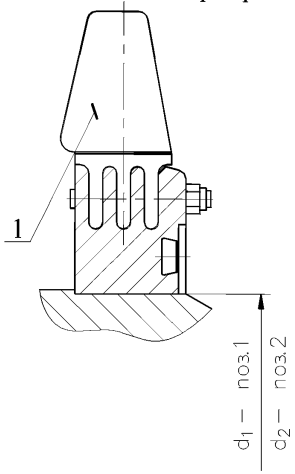
Таблица 7.3 - Моменты затяжки токоведущих болтов различных диаметров

Номинальный диаметр резьбы, дюйм	Средний диаметр, мм	Шаг, мм	Рабочая длина, мм	Моменты затяжки, Н•м (кгс•см)
3/4	25	1,8	14-17	20-25 (200-250)
1	32		15-18	28-35 (280-350)
1 1/4	40		16-20	50-60 (500-600)
1 ½	46	2,3	18-23	70-85 (700-850)
2	58		20-30	130-160 (1300-1600)
2 ½	74		25-35	250-320 (2500-3200)

7.8 Составные части вентилятора

Дефектацию и ремонт лопатки вентилятора (см. рисунок 7.4) необходимо проводить в соответствии с картой 11.

Величины натягов при посадке вентилятора приведены в таблице 7.4.



1 – лопатка вентилятора

Рисунок 7.4 - Вентиляторы роторов ТВ2-100-2 и ТВ2-150-2, поз.3 рис. 7.1б

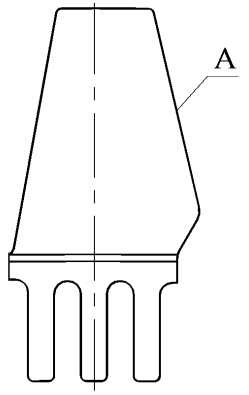
Таблица 7.4 - Величины натягов при посадке вентилятора

Натяг	Заводской натяг, мм
$\Delta = d1 - d2$	0,8 – 0,686

Карта дефектации и ремонта 11

Лопатка вентилятора, поз.1 рис.7.4

Количество на изделие, шт. – 2 комплекта.



Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	"Следы" модельного литья, поры, раковины.	ВК. Цветная дефектоскопия.	Лупа ЛАЗ-20^{x}.	Способ ремонта см. п. 7.9.5.	См. п. 7.9.4.

7.9 Требования к отремонтированному вентилятору

7.9.1 Лопатки и шпильки конические устанавливать, строго соблюдая маркировку.

7.9.2 Гайки корончатые не должны иметь трещин, должны быть затянуты до упора и застопорены шплинтами.

7.9.3 Натяг ступицы вентилятора на вал ротора в соответствии с таблицей 7.4.

7.9.4 На лопатках не допускаются следующие дефекты:

- "следы" от моделей или местные незаполнения контура более 2 мм и единичные наплывы металла высотой более 2 мм на необрабатываемых частях лопаток;
- одиночные поры и раковины диаметром и глубиной более 2 мм и сосредоточенные поры и раковины диаметром и глубиной более 1 мм на необрабатываемых частях лопаток;
- трещины и неслитины, распространяющиеся в глубь металла, в основном в местах перехода пера в основание лопатки;
- следы эрозионного износа игольчатой формы на набегающей кромке пера от воздействия паров и капель влаги и масла;

- механические забоины и сколы по кромке пера, превышающие 3 мм в глубину тела пера, а также деформации перьев лопаток, нанесенные посторонним предметом.

7.9.5 С помощью шлифовального круга удаляются дефекты, указанные в п. 7.9.4 настоящего стандарта.

Выборки металла должны иметь плавный переход к основной поверхности, радиус перехода должен быть не менее 8 мм.

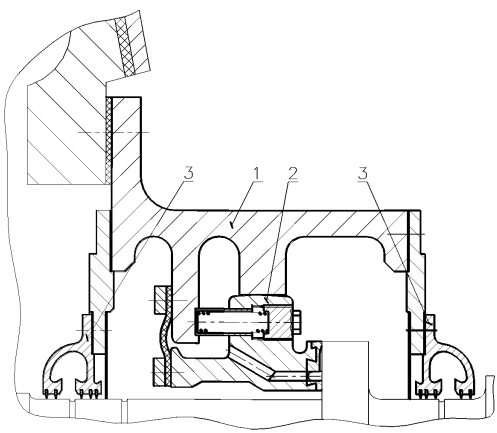
Наибольшая допустимая глубина выборок металла на рабочей поверхности лопаток (включая и место перехода пера в основание) в направлении, нормальном к поверхности, не должна превышать 6 мм. При этом местное утончение пера лопатки не должно превышать половины его толщины, указанной на чертеже, а общая площадь выбранного металла в любом сечений лопатки, параллельном ее основанию, не должна быть более 3 $см^2$.

Глубина выборок металла в основании лопатки и в местах перехода набегающей и сбегающей кромок пера в основание не должна превышать 8 мм.

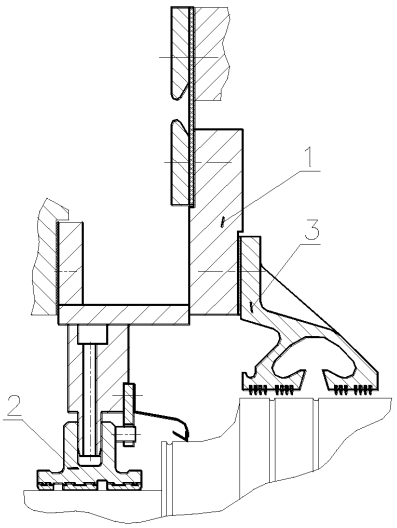
Поверхности выбранных участков обрабатываются с чистотой поверхности пятого класса (R_z – 20 мкм), после чего проводится цветная дефектоскопия.

7.10 Составные части уплотнение вала турбогенератора

Дефектацию и ремонт составных частей корпуса уплотнения (поз. 1 рис. 7.5а и 7,5б), вкладыша уплотнения (поз. 2 рис. 7.5а и 7,5б), маслоуловителя (поз. 3 рис. 7.5а и 7,5б) необходимо проводить в соответствии с картами 12-14.



1 – корпус уплотнения; 2 – вкладыш уплотнения; 3 – маслоуловитель;
Рисунок 7.5а - Уплотнение вала турбогенератора ТВ2-30-2, поз.5 рисунок 5.1а



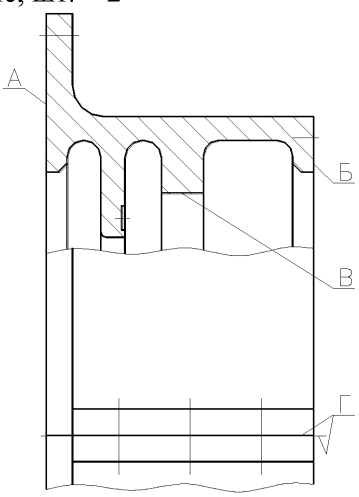
1 – корпус уплотнения; 2 – вкладыш уплотнения; 3 – маслоуловитель.

Рисунок 7.5б - Уплотнение вала турбогенератора ТВ2-100-2, поз.5 рисунок 5.1б

Карта дефектации и ремонта 12

Корпус уплотнения (поз.1 рис. 7.5а и 7.5б)

Количество на изделие, шт. – 2



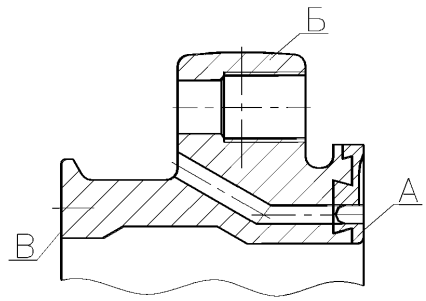
Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А Б В Г	Риски, задиры.	ВК. ИК.	По образцам шероховатости поверхностей – по ГОСТ 9378.	Шабровка.	Параметр шероховатости А, Б, Г- Rz ≤ 20 мкм, В - Ra ≤ 1,25 мкм.
Д	Риски, забоины,	ВК. ИК.	Плита I-0	Шабровка.	1. Параметр шероховатости -

Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
	отклонение от плоскостности.	Контроль на краску по поверочной плите.	630×400.		Ra ≤ 2,5 мкм. 2. Допустимое количество точек контакта при проверке на краску на поверочной плите- не менее 10 на площади 25×25 мм^2.
А, Б	Неплоскостность (смещение половин корпуса).	ИК.	Щупы № 1, класс 2 – по ГОСТ 8925. Поверочная плита, класс 1 – по ГОСТ 10905.	Дообработка посадочных под установочные болты, изготовление новых установочных болтов.	Неплоскостность (смещение половин корпуса) – 0,05 мм.
В, Г	Смещение половин корпуса.	ИК.	Нутромер микрометрический – по ГОСТ 10.	Дообработка посадочных под установочные болты, изготовление новых установочных болтов.	Смещение половин корпуса – 0,1 мм.
–	Засорение маслоподводящих отверстий.	ВК.	–	Чистка отверстий.	Засорение не допускается.
В	Овальность более 0,03 мм.	ИК.	Нутромер микрометрический – по ГОСТ 10.	Выполнить модернизацию уплотнения.	–

Карта дефектации и ремонта 13

Вкладыш уплотнения (поз.2 рис. 7.5а и 7.5б)

Количество на изделие, шт. – 2



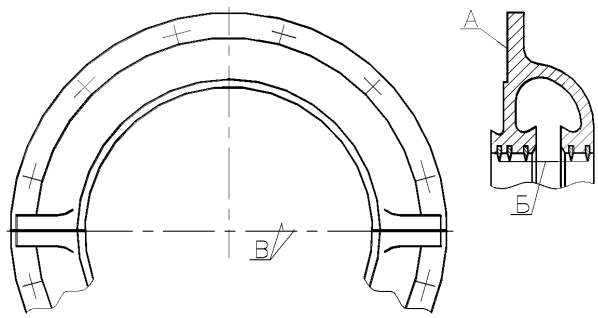
Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	Отставание баббитовой заливки.	Появление масла на границе баббита и стали при нажатии на рабочую поверхность. Простукивание.	Лупа ЛАЗ-20х.	Перезалить вкладыш.	–
А	Выкрашивание, частичное выплавление, большая пористость баббита.	ВК.	Лупа ЛАЗ-10х.	Перезалить вкладыш. При местном характере дефектов наплавить баббит с помощью горелки.	–
Б	Темные и матовые пятна (на рабочей поверхности баббита), повышенная твердость и хрупкость поверхностного слоя, кольцевые риски, задиры.	ВК. ИК. По краске, по рабочей поверхности упорного диска ротора.	Лупа ЛАЗ-10х.	Проточить рабочую поверхность вкладыша со снятием слоя металла толщиной 0,5-1,0 мм, пришабрить по контрольной плите, произвести разделку рабочей поверхности шабером, окончательно пришабрить поверхность по контрольной плите.	Параметр шероховатости рабочей поверхности баббита – Ra ≤ 1,25 мкм с точностью не менее 12 точек на площади 25×25 мм.
	Качество при-	ИК.	Пластинча-	Шабровка.	Щуп толщиной

Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
В	легания поверхностей разъема вкладыша при незатянутых болтах.		тый щуп № 1, кл. 2.		0,03 мм не должен входить в разъем на глубину более 3 мм.

Карта дефектации и ремонта 14

Маслоуловитель, поз.3 рис. 7.5а и 7.5б

Количество на изделие, шт. – 2



Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	Риски, забоины, отклонение от плоскостности.	ВК ИК Контроль на краску по поверочной плите	Плита I-0-1000×630.	Шабровка.	1. Параметр шероховатости – Ra ≤ 2,5 мкм. 2. Допустимое количество точек контакта при проверке на краску по поверочной плите – не менее 10 на площади 25×25 мм.
Б	Риски, забоины.	ВК. ИК.	Шабер.	Шабровка.	Параметр шероховатости поверхности – Rz ≤ 20 мкм.
В	Износ.	ВК. ИК.	Нутромер НМ75-600.	1. Оттяжка ножей, проточка. 2. Замена.	Параметр шероховатости – Rz ≤ 40 мкм.
	Расслоение, трещины.	ВК.	–	Замена.	–

7.11 Требования к отремонтированному уплотнению вала турбогенератора

7.11.1 Осевые зазоры, определяющие возможность перемещения вкладыша в корпусе, должны соответствовать требованиям формуляра разработчика конструкторской документации в течение всего периода эксплуатации турбогенератора. При нарушении зазоров из-за периодического ремонта упорного диска работоспособность уплотнения должна быть восстановлена за счет восстановления паспортных значений осевых зазоров путем замены изношенных деталей или их модернизации.

7.11.2 Размеры между составными частями уплотнения вала ротора, маслоуловителем и ротором должны соответствовать требованиям конструкторской документации завода–изготовителя.

7.11.3 Торцовое биение привалочной поверхности наружного щита (в месте установки корпуса уплотнения) относительно оси вращения вала ротора – 1,0 мм. При необходимости дообработать:

- привалочную поверхность наружного щита;
- "обратным уклоном" торцовую поверхность корпуса уплотнения.

7.11.4 Сопротивление изоляции корпуса уплотнения (сторона контактных колец) турбогенератора ТВ2-30-2, измеренное относительно наружного щита, при полностью собранных маслопроводах и при отсутствии контакта между вкладышем уплотнения и шейкой вала ротора должно быть не менее 1 МОм в соответствии с требованиями СО 34.45-51.300 [1].

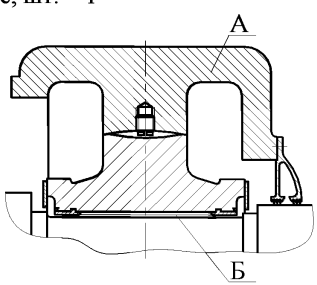
7.12 Составные части подшипника опорного, щеточно- контактного аппарата и газоохладителей

Дефектацию и ремонт составных частей подшипника опорного (поз. 6 рис. 5.1а и 5.1б), щеточно-контактного аппарата (поз. 7 рис. 5.1а и 5.1б) и газоохладителей (поз. 8 рис. 5.1а и 5.1б) турбогенератора серии ТВ2 необходимо проводить в соответствии с картами 15-17.

Карта дефектации и ремонта 15

Опорный подшипник (поз.6 рис.5.1а и 5.1б)

Количество на изделие, шт. – 1



Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	Неплотное прилегание поверхностей разъема.	ВК, ИК, проверка прилегания "на краску".	Лупа ЛП-4-10^{X}. Линейка-300. Штангенциркуль ШЦ-Ш-125-0,1. Щупы. Набор № 2.	Шабровка.	1. В свободном состоянии (фланцы разъема не затянуты) щуп толщиной 0,03 мм не должен входить в разъем на глубину более 3 мм. 2. После шабровки должно быть не менее десяти пятен касания на площади 25×25 мм.
А	Риски, забоины.	ВК, ИК.	Лупа ЛП-4-10^{X}. Образцы шероховатости поверхности (рабочие). Профилометр мод. 296.	1.Запиловка. 2. Шабровка.	Параметр шероховатости поверхности - Ra ≤ 2,0 мкм.
Б	Риски, забоины, оплавления, износ.	ВК, ИК.	Лупа ЛП-4-10^{X}. Нутромер НМ-500. Щупы. Набор № 2. Образцы шероховатости поверхности (рабочие). Профилометр мод. 296.	1. Перезаливка баббитовой поверхности. 2. Наплавка. 3. Проточка. 4.Шабровка.	1. Проточка баббитовой поверхности в соответствии с конструкторской документацией завода-изготовителя. 2. Параметр шероховатости поверхности – Ra ≤ 1,0 мкм.

7.13 Требования к отремонтированному опорному подшипнику

7.13.1 Технические требования на зазоры, натяги и смещения между сопрягаемыми поверхностями составных частей подшипника и маслозащитных устройств, а также прилегание между ними должны соответствовать требованиям конструкторской документации.

7.13.2 Механические повреждения, расслаивания, набухания и подгары изоляционных деталей подшипника не допускаются.

7.13.3 Ослабленное крепление маслозащитных колец и маслозащитных устройств не допускается.

7.13.4 Трещины и непровары в корпусе подшипника и маслопроводах не допускаются.

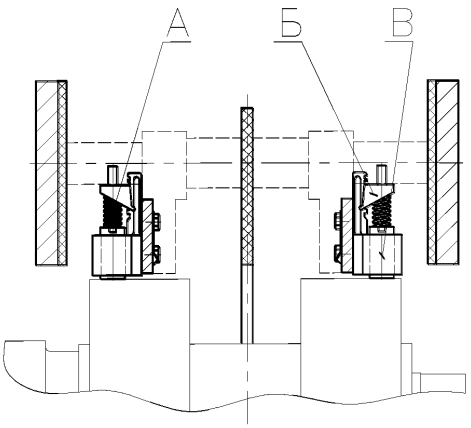
7.13.5 Плоскости разъемов маслозащитных устройств должны совпадать с плоскостью разъема корпуса подшипника.

7.13.6 Сопротивление изоляции, измеренное относительно фундаментной плиты, при полностью собранных маслопроводах при отсутствии контакта между подшипником и шейкой вала ротора должно быть не менее 1 МОм в соответствии с требованиями СО 34.45-51.300 [1].

Карта дефектации и ремонта 16

Аппарат щеточно-контактный, поз.7 рис. 5.1а и 5.1б

Количество на изделие, шт. – 1



Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	Неисправность нажимного механизма щеткодержателя (ослабленное нажатие, трещины и излом пружины, усилие больше допустимого).	ВК, ИК.	Лупа ЛП-4-10^{X}. Динамометр пружинный указывающий типа ДПУ-0,01-2.	Замена нажимного механизма.	Усилие нажатия пружины должно быть 15 ± 1,5 Н (1,53 ± 0,153) кг.
А	Повышенный нагрев ЩКА, ускоренный износ щеточного механизма (усилие нажимного механизма больше допустимого).	ВК.	—	Замена нажимного механизма.	—
Б	Нарушение крепления токоведущего провода в теле щетки, наличие цветов побежалости на проводниках.	ВК.	—	Замена щетки.	—
В	Повреждения	ВК,	Лупа ЛП-4-10^{X}.	1. Правка	1. Размеры корпуса

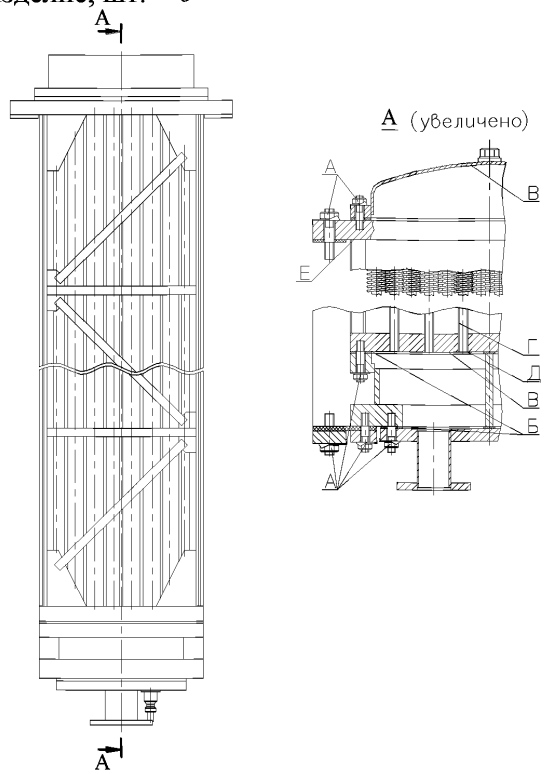
Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
	корпуса щеткодержателя (деформация, задиры, забоины на внутренней поверхности, оплавления и т.п.).	ИК.	Штангенциркуль ШЦ-III-125-0,1. Щупы. Набор № 2.	корпуса щеткодержателя. 2. Опиловка, пригонка и доводка внутренней поверхности щеткодержателя. 3. Замена щеткодержателя.	должны соответствовать требованию рабочей документации. 2. Заусенцы, задиры и острые кромки на внутренней поверхности щеткодержателя не допускаются. 3. Параметр шероховатости внутренней поверхности – $Rz \leq 2,0$ мкм. 4. Двусторонний зазор между внутренней поверхностью щеткодержателя и боковой поверхностью щетки должен быть в пределах 0,1-0,4 мм. 5. Перемещение щетки в щеткодержателе должно быть свободным, без заеданий.
В	Повреждения корпуса щеткодержателя (деформация, задиры, забоины на внутренней поверхности, оплавления и т.п.).	ВК, ИК.	Лупа ЛП-4-10^{X}. Штангенциркуль ШЦ-III-125-0,1. Щупы. Набор № 2.	1. Правка корпуса щеткодержателя. 2. Опиловка, пригонка и доводка внутренней поверхности щеткодержателя.	1. Размеры корпуса должны соответствовать требованию рабочей документации. 2. Заусенцы, задиры и острые кромки на внутренней поверхности щеткодержателя не допускаются. 3. Параметр шероховатости внутренней
				3. Замена щеткодержателя.	поверхности – $Rz \leq 2,0$ мкм. 4. Двусторонний зазор “а” между внутренней поверхностью щеткодержателя и боковой поверхностью щетки должен быть в пределах 0,1-0,4 мм. 5. Перемещение щетки в щеткодержателе должно быть свободным, без заеданий.

Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
Г	Неравномерный износ, единичные нарушения рабочей поверхности щетки (риски, царапины, эрозия и т.п.), износ щетки до длины не менее 25 мм. Трещины, сколы и выкрашивание более чем 10% рабочей поверхности щетки.	ВК, ИК.	Лупа ЛП-4-10^{X}. Штангенциркуль ШЦ-III-125-0,1.	1. Притирка рабочей поверхности щетки по рабочей поверхности контактного кольца. 2. Замена щетки.	1. “Зеркальный” натир должен быть не менее чем на 90% рабочей поверхности щетки. 2. Длина щетки должна быть не менее 25 мм.
	Износ боковой поверхности щетки более чем на 0,1 мм. Трещины, сколы, выкрашивание более чем 20% боковой поверхности щетки.	ВК, ИК.	Лупа ЛП-4-10^{X}. Щупы. Набор № 2.	Замена щетки.	Двусторонний зазор “а” между боковой поверхностью щетки и внутренней поверхностью щеткодержателя должен быть не более 0,4 мм.

Карта дефектации и ремонта 17

Газоохладители, поз.8 рис. 5.1а и 5.1б

Количество на изделие, шт. – 6



Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	Нарушение плотности резьбового соединения.	ВК, ИК.	Лупа ЛП-4-10^{x}. Калибры резьбовые. Щупы. Набор № 2.	1. Затяжка, стопорение крепежных деталей. 2. Замена крепежных деталей.	1. Не допускается ослабление плотности соединения. 2. Детали резьбовых соединений, стопорение от самоотвинчивания должны соответствовать требованиям конструкторской документации.
Б	Нарушение плотности соединения поверхностей трубных досок и крышек.	ВК, ИК, КИ.	Динамометрический ключ.	1. Тарированная затяжка. 2. Замена прокладки.	Воздухоохладитель испытать гидравлическим давлением 0,5 МПа (4,9 кгс/см^2) в течение 30 мин.
В	Нарушение	ВК.	Лупа ЛП-4-10^{x}.	1. Очистка.	Наружные поверхности

Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
	покрытия наружных поверхностей трубных досок.			2. Покрытие эмалью.	трубных досок после очистки должны быть покрыты одним слоем эмали ГФ 92ХС.
Г	Наличие отложений на внутренних стенках охлаждающих трубок.	ВК.	—	1. Очистка. 2. Промывка.	Внутренняя поверхность трубок должна быть очищена.
Д	Течи трубок, нарушение плотности развальцовки трубок в трубных досках.	ВК.	—	Заглушка трубок, замена воздухоохладителя, развальцевать дефектную трубку.	Допустимое количество заглушенных трубок в каждом охладителе не более 5% от общего количества трубок.
Е	Нарушение покрытия поверхностей воздухоохладителей.	ВК.	Лупа ЛП-4-10^{X}.	1. Очистка. 2. Покрытие эмалью.	Поверхности воздухоохладителя, кроме таблички на крышке и трубок, должны быть покрыты эмалью ПФ-133.

7.14 Требования к отремонтированному газоохладителю

7.14.1 На наружных поверхностях трубок, трубных досок и крышек газоохладителя не должно быть загрязнений, следов влаги и масла.

7.14.2 Внутренние поверхности крышек, соприкасающиеся с водой, покрыть водостойкой эмалью.

7.14.3 Наружные поверхности корпуса и крышек газоохладителя покрыть маслостойкой эмалью.

7.14.4 Техническое состояние отремонтированного газоохладителя должно соответствовать требованиям конструкторской документации завода–изготовителя. Испытание газоохладителя должно производиться гидравлическим давлением – 0,5 МПа.

8 Требования к сборке и к отремонтированному турбогенератору

Требования к сборке и отремонтированному турбогенератору должны применяться в соответствии с СТО 70238424.29.160.20.009–2009 (раздел 8).

Установочные размеры при сборке турбогенераторов приведены на рисунках 8.1-8.3 и табл.8.1-8.2.

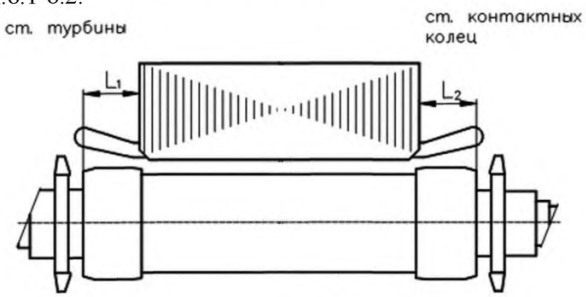


Рисунок 8.1

Таблица 8.1 - Установочные размеры при сборке турбогенератора

Размеры в миллиметрах

Тип генератора / Место замера	ТВ2-30-2	ТВ2-100-2	ТВ2-150-2
Воздушный зазор	28,0 ± 1,4	47,5 ± 2,4	62,5 ± 3,1
Разность замеров $L_1 - L_2$	6 ± 1	10 ± 1	10 ± 1

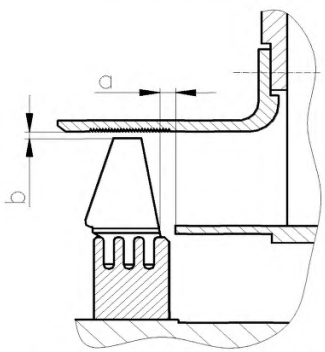


Рисунок 8.2 - Осевые и радиальные зазоры между вентилятором и обтекателем (турбогенераторы ТВ2-100-2 и ТВ2-150-2).

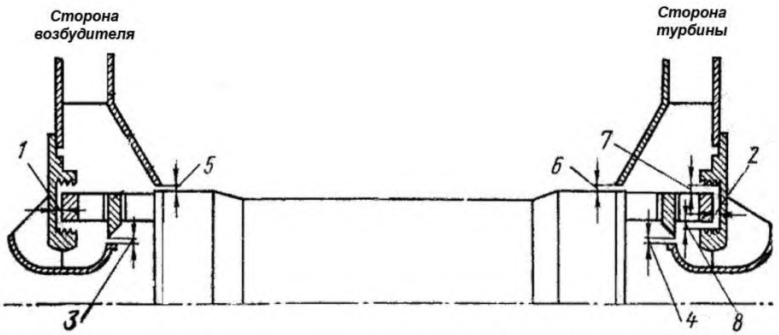


Рисунок 8.3 - Осевые и радиальные зазоры между вентилятором и обтекателем (турбогенератор ТВ2-30-2).

Таблица 8.2 - Осевые и радиальные зазоры между вентилятором и диффузорами

Размеры в миллиметрах

Тип генератора / Место замера	ТВ2-30-2	ТВ2-100-2	ТВ2-150-2
Осевой зазор-1	7,8 – 8,7	18,0	18,0
Осевой зазор-2	5,2 – 6,3	6,0 – 7,5	6,0 – 7,5
Радиальные зазоры-3,4	3,0 – 4,0	1,5 – 2,0	1,5 – 2,0
Радиальные зазоры-5,6	4,2 – 6,0	–	–
Радиальный зазор -7	3,0 – 4,0	–	–
Радиальный зазор- 8	2,5 – 3,5	–	–

8.1 Сборка турбогенератора должна производиться по конструкторской или ремонтной документации на турбогенератор и формулярам зазоров для каждой сборочной единицы.

8.2 К сборке допускаются составные части, удовлетворяющие требованиям стандарта и НТД на конкретный турбогенератор.

8.3 Трубки, гибкие шланги и каналы перед сборкой турбогенератора должны быть продуты сжатым воздухом.

8.4 При соединении составных частей турбогенератора через изолирующие детали сопротивление изоляции должно при необходимости контролироваться периодически в процессе сборки.

8.5 Контактные поверхности токоведущих частей должны быть очищены и обезжирены.

8.6 Перед установкой ротора, газоохладителей, щитов и других составных частей, перед закрытием смотровых люков необходимо дополнительно проверить закрепление деталей и отсутствие посторонних предметов на собранных и собираемых составных частях.

8.7 При вращении ротора валоповоротным устройством и турбиной не должны прослушиваться звуки, свидетельствующие об ударах, заеданиях и касаниях в турбогенераторе.

8.8 На собранном турбогенераторе не допускаются:

- ослабленное крепление статора к фундаменту;
- ослабленное крепление опорных подшипников к фундаменту;
- ослабленное крепление фундаментных плит;
- ослабленное крепление и обрыв заземлителя корпуса статора;
- ослабленное крепление трубопроводов, кожухов и других деталей, закреплённых на наружной поверхности корпуса статора;
- течи воды и масла из соединений.

8.9 Выполнение пусковых операций на турбогенераторе при снятых и незакрепленных деталях не допускается, за исключением, пусков для балансирования ротора и проведения специальных испытаний; в последнем случае должны быть приняты меры против попадания в турбогенератор посторонних предметов и масла, а также приняты меры по закреплению временно установленных составных частей и приспособлений.

8.10 Параметры отремонтированных масляных уплотнений роторов турбогенераторов должны соответствовать требованиям конструкторской и (или) ремонтной документации на ремонт конкретных турбогенераторов.

8.11 Допускается изменение параметров турбогенератора в сторону повышения эффективности использования на основании конструкторской документации и результата испытаний.

8.12 Вибрационное состояние турбогенератора и его составных частей, проверенное по параметрам, приведенным в СТО 70238424.29.160.20.009–2009 (раздел 8, таблица 2), должно соответствовать требованиям СО 34.45-51.300 [1].

9 Испытания и показатели качества отремонтированных турбогенераторов серии ТВ2

Объёмы, методы испытаний и сравнения показателей качества отремонтированных турбогенераторов с их нормативными значениями и значениями до ремонта определяются и производятся в соответствии с СТО 70238424.29.160.20.009–2009 (раздел 9).

10 Требования к обеспечению безопасности

Требования к обеспечению безопасности определяются в соответствии с СТО 70238424.29.160.20.009–2009 (раздел 10).

11 Оценка соответствия

11.1 Оценка соответствия производится в соответствии с СТО 17230282.27.010.002-2008.

11.2 Оценка соответствия соблюдения технических требований, объема и методов дефектации, способов ремонта, методов контроля и испытаний к составным частям и турбогенераторам в целом нормам и требованиям настоящего стандарта осуществляется в форме контроля в процессе ремонта и при приемке в эксплуатацию.

11.3 В процессе ремонта производится контроль за выполнением требований настоящего стандарта к составным частям и турбогенераторам в целом при производстве ремонтных работ, выполнении технологических операций ремонта и поузловых испытаниях.

При приемке в эксплуатацию отремонтированных турбогенераторов производится контроль результатов приемо-сдаточных испытаний, работы в период подконтрольной эксплуатации, показателей качества, установленных оценок качества и отремонтированных турбогенераторов и выполненных ремонтных работ.

11.4 Результаты оценки соответствия характеризуются оценками качества отремонтированного турбогенератора и выполненных ремонтных работ.

11.5 Контроль соблюдения норм и требований настоящего стандарта осуществляют органы (Департаменты, подразделения, службы), определяемые генерирующей компанией.

11.6 Контроль соблюдения норм и требований настоящего стандарта осуществляется по правилам и в порядке, установленном генерирующей компанией.

Библиография

[1] СО 34.45-51.300-97 Объем и нормы испытаний электрооборудования (Утвержден ОАО РАО «ЕЭС России» 08.05.97)

[2] СО 153-34.45.513-2007 Руководство по повышению надёжности эксплуатации бандажных узлов роторов турбогенераторов (Утвержден ОАО РАО «ЕЭС России» 05.04.2007)

СТО 702384024.29.160.20.003-2009

УДК 621.313.322 ОКС 03.080.10
03.120
29.160.20
ОКП 33 8320 0

Ключевые слова: турбогенераторы, качество ремонта, технические условия

Руководитель организации-разработчика

ОАО «Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского»:

Исполнительный директор Э.П. Волков

Руководитель разработки:
Заведующий Отделением
технического регулирования В.А. Джангиров

Руководитель организации-соисполнителя

ЗАО «ЦКБ Энергоремонт»

Генеральный директор А.В. Гондарь

Руководитель разработки
Заместитель генерального директора Ю.В. Трофимов

Исполнители
Главный конструктор Л.А. Дугинов

gost.e-ecolog.ru