



**Турбогенераторы серии ТВФ
Групповые технические условия на капитальный ремонт
Нормы и требования**

Дата введения - 2009-10-05

Издание официальное

**Москва
2009**

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «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 Открытым акционерным обществом «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 № 71

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	8
7	Требования к составным частям	8
8	Требования к сборке и к отремонтированному турбогенератору	45
9	Испытания и показатели качества отремонтированных турбогенераторов серии ТВФ	48
10	Требования к обеспечению безопасности	48
11	Оценка соответствия	48
	Библиография	50

Турбогенераторы серии ТВФ
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 ТВФ, 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 ТВФ с их нормативными и доломонтными значениями;
- распространяется на капитальный ремонт турбогенераторов серии ТВФ;
- 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 10-88 Нутромеры микрометрические. Технические условия

ГОСТ 12.2.007.1-75 Машины электрические вращающиеся. Требования безопасности

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

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

ГОСТ 6507-90 Микрометры. 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 70238424.27.100.011-2008 Тепловые и гидравлические станции. Методики оценки качества ремонта энергетического оборудования

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

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

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

СТО 70238424.27.010.001-2008 Электроэнергетика. Термины и определения

СТО 17230282.27.010.002-2008 Оценка соответствия в электроэнергетике

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 **требование:** Норма, правила, совокупность условий, установленных в документе (нормативной и технической документации, чертеже, стандарте), которым должны соответствовать изделие или процесс.

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

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

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

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

3.1.5 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.

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

3.1.7 технические условия на капитальный ремонт: Нормативный документ, содержащий требования к дефектации 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;

Карта – карта дефектации и ремонта;

КИ – контрольные испытания;

НК – неразрушающий контроль;

НТД – нормативная и техническая документация;

УЗД – ультразвуковая дефектоскопия;

ЦД – цветная дефектоскопия;

R_a – среднее арифметическое отклонение профиля;

R_z – высота неровностей профиля по десяти точкам.

4 Общие положения

4.1 Подготовка турбогенераторов серии ТВФ 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 70238424.27.100.011–2008.

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 объемом ремонтных работ;
- требования к объемам и методам испытаний и сравнению показателей качества отремонтированных турбогенераторов с их нормативными и доремонтными значениями при среднем ремонте применяются в полном объеме;
- требования к объемам и методам испытаний и сравнению показателей качества отремонтированных турбогенераторов с их нормативными и доремонтными значениями при текущем ремонте применяются в объеме, 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.

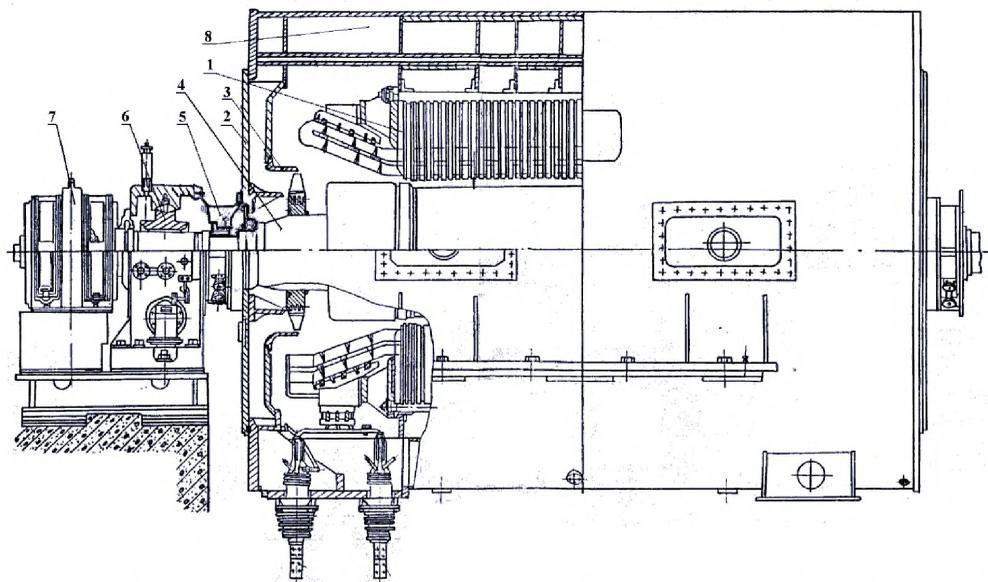
4.6 Требования настоящего стандарта распространяются на капитальный ремонт турбогенераторов в течение полного срока службы, установленного в НТД на поставку турбогенераторов или в других нормативных документах. При продлении в установленном порядке продолжительности эксплуатации турбогенераторов сверх 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 ТВФ включает турбогенераторы ТВФ-60-2, ТВФ-63-2, ТВФ-100-2 и ТВФ-120-2.

Общий вид турбогенератора серии ТВФ приведен на рисунке 5.1.

Основные характеристики и параметры турбогенераторов серии ТВФ приведены в табл. 5.1



1 – статор; 2 – щит наружный; 3 – обтекатель; 4 – ротор; 5 – уплотнение вала ротора; 6 – подшипник опорный; 7 – щеточный аппарат; 8 – газоохладитель
 Рисунок 5.1– Турбогенератор серии ТВФ

Таблица 5.1 – Основные характеристики и параметры турбогенераторов серии ТВФ

Основные параметры	ТВФ-60-2	ТВФ-63-2	ТВФ-100-2	ТВФ-120-2
Полная мощность, кВ·А	70000/75000	78750	117500	125000
Активная мощность, кВт	60000	63000	100000	120000
Коэффициент мощности	0,85/0,8	0,8	0,85	0,8
Напряжение, В	6300/10500	6300/10500	10500	10500
Ток статора, А	6850/4120	7210/4330	6475	6875
Частота, Гц	50			
Скорость вращения, об/мин	3000			
Коэффициент полезного действия, %	98,5	98,4	98,5	98,4
Статическая перегружаемость	1,7			
Маховой момент ротора, т·м ²	8,85	9,7	13,0	13
Максимальный вращающий момент при коротком замыкании в обмотке статора	Десятикратный	Десятикратный	Семикратный	Шестикратный
Критическая скорость вращения, об/мин	1640/4250	1510/3910	1500/4450	1500/4430
Соединение фаз обмотки статора	Двойная звезда			
Число выводов обмотки статора	9			
Давление водорода, кгс/см ² (Па)	2,5 (2,45 · 10 ⁵)	2 (1,96 · 10 ⁵)	2 (1,96 · 10 ⁵) 3 (2,84 · 10 ⁵)	2,5 (2,45 · 10 ⁵)
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	3 · 10 ⁴			
Температура холодной воды номинальная, °С	33	33	33	33
Номинальный расход воды через газоохладители, м ³ /час	250	250	350	400

5.2 Турбогенераторы серии ТВФ предназначены для выработки электроэнергии при непосредственном соединении с паровыми турбинами на тепловой или атомной электростанциях. Турбогенераторы выполнены с непосредственным водородным охлаждением обмотки ротора и сердечника статора и косвенным водородным охлаждением обмотки статора.

Охлаждающий водород циркулирует в генераторе под действием вентиляторов, установленных на валу ротора и охлаждается четырьмя газоохладителями, встроенными в корпус генератора.

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

Обтекатели вентиляторов прикреплены к наружным щитам. Разъем наружных щитов расположен в горизонтальной плоскости.

В щитах и валу ротора предусмотрены специальные каналы, по которым охлаждающий газ попадает в лобовые части обмотки ротора.

Для проникновения внутрь корпуса статора, не разбирая наружные щиты, 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.

В пазы сердечника статора уложены стержни статорной обмотки, Изоляция стержней – термореактивная. Начала и концы обмотки выведены наружу через 9 выводов.

Обмотки статоров в пазах закреплены специальными клиньями. Лобовые части обмотки – корзиночного типа.

Ротора изготовлены из цельных поковок специальной стали, обеспечивающей механическую прочность при всех режимах работы генератора.

Обмотки роторов выполнены из полосовой меди с присадкой серебра и имеют непосредственное охлаждение водородом по схеме самовентиляции с забором газа из «воздушного» зазора машины.

Пазовые дюралюминиевые клинья, удерживающие обмотку в пазу, имеют заборные и выходные отверстия для охлаждающего газа, совпадающие с боковыми каналами, выфрезерованными на катушках.

Лобовая часть витков обмотки охлаждается по одноструйной или двухструйной схеме водородом, поступающим из зон давления в щитах.

Контактные кольца, посажены в горячем состоянии на промежуточную втулку, изолированную от колец.

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.

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 ТВФ при номинальных давлении и температуре охлаждающих сред приведены в табл. 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	110		
Сердечник статора		105/120	
Горячий газ в турбогенераторе		75	75
Холодный газ после газоохладителя		Не более 55	
Примечание – в числителе приведены данные для турбогенераторов серии ТВФ-60-2 и ТВФ-100-2, в знаменателе – ТВФ-63-2 и ТВФ-120-2.			

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

5.5 При разработке стандарта использовалась техническая документация заводов-изготовителей.

6 Общие технические требования

Общие технические требования, требования к метрологическому обеспечению и видам контроля, общие технические требования к дефектации и способам ремонта определяются в соответствии с СТО 70238424.29.160.20.009 (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 (раздел 7).

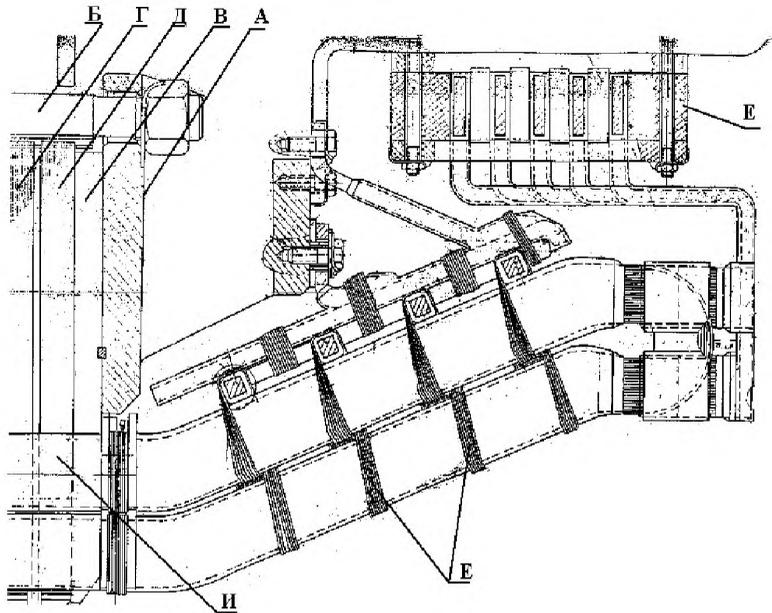
7.1 Составные части статора

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

Карта дефектации и ремонта 1

Статор поз. 1 рисунка 5.1

Количество на генератор, шт. - 1



Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	Трещины в сварке.	ВК.	Лупа ЛП4-10 ^х .	Сварка.	Трещины в сварке не допустимы.
Б	Нарушение целостности (трещины, изломы) стяжных ребер.	ВК.	Лупа ЛП410 ^х .	Сварка.	Оценка качества ремонтной сварки должна соответствовать конструкторской документации.
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 ЛП4.10 ^х .	1. Удаление поврежденного участка. 2. Зачистка и травление кислотой. 3. Установка клиньев-	1. Поврежденный участок должен быть полностью удален. 2. После зачистки и травления лаковая пленка между сегментами должна просматриваться сплошными линиями.

Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
				заполнителей.	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].
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 СО 34.45-51.300 [1].
Г	Нарушения защитного покрытия активной стали рашотки статора.	ВК.	—	1. Очистка. 2. Покрытие двумя слоями лака ЛАЛЭ7М.	Поверхность защитного покрытия активной стали должна быть без отслаивания, ровной и без подтеков лака.
Д	Ослабление плотности прессовки активной стали.	ВК, ИК, КИ.	Щупы. Набор № 2. Термометры шкала 0-100 °С. Амперметр. Вольтметр. Ваттметр. Динамометрический ключ.	1. Установка клиньев-заполнителей. 2. Подтяжка гаек нажимного кольца. 3. Восстановление плотности прессовки.	1. Щуп от усилия руки 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 и 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 клею. 3. Бандажировка стержней лобовой	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].

Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
				части обмотки статора. 4. Заполнение зазоров между деталями крепления и обмоткой статора препрегом.	
Е	Ослабление, обрыв шнуровых 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 статора.	Обмотку статора испытать в соответствии с СО 34.45-51.300 [1].
Е	Нарушение электрической прочности концевых выводов обмотки статора.	ИК.	Мегомметр на 2500В.	Замена концевого вывода или его составной части.	. Концевые выводы испытать в соответствии с СО 34.45-51.300 [1].
Е	Нарушение герметичности узла концевых выводов обмотки статора.	ВК, ИК.	Газоанализатор. Манометр. Часы.	1. Подтягивание крепежных деталей. 2. Замена прокладок между фланцами концевых выводов и выводной плитой. 3. Замена прокладок между корпусом статора и выводной плитой. 4 Замена треснувшего фарфорового изолятора или наружной рубашки (цилиндра).	Испытание герметичности узла концевых выводов обмотки статора проводится в соответствии с СО 34.45-51.300 [1].
	Нарушение защитного покрытия обмотки статора, соединительных и	ВК, ИК, КИ.	Термометр шкала 0-100 °С. Амперметр. Вольтметр. Ваттметр.	1. Очистка. 2. Покрытие двумя слоями эмали ГФ92ХС.	1. Поверхность защитного покрытия обмотки статора, соединительных и выводных шин должна быть ровной, без отслаиваний и подтеков.

Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
	выводных шин.		Частотомер.		2. Обмотку статора испытать в соответствии с СО 34.45-51.300 [1].
	Обрыв термопреобразователей с соединительными проводами.	КИ.	Мегомметр на 1000В.	1. Пайка припоем ПОС-40. 2. Замена проводки теплоконтроля.	Сопротивление изоляции должно быть не менее 1,0 Мом.
	Пониженное сопротивление изоляции термопреобразователей с соединительными проводами.	КИ.	Мегомметр на 500 В.	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.
–	Ослабление плотности крепления обмотки статора по ширине паза.	ВК, ИК.	Набор уплотнительных ножей.	Переклиновка паза с установкой между стенкой паза и стороной стержня, набегающей по направлению вращения ротора, дополнительной прокладки.	Зазор между стенкой паза и стержнем должен быть не более 0,3 мм.

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.

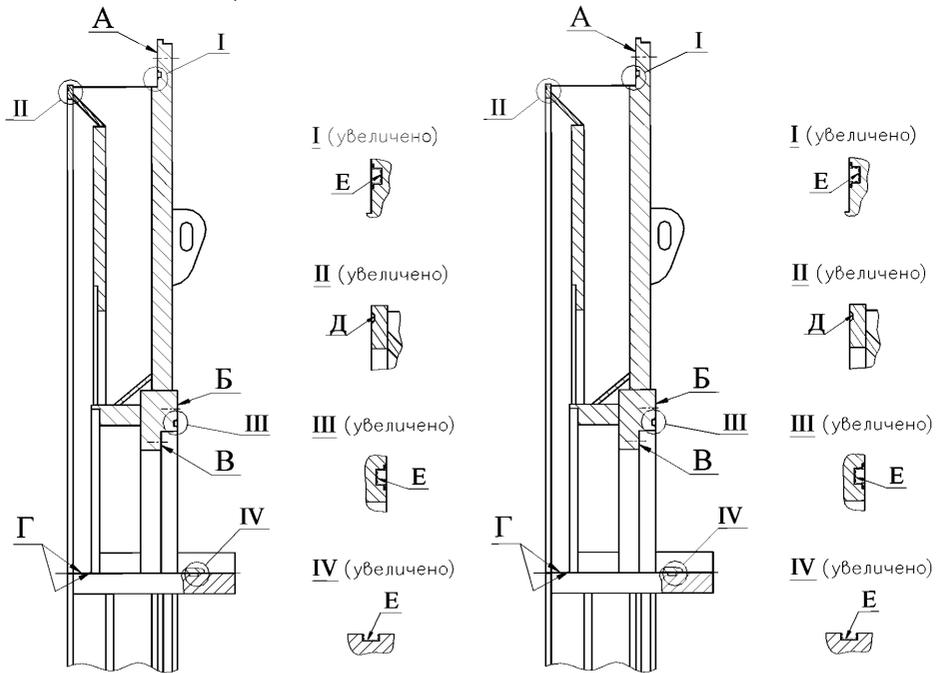
Допускается разновысотность клиньев в одном пазу не более 1,5 мм.

7.2.8 Для обеспечения плотности крепления обтекателя к щиту необходимо: не применять повторно стопорные и пружинные шайбы, контролировать плотность затяжки каждого болта, дополнительно стопорить крепежные болты с помощью проволоки.

Карта дефектации и ремонта 2

Щит наружный, поз.2 рисунка 5.1

Количество на изделие, шт. – 2

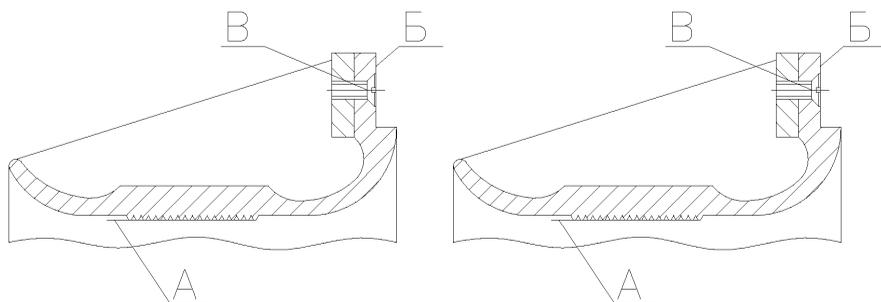


Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А, Б, В, Г, Д, Е	Риски, забоины.	ВК.	–	1. Опиловка. 2. Зачистка. 3. Шабрение.	Параметр шероховатости поверхностей: А, Д – $Rz \leq 80$ мкм; Б, В, Г – $Rz \leq 40$ мкм; Е – $Rz \leq 20$ мкм.
Б	Отклонение от плоскостности (излом).	ИК. Измерение (закрепить на поверхности Б корпус уплотнения и замерить щупом зазор между торцами).	Щуп набор №2 Образцы шероховатости поверхности (рабочие).	Дообработка.	Параметр шероховатости поверхности Г – $Rz \leq 40$ мкм. Неплоскостность (излом) не более 0,2 мм.
–	Трещины.	ВК.	–	Заварка.	Трещины не допускаются.

Карта дефектации и ремонта 3

Обтекатель вентилятора поз.3 рисунка 5.1

Количество на изделие, шт. – 2

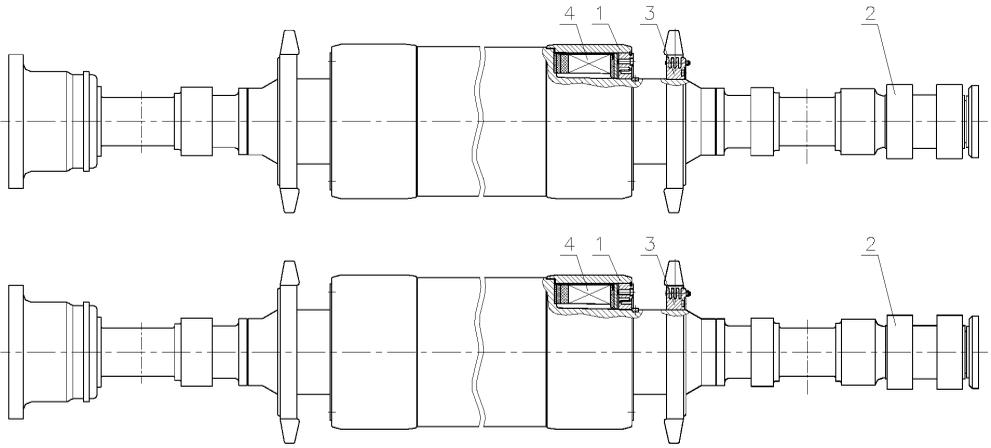


Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	Риски, забоины.	ВК.	Образцы шероховатости поверхности (рабочие).	1. Опиловка. 2. Зачистка. 3. Шабрение.	Параметр шероховатости – $Rz \leq 32$ мкм.
Б	Расслоения, трещины, подгары.	ВК ИК.	Образцы шероховатости поверхности (рабочие). Плита I-0-1000×630. Линейка ЛД-0-500. Шуп набор №2.	1. Опиловка. 2. Шабрение.	1. Параметр шероховатости – $Rz \leq 80$ мкм. 2. Допуск плоскостности – 0,1 мм.
В	Ослабление крепления обтекателей к щиту.	ВК.	–	См. п. 7.2.8.	Ослабление крепления не допускается.

7.3 Составные части ротора

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

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

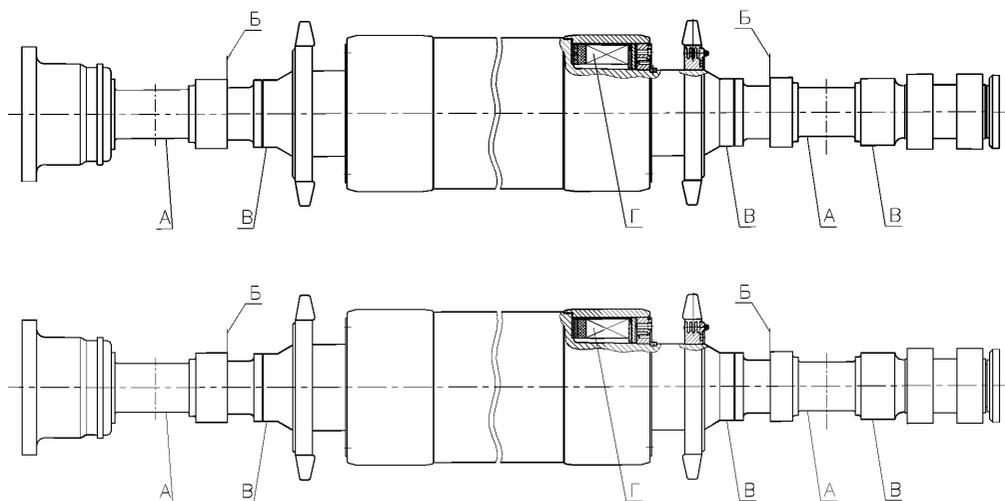


1 –бандажный узел; 2 – контактные кольца с токоподводом; 3 – вентилятор, 4 - обмотка ротора.
Рисунок 7.1 – Ротор турбогенератора серии ТВФ.

Карта дефектации и ремонта 4

Ротор поз.4 рисунка 5.1

Количество на изделие, шт. – 1



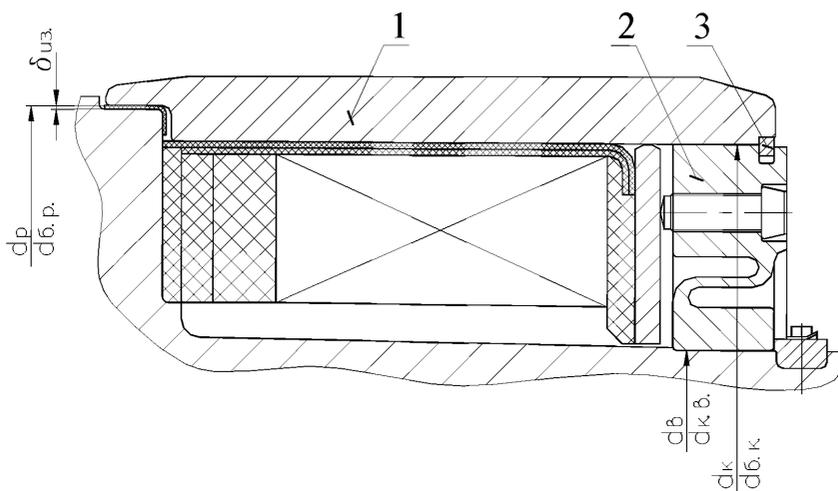
Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	Износ, риски, забоины.	ВК. ИК.	Лупа ЛП-4-10 ^х . Индикатор ИЧ 0,5 кл. 01. Микрометр. Образцы шероховатости поверхности (рабочие).	1. Проточка. 2. Шлифовка.	1. Параметр шероховатости поверхности – $Ra \leq 0,63$ мкм. 2. Допуск цилиндричности – 0,03 мм. 3. Допуск радиального биения – 0,015 мм.
Б	Износ, риски, забоины.	ВК, ИК.	Лупа ЛП-4-10 ^х . Многооборотный индикатор (2 шт.) с ценой деления 0,002 мм (ГОСТ 9696). Поверочная линейка (ГОСТ 8026) и пластинчатый щуп № 1, класс 2 (ГОСТ 8026). Образцы шероховатости поверхности (рабочие).	1. Проточка. 2. Шлифовка.	1. Параметр шероховатости поверхности – $Ra \leq 0,63$ мкм. 2. Допуск торцового биения – 0,02 мм. 3. Допуск конусности – 0,03 мм.

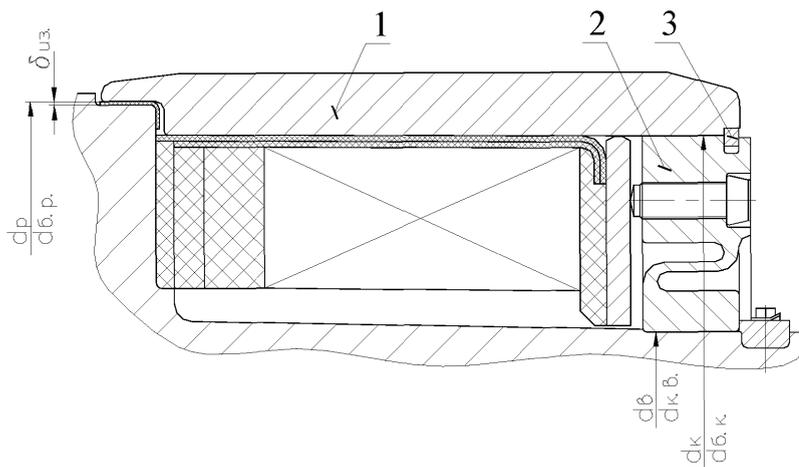
Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
В	Износ, риски, забоины.	ВК, ИК.	Лупа ЛП-4-10 ^х . Индикатор ИЧ 0,5 кл. 01. Микрометр МК 500-1 ГОСТ 6507. Образцы шероховатости поверхности (рабочие).	1. Проточка. 2. Шлифовка.	1. Проточить на глубину не более 1,0 мм. 2. Параметр шероховатости поверхности – $Ra \leq 2,5$ мкм. 3. Допуск радиального биения – 0,05 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°C. 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 СО 34.45-51.300 [1].

7.4 Составные части бандажного узла ротора

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

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





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

Рисунок 7.2 – Бандажный узел ротора, поз.1 рисунок 7.1.

Таблица 7.1– Натяги в деталях бандажного узла турбогенераторов серии ТВФ

Размеры в миллиметрах

Тип турбогенератора	Бандажное кольцо-бочка ротора				Бандажное кольцо-центрирующее кольцо			Центрирующее кольцо-вал		
	d_p	$\delta_{из}$	$d_{б,р}$	Натя Γ	d_k	$d_{б,к}$	Натя Γ	$d_в$	$d_{к,в}$	Натя Γ
ТВФ-60-2	$910_{-0,055}$	3	$914,5^{+0,09}$	$1,5-1,355$	$855,5_{-0,055}$	$854^{+0,09}$	$1,5-1,355$	$530,5_{-0,045}$	$529,8^{+0,07}$	$0,7-0,585$
ТВФ-63-2	$930,7_{-0,17}$	3	$935^{+0,09}$	$1,7-1,44$	$875,6_{-0,055}$	$874^{+0,09}$	$1,6-1,5$	520,6	520	0,6
ТВФ-100-2	$974_{-0,055}$	3	$978,2^{+0,09}$	$1,8-1,655$	$924,5_{-0,055}$	$923^{+0,09}$	$1,5-1,355$	$595,7_{-0,045}$	$595^{+0,07}$	$0,7-0,585$
ТВФ-120-2	$974_{-0,055}$	3	$978,2^{+0,09}$	$1,8-1,655$	$924,5_{-0,055}$	$923^{+0,09}$	$1,5-1,355$	$595,7_{-0,045}$	$595^{+0,07}$	$0,7-0,585$

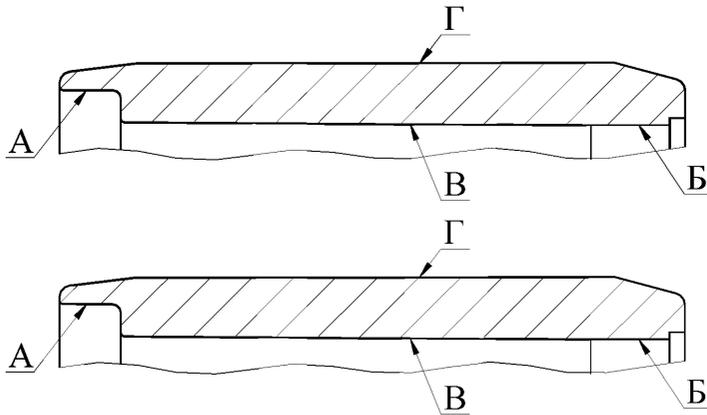
Примечание – проводить дублирующий и эксплуатационный контроль состояния посадочных натягов на собранном бандажном узле по методике, приведенной в СО 153-34.45.513 (приложение Б) [2].

Карта дефектации и ремонта 5

Кольцо бандажное

поз.1 рисунка 7.2

Количество на изделие, шт. – 2

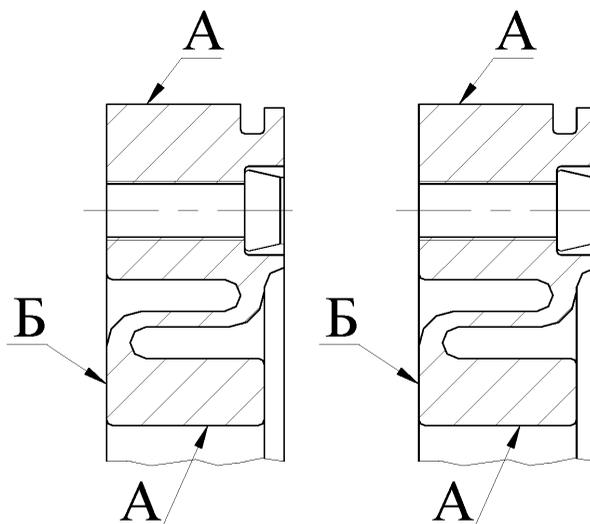


Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А Б В Г	Фреттинг-коррозия, коррозионное растрескивание, трещины, подгары.	ВК, ИК, УЗД. Дефектоскопия цветная.	Нутромер НМ 150-1250. Индикатор ИЧ0,5 кл. 01. УД2-12, УД4-Т. Лупа ЛА3-20 ^x .	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-Ш-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-Ш-250-0,1.	1. Местная выборка. 2. Проточка.	Глубина местной выборки и глубина проточки по СО 153-34.45.513 [2].

Карта дефектации и ремонта 6

Кольцо центрирующее поз.2 рисунка 7.2

Количество на изделие, шт. – 2

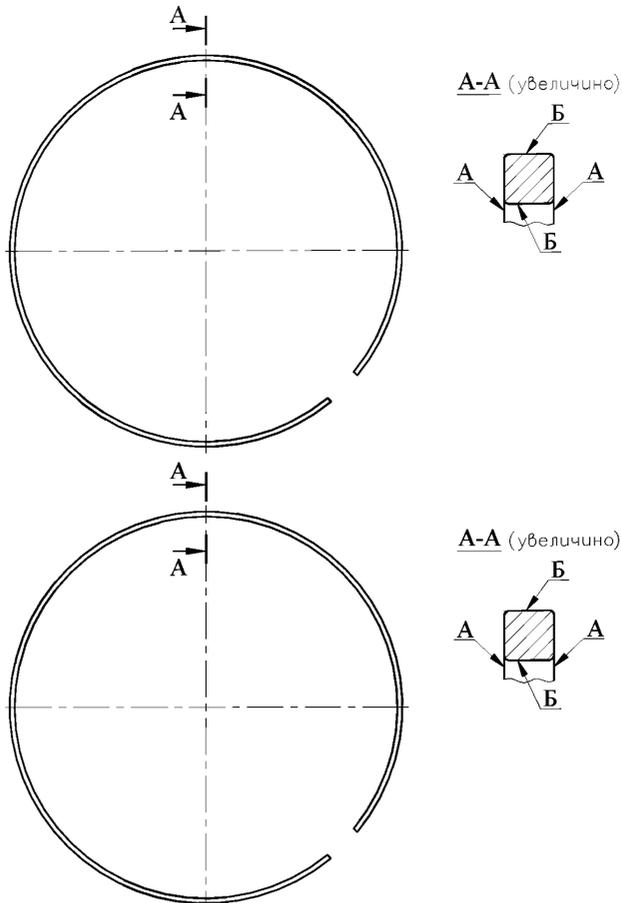


Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	Контактная коррозия.	ВК, ИК. Дефектоскопия цветная.	Микрометр МРИ1000-0,01. Лупа ЛАЗ-20 ^х .	1. Проточка. 2. Шлифовка. 3. Местная выборка.	1. Параметр шероховатости $Ra \leq 2,0$ мкм. 2. Допуск радиального биения относительно оси вращения – 0,1 мм. 3. Допуск профиля продольного сечения - 0,03 мм.
А, Б	Трещины, подплавления, цвета побежалости.	ВК. Дефектоскопия цветная.	Образцы шероховатости поверхности (рабочие). Лупа ЛАЗ-20 ^х .	1. Зачистка. 2. Выборка. 3. Замена.	1. Параметр шероховатости $Rz \leq 40$ мкм. 2. Допуск торцового биения относительно оси вращения – 0,1 мм.

Карта дефектации и ремонта 7

Кольцо пружинное поз.3 на рисунка 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, Б	Забойны, Заусенцы.	ВК, ИК.	Образцы шероховатости поверхности (рабочие).	Опиловка.	Параметр шероховатости – $Rz \leq 20$ мкм.
А	Отклонение от плоскостности.	ВК, ИК.	Измерение. Плита 1-0-1000×1000. Щупы набор №4.	Рихтовка.	Допуск плоскостности – 1 мм.

7.5 Требования к бандажному узлу ротора

7.5.1 При выполнении 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, токоведущего болта поз. 2, 3 и контактного винта поз. 4 (см. рисунок 7) 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.

