

SCAN

DVD

biblem

elektromonter

Е. К. Иноземцев

**РЕМОНТ
ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ
(ЧАСТЬ 2)**

**ПРИЛОЖЕНИЕ К ЖУРНАЛУ
ЭНЕРГЕТИК**

Вниманию специалистов

Вышли в свет следующие выпуски

“Библиотечки электротехника”:

Удрис А. П. **Панель релейной защиты типа ЭПЗ-1636 для ВЛ 110 – 220 кВ** (часть 1 — устройство защиты, часть 2 — обслуживание защиты).

Шабад М. А. **Защита генераторов малой и средней мощности.**

Иноземцев Е. К. **Ремонт высоковольтных электродвигателей электростанций** (части 1 и 2).

Шкарин Ю. П. **Высокочастотные тракты каналов связи по линиям электропередачи** (части 1 и 2).

Безчастнов Г. А. и др. **Контроль состояния изоляции электрических машин в эксплуатации.**

Шуин В. А., Гусенков А. В. **Защита от замыканий на землю в электрических сетях 6 – 10 кВ.**

Конюхова Е. А., Киреева Э. А. **Надежность электроснабжения промышленных предприятий.**

Могузов В. Ф. **Обслуживание силовых трансформаторов** (части 1 и 2).

Таубес И. Р., Удрис А. П. **Использование реле ДЗТ-21 и ДЗТ-23 для защиты трансформаторов, автотрансформаторов и блоков.**

Киреева Э. А. **Повышение надежности, экономичности и безопасности систем цехового электроснабжения.**

Овчинников В. В. **Защита электрических сетей 0,4 – 35 кВ** (части 1 и 2).

Иноземцев Е. К. **Ремонт турбогенераторов** (части 1 и 2).

Подписку можно оформить в любом почтовом отделении связи по объединенному каталогу **“ПРЕССА РОССИИ”**. Том 1. Российские и зарубежные газеты и журналы.

Индексы “Библиотечки электротехника”

— приложения к журналу **“Энергетик”**

88983 — для предприятий и организаций;

88982 — для индивидуальных подписчиков.

Адрес редакции
журнала **“Энергетик”:**

109280, Москва, ул. Автозаводская, д. 14/23.

Телефон (095) 275-19-06

E-mail: energy@mail.magelan.ru

Библиотечка электротехника

— приложение к журналу “Энергетик”

Основана в июне 1998 г.

Выпуск 10(46)

Е. К. Иноземцев

РЕМОНТ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

(часть 2)

Москва

НТФ “Энергопрогресс”, “Энергетик”

2002

УДК 621.313.13.004.67

ББК 30.82

И 67

Главный редактор журнала “Энергетик” А. Ф. ДЬЯКОВ

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

“Библиотечки электротехника”

В. А. Семенов (*председатель*), И. И. Батюк (*зам. председателя*),
Б. А. Алексеев, К. М. Антипов, Г. А. Безчастнов, А. Н. Жулев,
В. А. Забегалов, В. Х. Ишкин, Ф. Л. Коган, В. И. Кочкарев,
Н. В. Лисицын, Л. Г. Мамиконянц, Л. Ф. Плетнев, В. И. Пуляев,
Ю. В. Усачев, М. А. Шабал

Иноземцев Е. К.

И 67 Ремонт турбогенераторов (часть 2). — М.: НТФ “Энерго-
прогресс”, 2002. — 104 с. Ил.: [Библиотечка электротехни-
ка, приложение к журналу “Энергетик”, Вып. 10(46)].

Рассмотрены техническая характеристика и конструктивное исполнение турбогенераторов, установленных на электростанциях России. Изложена современная технология выполнения работ по ремонту турбогенераторов в соответствии с требованиями директивных материалов Департамента стратегии развития и научно-технической политики РАО “ЕЭС России”. Приведены конструкции приспособлений для выполнения работ с учетом передовых методов ремонта. Описаны методы сушки турбогенераторов, а также электрические измерения и испытания при ремонте турбогенераторов.

Для персонала электростанций, энергоремонтных, монтажных и пусконаладочных организаций.

Предисловие

Турбогенераторы являются основной электрической машиной, используемой для выработки электроэнергии в России. Установленная мощность действующего парка турбогенераторов на электростанциях России составляет 120 000 МВт. Примерно 50 % турбогенераторов уже отработали определяемый стандартом минимальный срок службы, равный 25 годам.

Исходя из реальной экономической ситуации в России в ближайшее время следует ожидать ограниченного ввода новых генерирующих мощностей. В этом случае обеспечение потребителей электроэнергией будет определяться надежностью действующих турбогенераторов, которая определяется во многом своевременным и качественным ремонтом.

Повышение надежности турбогенераторов — одна из важнейших задач, стоящих перед энергетиками. Техническое состояние и ресурс турбогенераторов находятся в прямой зависимости от уровня ремонтного обслуживания.

Производственно-техническая литература, выпущенная ранее на эту тему, стала библиографической редкостью. Автор надеется, что данная брошюра, в которой приведены конструктивные и технологические особенности турбогенераторов в сравнении с другими электрическими машинами, а также специфика их ремонтов, послужит новому поколению энергетиков и будет актуальной еще долгие годы.

**Замечания и пожелания по брошюре
просим направлять по адресу:
109280, Москва, ул. Автозаводская, 14/23.
Редакция журнала “Энергетик”.**

Автор

ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ

Ремонт статора

4.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

В процессе эксплуатации турбогенераторов имели место случаи аварийных повреждений изоляции обмоток статоров турбогенераторов вследствие попадания на их обмотки посторонних предметов в период проведения ремонтов. Повреждения являются следствием отсутствия ограждения турбогенератора и его обмоток от попадания посторонних предметов при выполнении ремонтных работ как на самом турбогенераторе, так и вне его.

Для предупреждения таких повреждений Циркуляром “О предотвращении попадания посторонних ферромагнитных предметов в корпуса турбогенераторов при проведении ремонтов и мерах по их отысканию” предлагается в период ремонта соблюдать мероприятия, исключающие попадание в корпус турбогенератора посторонних предметов, а также предотвращающие повреждение изоляции лобовых частей головок обмотки статора и активной стали во время ремонта.

Для этих целей на время перерыва ремонтных работ на статоре необходимо закрывать торцы брезентом (при длительных перерывах — штатными или временными щитами).

При выполнении ремонтных работ режущим, абразивным, зачистным электро- или пневмоинструментом вблизи статора (на подшипниках, турбине, возбудителе и др.) торец статора необходимо закрыть брезентом, а место работы оградить ширмами высотой не менее 1,5 м. При снятых торцевых щитах турбогенератора руководители и производители работ на турбине и подшипниках обязаны при выполнении работ персоналом в зоне, близкой к турбогенератору, письменно согласовывать эти работы с руководителем и производителем работ на турбогенераторе.

В процессе ремонта необходимо принимать меры к сбору и удалению из обмотки статора стружки, образовавшейся при ремонте деталей из немагнитных сталей с применением режущего инструмента.

Производитель и руководитель работ на турбогенераторе обязаны вести письменный учет инструмента, используемого при работах в корпусе турбогенератора, с отметкой о его исправности.

В целях недопущения посторонних лиц к ремонтируемому турбогенератору ремонтная площадка вокруг турбогенератора должна быть ограждена веревкой, бечевкой, плакатами и т.п.

4.2. РЕМОНТ АКТИВНОЙ СТАЛИ СТАТОРА

Определение технического состояния сердечника статора. Сердечник статора турбогенератора — один из наиболее сложных и трудоемких для восстановления узлов, поэтому его обследованию уделяется особое внимание. Наиболее распространенными дефектами активной стали статора являются следующие:

- ослабление плотности прессовки, вибрация листов и их обламывание, разрушение и выкрашивание зубцов крайних пакетов активной стали;

- замыкание листов активной стали с последующим оплавлением; повышенная вибрация сердечников и разрушение элементов их крепления;

- попадание посторонних металлических предметов.

Дефекты активной стали, не выявленные и не устраненные в период ремонта, могут быстро прогрессировать в процессе эксплуатации и привести к аварийным остановам турбогенераторов, большим объемам повреждения с последующим ремонтом в условиях завода-изготовителя или с заменой статора.

В период ремонтов без вывода ротора выполняют осмотр торцевых зон активной стали с использованием эндоскопов и зеркал, а также днища корпуса под лобовыми частями обмотки статора с целью выявления обломившихся фрагментов листов активной стали. При обнаружении признаков ослабления плотности прессовки или следов разрушения активной стали необходимо вывести ротор, обследовать активную сталь и провести мероприятия по восстановлению плотности прессовки и повышению устойчивости крайних пакетов к эксплуатационным воздействиям.

В АО ВНИИЭ разработана и внедрена методика, с помощью которой при работе турбогенератора в сети интегрально можно выявить ослабление прессовки крайних пакетов сердечника по результатам спектрального анализа виброхарактеристик, полученных при

измерениях на корпусе статора с помощью портативной аппаратуры и пьезодатчиков и спектроанализаторов. Полученные результаты дают возможность уточнить рекомендации по работе турбогенераторов в режимах потребления реактивной мощности. Также они должны приниматься во внимание при решении вопроса об изменении срока запланированного ремонта.

В связи с этим Департамент стратегии развития и научно-технической политики информационным письмом ИП-07-98(Э) от 07.10.98 “О контроле плотности прессовки сердечника статора на работающем турбогенераторе по спектру виброакустических сигналов” с целью повышения надежности работы турбогенераторов рекомендует электростанциям в межремонтный период для генераторов, находящихся в эксплуатации менее 10 лет, 1 раз в два года, а для турбогенераторов со сроком эксплуатации 10 лет и более ежегодно дополнительно проводить оценку прессовки сердечника статора, применяя упомянутую выше методику.

Согласно Циркуляру Ц-01-91(Э) “О предотвращении разрушений зубцовых зон крайних пакетов активной стали турбогенераторов” Департамента науки и техники РАО “ЕЭС России” рекомендуется для обеспечения надежной работы турбогенераторов с незапеченными крайними пакетами, особенно применяемых в режимах потребления реактивной мощности, усилить контроль за состоянием зубцов крайних пакетов активной стали, используя для их осмотра любые виды ремонтов. При обнаружении ослабления прессовки или следов разрушения активной стали необходимо предусматривать в кратчайшие сроки ремонт с выводом ротора для выполнения работ в зубцовой зоне сердечника статора.

После выполнения ремонта плотность прессовки в зубцовой зоне крайних пакетов должна быть не ниже 0,4 — 0,6 МПа (4 — 6 кгс/см²).

При повторных выявлениях этих дефектов и недостаточной эффективности традиционной технологии ремонта необходимо применить дополнительные мероприятия по предотвращению разрушения зубцовых зон крайних пакетов:

- установку блоков тарельчатых пружин под гайки стяжных призм или стяжных стеклотекстолитовых сегментов в соответствии с рекомендациями ЦКБЭнергоремонт;

- замоноличивание зубцовых зон крайних пакетов с нанесением эпоксидной замазки на скошенную поверхность зубцов крайних пакетов по технологии предприятия “Мосэнергоремонт”.

Существующая конструкция сердечников статоров турбогенераторов ТГВ-200-2 не предусматривает компенсацию ослабления запрессовки сердечников от их усадки и тепловых расширений при

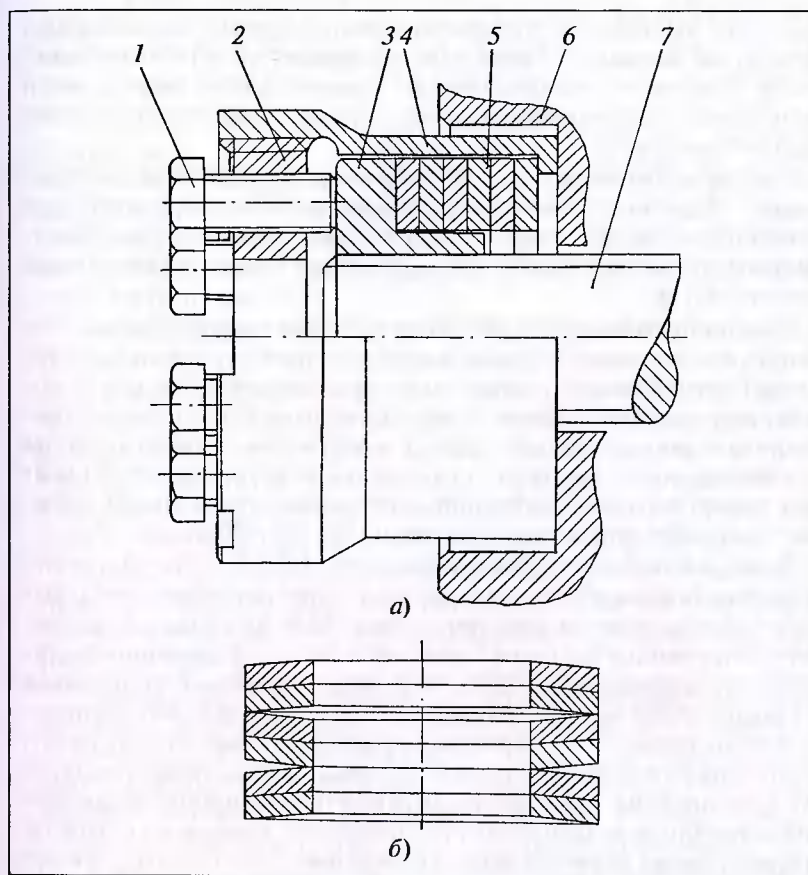


Рис. 39. Пружинное устройство для подпрессовки сердечника статора турбогенератора ТГВ-200-2:

a — установка гаек для прессовки; *б* — расположение тарельчатых пружин до запрессовки; 1 — технологический болт; 2 — технологическая гайка; 3 — резьбовая втулка; 4 — стакан; 5 — тарельчатые пружины; 6 — нажимная плита; 7 — стяжная призма

эксплуатации, что отрицательно влияет на надежность работы турбогенератора. С этой целью внедрена конструкция прижимного устройства в виде силового аккумулятора (рис. 39). Для этого вместо обычных гаек на стяжных призмах устанавливают гайки 2 с пружинами 5 тарельчатого типа, обеспечивающие необходимое усилие сжатия активной стали. Гайки собираются под прессом с усилием

0,25 — 0,3 МН (25 — 30 т) до полного сжатия пружин с последующей фиксацией болтами 1. Гайки и болты являются технологическими; после установки и распрессовки их удаляют. После замены гаек и демонтажа технологических деталей усилием пружин сердечник подпрессовывается.

На турбогенераторах ТГВ-200 неоднократно выявлялись и устранялись обширные усталостные разрушения элементов крепления активной стали: шеек стяжных призм, стяжных элементов, оболочки рамы, кольцевых брусев рамы, приварки призм к спинке активной стали и др.

Причиной разрушения элементов крепления активной стали турбогенератора явилась их повышенная вибрация вследствие недостаточно плотной посадки активной стали на стяжных призмах в процессе изготовления статора. Дальнейшему ослаблению посадки сердечника в процессе эксплуатации способствовала длительная работа турбогенератора с пониженной активной нагрузкой менее 100 МВт при высоких уровнях вибраций, достигавших на активной стали, раме и корпусе статора соответственно 80, 550 и 90 мкм.

В связи с информационным письмом ИП-13-97(Э) “О предотвращении повреждений элементов крепления активной стали и выхода из строя статоров турбогенераторов ТГВ-200” для своевременного обнаружения дефектов элементов крепления сердечников статоров турбогенераторов ТГВ-200 и предотвращения их развития рекомендуется в период плановых ремонтов осуществлять тщательный осмотр сердечника статора и конструктивных элементов его крепления во внутренней раме и торцевых зонах статора. На статорах с признаками неудовлетворительного вибрационного состояния сердечника и элементов его крепления, а также на статорах, проработавших более 20 лет, в ближайший капитальный ремонт необходимо провести комплексное обследование их технического состояния с использованием специальных средств контроля (ультразвукового контроля плотности прессовки сердечника, электромагнитного способа выявления замыканий активной стали и пр.), а также при необходимости — периодический контроль вибрационного состояния в процессе эксплуатации по методике завода-изготовителя.

Признаками неудовлетворительного вибрационного состояния элементов конструкции статора являются:

- повышенный шум, усиливающийся при снижении нагрузки;
- наличие продуктов контактной коррозии (порошок красно-бурого цвета) на спинке сердечника и в расточке статора;
- усталостные повреждения элементов крепления активной стали.

На турбогенераторах с неудовлетворительным вибрационным состоянием статора не допускается длительная работа с нагрузками менее 130 МВт. Вибрационное состояние необходимо контролировать не реже 1 раза в месяц.

При устойчивом росте вибрации сердечника, рамы и корпуса статора выше 70, 100 и 50 мкм соответственно, а также при внезапном увеличении уровня вибрации более чем на 30 % в установившемся режиме не позднее чем через 1 мес. необходимо вывести турбогенератор в ремонт для выполнения комплексного обследования и устранения обнаруженных дефектов по рекомендациям завода-изготовителя.

На некоторых электростанциях РФ для снижения напряжения используют режим работы турбогенераторов с потреблением реактивной мощности. В таком режиме повышаются электромагнитные нагрузки в торцевых зонах сердечников статоров, которые при ослабленной плотности прессовки крайних пакетов сердечника статора приводят к интенсивной вибрации листов стали, их выкрашиванию и разрушению изоляционной лаковой пленки и, как следствие, к повреждению корпусной изоляции стержней обмотки статора.

Большой объем повреждений происходит в статорах с незапеченными крайними пакетами. Распушение и разрушение зубцов активной стали имеет место и на турбогенераторах с запеченными крайними пакетами.

В целях повышения надежности турбогенераторов, работающих в режимах недовозбуждения, Циркуляром Ц-06-96 "О повышении надежности турбогенераторов мощностью 100 — 800 МВт, работающих в режимах недовозбуждения" рекомендовано при ремонте с выводом ротора, а также при перемотках статора оценить техническое состояние его активной стали в следующем объеме.

Поверхность расточки статора (зубцовой зоны) проверяют на отсутствие мест повышенных нагревов и оплавлений, нарушения межлистовой изоляции, коррозии, забоин или зашлифовок, деформации пакетов и распорок, ослабления, распушения или разрушения зубцов стали, ослабления прилегания, подвижности или смещения нажимных пальцев, разрушения запечки крайних пакетов (на статорах с запеченными крайними пакетами). Проверяют состояние плотности прессовки активной стали, контролируют состояние вентиляционных каналов активной стали в торцевых зонах статора. Особое внимание обращают на состояние концевых пакетов. Плотность прессовки стали проверяют специальным ножом-щупом.

Ослабления плотности прессовки в начальной стадии разрушения запечки крайних пакетов характеризуются растрескиванием и

отслоением покровной эмали на поверхности зубцов, а также проникновением ножа-щупа при приложении усилия 30 – 50 Н (3 – 5 кг) на глубину 5 – 15 мм ниже уровня вентиляционных распорок или торца нажимного пальца (для крайних ступенек крайних пакетов).

Признаком распушения зубцов крайних пакетов является наличие сгустков магнитной грязи черного цвета в районе распушенного зубца и проникновение ножа-щупа при надавливании с усилием 30 – 50 Н (3 – 5 кг) на глубину 15 – 50 мм.

Ослабления прилегания, подвижности или смещение нажимного пальца характеризуются следующим:

- наличием зазоров между прилегающими поверхностями нажимного пальца и зубца;

- покачиванием или смещением нажимного пальца в тангенциальном и аксиальном направлениях при приложении усилий отверткой;

- выкрашиванием крайних лепестков активной стали.

Неудовлетворительное состояние прессовки активной стали статора характеризуется следующим:

- неоднократным выявлением при проведении ремонтов с выводом ротора до 5 % распушенных зубцов первых-вторых пакетов, подвижных нажимных пальцев, выкрашивания крайних лепестков активной стали;

- проникновением ножа-щупа на глубину 15 – 50 мм при надавливании на небольшом (до 5 %) количестве зубцов первых-вторых пакетов;

- появлением на отдельных зубцах статора с запеченными крайними пакетами признаков разрушения запечки и распушения зубцов третьих пакетов.

Существенное снижение давления прессования активной стали статора характеризуется следующим:

- неоднократным выявлением при ремонтах с выводом ротора значительного количества распушенных (более 10 %) и разрушенных (более 5 %) зубцов первых-третьих пакетов;

- неоднократным выявлением при проведении ремонтов с выводом ротора значительного количества (более 10 %) подвижных и смещенных нажимных пальцев;

- проникновением ножа-щупа на глубину более 50 мм при надавливании на значительном числе (более 10 %) зубцов первых-третьих крайних пакетов;

- наличием более 5 % зубцов, имеющих сильные распушения и разрушения;

наличием значительного числа (более 10 %) подвижных и смещенных нажимных пальцев.

Целью осмотра спинки и элементов крепления активной стали является выявление признаков повышенных вибраций активной стали и элементов ее крепления; ослаблений и разрушений элементов крепления активной стали на спинке статора; ослабления затяжки гаек призм.

Характерными признаками повышенных вибраций активной стали и элементов ее крепления являются наличие продуктов (следов) контактной коррозии на спинке статора, подвижность и выпадание распорных клиньев, разрушение сварных швов и элементов крепления.

Характерными признаками ослаблений и разрушений элементов крепления активной стали статора является характерный звук при простукивании тяжных призм статора.

Характерными признаками ослабления затяжки гаек тяжных призм и разрушения шеек тяжных призм являются повреждение стопорящих элементов, повреждение окраски нажимной плиты в районе гаек тяжных призм, смещение гаек вместе с торцами тяжных призм.

В турбогенераторах серии ТГВ осмотром и простукиванием проверяют пружины подвески сердечника статора на отсутствие трещин, ослабления крепежа и др. (рис. 40).

В турбогенераторах серии ТВВ и единой серии ТВВ осматривают упругие элементы подвески активной стали в местах разгрузочных прорезей, отверстий и сварных соединений на отсутствие дефектов, трещин и т.п. (см. рис. 2, б, ч. 1).

Плотность установки тангенциальных и радиальных клиньев крепления сердечника статора к призмам проверяют простукиванием и осмотром целостности сварных швов (рис. 40, б). Характерным признаком ослабления клиньев является наличие пыли кирпичного цвета, причем интенсивность ее зависит от степени ослабления.

Проверяют также обтяжку гаек нажимной плиты и наличие фиксации от самоотвинчивания, а также отсутствие смещения нажимных пальцев и вентиляционных распорок.

В процессе капитального ремонта с выводом ротора турбогенератора выполняют испытания активной стали статора на потери и нагрев методом кольцевого намагничивания в соответствии с "Объемом и нормами испытания электрооборудования".

При обследовании и оценке технического состояния активной стали кроме нормативных методов контроля, изложенных выше, используют специализированные методы, такие как: оценка плот-

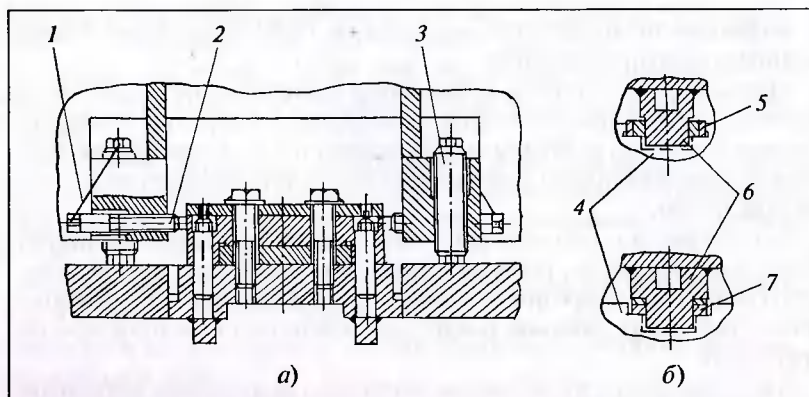


Рис. 40. Узел крепления сердечника статора к корпусу турбогенератора ТГВ-300-2 (а) и элементы крепления (б):

1 — стопорная проволока; 2, 3 — стопорные болты; 4 — сердечник; 5 — тангенциальные клинья; 6 — призма; 7 — радиальные клинья

ности прессовки активной стали и состояния зубцовых зон в торцах статора ультразвуковым методом; выявление местных замыканий листов и участков активной стали с повышенными потерями электромагнитным методом с малыми токами намагничивания.

Обследование методом ультразвукового и электромагнитного контроля выполняется специализированными организациями. Выполнение этих работ целесообразно при проведении обследования турбогенераторов мощностью 165 МВт и выше, имеющих незапеченные крайние пакеты, а также турбогенераторов с запеченными крайними пакетами со сроком эксплуатации более 16 лет.

Использование специализированных методов контроля особенно целесообразно при выполнении перемоток обмоток статоров турбогенераторов. Специализированные методы контроля обеспечивают более полное выявление дефектов, повышают достоверность оценки технического состояния и обоснованность рекомендаций по ремонтному обслуживанию и повышению устойчивости зубцовых зон крайних пакетов к эксплуатационным воздействиям.

Ультразвуковой метод выявления дефектов и контроля плотности прессовки активной стали основан на измерении времени распространения ультразвуковых колебаний на частотах около 60 кГц поперек листов в пакетах активной стали и в системе нажимной палец — крайний пакет.

Измерения выполняют на всех зубцах третьих-четвертых крайних пакетов и, дополнительно по расточке и спинке статора. При необходимости выполняют контроль плотности прилегания стяжных призм к спинке статора.

Прессовка считается ослабленной, если средние времена распространения ультразвуковых колебаний имеют следующие значения:

на нажимном пальце — более 20 мкс;

на зубцах незапеченных пакетов — более 2 мкс на 1 мм толщины пакета;

на зубцах запеченных пакетов — более 1 мкс на 1 мм толщины пакета.

Выявленные с помощью ультразвукового метода ослабленные и распушенные зубцы, а также ослабленные нажимные пальцы необходимо дополнительно проверить с помощью ножа-щупа и отвертки для разработки конкретных рекомендаций по уплотнению зубцов стальными немагнитными или стеклотекстолитовыми клиньями-заполнителями.

Определенное с помощью ультразвукового метода распределение давления прессования дает возможность более точно оценить техническое состояние активной стали, эффективность возможных мероприятий по повышению устойчивости зубцовых зон к эксплуатационным воздействиям, а также обосновать возможность работы турбогенератора в режимах недовозбуждения и внести необходимые изменения в планируемые ремонты.

При значительных распушениях и разрушениях зубцов крайних пакетов выполняют дополнительный ультразвуковой контроль в процессе и после окончания ремонта зубцов активной стали.

Схема измерений при проведении ультразвукового контроля представлена на рис. 41. Для оценки плотности прессовки используется экспериментальная зависимость скорости распространения ультразвуковых колебаний по шихтованному пакету от усилия сжатия с учетом особенностей конструктивного исполнения сердечника статора.

По полученным результатам оцениваются распределение давления прессовки сердечника, соответствие требованиям циркуляров Ц-01-91(Э) и Ц-06-96, а также определяются ослабления прилегания нажимных пальцев к коронкам зубцов крайних пакетов, ослабления вентиляционных распорок между пакетами активной стали и зубцы с ослаблением плотности прессовки, в том числе и расположенные под эпоксидной замазкой. Последнее касается тех случаев, когда на статоре выполнено замоноличивание зубцов крайних пакетов с нанесением эпоксидной замазки на скошенную поверхность

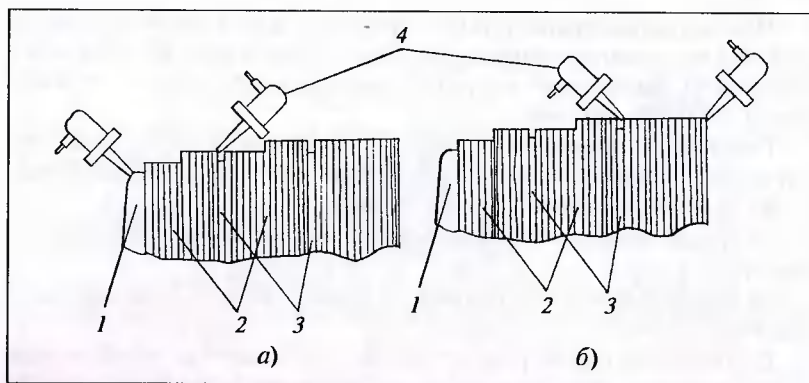


Рис. 41. Схема измерений при проведении ультразвукового контроля сердечника статора:

а — на системе нажимной палец — первый пакет; *б* — на отдельном пакете; 1 — нажимной палец; 2 — активная сталь; 3 — вентиляционные распорки; 4 — датчики

зубцов крайних пакетов и осмотр с использованием ножа-щупа невозможен. При этом распушение зубцов под замазкой обычно не выявляется, но в случае возникновения выкрашивания распушенных зубцов повышается вероятность повреждения изоляции стержней обмотки статора из-за того, что вследствие наличия замазки затруднен выход обломков активной стали в расточку, которые под действием поля стремятся сместиться в тангенциальном направлении по ходу вращения ротора.

Электромагнитный метод выявления местных замыканий листов и участков активной стали с повышенными потерями основан на локации магнитного потока, вытесняемого из активной стали в случае образования местных контуров.

Схема измерений при проведении электромагнитного контроля показана на рис. 42, *а*. В упрощенном виде физические явления, которые положены в основу электромагнитного метода выявления местных замыканий и участков активной стали с повышенными потерями показаны на рис. 42, *б*. Кольцевой поток Φ , создаваемый током намагничивания I_n , при прохождении по сердечнику приводит к появлению падения магнитных потенциалов F между соседними зубцами [15]. Если дефектов в сердечнике в зоне измерений нет, то падение магнитного потенциала F по всем пазам одинаково. Наличие дефекта вызывает местное изменение падения магнитного потенциала F на значение тока замыкания I_d , протекающего в контуре

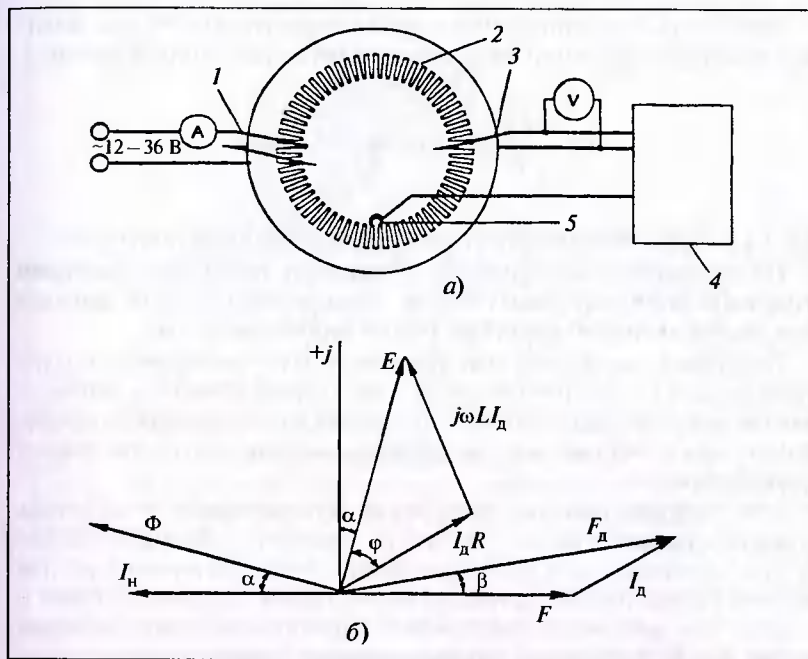


Рис. 42. Схема измерений при проведении электромагнитного контроля изоляции листов активной стали статора (а) и векторная диаграмма для участка с замыканием листов активной стали:

1 — намагничивающая обмотка; 2 — сердечник статора; 3 — контрольный виток; 4 — измерительная схема; 5 — датчик

дефекта с сопротивлением $Ze^{j\varphi} = R + j\omega L$. Падение магнитного потенциала в зоне дефекта F_d имеет амплитуду и фазовый сдвиг:

$$F_d = \frac{E \cos(\varphi + \alpha)}{Z \operatorname{tg} \beta} \sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \beta};$$

$$\operatorname{tg} \beta = \frac{E \cos(\varphi + \alpha)}{FZ + E \sin(\varphi + \alpha)},$$

где $\varphi = \operatorname{arctg}(\omega L/R)$; $\omega = 2\pi f$ — круговая частота; E — ЭДС, наводимая в контуре при проведении испытаний; β — угол дополнительных потерь.

Мощность дополнительных потерь в дефектном месте при заданной (рабочей) индукции можно определить следующим образом:

$$P_B = \frac{E_B^2}{E} [F_d \sin(\alpha + \beta) - F \sin \alpha],$$

где E_B — ЭДС, наводящаяся в контуре при заданной индукции.

На основании выполненных измерений оценивают значения мощности дополнительных потерь P_d , выделяемых в зоне замыкания листов активной стали при работе турбогенератора.

Измерения выполняют при кольцевом намагничивании с индукцией, равной 1 — 3 % номинальной. Сканирующий расточку датчик — магнитный потенциометр, подключаемый к схеме измерения сдвига фазы между общим потоком и падением магнитного потенциала в месте дефекта.

Этим методом выявляются дефекты активной стали не только на поверхности расточки, но и в глубине сердечника. Выявленные дефекты оцениваются по мощности дополнительных потерь с учетом общего уровня нагрева активной стали. Дефекты активной стали с мощностью дополнительных потерь при номинальной индукции более 20 — 25 Вт на зубец пакета считаются опасными. Этот метод дает возможность контролировать состояние активной стали непосредственно в процессе выполнения работ по устранению дефектов.

Существует еще один метод определения дефектов активной стали статора независимо от их характера, объема и места расположения [8]. Схема контроля технического состояния активной стали представлена на рис. 43. Аппаратура состоит из задающего генератора синусоидального напряжения высокой частоты, датчика-индуктора, выпрямителя и стрелочного индикатора. Принцип работы аппаратуры основан на изменении резонансной частоты схемы при нахождении датчика вблизи дефекта. Этот метод не дает возможности оценить степень опасности дефекта, поэтому в отдельных случаях необходимо выполнять дополнительные испытания и обследования в месте обнаруженного дефекта.

Согласно рекомендациям Циркуляра Ц-06-96 техническое состояние сердечников статоров может быть улучшено при своевременном проведении ремонтов активной стали с применением специализированных методов контроля, которые дают возможность выявить и устранить дефекты на ранней стадии развития, а также при внедрении мероприятий по повышению устойчивости зубцовых зон крайних пакетов, к числу которых можно отнести следующие:

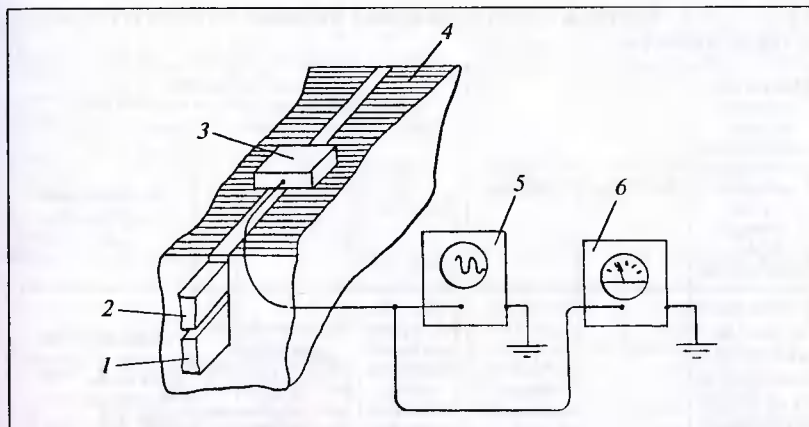


Рис. 43. Схема контроля состояния активной стали статора:

1 — нижний стержень обмотки статора; 2 — верхний стержень обмотки статора; 3 — датчик-индуктор; 4 — сердечник статора; 5 — задающий генератор; 6 — индикатор

подтяжка гаек стяжных призм в случае, если есть аксиальный зазор между нажимной плитой и элементами корпуса;

установка блоков тарельчатых пружин под гайки стяжных призм;

установка кольцевых стяжек на зубцовые зоны крайних пакетов;

замоноличивание зубцов крайних пакетов.

По результатам обследования выполняется оценка технического состояния активной стали статора с учетом опыта эксплуатации турбогенератора и определяется объем ремонта сердечника. Для турбогенераторов, эксплуатирующихся в маневренных режимах с потреблением реактивной мощности, определяющим является состояние зубцовых зон крайних пакетов и плотность прессовки сердечника статора.

В соответствии с Циркуляром Ц-06-96 техническое состояние активной стали сердечников статоров турбогенераторов разделяется на следующие группы: неудовлетворительное, удовлетворительное и хорошее (табл. 3).

В соответствии с техническим состоянием активной стали регламентируются режимы работы турбогенераторов и определяются сроки проведения очередных ремонтов турбогенераторов с выводом ротора в соответствии с табл. 4.

Рекомендации по корректировке сроков проведения планово-предупредительного ремонта с учетом технического состояния активной стали статора и режимов работы турбогенераторов рас-

Таблица 3. Критерии оценки технического состояния активной стали статора турбогенераторов

Показатели, определяющие техническое состояние активной стали статора турбогенераторов	Турбогенератор	Режим работы	Критерий оценки технического состояния активной стали		
			Хорошее	Удовлетворительное	Неудовлетворительное
Объем и частота выявления дефектов в торцевых зонах активной стали в предстоящие ремонты	С незапеченными крайними пакетами	Выдача реактивной мощности	Распушенные и разрушенные зубцы активной стали не выявлялись	Неоднократные распушения до 10 % и незначительные до 5 % выкрашивания зубцов крайних пакетов	Неоднократные массовые распушения более 10 % и разрушения более 5 % зубцов крайних пакетов
		Потребление реактивной мощности	Единичные случаи распушения зубцов крайних пакетов и выкрашивания коронок крайних лепестков	Неоднократные распушения до 10 % и разрушения до 5 % зубцов крайних пакетов	Неоднократные массовые распушения более 20 % и разрушения более 5 % зубцов крайних пакетов. Случаи распушения зубцов третьих пакетов и сильных разрушений зубцов крайних пакетов
	С запеченными крайними пакетами	Независимо от режимов работы	Распушенные и разрушенные зубцы активной стали не выявлялись	Случаи разрушения запечки зубцов (до 10 %), распушения зубцов третьих пакетов (до 10 %), незначительные выкрашивания коронок крайних лепестков (до 10 %). Разрушения зубцов не отмечалось	Случаи массового разрушения запечки зубцов (более 10 %), распушения зубцов третьих пакетов (более 10 %), выкрашивания крайних лепестков (более 10 %), единичные случаи разрушения запеченных зубцов
Результаты обследования торцевых зон активной стали в настоящих ремонт	С незапеченными крайними пакетами	Выдача реактивной мощности	Количество подвижных и нажимных пальцев до 5 %, распушенных зубцов до 10 %. Разрушенные зубцы отсутствуют	Количество подвижных нажимных пальцев до 10 %, распушенных зубцов более 10 %, зубцов с незначительным разрушением до 5 %	Количество подвижных нажимных пальцев более 10 %. Массовое распушение зубцов (более 20 %). Количество разрушенных зубцов более 5 %. Отдельные зубцы имеют сильные разрушения

Показатели, определяющие техническое состояние активной стали статора турбогенераторов	Турбогенератор	Режим работы	Критерий оценки технического состояния активной стали		
			Хорошее	Удовлетворительное	Неудовлетворительное
	С незапеченными крайними пакетами	Потребление реактивной мощности	Количество подвижных нажимных пальцев до 5 %, распушенных зубцов до 10 %, зубцов с незначительным выкрашиванием до 5 %	Количество подвижных нажимных пальцев до 10 %, распушенных зубцов более 10 %, зубцов с незначительным разрушением до 10 %	Количество подвижных нажимных пальцев более 10 %. Массовое распушение зубцов (более 20 %). Количество разрушенных зубцов более 10 %. Отдельные зубцы имеют сильные разрушения
	С запеченными крайними пакетами	Независимо от режимов работы	Количество подвижных нажимных пальцев до 5 %, зубцов с разрушением запечки до 5 %, распушенных зубцов до 5 %	Количество подвижных нажимных пальцев до 10 %, зубцов с разрушением запечки до 10 %, распушенных зубцов до 10 %	Количество подвижных нажимных пальцев более 10 %, зубцов с разрушением запечки более 10 %, распушенных зубцов более 10 %. Разрушение отдельных зубцов
Состояние прессовки активной стали статора: по результатам осмотров по результатам ультразвукового контроля	—	—	Ослабление плотности прессовки	Пониженное давление прессования	Существенное снижение давления прессования
	Мощностью 165 МВт и выше с незапеченными крайними пакетами	—	0,8 МПа и выше	0,4 – 0,6 МПа	Ниже 0,4 МПа
	Мощностью 100 – 150 МВт с запеченными крайними пакетами	—	0,5 МПа и выше	0,3 – 0,5 МПа	Ниже 0,3 МПа

Таблица 4. Рекомендуемые сроки проведения очередных ремонтов турбогенераторов с выводом ротора

Оценка технического состояния активной стали статора турбогенераторов	Методы проведения обследования активной стали статора					
	традиционные			с использованием специальных методов контроля		
	Режим 1	Режим 2	Режим 3	Режим 1	Режим 2	Режим 3
Хорошее	Корректировка не требуется	Корректировка не требуется	Через 3 года эксплуатации	Корректировка не требуется	Корректировка не требуется	Корректировка не требуется
Удовлетворительное	Корректировка не требуется	Через 3 года эксплуатации	Через 2 года эксплуатации	Корректировка не требуется	Через 4 года эксплуатации	Через 3 года эксплуатации
Неудовлетворительное	Через 2 года эксплуатации	—*	—*	Через 2 года эксплуатации	—*	—*

* Длительная работа в режимах недо возбуждения не допускается.

Примечание. Режим 1 — режим работы с коэффициентом мощности, близким к единице ($\cos \varphi \approx 0,95 \div 1$).

Режим 2 — режим работы с потреблением реактивной мощности в пределах не более 50 % значений, установленных “Типовой инструкцией по эксплуатации генераторов на электростанциях”.

Режим 3 — режим работы с потреблением реактивной мощности в пределах более 50 % значений, установленных “Типовой инструкцией по эксплуатации генераторов

пространяются на турбогенераторы типов Т-2-100-2, ТВ-100-2, ТВ2-150-2, ТВФ-100-2, ТВФ-120-2, ТВВ-165-2, ТВФ-200-2, ТВВ-200-2А, ТВВ-220-2, ТГВ-200, ТГВ-200М, ТГВ-300-2, ТГВ-300, ТГВ-500, ТВВ-320-2, ТВВ-500-2, ТВВ-800-2, а также на турбогенераторы единой серии, находящиеся в эксплуатации более 16 лет при работе в базовых режимах и более 12 лет при работе в маневренных режимах с потреблением реактивной мощности.

В зависимости от наличия дефектов выполняется ремонт активной стали статора.

Устранение распухания и ослабления плотности прессовки концевых пакетов сердечника. Вначале проверяют возможность устранения неплотности концевых пакетов сердечника подтяжкой нажимного фланца. В зависимости от конструкции доступ к гайкам стяжных призм возможен или со стороны контактных колец, или со стороны турбины. У турбогенераторов ТГВ-200-2 доступ к гайкам стяжных призм возможен со стороны контактных колец, а у турбогенераторов ТГВ-300-2 — со стороны турбины. Крутящим моментом $1700 \text{ Н} \cdot \text{м}$ ($170 \text{ кгс} \cdot \text{м}$) проверяют возможность подтяжки четы-

рех гаек, расположенных в диаметрально противоположных точках под углом 90°. Для турбогенератора ТВФ-110-2ЕУЗ подпрессовка производится затяжкой гаек стяжных шпилек с моментом 1030 — 1240 Н · м (103 — 124 кгс · м). Если гайки подтянулись, то производят обтяжку нажимного фланца по одной гайке в четырех диаметрально противоположных зонах последовательно в несколько обходов. После окончания обтяжки загибают стопорные шайбы. У турбогенераторов серии ТВВ все ослабленные гайки узла крепления нажимной плиты затягивают. Для предотвращения самоотвинчивания гайки приваривают по двум противоположным граням с катетом шва 6 мм и длиной 20 мм, если заводом-изготовителем не предусмотрен другой способ.

Если гайки нажимного фланца не подтягиваются или если в результате подтяжки полностью не устранено ослабление сердечника, неплотность сердечника устраняют установкой в зубцовую зону клиньев из стеклотекстолита марки СТЭФ-1. Толщину и количество клиньев выбирают после оценки действительной величины распушевки пазов сердечника. Для установки клиньев расклинивают пазы обмотки статора в концевых зонах и удаляют пазовые клинья из зоны распушенных пакетов. Обезжиривают поверхности прилегания сегментов и стеклотекстолитовых клиньев первоначально бензином Б-70, затем спиртом и подсушивают на воздухе. Промазывают поверхности склеивания сегментов и стеклотекстолитовых клиньев эпоксидным клеящим лаком ЭЛ-4 и выдерживают на воздухе в течение 15 мин для удаления ацетона, входящего в состав лака. Лак ЭЛ-4 имеет следующий состав частей (по массе):

Смола ЭД-16 (или ЭД-20)	100
Полиэтиленполиамин	10
Полиэфир № 1	15
Ацетон	20

Эпоксидную смолу подогревают в фарфоровом стакане до температуры 60 °С и вводят в нее при тщательном перемешивании вначале полиэфир, затем ацетон. Массу охлаждают до температуры 30 — 35 °С, вводят в нее полиэтиленполиамин и тщательно перемешивают. Лак готовят порциями, которые должны быть использованы в течение срока хранения (3 — 3,5 ч).

На время подсушивания сегменты должны быть разведены с помощью распорок. Убрав распорки, забивают стеклотекстолитовый клин между сегментами и выдерживают их в покое при температуре 20 — 25 °С в течение 10 — 12 ч до полной полимеризации лака.

Если одновременно с распушением зубцов произошло нарушение лакового покрытия отдельных сегментов, примыкающих к мес-

ту установки стеклотекстолитовых клиньев на небольшую глубину от вершины зубца, то перед установкой клина между сегментами в вершине зубца вставляют прокладки из слюды на лаке ЭЛ-4 на глубину 30 — 35 мм. Плотность прессовки проверяют специальным ножом-щупом. Проверяют отсутствие перекрытий аксиальных вентиляционных каналов зубца просмотром на свет и продувкой сжатым воздухом (если конструкцией предусмотрены эти каналы).

Углы радиальных вентиляционных каналов выправляют подбивкой углов зубца по кромке для получения максимально возможной ширины вентиляционного канала. Опиливают стеклотекстолитовый клин заподлицо с профилем зубца в месте установки пазового клина. Опиливание и повреждение прилегающих сегментов активной стали статора недопустимы.

Место ремонта сердечника покрывают лаком БТ-99 и заклинивают обмотку пазовыми клиньями. Стыки пазовых клиньев не должны попадать на стеклотекстолитовый клин. При необходимости паз заклинивают специально изготовленными пазовыми клиньями, перекрывающими установленный клин.

Устранение местных замыканий на поверхности активной стали травлением кислотой. Активную сталь статора подготавливают к нагреву методом индукционных потерь при индукции 1,0 — 1,4 Тл. Намагничивающую обмотку наматывают таким образом, чтобы был свободный доступ к местам повреждений. Установив в зоне повреждения термопары, включают намагничивающую обмотку и повышают температуру поврежденных участков до 70 — 95 °С. Определяют и отмечают мелом границы участков повышенного нагрева, подлежащих травлению.

Стержни обмотки, вентиляционные каналы и пакеты активной стали вокруг поврежденного места, подлежащего травлению, защищают от стружки и кислоты меловой шпатлевкой, асбестовой замазкой и резиновыми ковриками.

Поврежденные участки активной стали зачищают мелкозернистым абразивом с помощью шлифовальной машинки. Зачистку производят вдоль листов. В недоступных для шлифовальной машинки местах зачистку производят шабером вдоль листов сердечника. Образующиеся стружку и пыль выбирают пылесосом. Устанавливают в зоне повреждения термометры, термопары или термопреобразователи, включают намагничивающую обмотку и поднимают температуру в зоне повреждения до 75 — 105 °С. Отключают намагничивающую обмотку и протравливают зачищенные участки ватным тампоном, намотанным на деревянную палочку и смоченным в концентрированной азотной кислоте. При этом не допускается рас-

текания кислоты за пределы обрабатываемого участка. Большие площади обрабатывают кислотой последовательно, небольшими участками.

После каждой обработки кислотой в течение 1 — 2 мин протирают обрабатываемый участок тампонами или салфетками, смоченными теплой дистиллированной водой для удаления образующейся при травлении соли азотно-кислого железа. Обработку повторяют 5 — 6 раз.

Обрабатываемый участок осматривают через лупу. Лаковая пленка между сегментами активной стали должна просматриваться сплошными темными линиями. Если лаковая пленка просматривается в виде прерывистых линий, то травление повторяют.

Если температура ремонтируемого участка снизилась ниже 55 °С, то травление прекращают, так как реакция травления значительно замедляется. Повторяют нагрев и травление стали.

После окончания травления остатки кислоты нейтрализуют 4 — 5-кратной обработкой мест ватными тампонами, смоченными 10 %-ным раствором кальцинированной соды. Нейтрализованные участки промывают теплой дистиллированной водой (40 — 60 °С), протирают насухо салфетками и промывают спиртом. Удалив защитную обмазку из пазов, зазоров и вентиляционных каналов, вторично промывают ремонтные участки спиртом.

Если нагрев сердечника по каким-либо причинам осуществить невозможно, тогда травление производят раствором $3\text{HCl} + \text{HNO}_3$ ("царской водкой") при температуре стали, равной температуре окружающего воздуха.

Замена поврежденных участков активной стали стеклотекстолитовыми вставками. В зависимости от глубины повреждения зубцов активной стали их ремонт с изготовлением заполнителей может выполняться без выемки или с выемкой стержней. В последнем случае перед началом ремонта поврежденных зубцов демонтируют стержни в зоне повреждения. Поврежденный зубец статора в зоне повышенного нагрева просверливают на необходимую глубину. Затем удаляют поврежденные лепестки активной стали. В качестве режущего инструмента используют сверло диаметром 6 — 8 мм из стали Р18, в качестве привода — пневмосверлилку. Поврежденный участок можно удалять также фрезерованием с помощью специальной вертикально-фрезерной головки, укрепленной в расточке статора. В качестве режущего инструмента используют набор концевых фрез диаметром от 20 до 32 мм с коническим хвостовиком и нормальным зубом. Частота вращения шпинделя — 150 — 300 об/мин, подача ручная. Режим фрезерования уточняется в каждом конкретном слу-

чае, так как зависит от жесткости фрезерной головки, плотности прессовки стали и др.

При большой длине поврежденного зубца после удаления одного пакета фрезерованием остальную часть удаляют подрубкой листов по одному зубилом, крейцмейселем или подрезкой отрезной фрезой с приводом от высокооборотной шлифовальной машинки с последующей чистовой обработкой.

Местные поверхностные замыкания сегментов в зоне обработки устраняют зачисткой абразивом и травлением азотной кислотой с последующей нейтрализацией. Затем испытывают активную сталь изложенными выше способами. При положительных результатах испытаний на место выбранной части зубца изготавливают заполнитель из стеклотекстолита СТЭФ (рис. 44). Обработкой и подгонкой заполнителя обеспечивают плотную установку его в сердечнике.

Места активной стали и заполнитель обезжиривают бензином Б-70 и просушивают. Перед установкой заполнитель и его посадочные места в сердечнике покрывают лаком ЭЛ-4 и выдерживают на воздухе 15 мин, затем устанавливают его на место и проверяют плотность пакета активной стали с обеих сторон заполнителя. При необходимости дополнительного уплотнения одновременно устанавливают стеклотекстолитовые клинья в зубцы пакетов, примыкающих к заполнителю. Проверяют проходимость и отсутствие перекрытий вентиляционных каналов просмотром на свет и продувкой сжатым воздухом (при наличии каналов). После полимеризации клеящего лака ЭЛ-4 при температуре 20 — 25 °С в течение 10 — 12 ч испытывают сердечник.

При большой длине заполнителя изготавливают специальные удлиненные пазовые клинья из стеклотекстолита марки СТЭФ и при заклиновке обмотки устанавливают их таким образом, чтобы они перекрывали вставку и опирались обоими концами на неповрежденные участки сердечника не менее чем по 35 — 40 мм. Примыкающие два пазовых клина с обеих сторон от клина, крепящего заполнитель, устанавливают в пазы на клею № 88-Н. В концевых зонах сердечника пазовый клин должен перекрывать вставку-заполнитель и заходить на неповрежденную часть сердечника не менее чем на один пакет. Клин устанавливают на клею № 88-Н. Для турбогенераторов ТГВ-200-2 и ТГВ-300-2 максимальная длина стеклотекстолитовой вставки-заполнителя не должна превышать длины трех пакетов сердечника, а высота — не более 200 мм (ТГВ-200-2) и 230 мм (ТГВ-300-2). Если имеют место повреждения стали, при ремонте которых возникает необходимость установки заполнителей боль-

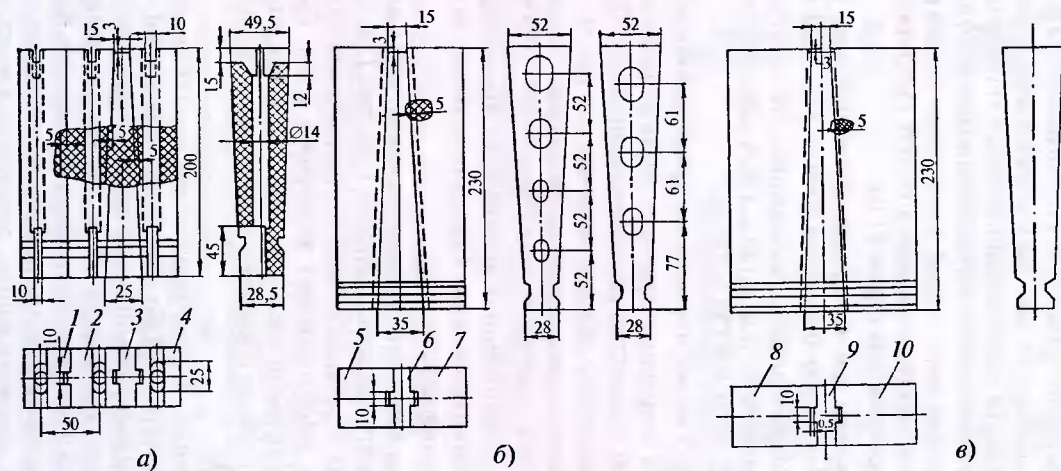


Рис. 44. Стеклотекстолитовая вставка-заполнитель:

а — для турбогенератора ТГВ-200-2; б — для турбогенератора ТГВ-300-2 (вставка-заполнитель с четырьмя вентиляционными отверстиями для заводских заказов № 02301-02345, с тремя вентиляционными отверстиями для заводских заказов № 02346 и последующих); в — для турбогенераторов ТВФ-100-2 и ТВФ-120-2; 1 — 10 — клинья

ших размеров, чем указано выше, то решение о способе ремонта согласовывается с заводом-изготовителем.

Восстановление крепления сердечника статора к раме турбогенератора. У турбогенераторов серии ТГВ у ослабленных радиальных и тангенциальных клиньев (см. рис. 40) удаляют сварку, плотно забивают их пневматическим молотком при помощи специального бойка до появления металлического звука. Восстанавливают сварочные швы крепления клиньев между собой, к концевым ребрам рамы сердечника и к призмам электродами марки УОНИ 13/55 согласно следующим режимам сварки (для серии ТГВ):

в нижнем положении для электродов диаметром 4 мм ток равен 130 — 160 А, для электродов диаметром 5 мм — 170 — 200 А;

в вертикальном и потолочном положениях для электродов диаметром 4 мм ток равен 100 — 130 и 120 — 140 А, для электродов диаметром 5 мм — 140 — 160 А и 150 — 170 А.

Сварку производят на постоянном токе обратной полярности.

Восстанавливают сварочные швы крепления клиньев рамы сердечника к активной стали статора электродами марки ОЗЛ-8 или ЦЛ-11 согласно следующим режимам сварки:

в нижнем положении для электродов диаметром 4 мм ток равен 110 — 130 А, для электродов диаметром 5 мм — 150 — 170 А;

в вертикальном и потолочном положениях ток уменьшают на 10 — 15 и 15 — 20 % соответственно. Сварку производят на постоянном токе обратной полярности.

После наложения первого корневого и последующих швов каждый из них зачищают от шлака и проверяют качество. После окончания сварки и зачистки швов проверяют их геометрические размеры, отсутствие трещин, пор, шлаковых включений и т.п. Сварочные швы осматривают с применением лупы не ниже семикратного увеличения. Особое внимание обращают на отсутствие трещин и пор в начале и конце швов.

Повреждение элементов эластичной подвески статора турбогенераторов серии ТВВ устраняют по следующей технологии. Удаляют резаками поврежденные угольники крепления ребер (рис. 45). При удалении угольников принимают меры для предотвращения повреждения тела стенки поперечного ребра и клина ребра. После удаления угольников зачищают места резки пневмошлифмашинками и выполняют цветную дефектоскопию, осматривают участки, на которых возможно появление трещин. Обнаруженные трещины выбирают наждачным камнем. Изготовленные из стали Ст. 3 или Ст. 5 косынки приваривают электросваркой к клину-ребру и к попереч-

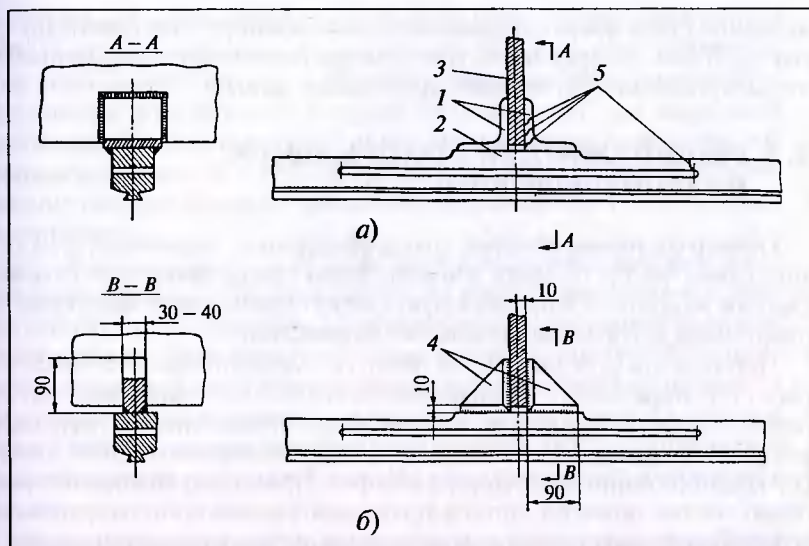


Рис. 45. Ремонт узла эластичной подвески турбогенераторов серии ТВВ:

а — крепление продольного ребра до ремонта; *б* — крепление продольного ребра после ремонта; 1 — уголок крепления продольного ребра к поперечному; 2 — продольное ребро; 3 — поперечное ребро; 4 — косынка; 5 — места образования трещин

ной полке. Сварку выполняют электродом Э50А-Ф. После выполнения сварочных работ сварочный шов очищают от шлака.

При повреждении упругой части жесткого участка продольного ребра в щель под поврежденное место вставляют пластину размером $100 \times 50 \times 12$ мм из стали Ст. 3 и приваривают по периметру. Толщины пластины (примерно 12 мм) уточняют по месту.

В процессе всех работ, выполняемых на спинке сердечника, тщательно закрывают последнюю асбестовым полотном для предотвращения попадания грата и капель расплавленного металла в вентиляционные каналы, а также выполняют мероприятия, обеспечивающие безопасные условия работы и соблюдение противопожарных мероприятий при работе в закрытых сосудах. У турбогенераторов ТГВ-300-2 до начала сварочных работ газоохладители закрывают для предотвращения попадания брызг металла и др.

После окончания работ удаляют асбестовое полотно, закрывающее спинку статора, все вентиляционные каналы продувают сухим сжатым воздухом, очищенным с применением фильтра-осушителя от влаги, масла и механических частиц. Осматривают пазы, спинку

активной стали и вентиляционные каналы на отсутствие грата и других посторонних предметов. При осмотре каждый вентиляционный канал проверяют “на просвет” переносной лампой.

4.3. РЕМОНТ ОБМОТКИ СТАТОРА, ЩИТОВ И ГАЗООХЛАДИТЕЛЕЙ

Осмотр состояния обмотки. Перед осмотром загрязненный статор тщательно чистят от пыли и масла. Затем статор продувают сухим сжатым воздухом. Окончательную чистку обмотки производят специальными негорючими моющими жидкостями.

При осмотре лобовых частей обмотки, соединительных и выводных шин определяют техническое состояние изоляции: монолитность, отсутствие трещин, вмятин, мест повышенного нагрева, внешних повреждений изоляции и полупроводящих покрытий, следов коронирования и отсутствия натигов. Проверяют крепление лобовых частей обмотки статора и соединительных шин, отсутствие деформаций, ослабления или обрывов шнуровых бандажей, выпадения или смещения дистанционных прокладок и распорок, проседания корзины, состояние газонаправляющих колпачков и качество изолирования головок, фторопластовых шлангов, коллекторов и других элементов системы непосредственного охлаждения обмотки статора.

В процессе ремонта проверяют отсутствие повреждений термопреобразователей и проводки, для чего измеряют в холодном состоянии сопротивление постоянному току мостом и сопротивление изоляции мегаомметром. Характеристики термопреобразователей сравнивают с данными завода и измерениями, проводившимися в предыдущий ремонт.

Переклиновка пазов статора. Плотность заклиновки стержней обмотки статора в пазах определяют на звук при простукивании клина по центру и по краям молотком массой 0,2 — 0,4 кг, а также по наличию вибрации клина, определяемой простукиванием на ощупь. Проверке плотности заклиновки подлежат все клинья. После проверки плотности установки клиньев составляют карту и определяют пазы, которые необходимо переклинить. Не допускается более 10 % ослабленных средних клиньев, но не более трех подряд в одном пазу. Концевые клинья и два к ним прилегающих с каждой стороны паза должны быть установлены плотно на эмали, клее № 88-Н или с помощью дополнительного шнурового бандаж.

Пазы, которые не удовлетворяют вышеуказанным требованиям, переклинивают. После выяснения необходимости переклиновки

приступают к расклиниванию. Первоначальное смещение клиньев с места посадки выполняют затупленным зубилом, а при последующем перемещении по пазу — стеклотекстолитовой выколоткой. После выемки подклинового бандажа расклиненный паз продувают сухим сжатым воздухом и внешним осмотром проверяют состояние стержней и активной стали статора. Допускается повторное использование пазовых клиньев, имеющих отдельные сколы на торцевых поверхностях.

На обмотке и прокладках не должно быть следов разряда и истирания от вибрации. При наличии следов разряда выполняют ремонт полупроводящих покрытий, а вибрация обмотки устраняется уплотнением пазов. Пазы уплотняют прокладками из полупроводящего стеклотекстолита со стороны стенки паза, набегающей по направлению вращения ротора, если зазор между стенкой паза и стержнем для термореактивной изоляции 0,3 мм и более, а для компаундированной изоляции 0,5 мм и более. Нижние стержни уплотняют при наличии доступа к ним.

Длина неуплотненной части стержня не должна превышать 50 мм при суммарной длине всех участков в пазу с увеличенными зазорами не более 25 % длины активной стали статора.

При обнаружении следов разрядов и истирания изоляции от вибрации, ослабления бокового крепления стержней в пазах выполняют полную переклиновку с контролем всех пазов статора.

При переклиновке допускается зазор в стыках клиньев не более 3 мм и не чаще, чем через 10 клиньев. Для встречных клиньев зазор не допускается (рис. 46, а). Допускается разность высот клиньев в одном пазу не более 1,5 мм. Выступление клиньев из пазов внутрь расточки статора в секторе укладки монтажного листа для заводки ротора не допускается. В остальных местах выступание клиньев в расточку статора допускается не более чем на 2 мм. Стыки пазовых клиньев не должны попадать на клинья-заполнители, установленные для уплотнения активной стали. Пазовые клинья, прилегающие с обеих сторон к клину, фиксирующему вставку-заполнитель активной стали, должны быть установлены на клее № 88-Н.

При установке пазовых клиньев, имеющих вентиляционные прорези, не допускается смещение этих прорезей относительно вентиляционных каналов активной стали статора. Длина подклиновых прокладок не должна быть менее длины одного клина.

Перед установкой пазовые клинья чистят и осматривают. Клинья, имеющие трещины или деформированные заплечики, отбраковывают. Расклиненный паз перед установкой клиньев очищают

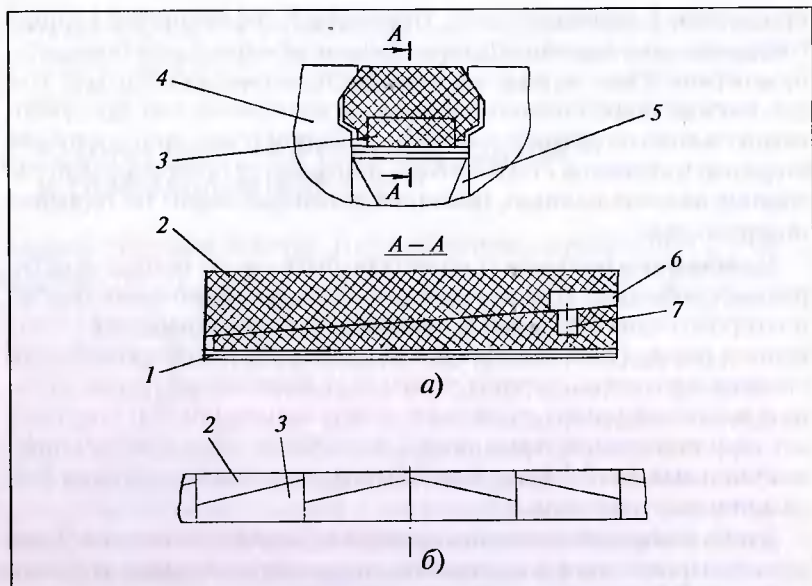


Рис. 46. Встречные клинья, установленные в пазы статора (а) и схема заклиновки пазов статора встречными клиньями турбогенератора ТВФ-110-2Е (б):

1 — подклиновые прокладки; 2, 3 — верхний и нижний клинья; 4 — сердечник статора; 5 — верхний стержень; 6 — паз 7 × 9 мм; 7 — отверстие диаметром 7 мм

пылесосом, тщательно осматривают на отсутствие повреждений изоляции стержней и посторонних предметов.

Зазоры между боковыми поверхностями стержней и стенками паза уплотняют волнистым полупроводящим стеклотекстолитом. Цель уплотнения зазоров — обеспечить надежный отвод емкостных токов с поверхности стержня в сердечник статора, уменьшить вибрацию стержня и исключить появление пазового разряда. Коллоидный графит, входящий в состав полупроводящего стеклотекстолита, обладает антифрикционными свойствами и образует как бы поверхностную смазку при трении, тем самым уменьшая истирание обмотки. Это свойство важно при применении стеклотекстолита волнистого профиля, так как основные уплотняющие нагрузки в обмотках приходятся на гребни волнистого материала. Стержни обмотки статора уплотняют преимущественно волнистым стеклотекстолитом. Плоский полупроводящий стеклотекстолит применяют в комбинации с волнистым, если зазор превышает толщину волнистого стеклотекстолита более чем на 0,2 мм. Установку прокладок начинают с

середины сердечника статора к краям. При необходимости установки двух прокладок плоскую прокладку устанавливают между стенкой паза и волнистой прокладкой. После уплотнения на стержень встык укладывают прокладки максимальной длины и толщины (1 — 2 мм). Затем делают вымостку из стеклотекстолита по мере установки пазовых клиньев. Сначала в паз через выколотку молотком забивают средний клин, затем продолжают заклиновку с обеих сторон к середине. Плотную установку клиньев обеспечивают изменением высоты набора прокладок подклиновой вымостки. Направление поперечных прорезей в клиньях должно соответствовать направлению потока охлаждающего газа. Клинья устанавливают вплотную.

В концевых зонах турбогенератора, не имеющих деталей конструкции, предохраняющих клин от осевого смещения, три последних клина устанавливают на эмали или клее № 88-Н. При этом уплотняющие прокладки подклиновой вымостки склеивают между собой и приклеивают к прокладке, уложенной на стержень. При установке клиньев промазывают скосы под клин и прокладку.

Вентиляционные каналы сердечника статора по кромке зубца выправляют для получения максимального сечения канала. Проверяют осевое положение концевых клиньев.

После окончания перекалиновки проверяют отсутствие отогнувшихся в вентиляционный паз крайних листов пакетов сердечника, а также отсутствие повреждений активной стали статора и покровной ленты стержней.

Активную сталь статора продувают сухим сжатым воздухом, проводят испытания и покрывают лаком БТ-99 или эмалью ГФ-92хк. Проводят электрические испытания обмотки статора.

Технология заклиновки встречных пазовых клиньев отличается от вышеизложенной. Конструкция встречных пазовых клиньев позволяет устанавливать их с заданным натягом (рис. 46). Предусмотрена также возможность самоуплотнения, поскольку по мере ослабления плотности заклиновки нижний клин частично затягивается. Нижний клин имеет отверстие диаметром 7 мм, а верхний — паз размером 7 × 9 мм, которые необходимы для их разборки, при этом специальным приспособлением, вставляемым через паз в отверстие, удаляют вначале нижний клин, а затем верхний. После установки в паз на стержень стеклотекстолитовых прокладок забивают верхний клин. После этого ударами молотка через специальную выколотку, исключающую повреждение активной стали статора, забивают нижний клин. Торцы верхнего и нижнего клиньев должны

совпадать. Плотность установки пары встречных клиньев проверяют изложенным выше способом.

Замена шнуровых бандажей лобовых частей. Оборванные и ослабленные бандажки удаляют. Место установки продувают сухим сжатым воздухом, промывают спиртобензиновой смесью, протирают и дают просохнуть. Проверяют плотность установки дистанционной распорки. При необходимости распорку заменяют, обеспечивая плотную установку без зазора. При бандажировании витки шнура укладывают впритык без нахлеста. При вязке бандажей обеспечивают максимально возможную утяжку. В зависимости от принятой технологии завязанный бандаж пропитывают лаком БТ-99, эпоксидным лаком или пропиточным составом и покрывают электроизоляционной эмалью ГФ-92хк.

Проседание корзины обмотки устраняют установкой индивидуальной вымостки из стеклотекстолита над каждым стержнем с последующим бандажированием.

При вязке бандажки используют лавсановый шнур. Лавсановый шнур обладает большой эластичностью, что необходимо для плотного облегания сопрягаемых деталей, и усадкой, которая увеличивается с ростом температуры и достигает 6 % при температуре 120 °С.

При наличии формующегося материала типа препрега его восстанавливают в местах демонтажа. Препрег используют при установке распорок между стержнями обмотки в лобовых частях, а также в качестве прокладки во всех случаях сопряжения лобовых частей с деталями конструкции крепления. Способность препрега формироваться по месту использования при температуре окружающего воздуха и низких давлениях позволяет избежать зазоров между стержнями и деталями крепления. После термообработки прокладки прочно соединяют с сопрягаемыми поверхностями, что способствует созданию монолитной жесткой системы в лобовой части обмотки статора.

Перед установкой препрега, как правило, заворачивают в один слой стеклоткани марки СЛПК-110 толщиной 0,1 мм, пропитанной термореактивным компаундом К-110СТ. Если препрег достаточно обильно пропитан эпоксидным компаундом, то допускается применение и стеклоткани толщиной 0,06 — 0,08 мм, которая насквозь пропитывается компаундом, выделяющимся из препрега. Для ликвидации парафинового замасливателя, которым пропитана стеклоткань, последнюю перед применением необходимо отжечь.

Препрег вместе с дистанционной колодкой обертывают одним-двумя слоями стеклополотна для предотвращения их сдвига при установке колодки в зазор и для повышения плотности установки. Применение препрега обеспечивает плотное прилегание к со-

прягаемым поверхностям и склеивание деталей конструкции с поверхностью стержней.

В некоторых турбогенераторах принята система крепления лобовых частей обмотки статора с применением радиальных и тангенциальных стяжек (рис. 47). В радиальном направлении стержни попарно прижимаются к кронштейнам или межслоевым колодкам петлей из стеклобандажной ленты, один конец которой наброшен на галтель опоры натяжного устройства, а другой закреплен штифтом в тяге последнего. Натяжение ослабленной петли осуществляется через опору специальной гайкой, натягивающей тягу (рис. 48). Опоры выполнены самоустанавливающимися и при натяжении ориентируются по направлению нити петли. На углах стержней под стеклобандажную петлю установлены прокладки из фторопластовой пленки для улучшения скольжения бандажа при натяжении петли.

Для восстановления натяжения тангенциального бандажа его предварительно стягивают струбиной и закрепляют фиксирующим бандажом из лавсанового шнура, который накладывают в местах установки дистанционных колодок. Натянутый струбиной бандаж выдерживают в течение 1 ч, а затем окончательно обтягивают струбину и устанавливают, тщательно утягивая, фиксирующий бандаж.

В качестве стеклобандажной ленты используют ленту марки ЛСБ-Ф 0,2 × 20 класса нагревостойкости F, пропитанную терморезактивным компаундом.

Высоту дистанционных колодок выбирают меньше высоты стержней лобовых частей, чтобы фиксирующий шнуровой бандаж при усадке в процессе запечки дополнительно натянул тангенциальную петлю. Аналогично изложенному выше на углы стержней под тангенциальную петлю устанавливают прокладки из фторопластовой пленки для улучшения скольжения бандажа при натяжении петли струбиной.

После окончания работ выполняют местную запечку отремонтированных мест при температуре $(120 \pm 5)^\circ\text{C}$ в течение 15 — 20 ч переносной электрокалориферной установкой или ламповыми нагревателями.

Устранение повреждений обмотки с терморезактивной изоляцией. Терморезактивная изоляция обладает преимуществами перед микалентной компаундированной изоляцией, однако она менее ремонтнопригодна. Технология ремонта повреждений этой изоляции значительно отличается от ремонта микалентной компаундированной изоляции, поскольку требует специальных методов и приемов в за-

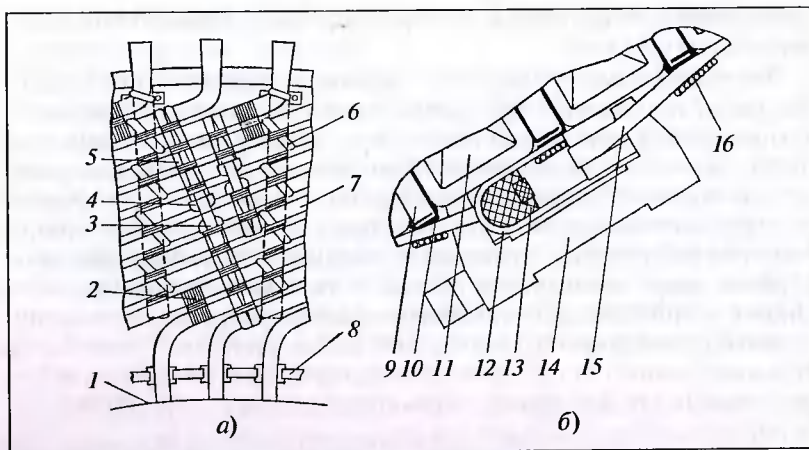


Рис. 47. Крепление лобовых частей обмотки статора с применением тангенциальных и радиальных бандажей:

а — развёртка лобовых частей обмотки статора; *б* — тангенциальное бандажирование с применением фиксирующего бандаж; 1 — торец сердечника статора; 2 — бандаж; 3 — фиксирующий бандаж; 4 — оправка; 5 — тангенциальный бандаж; 6 — радиальный бандаж; 7 — стержень; 8 — распорка; 9 — дистанционная колодка; 10 — формопласт препрег со стеклотканью; 11 — стержень; 12 — фиксирующий бандаж; 13 — оправка; 14 — технологическая струбцина; 15 — петля тангенциального бандаж; 16 — фиксирующий бандаж

висимости от принятой на электромашиностроительных заводах технологии и использования материалов. Рассмотрим технологию ремонта термореактивной изоляции, разработанную ЦКБЭнерго на основе рекомендаций электромашиностроительных объединений и заводов “Электротяжмаш” и “Электросила”.

По технологии ремонта термореактивной изоляции турбогенераторов, изготовленных заводом “Электротяжмаш”, могут быть устранены механические повреждения термореактивной изоляции в лобовых частях стержней обмоток статоров, натирь и пробой изоляции, при этом не должно быть повреждений токоведущей части стержня.

После определения места повреждения и его тщательного осмотра удаляют близлежащие шнуровые бандаж и колодки. Если место повреждения находится вблизи торца активной стали статора (менее 100 мм), необходимо удалить концевой клин и прокладки в пазах, где лежат ремонтируемые стержни (рис. 49). С обеих сторон от места повреждения со стержня удаляют покровную ленту и поверхностное

полупроводящее покрытие на длину в соответствии с размерами, приведенными в табл. 5.

Не обрезая ленту полупроводящего покрытия, ее снимают со стержня для последующего наложения на ремонтируемый участок. Поверхность изоляции обрабатывают напильником и абразивной бумагой. Место ремонта тщательно очищают салфеткой, смоченной спиртобензиновой смесью (по 50 % объема спирта и бензина), и протирают.

Местную разделку поврежденной изоляции выполняют ножом в виде конуса. Место пробоя очищают от следов подгара. Если изоляция повреждена не на всю толщину, место повреждения не углубляют.

Дополнительную разделку места повреждения производят, снимая слои изоляции с обеих сторон по периметру стержня на глубину и длину в соответствии с табл. 5 и рис. 49. Если повреждение находится у торца активной стали статора, дополнительную разделку изоляции производить не следует. После выполнения подготовительных операций очищают и протирают изоляцию в месте ремонта.

Местную разделку изоляции промазывают с помощью кисти и шпателя компаундом № 2 до пропитки пор в изоляции (состав компаундов приведен ниже), затем заполняют ее компаундом № 1 или № 3 с незначительным избытком по сравнению с объемом разделка до начала его полимеризации.

Поверхность изоляции в дополнительной разделке изолируют встык несколькими слоями стекломикаленты марки ЛМР-СС до заполнения по высоте, создавая необходимый натяг. Допускается наложение одного-двух дополнительных слоев стекломикаленты с заходом на 20 — 40 мм на существующую изоляцию. Перед наложением всех слоев микаленты поверхность изоляции промазывают компаундом № 2. Стыки в соседних слоях должны быть разнесены на половину ширины стекломикаленты.

Промазав стеклоленту компаундом № 2, ее наматывают вполнахлеста и изолируют одним слоем фторопластовой пленки с нахлестом кромок. Плотная утяжка фторопластовой пленки должна гаранти-

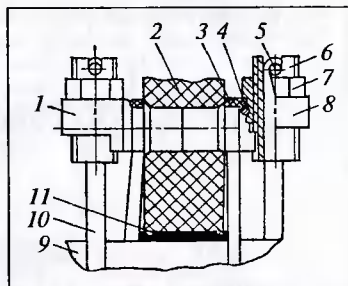


Рис. 48. Натяжное устройство:

1 — левая опора; 2 — кронштейн; 3 — петля радиального бандаж; 4 — стопор; 5 — штифт; 6 — тяга; 7 — гайка; 8 — правая опора; 9 — стержень; 10 — конец радиального бандаж; 11 — формопласт препрег

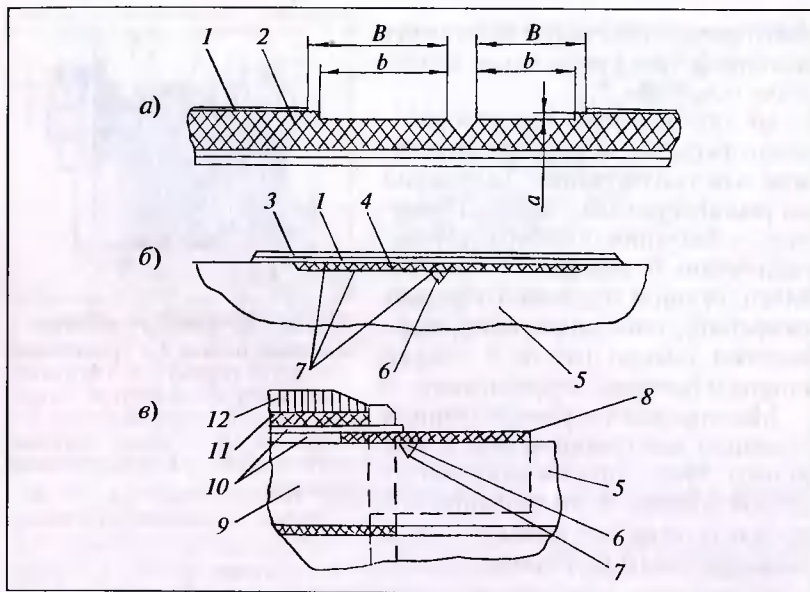


Рис. 49. Термореактивная изоляция обмотки статора, подвергнутая ремонту по технологии завода “Электротяжмаш”:

1 — стеклолента; 2 — корпусная изоляция; 3 — фторопластовая пленка; 4 — стекломикалента ЛМР-СС; 5 и 9 — лобовая и пазовая части обмотки; 6 — компаунд № 1 или № 3; 7 — компаунд № 2; 8 — изоляционная коробка; 10 — прокладка; 11 — концевой клин; 12 — сердечник статора

ровать отсутствие пустот в изоляции. С этой же целью все слои изоляции должны быть наложены в одну сторону.

По окончании изолирования необходимо высушить изоляцию в месте ремонта при 20 — 30 °С в течение 48 ч или нагретым воздухом от электрокалорифера. Температура на поверхности изоляции в первые 2 ч сушки должна быть 50 — 60 °С, а в последующие 14 — 18 ч — 80 — 90 °С. Температурный контроль осуществляется установкой термопары или термометра. Для обеспечения стабильности температурного режима место ремонта теплоизолируют. Для контроля окончания сушки рядом с ремонтируемым местом должны быть образцы компаундов. Переход их в твердое состояние свидетельствует о полимеризации компаунда и окончании сушки.

Если место ремонта находится вблизи сердечника статора, вместо наложения слоев изоляции поверх местной разделки устанавливают изоляционную коробку, которую изготавливают в пресс-форме из пропитанной стеклоткани ПС-ИФ/ЭП или СЛПК-110. Нарезан-

Таблица 5. Размеры разделки поврежденного участка изоляции лобовой части для турбогенераторов, изготовленных по технологии завода “Электротяжмаш”

Номинальное напряжение, кВ	Длина участка <i>B</i> , на котором удаляется покровная лента, мм	Глубина дополнительной разделки <i>a</i> , мм	Длина дополнительной разделки <i>b</i> , мм
3 – 3,3	70	0,3 – 0,4	40
6,0 – 6,6	90	0,4 – 0,6	60
10 – 11	140	0,6 – 0,8	110
13,8	160	0,8 – 0,9	130
15,75	180	1,0 – 1,1	150
18	210	1,2 – 1,3	180
20	230	1,3 – 1,4	200

ные заготовки стеклоткани укладывают в подогретую до 160 °С (для ПС-ИФ/ЭП) или холодную (для СЛПК-110) пресс-форму, предварительно покрытую триацетатной пленкой во избежание прилипания, и запекают изоляцию при 180 °С в течение 2 ч (для ПС-ИФ/ЭП) или 160 °С в течение 6 – 8 ч (для СЛПК-110). Полученная изоляционная коробка должна быть монолитной, без вмятин, расслоений и волнистой поверхности. Внутреннюю поверхность зачищают абразивной бумагой до исчезновения глянца.

После механической обработки внутреннюю поверхность изоляционной коробки промазывают компаундом № 2. Заполнив разделанное место повреждения как описано ранее, устанавливают поверхность него изоляционную коробку, при этом передний выступ ее вводят в паз, а боковые стороны — между поверхностью стержня и нажимными пальцами сердечника статора. Осаживают коробку до плотной посадки на стержень, укладывают прокладки в паз и устанавливают концевой клин. Потеки компаунда на соседних стержнях удаляют салфеткой, смоченной в ацетоне, затем сушат отремонтированный участок.

По приведенной здесь технологии для турбогенераторов, изготовленных ОАО “Электросила”, могут быть устранены описанные выше повреждения, за исключением некоторых. Ремонт изоляции производят в том случае, если расстояния от края поврежденного участка до заземленных деталей или конца пазового полупроводящего покрытия по поверхности изоляции не меньше значений, указанных в табл. 6.

Подготовительные операции выполняют аналогично операциям, описанным ранее, исключая дополнительную разделку изоляции. Для участка, подготовленного к ремонту, изготавливают изоляционную коробку со следующей толщиной стенки запеченной изоляции:

для номинального напряжения до 13,8 кВ — 2 мм; 15,75 — 20 кВ — 3 мм; 24 кВ — 4 мм.

Из жести делается оправка, воспроизводящая по форме поврежденный участок стержня. Длину оправки, мм, определяют по формуле

$$l_{\text{опр}} = l_{\text{п}} + 2l_{\text{м}} + 20,$$

где $l_{\text{п}}$ — длина поврежденного участка, мм; $l_{\text{м}}$ — минимальное расстояние до заземленной точки, мм (см. табл. 5).

Оправку заполняют компаундом № 4 и сушат его при 110 — 120 °С в течение 3 ч, затем наносят два слоя фторопластовой ленты, а сверху наматывают необходимое количество слоев пропитанной стеклослюдинитовой ленты ЛС-40Р-К-223-25 × 0,13 и накладывают два слоя фторопластовой ленты, а также два слоя самоусаживающейся лавсановой ленты вполнахлеста. Изоляцию запекают на оправке при 160 °С в течении 10 ч. Изоляционную коробку снимают с оправки и разрезают.

Внутреннюю поверхность изоляционной коробки промазывают эпоксидным клеем ЭК-3, а углы заполняют компаундом № 4. Заполнив разделанное место повреждения компаундом № 4, устанавливают на него коробку и обжимают ее с помощью временных клиньев или струбцин. Зазор уплотняют между изоляционной коробкой и стержнем компаундом № 4 по всему периметру. Отремонтированный участок сушат так же, как было указано ранее.

Если ремонтируемый участок стержня обмотки статора турбогенератора, изготовленного ОАО “Электросила”, находится в зоне полупроводящего покрытия, на поверхность изоляции наносят полупроводящую эмаль ПЛК-234 и сушат ее при 18 — 23 °С в течение 4 ч. После сушки ремонтируемую часть стержня покрывают эмалью ГФ-92хс и сушат при 18 — 23 °С в течение 24 ч.

При восстановлении полупроводящих покрытий турбогенераторов завода “Электротяжмаш” необходимо руководствоваться заводскими чертежами на изолированный стержень и заводской инструкцией по нанесению противокоронных покрытий. Низкоомное полупроводящее покрытие изготовляют на основе полупроводящей эмали 57 на подложке из асбестовой ленты ЛАЭ или эмали ПЛГ-233 без подложки. Сопротивление единицы площади этого покрытия должно быть в пределах $3 \cdot 10^2 - 5 \cdot 10^5$ Ом. Высокоомное полупроводящее покрытие изготовляют на основе эмали ГФ-5109Г на подложке из асбестовой ленты ЛАЭ или на основе нелинейных полупроводящих эмалей ПЭН и ПЛК-234 без подложки. Сопротивление

Таблица 6. Минимальные расстояния от края поврежденного участка изоляции лобовой части до заземленной точки для турбогенераторов, изготовленных по технологии ОАО "Электросила"

Номинальное напряжение, кВ	Глубина повреждения, мм	Минимальное расстояние до заземленной точки, мм
До 10,5	До 0,5 включительно	30
	Свыше 0,5	50
13,8 – 15,75	До 0,5 включительно	40
	Свыше 0,5	60
18,0 – 20,0	До 0,5 включительно	40
	Свыше 0,5	70
24,0	До 0,5 включительно	50
	Свыше 0,5	80

единицы площади этого покрытия должно быть в пределах $1 \cdot 10^7 - 1 \cdot 10^9$ Ом.

Контакт нового и существующего низкоомных полупроводящих покрытий осуществляется внахлест асбестовыми лентами существующего и наносимого покрытий на узкой грани стержня с промазкой эмалью № 57. Если покрытие изготовлено без подложки, контакт выполняют, перекрывая конец существующего покрытия вновь наносимой эмалью по периметру стержня на длине 30 – 40 мм вдоль оси. На просушенное полупроводящее покрытие наносят покровную ленту и эмаль. По истечении 48 ч после окончания ремонтных работ проводят электрические испытания в соответствии с "Объемом и нормами испытания электрооборудования".

Для ремонта термореактивной изоляции используют компаунды следующего состава, массовые части:

Компаунд № 1

Эпоксидная шпатлевка ЭП-00-10	100
Полиэтиленполиамин	5
Слюдинитовая пудра.	см. ниже

Компаунд № 2

1. Эпоксидная смола ЭД-16	100
Полиэфир ТГМ-3	30
М-фенилендиамин	16
2. Эпоксидная смола ЭД-20	100
Полиэфир ТГМ-3	25
М-фенилендиамин	19

Компаунд № 3

Компаунд № 2 + слюдинитовая пудра.	см. ниже
------------------------------------	----------

Компаунд № 4

Основа: эпоксидная смола ЭД-20	60
--------------------------------	----

Смола ДЭГ-1	40
Белая сажа (аэросил)	20
Каолин	100
Отвердитель (смола Л-19)	80
Полиэтиленполиамин	8
Наполнитель — тальк	280 — 340

Слюдаinitовую пудру готовят из слюдинитовой бумаги СБ-1. Для этого ее сушат при температуре 120 — 150 °С в течение 2 — 3 ч; после остывания растирают в ступке до получения тонкого однородного порошка. В компаундах № 1 и № 3 можно заменять слюдинитовую пудру подсушенной тонкомолотой слюдой.

Для приготовления компаунда № 1 вливают полиэтиленполиамин в шпатлевку и тщательно размешивают смесь. Тщательно перемешивая, слюдинитовую пудру небольшими порциями добавляют в смесь шпатлевки с полиэтиленполиамином до получения консистентной замазки средней вязкости.

Для приготовления компаунда № 2 необходимо М-фенилендиамин раздробить и расплавить в полиэфире при 65 — 70 °С. Смесь вливают в смолу, тщательно перемешивая.

Для приготовления компаунда № 3 в небольшое количество компаунда № 2 вводят слюдинитовую пудру. Если вязкость компаунда велика, то к нему добавляют от 2 до 4 массовых частей ацетона.

Компаунд № 4 получают, смешивая основу с отвердителем до получения однородной массы. Затем, перемешивая, добавляют необходимое количество талька.

Компаунды № 1 и № 3 используют для заполнения местной разделки; компаунд № 2 — для промазки изоляции, которую наносят на дополнительную, и для изготовления изоляционных коробок; компаунд № 4 — для изготовления изоляционных коробок и заполнения местной разделки. Срок годности всех компаундов — не более 3 ч после приготовления.

В эпоксидный клей ЭК-3 входят основа — смола ЭИС-1 (ЭД-16) — 51 массовая часть; полиэфир ТГМ-3 — 9 массовых частей; отвердитель — смола Л-20 — 40 массовых частей.

Устранение коронирования и ремонт полупроводящих покрытий. При испытании обмотки в местах появления микродут или дымлений заменяют загрязненные шнуровые бандаж и дистанционные распорки. Нельзя располагать узлы вязок бандажей в зазорах между стержнями одного слоя. Зазоры между стержнями в слое и между слоями осматривают. Из обмотки удаляют посторонние предметы (остатки старых бандажей, обломки прокладок и др.). В местах появления коронирования обмотку протирают спиртобензиновой смесью или моющей жидкостью и покрывают эмалью ГФ-92хс, дают

просохнуть не менее 24 ч при температуре 20 °С и проводят повторные электрические испытания. При повторном появлении дымления или электрических разрядов в том же месте приступают к ремонту полупроводящих покрытий.

Технология ремонта полупроводящих покрытий зависит от конструкции этих покрытий и использованных полупроводящих лаков и эмалей. Рассмотрим технологию ремонта полупроводящих покрытий стержней обмоток статоров турбогенераторов серии ТВФ.

Сняв со стержня поврежденную часть асболавсановой (или асбестовой) ленты или стеклоленты, поверхность изоляции зачищают шлифовальной бумагой. Участок изоляции со снятой асболавсановой (асбестовой) лентой в пазовой части покрывают лаком № 57 и подсушивают его до окончания отлипа. Повторно покрыв изоляцию лаком № 57, сразу же накладывают асболавсановую (асбестовую) ленту впритык. Концы вновь накладываемой ленты сшивают встык с концами ленты, оставшейся на стержне. Места стыков в пазовой и лобовой частях должны находиться на узкой верхней грани стержня. Стержень должен быть покрыт асболавсановой (асбестовой) лентой длиной, равной длине сердечника статора с дополнительным выходом на 40 — 50 мм на каждую сторону от него.

При ремонте полупроводящего покрытия в лобовой части обмотки наносят лак № 56 на лобовую часть стержня по длине 210 — 220 мм с заходом на 20 — 25 мм на пазовое полупроводящее покрытие (асболавсановую ленту). На покрытую лаком часть стержня до просушки наматывают стеклоленту вполнахлеста. На асболавсановую (асбестовую) ленту наносят лак № 57, а на стеклоленту — лак № 56 и сушат полупроводящее покрытие в течение 24 ч при температуре 20 °С.

Полупроводящие лаки № 56 и 57 готовят следующим образом. В 100 массовых частей разведенной ксилолом до вязкости 60 — 70 с эмали ГФ-92хс добавляют 4 — 6 % (лак № 56) или 8 — 9 % (лак № 57) массы эмали технического углерода марки ПМ-15. Перед приготовлением лаков технический углерод просушивают при температуре 100 °С в течение 10 ч. Затем его замачивают в ксилоле из расчета на 100 г углерода — 300 г ксилола и выдерживают не менее 1 сут. Смесь из эмали и размоченного ксилолом технического углерода пропускают через краскотерку. Если в пробе лака будут обнаружены заметные на глаз крупинки, то лак пропускают еще через краскотерку. Технические показатели изготовленных лаков должны быть следующие. По внешнему виду лаки должны быть однородными и должны содержать заметные на глаз крупинки. Вязкость по вискозиметру ВЗ-4 при температуре 20 °С должна быть равна 30 — 50 с. Удель-

ное поверхностное сопротивление для лака № 56 должно быть равно $5 \cdot 10^7 - 5 \cdot 10^9$ Ом, а для лака № 57 — $1 \cdot 10^3 - 5 \cdot 10^4$ Ом.

Удельное поверхностное сопротивление лаков определяют на деревянных оправках размером $25 \times 25 \times 200$ мм. На оправку накладывают один слой асболовсановой ленты для лака № 57 встык или стеклянную ленту для лака № 56 вполнахлеста и тщательно промазывают кистью соответственно лаком № 57 или № 56. Образцы высушивают при температуре 70°C в течение 2 ч. После сушки пленка лака не должна отлипать.

На оправку накладывают электроды шириной 10 мм параллельно друг другу на расстоянии 10 мм при измерении мегаомметром на 1000 В для лака № 57 и на расстоянии 25 мм при измерении мегаомметром на 2500 В для лака № 56. Плотнo притирают электроды. Сверху электродов плотно наматывают провод, концы которого оставляют свободными для подключения мегаомметра. Для каждой партии лака изготавливают по одному образцу с двумя парами электродов. Разница в показаниях мегаомметра на образце должна быть не более одного порядка. Удельное поверхностное сопротивление рассчитывают по формуле

$$\rho_S = R(\Pi/l),$$

где R — показания мегаомметра, Ом; Π — периметр образца (оправки), мм; l — расстояние между электродами, мм.

При $\Pi = 100$ мм и $l = 10$ и 25 мм $\rho_S = 10R$ и $4R$ соответственно. Если в результате испытаний окажется, что лак имеет поверхностное сопротивление, не соответствующее норме, то необходимо добавить технический углерод (при ρ_S выше нормы) или эмаль (при ρ_S ниже нормы).

После каждого добавления лак пропускают через краскотерку. Ежедневно перед началом работы проверяют удельное поверхностное сопротивление лаков.

Проверка продуваемости вентиляционных каналов соединительных шин и стержней турбогенераторов типов ТГВ-200-2 и ТГВ-300-2. Проходимость вентиляционных каналов соединительных шин и стержней проверяют воздухом при избыточном давлении 10 кПа (1000 мм вод. ст.) на входе в каналы стержней и шин. Продувают каналы всех шин и каждую трубку стержня. Воздух в каналы подают через напорную насадку, проходное сечение которой для шин должно равняться сечению канала шины, а для стержня — составлять не менее 95 % сечения каждой вентиляционной трубки. Давление воздуха на входе во время испытания поддерживают постоянным.

Утечка воздуха в месте подсоединения недопустима. Измеряют динамическое давление на выходе из канала в ядре потока, значение которого записывают. Стержень считается годным, если напор на выходе из каждой трубки равен 170 — 220 Па (17 — 22 мм вод. ст.) для ТГВ-200-2 и 200 — 260 Па (20 — 26 мм вод. ст.) для ТГВ-300-2. Шины считаются годными, если напор на выходе больше или равен значениям, приведенным в документации завода-изготовителя.

Проверка наличия замыканий между элементами стержней обмотки статора турбогенераторов типов ТГВ-200-2 и ТГВ-300-2. Наличие замыканий между элементарными проводниками или между элементарными проводниками и вентиляционными трубками приводит к нарушению свойств 540-градусной транспозиции стержней и образованию контуров, по которым протекают циркуляционные токи, вызванные полем рассеяния лобовых частей и полем поперечного пазового потока рассеяния или тем и другим вместе, в зависимости от места и количества замыканий. Замыкание трубок между собой или на медные проводники в одной точке не приводит к нарушению транспозиций и возникновению добавочных потерь.

Проверку наличия замыканий “трубка — трубка” (“Т — Т”) и “трубка — медь” (“Т — М”) для турбогенераторов ТГВ-200-2 (заводской заказ до № 1585) и ТГВ-300-2 (заводской заказ до № 2342) производят лампой накаливания напряжением 36 В, для последующих номеров заводских заказов обоих типов турбогенераторов — лампой накаливания напряжением 220 В.

При определении замыканий между трубками “Т — Т” один щуп контрольной лампы прикладывают к первой трубке, а другой — ко второй: загорание контрольной лампы будет свидетельствовать о наличии замыкания между данными трубками. Таким образом производится проверка между второй и третьей трубками и т.д.

В связи с тем, что доступ к меди элементарных проводников в головках стержней с надетыми колпачками затруднен, для проверки наличия замыканий “Т — Т” все выводные шины соединяют между собой и конец этого соединения используют для подсоединения к нему одного щупа контрольной лампы. Второй щуп подсоединяют поочередно к каждому трубке.

Используя запись номеров стержней, в которых обнаружены замыкания, приступают к отысканию мест замыканий и определению наличия контурных замыканий прибором типа ПОЗ-2. Действие прибора основано на измерении падений напряжения на всей длине стержня и на участках, расположенных по обе стороны от места замыкания. Собирают электрическую схему, изображенную на рис. 50. Прибор подключают к сети 220 В, и тумблер “Сеть” ставят в

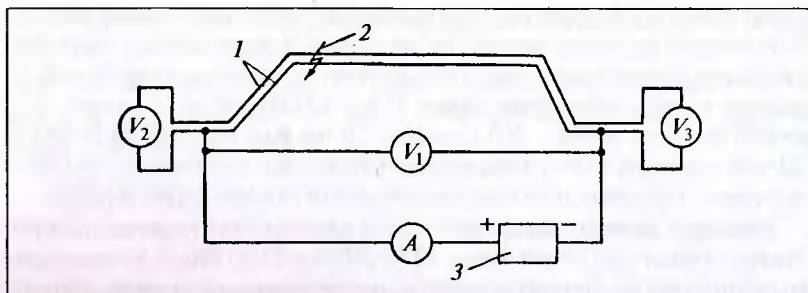


Рис. 50. Схема проверки элементов стержня на наличие замыканий “трубка – трубка” и “трубка – медь”:

1 — элементы стержня (“трубка – трубка” или “трубка – медь”); 2 — место замыкания; 3 — регулируемый источник постоянного тока

положение “Вкл”. Токовые щупы прибора (окрашенные в красный цвет) вставляют в замкнутую трубку с обеих сторон стержня. Потенциальные щупы прикладывают либо к меди (если определяется замыкание “Т – М”), либо к трубке, с которой эта трубка замкнута (при замыкании “Т – Т”). Тумблер прибора “Калибровка – измерение” ставят в положение “Калибровка” и ручкой “Регулировка” устанавливают стрелку левого прибора на 100 делений. Затем тумблер “Калибровка – измерение” ставят в положение “Измерение” и снимают показания левого и правого приборов в единицах длины стержня. Сумма показаний левого и правого приборов должна равняться 100 единицам. Если сумма показаний приборов меньше 100 единиц, это значит, что между проверяемыми элементами имеется замкнутый контур, т.е. двойное замыкание. Приближенные границы контура — показателя левого и правого приборов. Точность измерения длин участков равна ± 25 мм.

При подключении прибора ПОЗ-2 к проверяемому стержню ток через трубку устанавливается автоматически и равен (по правому прибору) 19 – 20 единицам для турбогенераторов ТГВ-200-2 и 21 – 22 единицам для ТГВ-300-2.

Если показания левого и правого приборов соответственно равны 1 – 3 и 99 – 97 единицам или 99 – 97 и 1 – 3 единицам, то замыкания находятся в районе головок и их можно устранить. Для этого срезают изоляцию и снимают колпачки. Замыкания устраняют путем установки между трубками или трубками и проводниками стеклотекстолитовых прокладок толщиной 0,35 – 0,5 мм на клею № 88-Н. Затем устанавливают колпачок, утягивают головку одним слоем стеклотенты, изолируют двумя слоями резиностеклолакоткани

вполнахлеста, пятью (ТГВ-200-2) или восемью (ТГВ-300-2) слоями стекломикаленты вполнахлеста и одним слоем стеклорешетки. Оставшиеся после устранения замыкания места замыкания “Т – Т” и “Т – М” заносят в протокол проверки обмотки.

Ремонт щитов, диффузора, перепускного кожуха и противопомпажных клапанов. Ремонт наружных торцевых щитов выполняют в следующем объеме. Устанавливают и закрепляют нижнюю половину щита со стороны турбины разъемом вверх (для турбогенераторов серии ТГВ с щитовыми подшипниками). Затем снимают немагнитный экран с внутренней стороны щита и устанавливают заглушки на сливных отверстиях в щите. Насухо протирают все наружные сварочные швы щита и наносят меловой раствор. В сливные отверстия щита заливают керосин и проверяют сварные швы на отсутствие течей. При неплотности швов на этих участках появляются жирные пятна. Отметив места течи, сливают керосин и протирают швы бензином. Часть сварочного шва в местах течи вырубает зубилом или крейцмейселем и заваривают электросваркой. Вторично проверяют плотность швов керосиновой пробой.

На отверстия для подачи уплотняющего масла из щита в корпус уплотнения устанавливают заглушку, а на входном отверстии канала — штуцер для подсоединения воздушного шланга. В канале поднимают давление и проверяют сварочные швы мыльной пеной.

Аналогичные работы выполняют на нижней половине щита со стороны контактных колец.

У турбогенераторов ТГВ-300-2 каналы водяного охлаждения нижней и верхней половин щита и промежуточной втулки со стороны турбины опрессовывают давлением воздуха 400 кПа (4 кгс/см²) в течение 1 ч и проверяют отсутствие закупорки каналов.

Все трубы и каналы для подачи и слива масла из опорного подшипника и уплотнения, а также для подачи и слива охлаждающей воды проверяют на отсутствие засорения стружкой и посторонними предметами. После проверки отверстия глушат.

Проверяют прилегание горизонтальных разъемов наружных щитов между собой и к торцу статора. Между плоскостями горизонтального разъема в свободном состоянии щуп 0,1 мм не должен проходить на глубину более 10 мм. После затяжки половин четырьмя болтами по периметру щита и четырьмя болтами по крышке подшипника щуп 0,05 мм не должен проходить на глубину более 10 мм по разъему и периметру щита. При необходимости поверхность прилегания шабруют. Зазор между плоскостью верхней половины щита и плоскостью промвтулки при незатянутах положений, должен быть не более 0,1 мм. После затяжки болтов крепления верхней полови-

ны щита к промвтулке шуп 0,05 мм не должен проходить на глубину более 10 мм. Стеклотекстолитовую прокладку по разьему наружного щита со стороны турбины вырезают по месту, снимают глянец и приклеивают клеем № 88-Н к нижней половине на углубленную поверхность.

Осматривают поверхности разъемов внутреннего и промежуточного щитов, диффузора и обтекателя. Обнаруженные неровности и риски устраняют. В собранных деталях между плоскостями разьема шуп 0,1 мм проходить не должен.

Осмотром и простукиванием проверяют отсутствие трещин на лопатках диффузора. Постоянным магнитом проверяют все детали и крепеж диффузора. Установка магнитных деталей и крепежа недопустима.

Изоляционные прокладки промывают сухим сжатым воздухом, бензином Б-70 или моющей жидкостью, измеряют сопротивление изоляции деталей диффузора и сравнивают его с минимально допустимым значением.

В турбогенераторах ТГВ-200-2 и ТГВ-300-2 осматривают перепускной кожух и проверяют крепеж на немагнитность. Перепускной кожух сбалчивают и измеряют внутренний диаметр уплотнения. В собранном кожухе между плоскостями разъемов шуп 0,1 мм проходить не должен. Эллипсность диаметра уплотнения перепускного кожуха устраняют следующими способами: снятием "усиков" уплотнения на необходимое значение, увеличением диаметра отверстий для крепления кожуха к щиту и промвтулке или увеличением диаметра отверстий для крепления уплотнения к кожуху. После устранения эллипсности перепускной кожух продувают сжатым воздухом и измеряют сопротивление изоляции уплотнения.

Противопомпажные клапаны турбогенераторов ТГВ-200-2 и ТГВ-300-2 разбирают, меняют сальниковую набивку, осматривают штоки и, при необходимости, шлифуют их и собирают клапаны. После установки проверяют полное открытие и закрытие клапана в крайних положениях и плотность прилегания при закрытии. При опрессовке турбогенератора проверяют клапаны на газоплотность.

Гидравлические испытания и устранение дефектов в системе непосредственного водяного охлаждения обмотки статора. При ремонте системы непосредственного водяного охлаждения обмотки статора осматривают сливной и напорный коллекторы, фторопластовые шланги и гидравлические соединения.

Проверяют расход дистиллята в системе непосредственного водяного охлаждения обмотки статора. При проверке расхода дистиллята по отдельным цепям охлаждения выполняют подготовитель-

ные работы. При заниженных показаниях расхода дистиллята измерения повторяют. Если повторно получен такой же результат, то находят и устраняют причину снижения расхода дистиллята. В этом случае барботированный горячий дистиллят, подогретый до 85 — 95 °С, необходимо прокачать по схеме разомкнутого цикла охлаждения в направлении, обратном рабочему. Через каждые 0,5 ч путем химического анализа необходимо определить солесодержание дистиллята на входе и выходе из обмотки. Промывку прекращают после снижения значения солесодержания дистиллята на выходе из обмотки до значения солесодержания на входе. Затем проверяют расход дистиллята по цепям охлаждения.

В информационном письме РАО “ЕЭС России” № 10-11/6-151 от 24.03.98 “О повреждаемости изоляции обмоток статоров турбогенераторов серии ТВВ” указывается, что участились случаи пробоя изоляции турбогенераторов серии ТВВ вследствие увлажнения изоляции обмотки статора. В процессе эксплуатации давление водорода в корпусе турбогенератора выше давления дистиллята в обмотке. Увлажнение может произойти в период ремонта при гидравлических испытаниях при появлении незначительных нарушений герметичности и начальных стадиях развития. Для повышения эффективности обнаружения указанных дефектов во ВНИИЭ разработаны аналитический метод тепловой диагностики для обнаружения засорений полых проводников и метод контроля герметичности каналов водяного охлаждения [18]. Контроль герметичности обмотки основан на измерении концентрации водорода, растворенного в охлаждающем дистилляте, и дает возможность обнаружить нарушение герметичности в процессе эксплуатации в начальной стадии развития задолго до появления водорода в газовой ловушке обмотки.

Согласно “Объему и нормам испытания электрооборудования” плотность системы вместе с коллекторами и соединительными шлангами проверяется гидравлическими испытаниями конденсатом или обессоленной водой. Предварительно через систему прокачивается горячая вода (60 — 80 °С) в течение 12 — 16 ч. (Желательно, чтобы нагрев и остывание составляли два-три цикла).

Плотность системы проверяется избыточным статическим давлением воды, равным 0,8 МПа (8 кгс/см²) на турбогенераторах с фторопластовыми соединительными шлангами с наружным диаметром 28 мм ($D_{\text{внутр}} = 21$ мм) и 1 МПа (10 кгс/см²) — с наружным диаметром 21 мм ($D_{\text{внутр}} = 15$ мм), если в заводских инструкциях не указаны другие, более жесткие требования. Продолжительность испытаний 24 ч.

При испытаниях при неизменной температуре и утечке воды давление не должно падать более чем на 0,5 %. Перед окончанием испытания следует тщательно осмотреть обмотку, коллекторы, шланги, места их соединения и убедиться в отсутствии просачивания воды.

Если результаты гидравлических испытаний отрицательные и определить место утечки не удастся, систему охлаждения необходимо продуть сухим воздухом и затем спрессовать смесью сжатого воздуха с фреоном-12. Плотность системы при этом проверяется галогидным течеискателем.

При обнаружении течи в головке, ее разизолируют. Для этого снимают водосоединительную трубку со сторон контактных колец и шланг со стороны турбины для турбогенераторов серии ТВВ (см. рис. 12, ч. 1). Электроклещами, питаемыми от сварочного трансформатора, нагревают и распаивают головку, снимают клинья и хомутик головки. Осматривают резьбу ниппелей и гаек, состояние луженой контактной поверхности и головки стержня. При необходимости восстанавливают резьбу прогонкой плашкой, а контактную поверхность лудят припоем ПОС-61. Обнаруженные неплотности мест пайки наконечника со стержнем и штуцером паяют припоем ПСр-45 с флюсом № 209 ацетиленовой горелкой с наконечником № 6. Затем контактные поверхности головки смазывают раствором канифоли в этиловом спирте и, установив хомут и клинья на головку стержня, обжимают головку струбциной. Для предотвращения вытекания припоя головку уплотняют асбестовой лентой, нагревают электроклещами и паяют припоем ПОССу-40-0,5 при помощи электроклещей. Качество пайки проверяют осмотром и ультразвуковым дефектоскопом. Зачистив головку, притирают коническую поверхность ниппеля с конической поверхностью гайки водосоединительной трубки при помощи притира — технологического наконечника с применением абразивной пасты. Устанавливают водосоединительную трубку или фторопластовый шланг. При обнаружении свищей или подрезов на фторопластовом шланге его заменяют резервным. Расстояние между водоподводящими шлангами, а также между шлангами и другими деталями турбогенератора не должно быть менее 3,0 мм. Установка дистанционных прокладок между шлангами не допускается.

Течь дистиллята в дренажных трубках коллекторов охлаждающего дистиллята устраняют путем перекупорки узлов соединения дренажных трубок с коллектором и фланцевых водораспределительных изоляторов. Свищи в местах швов и другие нарушения целостности дренажных трубок устраняют пайкой припоем ПСр-45.

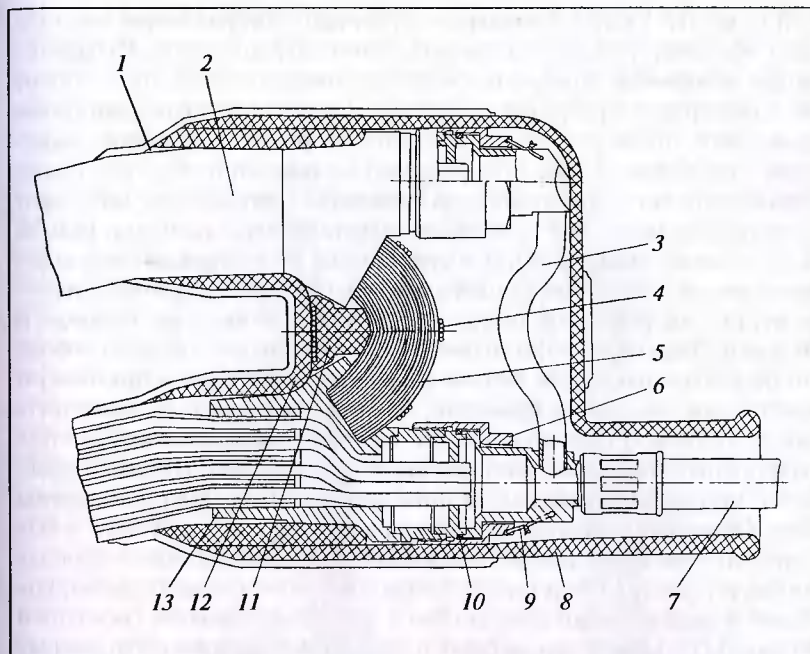


Рис. 51. Головка обмотки статора турбогенератора ТГВ-200М-2:

1 — заполнитель-замазка; 2 — стержень; 3 — соединительный патрубок; 4 — шнуровой бандаж; 5 — медные пластины; 6 — специальная гайка; 7 — фторопластовый шланг; 8, 12 — колпачки; 9 — проволока; 10 — уплотняющие прокладки; 11 — колодки; 13 — наконечник

Проводят гидравлические испытания обмотки статора в течение 24 ч. Зачистив изоляцию конца стержня на конус, изолируют конец стержня и устанавливают изоляционную коробку на головку. Проверив плотность установки изоляционной коробки, закрепляют ее временным зажимом. Место перехода с изоляционной коробки на стержень покрывают замазкой и изолируют одним слоем стеклотенты ЛЭС вполнахлеста. Изоляционные коробки бандажируют пропитанным в лаке лавсановым шнуром. Места наложения шнура и стеклотенты покрывают эмалью ГФ-92хс.

Заменяют поврежденные изоляторы крепления водяных коллекторов и измеряют их сопротивление изоляции мегаомметром напряжением 2500 В.

У турбогенераторов ТГВ-200М-2 устранение течей в головках выполняют в следующем объеме и технологической последовательно-

сти (рис. 51). Удаляют изоляцию с головки (которая имеет течь) таким образом, чтобы не повредить резиновый колпачок. Разизолировав резиновые колпачки, фторопластовые шланги отсоединяют от коллекторов и снимают колпачки. Расшплинтовав соединительные гайки, отсоединяют фторопластовые шланги от головок стержней, отвинчивая гайки попеременно на один-три оборота. Перед установкой новой уплотняющей прокладки тщательно осматривают посадочные места под резиновое уплотнительное кольцо и резьбы на фторопластовых шлангах и стержнях на отсутствие забоин, задиров и заусенцев. Шланг присоединяют к головкам стержней и попеременно заворачивают гайки на один-два оборота на верхнем и нижнем стержнях. Гайки шлангов должны наворачиваться свободно от усилия руки. Для смазки резьбового соединения применяют касторовое масло или глицерин. Крепеж проверяют на немагнитность. Проводят гидроиспытания. При положительных результатах гидроиспытаний перед изолированием осматривают головку стержней и утапливают торчащие концы проволочных скруток в вырезы гаек. Обнаруженные при осмотре наплывы припоя, заусенцы и выступающие острые кромки на боковых поверхностях пакета проводников устраняют. С внутренней стороны головки устанавливают колодки и выравнивают неровности с помощью замазки, состоящей из смеси (1 : 1) молотого асбеста и лака БТ-99. Замазку изготавливают следующим образом. Проверив асбест на отсутствие посторонних включений, его загружают в противни слоем не более 100 мм и сушат при температуре 180 — 200 °С в печи в течение 10 — 12 ч до удаления влаги. Асбест загружают в смеситель, добавляют необходимое количество лака и перемешивают до получения однородной пастообразной массы.

Готовую замазку выгружают в плотно закрывающуюся тару. Если при замене прокладки снимались колодки, то их необходимо прибандажировать лавсановым шнуром. На торцы головок стержней устанавливают колодки и прибандажируют их липкой лентой в три слоя. Перед установкой резинового колпачка его наружную и внутреннюю поверхности, а также арматуру и шланги протирают от загрязнений спиртобензиновой смесью. После установки колпачка выполняют изолирование в такой последовательности. Головку изолируют одним слоем встык стеклолентой, предварительно пропитанной лаком БТ-987. Затем накладывают два слоя вполнахлеста стеклолакоткани ЛСКР-180 × 0,15, предварительно порезанной на полосы шириной 35 — 40 мм под углом 45° к основе. Если изолируемая головка является выводной, то ее дополнительно изолируют четырьмя проходами этой же стеклолакоткани. После этого головку

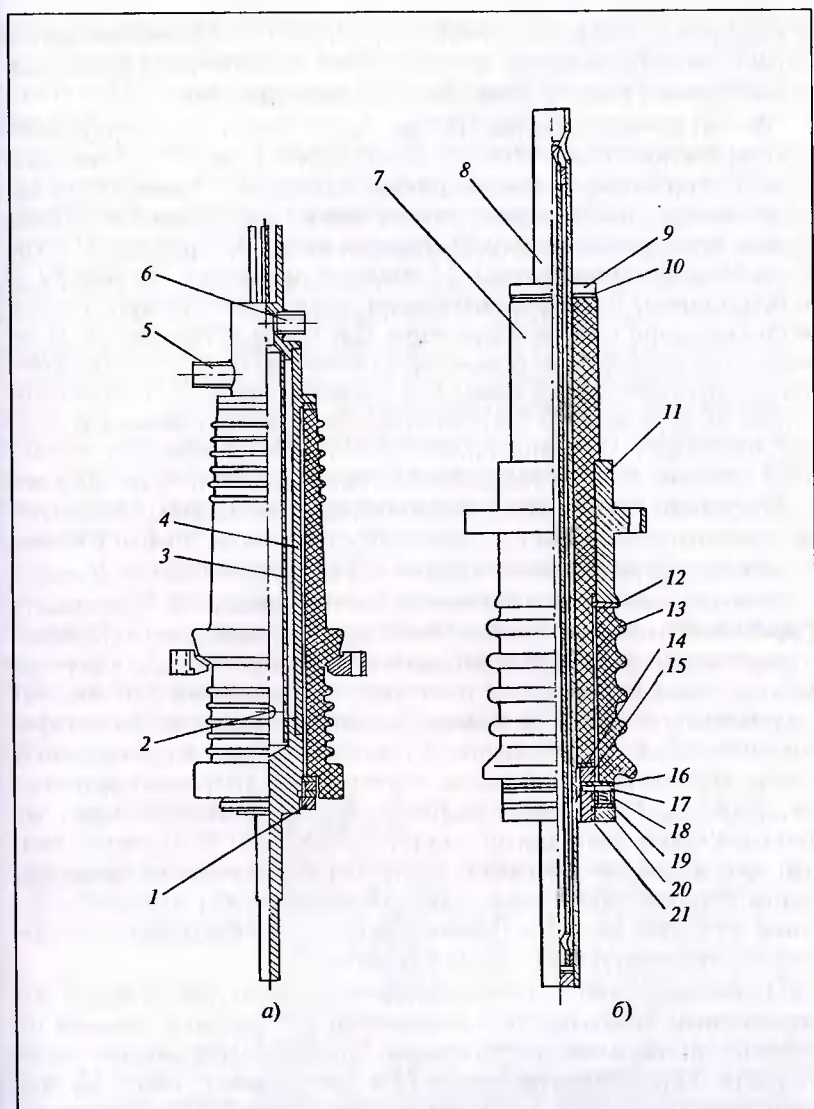


Рис. 52. Концевые выводы турбогенераторов ТВВ-320-2 (а) и ТВВ-300-2 (б): 1, 9, 15, 20, 21 — гайка; 2 — отверстие для прохождения дистиллята; 3, 4 — внутренняя и наружная трубы; 5, 6 — сливной и напорный штуцеры; 7 — изоляционный цилиндр; 8 — токоведущий медный цилиндр; 10, 12, 16 — прокладки; 11 — втулка крепления вывода; 13 — фарфоровая рубашка; 14, 17 — шайбы; 18 — кольцо; 19 — пружина

изолируют одним слоем стеклоленты ЛЭС 0,2 × 25 вполнахлеста и конец ленты пришивают. Для получения монолитности в процессе изолирования каждый слой изоляции утягивают рукой.

Ремонт выводов обмотки статора. Рассмотрим перекупорку выводов турбогенераторов ТВВ-320-2 и ТГВ-300-2 (рис. 52). Установив вывод на приспособление для разборки (после его демонтажа из камеры выводов), сбалчивают фланец вывода с фланцем приспособления, отворачивают гайку 20, снимают шайбу 17, пружины 19 и кольцо 18, отворачивают гайку 21, снимают прокладку 16, рубашку 13 и осматривают поверхность рубашки на отсутствие трещин, сколов и повреждений глазури. Если гайка 15 и шайба 14 при сборке на заводе или в предыдущий ремонт не установлены на эпоксидный компаунд, то отворачивают гайку 15 и снимают шайбу 14. В противном случае их не разбирают. На снятых шайбах и гайках снимают заусенцы, проверяют состояние пружин, протирают и промывают все детали спиртом. Заготавливают из резины прокладки толщиной 6 мм в соответствии с чертежом и приготавливают эпоксидный компаунд холодного отверждения следующего состава: смола ЭД-6 — 100 массовых частей; метафенилендиамин — 13; дибутилфталат — 9.

Эпоксидную смолу и дибутилфталат взвешивают и помещают в фарфоровый стакан. Стакан со смолой и дибутилфталатом устанавливают в печь и выдерживают при температуре 100 °С до полного расплавления массы. Смесь тщательно перемешивают и охлаждают до температуры 60 ± 2 °С. Взвесив необходимое количество метафенилендиамина, его небольшими порциями вводят в охлажденную смолу, тщательно перемешивая раствор. Массу нагревают до температуры 63 ± 2 °С до полного расплавления метафенилендиамина, затем охлаждают полученный компаунд до 20 — 40 °С. В связи с тем, что срок хранения компаунда до начала затвердения не более 2 ч, приготавливают компаунд в таком количестве, чтобы он был использован в течение 1 — 1,5 ч. Полное отверждение компаунда происходит при температуре 20 — 25 °С в течение 24 ч.

Из пакли делают пятимиллиметровый шнур, пропитывают его эпоксидным компаундом и вкладывают в кольцевую канавку на стержне, промазывая одновременно компаундом резьбовую часть стержня. Устанавливают шайбу 14 и заворачивают гайку 15, при этом компаунд должен выступать на поверхность гайки. Устанавливают прокладку 12, рубашку 13 и проверяют плоскости торца рубашки 13 и гайки 15. Превышение плоскостей допустимо в пределах не более ± 1 мм. Устанавливают прокладку 16 и затягивают гайку 21. Нанеся эмалью контрольную риску на торце прокладки и рубашки, устанавливают шайбу 17, кольцо 18 с пружинами 19. При затяжке

гайки 20 смещение прокладки 16 по периметру допускается не более 2 мм. После окончания ремонта по истечении времени, необходимого для отверждения компаунда (24 ч), производят испытания выводов.

Согласно "Объему и нормам испытания электрооборудования" концевые выводы обмотка статора турбогенераторов серии ТГВ с конденсаторной стеклоэпоксидной изоляцией подвергаются испытаниям. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь $\text{tg}\delta$ производится перед установкой концевых выводов на турбогенератор при испытательном напряжении 10 кВ и температуре окружающего воздуха 10 – 30 °С. Значение $\text{tg}\delta$ собранного концевых выводов не должно превышать 130 % значения, полученного при измерениях на заводе. В случае измерения $\text{tg}\delta$ концевых выводов без фарфоровых крышек его значение не должно превышать 3 %. В эксплуатации измерение $\text{tg}\delta$ концевых выводов не обязательно и его значение не нормируется. Остальные измерения и испытания концевых выводов описаны в гл. 7.

Испытание на газоплотность концевых выводов турбогенераторов серии ТГВ, испытанных на заводе давлением 0,6 МПа (6 кгс/см²), производится давлением сжатого воздуха 0,5 МПа (5 кгс/см²). Концевой вывод считается выдержавшим испытание,

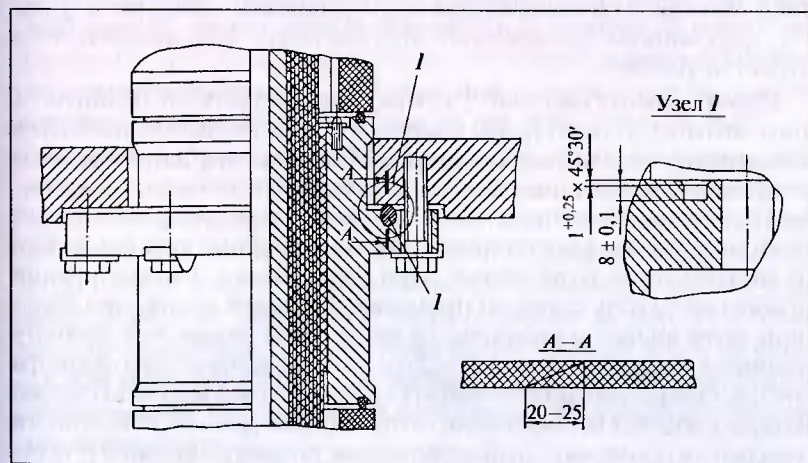


Рис. 53. Реконструкция уплотнения унифицированных концевых выводов турбогенераторов серии ТГВ мощностью 200, 300 и 500 МВт:

1 — шнур 4п Ø10 мм

если при давлении 0,3 МПа (3 кгс/см²) падение давления не превышает 0,5 мм рт. ст/ч.

В целях предотвращения утечек водорода из турбогенераторов и скопления его в токопроводах Циркуляром "О предотвращении скопления водорода в комплектных экранированных токопроводах и картерах подшипников турбогенераторов" рекомендуется выполнить реконструкцию унифицированных концевых выводов турбогенераторов серии ТГВ мощностью 200, 300 и 500 МВт согласно рис. 53.

В период капитальных ремонтов турбогенераторов серии ТВВ необходимо устанавливать фарфоровые рубашки выводов только со шлифованной поверхностью в местах уплотнения выводов с плитой корпуса турбогенератора и осматривать узлы уплотнения токоведущего стержня вывода. При появлении трещин или потере эластичности резины прокладок необходимо их заменять.

В период каждого капитального ремонта независимо от состояния резиновых прокладок между выводом и плитой выводов их необходимо заменять новыми.

После установки выводов в камеру проверяют проходимость канала охлаждения давлением воздуха, равным 300 кПа (3 кгс/см²). Перепускные трубки концевых выводов очищают от масла, обезжиривают, просушивают, покрывают электроизоляционной эмалью и испытывают повышенным напряжением переменного тока. Выводы турбогенераторов после установки изолируют согласно требованиям технической документации для каждого типа турбогенераторов.

Ремонт газоохладителей. Разборку газоохладителей начинают с того, что отсоединяют трубы подвода и отвода охлаждающей воды и демонтируют крышки охладителей. Сливные трубки воздушных дренажей и внутренние рамки отсоединяют, вынимают охладители из статора и устанавливают на ремонтной площадке. После разборки охладителей очищают крышки, трубные доски и трубки от отложений и загрязнений. При загрязнении и замасливании оребрения трубок снаружи промывают горячей водой, при большом загрязнении и закупорке их прочищают шомполом. Диаметр шомпола должен быть на 1,5 — 2 мм меньше внутреннего диаметра трубки. Охладитель можно чистить сильной струей воды или смесью воздуха с водой. Одновременно с очисткой внутренней поверхности охладителя проверяют антикоррозийное покрытие крышек и трубных досок. Продукты коррозии удаляют, поверхность зачищают до металлического блеска, покрывают свинцовым суриком и сушат при температуре 20 °С в течение 8 ч. После каждой чистки необхо-

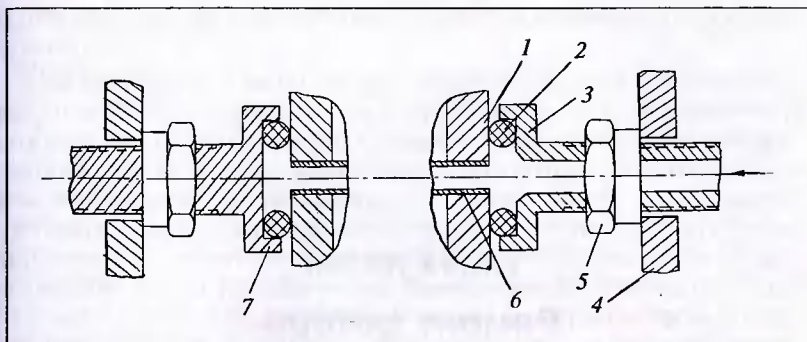


Рис. 54. Гидравлические испытания трубок газоохладителей:

1 — трубная доска; 2 — резиновая кольцевая прокладка; 3 — напорный штуцер; 4 — швеллер-упор (закреплен к торцу газоохладителя); 5 — упорная специальная гайка; 6 — трубка газоохладителя; 7 — штуцер-заглушка

димо проводить гидравлические испытания охладителя в соответствии с рекомендациями заводов-изготовителей. Для определения трубки, имеющей течь, целесообразно использовать приспособление, показанное на рис. 54.

Согласно “Объему и нормам испытания электрооборудования” испытательное гидравлическое давление для турбогенераторов серии ТГВ должно быть 0,6 МПа (6 кгс/см²), для турбогенераторов ТВВ единой серии 0,8 МПа (8 кгс/см²) и 0,5 МПа (5 кгс/см²) для остальных турбогенераторов с водородным охлаждением. Продолжительность испытаний — 30 мин. При испытании не должно наблюдаться снижение испытательного давления или течи воды.

При заполнении охладителя водой перед испытаниями следует предварительно вывернуть пробки, расположенные в крышках, и выпустить воздух из охладителя. Течи и отпотевания при гидравлических испытаниях недопустимы. Обнаруженные течи в местах вальцовки устраняют дополнительной подвальцовкой, а при невозможности их устранения таким способом разрешается заглушать поврежденные трубки с обеих сторон трубных досок латунными или медными конусными пробками. Количество заглушенных трубок определяется инструкцией завода-изготовителя данного турбогенератора.

После установки охладителей на место и сборки подают воду под давлением, равным рабочему, и проверяют плотность фланцевых соединений трубопроводов.

ГЛАВА ПЯТАЯ

Ремонт ротора

5.1. РЕМОНТ РОТОРА В ОБЪЕМЕ ТИПОВОГО КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА

Осмотр, проверка заклиновки пазов и крепления балансировочных грузов. При осмотре ротора обращают внимание на отсутствие смещения клиньев в осевом направлении. Подгары и оплавления торцевых и боковых поверхностей пазовых клиньев и сопрягаемых поверхностей зубцов вала ротора не допускаются.

На некоторых турбогенераторах серии ТВФ и ТВВ при осмотрах обнаруживались кольцевые трещины, проходящие по поверхности вентиляционных зубцов ротора в районе установки центрирующего кольца бандажного узла. При двухпосадочной конструкции бандажных узлов турбогенераторов трещины проходили через резьбовые отверстия крепления стопорных планок центрирующего кольца.

Трещины в роторах турбогенераторов выявлялись при осмотре звездочки ротора в период плановых ремонтов, а также в период внеплановых остановов, вызванных резким (за сутки на 1 — 2 мм/с и более) ростом виброскорости подшипников турбогенератора.

Для своевременного обнаружения дефектов и предотвращения повреждения роторов турбогенераторов Департамент науки и техники РАО “ЕЭС России” Циркуляром Ц-03-97(Э) “О предотвращении повреждений роторов турбогенераторов ТВВ мощностью 165 — 1200 МВт и ТВФ мощностью 60 — 120 МВт” предлагает выполнить следующие работы.

В период ремонта с выводом ротора тщательно осматривать с применением лупы 4 — 10-кратного увеличения кольцевые канавки, галтели и вентиляционные зубцы ротора. При двухпосадочной конструкции для возможности выполнения осмотра демонтируют упорные планки фиксации центрирующих колец, для чего отгибают

стопорные шайбы и отвинчивают болты (по два болта на каждой планке).

Для возможности выполнения осмотров роторов турбогенераторов типа ТВВ необходимо снять вентиляторы со стороны турбины и возбuditеля. Перед снятием проверяют наличие маркировки вентиляторов. При отсутствии маркировки ее выполняют водным раствором щавелевой кислоты с медным купоросом. После снятия вентиляторов маркируют и выбивают клинья вентиляционных пазов и по три клина из каждого паза токоподвода. Опорные поверхности ласточкиного хвоста расклиненных пазов, а также вентиляционных клиньев и клиньев токоподвода зачищают до шероховатости поверхностей не более R_a 1,25 мкм. Осмотр клиньев, имеющих антифреттинговое покрытие, производится без зачистки опорных поверхностей. При необходимости острые кромки клиньев радиусом 1 — 1,5 мм загибливают до шероховатости зачищенных поверхностей не более R_a 1,25 мкм. Затем осматривают поверхность вала между центрирующим кольцом и вентилятором, выполняют осмотр и дефектоскопию зачищенных поверхностей. Обнаруженные дефекты поверхностей вала в виде следов коррозии и других повреждений (изъявления, риски, раковины и т.д.) удаляют зачисткой с последующей зашлифовкой с шероховатостью обработанных поверхностей не более R_a 1,25 мкм.

Выявленные трещины необходимо удалить полностью путем местной зачистки шлифовальным камнем (зерно не грубее № 40). Местные выборки должны иметь плавные переходы с шероховатостью обработанных поверхностей не более R_a 1,25 мкм. Полное удаление трещин контролируется лупой 4 — 10-кратного увеличения и окончательно цветной дефектоскопией. На валу ротора допускается выборка протяженностью до 30 мм, шириной до 15 мм, глубиной до 20 мм и общей площадью до 20 000 мм². При выявлении трещин протяженностью более 30 мм и глубиной более 20 мм размеры выборок, их количество и расположение должно быть согласовано с заводом-изготовителем турбогенераторов.

На турбогенераторах типа ТГВ-300-2 имели место случаи выхода из строя роторов вследствие появления кольцевых трещин в центральной по длине части бочки ротора. Трещины проходили через зубцы ротора в местах стыков пазовых клиньев, охватывали большой зуб и прилегающие к нему малые зубцы ротора, а в некоторых случаях достигали центрального отверстия. В предшествующие годы до выявления трещин на этих турбогенераторах были зафиксированы режимы работы с существенной несимметрией, приведшие к подкалу посадочных мест бандажных колец и зубцов ротора, появлению

колец цветов побежалости на поверхности бочки ротора. На поверхности зубцов в зонах, прилегающих к стыкам пазовых клиньев, отмечалась повышенная твердость металла, вызванная подкалами. Развитие трещин сопровождалось нарушением вибрационной стабильности турбоагрегата.

В процессе эксплуатации турбогенераторов на посадочных поверхностях бочки ротора возникают подгары, подкалы, коррозия, трещины, а в местах стыков пазовых клиньев, особенно в большом зубе — трещины и подкалы. Расположение стыков пазовых клиньев по окружности на бочке ротора способствует развитию трещин в этих местах.

Для своевременного обнаружения дефектов и предотвращения повреждений роторов турбогенераторов Циркулярном Ц-03-94(Э) “О предотвращении повреждений роторов турбогенераторов мощностью 200 — 500 МВт производства НПО “Электротяжмаш” Департамент науки и техники РАО “ЕЭС России” предлагает производить во время ремонта без снятия бандажных колец профилактические осмотры поверхности бочки ротора в районе носика бандажных колец, а также мест стыка пазовых клиньев в большом зубе.

В период ремонта со снятием бандажных колец, а также во всех случаях, когда обнаружены следы цветов побежалости, подкалы или трещины на бочке ротора, необходимо осматривать концевые зоны и стыки пазовых клиньев в большом зубе.

Профилактические осмотры бочки ротора со снятием бандажных колец необходимо выполнять также не позднее 6 мес во всех случаях, когда имели место длительные несимметричные режимы с $I_2 \geq 0,08 I_{\text{ном}}$, кратковременная работа в несимметричных режимах или несимметричные короткие замыкания с $I_2^2 t > 8$ с (где I_2 — кратность тока обратной последовательности к $I_{\text{ном}}$), длительные асинхронные режимы с активной нагрузкой, выше допустимой, и асинхронные пуски.

Осмотр и ремонт роторов турбогенераторов мощностью 200, 300 и 500 МВт завода НПО “Электротяжмаш” со снятием бандажных колец в случае обнаружения подгаров, подкалов, оплавлений, трещин и других дефектов на бочке ротора выполняют следующим образом. Осматривают посадочные поверхности бочки ротора, места контакта клиньев и зубцов в концевой зоне, места стыка пазовых клиньев в большом зубе с помощью лупы кратностью 4 — 10. Наиболее часто встречающимися дефектами являются подкалы, подгары и трещины. Признаками возникновения таких дефектов на роторах являются: вспучивание краски, цвета побежалости, повышенная

твердость металла, брызги от подплавленных дюралюминиевых клиньев на расточке статора.

При обнаружении дефектов на стыках пазовых клиньев в большом зубе пазы расклинивают, выполняют осмотр стыков клиньев на всей поверхности бочки ротора, коронок зубцов в большом зубе, мест контактов клиньев и зубцов в концевой зоне (в том числе и по всей коронке).

Если бандажные кольца ротора не сняты, то осмотр выполняют в следующем объеме. Осматривают поверхность бочки ротора в местах стыка пазовых клиньев, мест вблизи носика бандажных колец, в том числе кольцевых канавок, а также торцевой поверхности бандажных колец. В случае обнаружения цветов побежалости, подгаров, подкалов и трещин на бочке ротора продолжают осмотр, как изложено выше.

Осмотр бочки ротора после длительной работы в несимметричном режиме с $I_2 \geq 0,08 I_{\text{ном}}$ и во всех случаях, когда $I_2^2 t > 8$ с, выполняется в следующем объеме. После снятия бандажных колец и демонтажа пазовых клиньев ротора осматривают посадочные поверхности бочки ротора, места контакта клиньев и зубцов в концевой зоне и места стыка пазовых клиньев, а также коронки зубцов внутри паза. Все обнаруженные при осмотре дефекты отмечают и выполняют подготовку поверхностей, на которых обнаружены дефекты, к их дефектоскопии.

Для дефектоскопии применяют методы, обеспечивающие выявление трещин и подкаленных участков. Для этих целей рекомендуется применять магнитно-порошковый метод контроля и метод цветной дефектоскопии. Возможно применение других методов дефектоскопии.

Выявление подкаленных участков производится металлографическим методом, травлением раствором азотной кислоты в этиловом спирте или измерением твердости. Если твердость проверяемого участка превышает твердость основного металла на 40 единиц и более по Бринеллю (Викерсу), то это свидетельствует о наличии подкала.

Перед проведением травления исследуемый участок ограничивают пластилином с целью предотвращения затекания кислоты на другие участки. Участок травления после дефектоскопии нейтрализуют 10 %-ным раствором соды, тщательно промывают водой и сушат. Желательно зачистить травленую поверхность наждачной бумагой.

В зависимости от количества и степени распространения дефектов их устранение с посадочных поверхностей бочки ротора может

быть осуществлено общей проточкой пораженной поверхности или местной зачисткой шлифовальным камнем с зерном не грубее № 40. Шлифовальным камнем удаляют отдельные зоны подкала и трещины. Выборка должна иметь плавный переход к основной поверхности.

Местные выборки на посадочных поверхностях бочки ротора могут быть не более 10000 мм² (на каждой поверхности) при максимальной глубине 5 мм. Большие выборки по площади и глубине могут быть сделаны только по согласованию с заводом-изготовителем "Электротяжмаш".

Механическая обработка пораженной поверхности с применением оборудования может быть выполнена только по согласованию с заводом-изготовителем. При этом не исключена необходимость изготовления нового бандажного кольца с уменьшенными посадочными диаметрами.

Обнаруженные дефекты в местах стыка пазовых клиньев в большом зубе устраняют местной зачисткой шлифовальным камнем с зерном не грубее № 40. Чистота поверхности местных выборок должна соответствовать R_z 20 мкм.

В период ремонта необходимо изменить положение пазовых клиньев таким образом, чтобы стыки клиньев (за исключением концевых) в соседних пазах были сдвинуты друг относительно друга.

Изменение положения клиньев в пазу не должно противоречить технической документации завода-изготовителя. Стыки пазовых клиньев не должны располагаться в местах глубоких выборок металла ротора.

Обнаруженные подгары, подкалы, трещины и другие дефекты должны быть удалены полностью. Полноту удаления подкаленного места контролируют травлением мест выборки, а трещин — методами дефектоскопии или травлением. Способ и объем ремонта дефектов, не рассмотренных выше, согласовывают с заводом-изготовителем. К дальнейшей эксплуатации допускаются роторы с устраненными дефектами, или при их отсутствии.

Плотность заклиновки клиньев проверяют молотком массой 1 кг. При ударах носиком молотка по одному краю клина вибрация от ударов не должна передаваться на другой конец клина. На плотность проверяют каждый клин. Ослабленные концевые пазовые клинья не допускаются. Допускается до 50 % ослабленных средних клиньев, но не более двух клиньев подряд в пазу ротора с длиной бочки до 4000 мм и трех клиньев подряд с длиной бочки выше 4000 мм. Зазор между торцовыми поверхностями концевых пазовых клиньев и бандажного кольца должен соответствовать требованиям

конструкторской документации. После проверки плотности заклиновки при необходимости приступают к перекалиновке. Перекалиновку выполняют при снятых бандажных кольцах.

При расклиновке клинья сначала разводят зубилом на 10 — 15 мм, а затем выбивают из паза выколоткой при помощи пневматического молотка. Если заводская маркировка отсутствует, то пазовые клинья маркируют цифровыми кернерами. Порядковые номера считают со стороны контактных колец в сторону турбины. На конце каждого клина, обращенного к контактными кольцам, выбивают номер паза, а на противоположном конце ставят порядковый номер клина. На время выполнения работ, связанных с расклиновкой и заклиновкой пазов, лобовые части обмотки ротора закрывают электрокартоном и обвязывают шнуром. При заклиновке сначала вручную молотком массой до 2 кг забивают клин в паз, а затем прогоняют его до места посадки пневматическим молотком при помощи выколотки. В случае слабой посадки клин сдвигают в обратном направлении и на место его посадки добавляют стеклотекстолитовую прокладку необходимой толщины. Клин забивают в пазы согласно маркировке. При заклиновке возможно образование стружки из материала пазового клина, которую следует удалять из паза. В турбогенераторах серии ТГВ мощностью 200 — 300 МВт для предотвращения смещения подклиновых прокладок и перекрытия вентиляционных отверстий в последние временно вставляют стальные технологические прутки. После выполнения перекалиновки проверяют отсутствие закупорки вентиляционных каналов ротора.

При осмотре установленных балансировочных грузов проверяют соответствие конструкции установленных грузов требованиям документации завода-изготовителя. Груз должен иметь упор в один из конструктивных элементов ротора (выступ, бурт, бандаж ротора генератора).

Допустимая масса балансировочных грузов, устанавливаемых на бандаж ротора турбогенератора, определяется заводом-изготовителем турбогенератора. Установленные грузы и пробки на бочке ротора турбогенератора для предотвращения самоотвинчивания должны быть застопорены. Рекомендуется пробки (грузы) и заглушки маркировать разными метками.

Кернение балансировочных грузов на бочке ротора проверяют визуально, а отсутствие вращения груза — отверткой. Грузы и заглушки, установленные по длине роторов турбогенераторов серии ТГВ, должны быть застопорены кернением материала бочки ротора в двух точках по окружности и с одной стороны в шлиц груза или заглушки.

Грузы и заглушки, установленные по длине роторов серии ТВВ, должны быть застопорены кернением материала бочки ротора в шлиц с обеих сторон. Способ стопорения грузов от самоотвинчивания для других типов турбогенераторов устанавливается конструкторской и ремонтной документацией на турбогенератор.

Балансировочные грузы, расположенные на упорных кольцах ротора турбогенераторов серии ТГВ, должны быть закреплены не менее чем двумя болтами каждый. Контровочную шайбу отгибают только снизу. В случае крепления груза тремя болтами стопорные шайбы под средним болтом должны быть уложены внахлест и отогнута только верхняя шайба. По краям упорного кольца, в месте касания наружной части груза с заточкой, зазор недопустим (щуп 0,03 мм проходить не должен). В средней части на длине не более $1/3$ груза допускается зазор не более 0,1 мм. На упорном кольце роторов турбогенераторов ТГВ-200-2 и ТГВ-300-2 допускается установка балансировочных грузов соответственно массой не более 2 и 2,5 кг. В случае необходимости дополнительный груз выносят на бочку ротора. После осмотра и проверки крепления составляют карту расположения балансировочных грузов.

Осмотр и устранение дефектов на лопатках пропеллерных вентиляторов турбогенераторов серий ТВФ и ТВВ. У турбогенераторов серий ТВФ и ТВВ на стальных лопатках пропеллерных вентиляторов (лопатки изготовлены из стали марки 27СГ или близких по свойствам других сталей) обнаруживаются значительные “следы” от моделей, поверхностные раковины и прочие дефекты, частично переходящие в трещины. Эти дефекты располагаются в местах перехода пера в основание лопатки (у корня) и на отдельных участках рабочей поверхности лопаток.

Для предотвращения развития литейных и других дефектов в опасные трещины, которые могут привести к обрыву лопаток и аварийному повреждению турбогенераторов Циркуляром “Об удалении литейных и прочих дефектов на стальных лопатках пропеллерных вентиляторов турбогенераторов серий ТВ2, ТВФ и ТВВ” рекомендуется у турбогенераторов этих серий проводить профилактический осмотр и контроль лопаток вентиляторов не реже 1 раза в 5 лет в следующем объеме. Для осмотра лопатки снимают с вентиляторов, а место перехода пера в основание зачищают до металлического блеска шлифовальной бумагой и обезжиривают поверхность салфеткой, смоченной бензином, ацетоном, бензолом или подогретым 5 — 10 %-ным содовым раствором.

Зачищенные места осматривают через лупу (с четырехкратным увеличением), подозрительные участки проверяют методом цвет-

ной дефектоскопии. Отмечают краской или мелом следующие дефекты: “следы” модельного литья или местное незаполнение контура более 2 мм в тело и единичные наплавы 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 эрозийного износа игольчатой формы на набегающей кромке пера от воздействия паров 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.

Эти дефекты устраняют зачисткой шлифовальными кругами диаметром 20 мм, насаженными на оправку. Зачистку выполняют с плавным переходом к основной поверхности с радиусом не менее 8 мм. Наибольшая допустимая глубина выборки металла на рабочей поверхности лопаток не должна превышать 6 мм. В этом случае местное утонение пера лопатки должно быть не более половины его толщины, указанной на чертеже, а общая площадь выбранного металла — не более 5 и 3 см² соответственно для лопаток турбогенераторов ОАО “Элсиб” и ОАО “Электросила”. Глубина выборок металла в основании лопатки не должна превышать 8 мм. После выборки металла чистота поверхности должна соответствовать R_z 20 мкм. Лопатки, имеющие глубину и площадь выборок больше, чем указано выше, заменяют резервными.

Проверка продуваемости и вентиляционные испытания обмотки ротора. Для проверки проходимости вентиляционных каналов обмотки ротора турбогенераторов серии ТГВ мощностью 200 — 300 МВт каждое вентиляционное отверстие в средней части бочки ротора продувают сухим сжатым воздухом давлением 300 кПа (3 кгс/см²) и контролируют наличие струи воздуха в лобовых частях обмотки под бандажными кольцами. Причиной закупорки каналов могут быть перекрытие выходного вентиляционного отверстия в средней части бочки ротора из-за сдвига стеклотекстолитовых прокладок между витками обмотки ротора или под пазовым клином; перекрытие входного прямоугольного окна в лобовой части или засорение вентиляционного канала витка обмотки ротора из-за случайно попавших между катушками посторонних предметов, наплывов лака и др. При отыскании места закупорки в первую очередь проверяют оправкой выходное отверстие в средней части бочки ротора и крючком — прямоугольное входное окно витка в лобовой части обмотки.

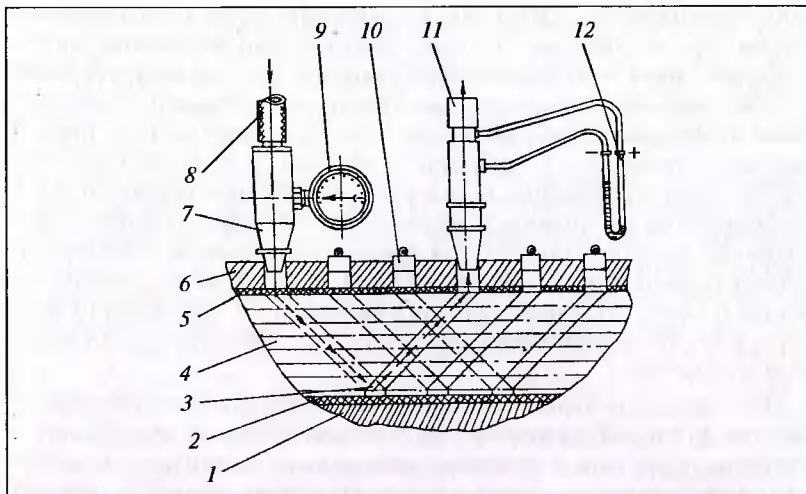


Рис. 55. Схема проверки проходимости вентиляционных каналов в пазовой части роторов турбогенераторов серии ТВФ и ТГВ, а также единой серии ТВФ и ТВВ:
 1 — вал ротора; 2 — стеклотекстолитовая гильза; 3 — вентиляционный канал; 4 — витки обмотки; 5 — подклиновная прокладка; 6 — пазовый клин; 7 и 11 — напорный и выходной насадки; 8 — шланг; 9 — пружинный манометр; 10 — резиновая пробка; 12 — измерительный микроманометр

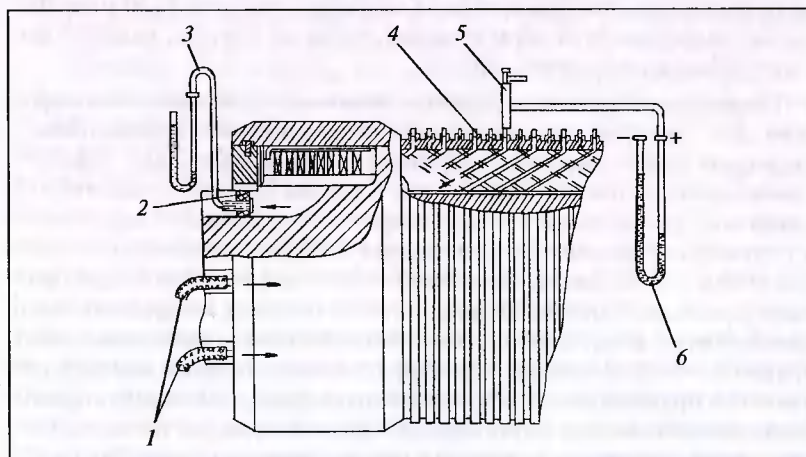


Рис. 56. Схема проверки проходимости вентиляционных каналов в лобовой части роторов турбогенераторов ТВФ и ТВВ, а также единой серии ТВФ и ТВВ:
 1 — шланги; 2 — заглушки с измерительным штуцером; 3 и 6 — измерительные микроманометры; 4 — пробки; 5 — выходной насадок

Наличие витка в катушке с полностью закупоренным вентиляционным каналом недопустимо.

В турбогенераторах серий ТВФ, ТВВ, единой серии ТВФ и ТВВ продуваемость вентиляционных каналов ротора осуществляется отдельно для пазовой и лобовой частей. В период ремонта проверяют все вентиляционные каналы пазовой и лобовой частей обмотки ротора. Проверку проходимости вентиляционных каналов пазовой части обмотки ротора выполняют путем измерения динамического давления воздуха на выходе из каналов при подаче в них сухого сжатого воздуха (рис. 55).

Проверку проходимости вентиляционных каналов лобовых частей обмотки ротора выполняют путем измерения статического давления на выходе из каналов при подаче сжатого воздуха под бандажное кольцо (рис. 56). Используемый для испытания сжатый воздух должен быть сухим и чистым. При проверке проходимости вентиляционных каналов пазовой части обмотки ротора подают воздух, обеспечивая нормированное стабильное давление воздуха на входе в вентиляционные каналы. Давление контролируют по манометру, установленному на напорной трубке. При продувке сжатым воздухом обмотки с полукрытыми боковыми каналами происходит частичная утечка воздуха в другие каналы через зазор между витками и стеклотекстолитовой гильзой роторного паза, а также между ротором и гильзой. При продувке обмоток с закрытыми (замкнутыми) вентиляционными каналами, где утечки в соседние каналы менее вероятны, вентиляционные отверстия в клиньях допускается не закрывать.

Проверку проходимости каналов пазовой части целесообразно начинать с паза № 1 со стороны возбудителя и выполнять в следующей последовательности. Определив вентиляционные отверстия данного паза в клиньях в соответствии с обозначениями отверстий в карте проверки вентиляционных пазов и их нумерацией на роторе, в одно из отверстий канала вставляют напорную трубку и подают в канал сжатый воздух. Вставив в другое отверстие канала пневмометрическую трубку по показаниям микроманометра записывают установившееся значение динамического давления воздуха в канале в карту проверки вентиляционных каналов. Аналогично производят измерения во всех каналах пазовой части обмотки ротора.

Для испытаний лобовой части обмотки ротора под бандажным кольцом ротора создают нормированное избыточное остаточное давление воздуха. Проверку проходимости вентиляционных каналов лобовых частей начинают с паза № 1 со стороны возбудителя в следующей последовательности. Из вентиляционного отверстия,

Таблица 7. Допустимое значение динамического давления воздуха в каналах одного паза ротора

Тип турбогенератора	По отсеку, Па	На паз, Па
Серия ТВФ	100	140
Серия ТВВ с боковыми каналами в обмотке ротора	130	180
Серия ТВВ с внутренними каналами в обмотке ротора (кроме ТВВ-220-2Е)	1000	1500
Турбогенератор ТВВ-220-2Е	500	750

подлежащего проверке, вынимают пробку. В выходное отверстие канала вставляют пневмометрическую трубку, при этом отверстие для выхода воздуха в пневмометрической трубке должно быть закрыто резьбовой пробкой. По показаниям микроманометра записывают установившееся значение статического давления воздуха в канале в карту проверки вентиляционных каналов ротора. После измерения закрывают выходное отверстие в клине пробкой. Аналогично выполняют измерения остальных каналов.

Располагая данными измерений динамического давления воздуха в каналах пазовой части определяют среднее арифметическое динамическое давление по каждой группе каналов каждого паза и в каждом пазу. Среднее значение динамического давления воздуха в каналах одного паза должно быть не менее значений, указанных в табл. 7.

В пазовой части обмоток роторов допускается не более шести полностью закрытых каналов, при этом в пазу не должно быть более одного закрытого канала. В лобовых частях обмотки ротора наличие полностью закрытых каналов не допускается.

Проверка роторов турбогенераторов на газоплотность. Эта технологическая операция для турбогенераторов типов ТГВ-200-2 и ТГВ-300-2 выполняется в следующей последовательности. К центральному отверстию вала ротора со стороны контактных колец подсоединяют приспособление для опрессовки, вводят фреон и поднимают давление воздуха до 0,6 МПа (6 кгс/см²). Утечки проверяют прибором ГТИ-6 или ТИ2-8 по заглушке центрального отверстия ротора со стороны турбины, в зоне токоведущих болтов между контактными кольцами и в районе бандажного кольца со стороны контактных колец. При наличии утечек в зоне токоведущих болтов приступают к разборке этих узлов (рис. 57).

Для возможности разборки узла токоведущих болтов в районе бандажного кольца со стороны контактных колец снимают компрессор. После снятия компрессора разворачивают ротор так, чтобы ось полюсов находилась в вертикальной плоскости. Расклинивают

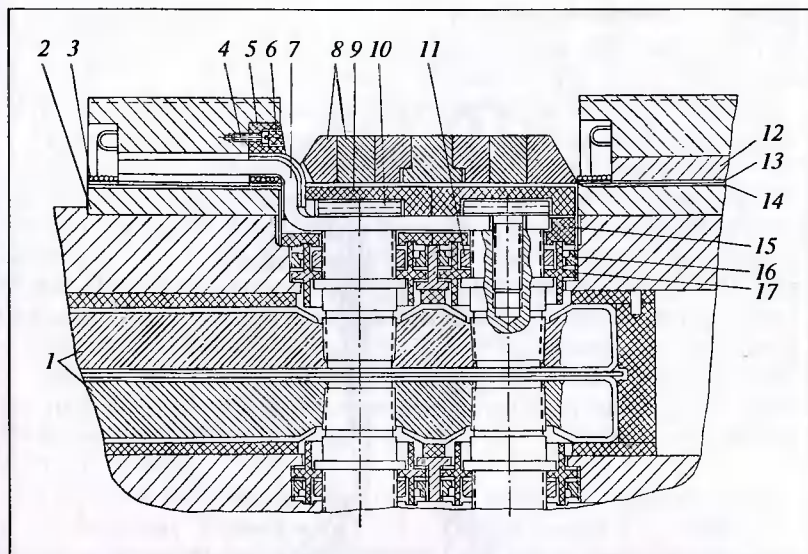


Рис. 57. Узел контактных колец турбогенератора ТГВ-300-2 (узел контактных колец турбогенератора ТГВ-200-2 отличается наличием не двух, а одного контактного винта):

1 — стержень токоподвода; 2 — втулка; 3 — шнуровой бандаж; 4 — винт; 5 — колодка; 6 — пробка; 7 — гибкий токоподвод; 8 — клинья; 9 — колодка; 10 — контактный винт; 11 — гайка; 12 — распределительное кольцо; 13 — полоса стальная; 14 — миканит; 15 — коробка; 16 — гайка; 17 — уплотняющая втулка

паз токоподвода и снимают изоляционную коробку. Распавляют и выворачивают винты токоподвода и отгибают вверх гибкие полосы. Снимают изоляционные детали. Круглую гайку на токоведущем винте отворачивают на один-два оборота и проверяют надежность соединения токоведущего винта со стержнем токоподвода путем обтяжки токоведущего винта. Для заворачивания токоведущих и контактных винтов и гаек уплотнения применяют специализированный инструмент, обеспечивающий необходимые моменты затяжки и исключающий их деформацию.

При разборке токоподводов проверяют состояние целостности резьбы токоведущего болта в месте соединения с токоведущим стержнем, а также состояние серебрения резьбы. Допустимый момент затяжки контактных винтов с метрической резьбой М20 — $55 \text{ Н} \cdot \text{м}$ ($550 \text{ кгс} \cdot \text{см}$), но не более моментов затяжки токоведущих болтов.

Круглую гайку обтягивают и проверяют аналогично обтяжке второго токоведущего винта. Разбирают узел токоведущих болтов меж-

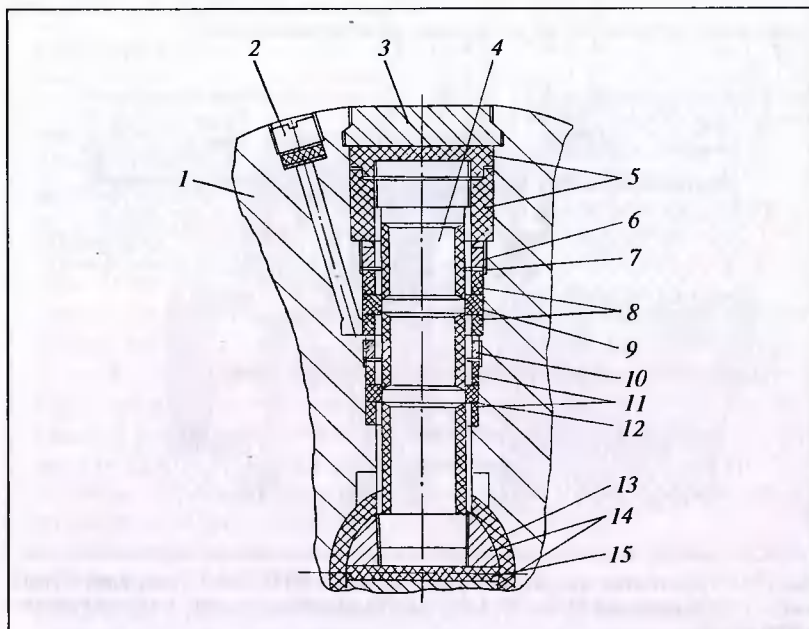


Рис. 58. Болт токоподвода ротора турбогенератора ТБВ-160-2Е:

1 — вал ротора; 2 — пробка; 3 — клин; 4 — токоведущий болт; 5 — изоляционные прокладки; 6, 10 — гайка; 7 — шайба; 8, 11 — уплотняющие шайбы; 9, 12 — уплотнительные шайбы; 13 — изоляционная втулка; 14 — токоподвод ротора (две половины); 15 — изоляционная прокладка

ду контактными кольцами и выполняют такие же операции. Давление в центральном отверстии ротора поднимают до 0,6 МПа (6 кгс/см²). Пазы токоподводов заполняют спиртом и проверяют отсутствие утечки воздуха через уплотняющие втулки. После проверки удаляют спирт и снимают избыточное давление в роторе. Утечку воздуха через уплотняющие втулки устраняют подтяжкой круглых гаек. Если подтяжкой гаяк течь не устраняется, то снимают избыточное давление и отворачивают большую и малую гайки. Уплотняющую втулку меняют, проверяют совпадение уровня плечиков на токоведущем болте и на валу. При несовпадении уровней выравнивают их установкой резиновой прокладки соответствующей толщины и затягивают гайки.

Ротор проворачивают на 180° и устраняют течи токоподводов другого полюса. После устранения течей и проверки при давлении 0,6 МПа (6 кгс/см²) снижают давление в роторе до 0,3 МПа

(3 кгс/см²) и ставят на контрольное испытание на 6 — 8 ч. Ротор считается газоплотным, если утечка воздуха при давлении 0,3 МПа (3 кгс/см²) не превышает 1 мм рт. ст. в час для турбогенератора ТГВ-200-2 или 0,5 мм рт. ст. в час для турбогенератора ТГВ-300-2.

Устанавливают изоляционные детали, отгибают на место полосы токоподвода и соединяют их с токоведущими винтами, затянув последние до упора. Для предотвращения самоотвинчивания головки контактных винтов припаивают оловянистым припоем к полосе токоподвода в трех точках. В пазы устанавливают изоляционные коробки. При сборке токоподводов обеспечивают натяг 0,1 — 0,3 мм между головкой контактного винта и изолирующей коробкой, исключающей деформацию контактных винтов и токоведущих болтов от действия центробежных сил. При необходимости на головку контактных винтов устанавливают стеклотекстолитовые прокладки. Пазы заклинивают клиньями. Аналогично собирают токоподвод контактных колец.

В конструкции токоподвода (рис. 58) проверке подлежат уплотнения больших токоведущих болтов (осевое отверстие и малые токоведущие болты не уплотняются). При проведении испытаний приспособление присоединяют через резьбовое отверстие наклонного канала.

Для предохранения узла токоподвода от попадания щеточной пыли и других проводящих частиц зазоры между деталями токоподвода заполняют герметиком на основе замазки КЛСЕ-2. При ремонте токоподводов необходимо руководствоваться рекомендациями, изложенными в Циркуляре “О повышении надежности работы узла токоподвода роторов турбогенераторов серий ТВ, ТВФ и ТВВ”.

Ремонт упорных дисков и шеек вала ротора. Биение рабочей поверхности упорных дисков проверяют после разборки уплотнений двумя индикаторами, установленными в диаметрально противоположных точках на одинаковом расстоянии от упорного диска. Допустимое биение — 0,02 мм. Конусность рабочей поверхности упорного диска проверяют лекальной линейкой и пластинчатым щупом. Допустимая конусность рабочей поверхности упорного диска должна быть равна 0,03 мм.

Если конусность и биение выше нормы и на рабочей поверхности имеются глубокие кольцевые риски и задиры металла, то упорный диск протачивают с помощью переносного суппорта при вращении ротора от турбины или валоповоротного устройства. При повреждении упорного диска, связанного с выплавлением баббита вкладыша, возможна местная закалка поверхности гребня. В этом случае гребень шлифуют абразивным кругом.

Исправление конусности, не превышающей 0,2 мм, достигают шабрением. По подковообразной чугунной поверочной плите равномерно по окружности шабруют рабочую поверхность гребня. Точность шабрения гребня — 25 — 20 точек в квадрате 25 × 25 мм.

Если биение и конусность не превышают норму, но рабочая поверхность имеет неглубокие риски, то поверхность шлифуют вручную с помощью чугунного притира. В качестве абразивного материала используют шлифпорошок № 180-280 и пасту ГОИ, разведенную керосином. Можно использовать также шлифовальную шкурку на полотне: № 8 — 11 — для грубой шлифовки, № 5 — 10 — для средней и № 1 — 5 или № 0 — 00 — для тонкой шлифовки. Упорный гребень должен соответствовать шероховатости поверхности не более 0,63 мкм.

В турбогенераторах с уплотнениями кольцевого типа проверяют состояние шеек вала ротора в местах расположения вкладышей и маслоуловителей. Обнаруженные дефекты устраняют вышеописанными методами.

Измерение гидравлического сопротивления и испытание обмотки ротора на герметичность. Осмотр, проверка, измерение и испытания устройств жидкостного охлаждения производится согласно заводским инструкциям. В турбогенераторах типа ТГВ-500-2 устанавливают давление воды на входе в обмотку ротора, равное 78,4 кПа (0,784 кгс/см²). Расход воды через обмотку регулируют вентилем, расположенным на выходе из обмотки, так, чтобы падение давления на ней было равно 48 кПа (0,48 кгс/см²). Затем закрывают вентиль на сливе из мерного бачка и измеряют время, в течение которого происходит изменение уровня воды на 314 мм в бачке диаметром 800 мм. Измерения повторяют 3 — 4 раза. Обмотка считается удовлетворяющей требованиям по гидравлическому сопротивлению, если измеренное время заполнения водой мерного объема 157,8 л меньше или равно 60 с.

Для испытания обмотки ротора на герметичность систему охлаждения заполняют дистиллятом, который подают через центральное отверстие вала до тех пор, пока он не начнет сливаться через отверстия на конце вала ротора без пузырьков воздуха. После установки на отверстиях для слива в валу и вентиляторе технологических пробок поднимают давление до испытательного и выдерживают его в течение 30 мин. Падение давления недопустимо. После окончания испытаний поочередно открывают сливные отверстия на конце вала и в вентиляторе, сливают воду и в течение 20 — 30 мин продувают систему сухим сжатым воздухом.

5.2. РАЗБОРКА, ДЕФЕКТОСКОПИЯ И СБОРКА БАНДАЖНЫХ УЗЛОВ РОТОРА

Снятие бандажных колец. Периодичность осмотров с демонтажем бандажных узлов роторов турбогенераторов определяется Циркуляром № Ц-3-98(Э) “О предотвращении разрушений бандажных колец и вспомогательных элементов бандажных узлов роторов турбогенераторов” и Информационным письмом ИП-03-99(Э) “Об увеличении сроков между профилактическими осмотрами и дефектоскопией, а также повышении надежности бандажных узлов роторов турбогенераторов серии Т, ТВ, ТВ2, ТВФ”. Технология и приспособления для разборки бандажных узлов ротора зависят от конст-

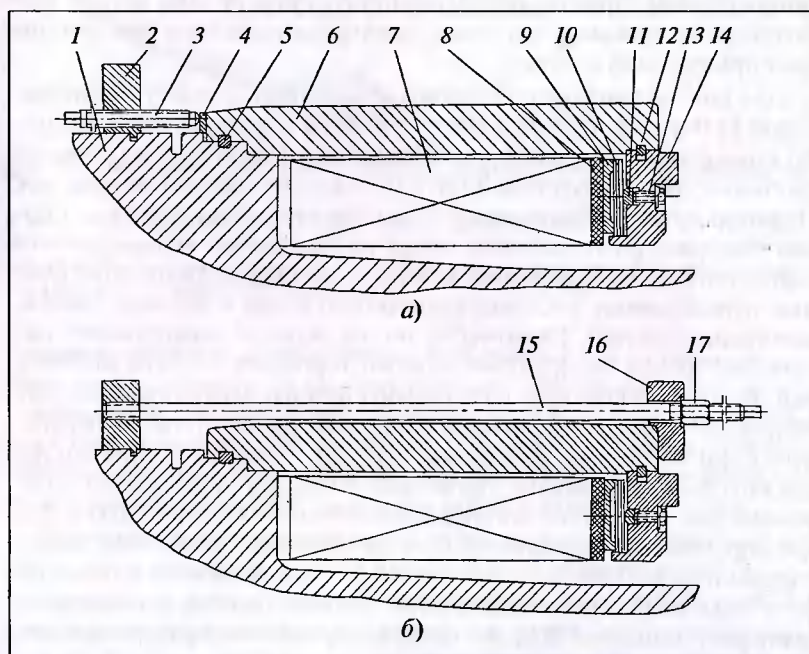


Рис. 59. Снятие и надевание бандажных колец роторов турбогенераторов ТГВ-200-2 и ТГВ-300-2:

а — снятие бандажного кольца; *б* — надевание бандажного кольца; 1 — вал ротора; 2 — упорное кольцо; 3 — отжимной винт; 4 — кольцо; 5 — сегментная шпонка; 6 — бандажное кольцо; 7 — лобовые части обмотки; 8 — стеклотекстолитовое кольцо; 9 — опорное кольцо; 10 — пружинное кольцо; 11 — нажимное кольцо; 12 — кольцевая шпонка; 13 — болт; 14 — упорное кольцо; 15 — шпилька; 16 — нажимное кольцо; 17 — гайка

рукции бандажного узла и способа фиксации его от осевого смещения. Рассмотрим разборку бандажных узлов роторов турбогенераторов серии ТГВ (рис. 59). На внутренней поверхности шпонок, удерживающих бандажные кольца от аксиального смещения, имеются зубцы (выступы), которые в рабочем положении (положении зацепления зубцов) находятся в выемках зубцов ротора. В рабочем положении шпонки фиксируются постоянными стопорными клиньями. Вывод шпонок из зацепления осуществляют технологическими клиньями. Для вывода зубцов шпонки из шпоночной канавки бочки ротора их необходимо расположить против пазов ротора. В этом положении зубцы шпонки могут быть выведены из шпоночной канавки бочки ротора. Для их прохождения в концевых пазовых клиньях выфрезерованы специальные канавки. Боковые грани одного из зубцов шпонки, расположенного в зоне полюса ротора, выполнены со скосами, что позволяет перемещать их в шпоночном пазу при помощи клиньев.

Для снятия бандаж со стороны контактных колец турбогенераторов ТГВ-200-2, ТГВ-200-2М и ТГВ-300-2 предварительно снимают колесо компрессора. Для снятия бандажного кольца со стороны турбины турбогенераторов ТГВ-200-2 снимают осевой вентилятор. На ротор устанавливают приспособление для снятия бандажных колец (см. рис. 59) и надевают хомут на бандажное кольцо для его транспортировки при снятии. Винты, стопорящие постоянные клинья, отворачивают и клинья сдвигают до упора в пазовые клинья, освободив шпонки. Равномерно по окружности вывинчивают нажимные болты, поворачивая каждый торцовым ключом не более чем на пол-оборота. Опорное кольцо стопорят завинчиванием двух болтов М8 × 36 в упорное кольцо. Допускается неполное совпадение отверстий в упорном и опорном кольцах, поэтому концы болтов должны быть конусными. Проверяют возможность свободного перемещения сегментных шпонок без нагрева бандажного кольца. Такое перемещение шпонок без нагрева возможно, если зазор между торцом бандажного кольца и бочкой ротора находится в пределах 0,4 — 1,0 мм. В случае защемления шпонок бандаж нагревают до температуры около 230 °С и подают в сторону бочки ротора приспособлением для надевания бандаж.

При достижении равномерного зазора 0,2 — 1,3 мм по окружности между торцом бандажного кольца и бочкой ротора в горячем состоянии шпонки выводят из затопления с помощью технологических клиньев (рис. 60). Вначале забивают клинья с максимальным скосом. Все клинья забивают до упора заплечика в торец бандажного кольца. Правильным положением шпонок для снятия бандаж

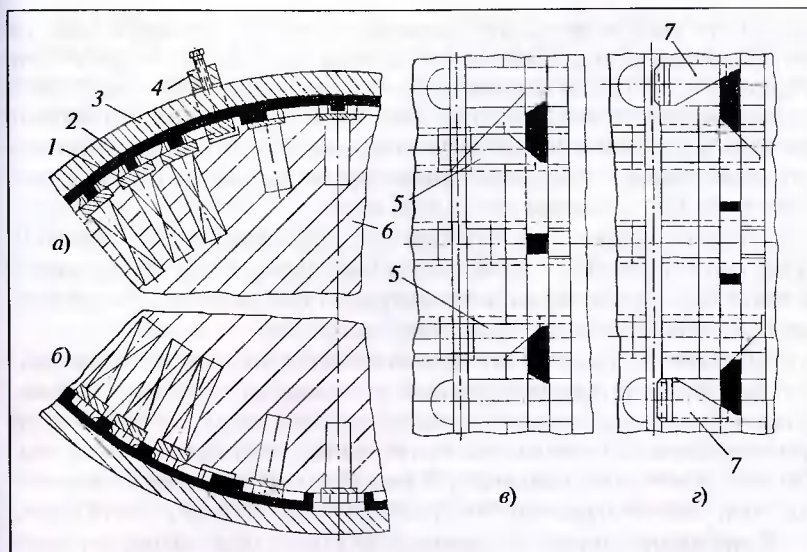


Рис. 60. Положение сегментных шпонок бандажа ротора турбогенератора ТГВ-300-2:

а, б — положения при снятии и надевании бандажного кольца; в, г — положение шпонок в рабочем состоянии; 1 — пазовый концевой клин; 2 — сегментная шпонка; 3 — бандажное кольцо; 4 — струбцина; 5 — стопорные клинья; 6 — ротора бочка; 7 — технологические клинья

является одновременное предельное положение (до упора заплечиков в торцы бандажного кольца) клиньев с минимальным скосом. После вывода шпонок из зацепления их закрепляют в канавке бандажа специальными струбцинами. Отжимными винтами приспособления для снятия равномерно по окружности сдвигают бандаж с посадочных мест, стропят за хомут к крану и отводят в сторону.

Температуру бандажного кольца при нагреве контролируют не менее, чем тремя термодатчиками вдоль верхней зоны кольца.

Бандажные кольца нагревают индуктором. Конструктивно индуктор может быть выполнен гибким или жестким. Для исключения случайных ожогов и оплавлений нагреваемой поверхности бандажного кольца, а также обгорания резинового шланга поверхность бандажного кольца закрывают стеклотекстолитом толщиной 0,5 — 0,8 мм и асбокартоном. Сверху асбокартона по всей поверхности бандажного кольца наматывают 21 виток гибкого индуктора с небольшой разрядкой посередине бандажного кольца. Индуктор подключают к водопроводной сети с давлением 300 — 400 кПа

(3 — 4 кгс/см²) и проверяют наличие слива. Температура воды на сливе из индуктора в процессе нагрева бандаж не должна быть выше 80 °С. В качестве источника питания используют два сварочных трансформатора типа ТСД-2000-2, обмотки которых на стороне высокого напряжения соединяют параллельно, а на стороне низкого напряжения — последовательно. Время нагрева бандаж до температуры 250 °С составляет 50 — 60 мин.

Разборку бандажного узла турбогенераторов типов ТВФ-60-2, ТВФ-63-2, ТВФ-100-2, ТВФ-120-2, ТВВ-165-2, ТВФ-200-2 и других с аналогичной конструкцией бандажного узла выполняют в следующей последовательности (см. рис. 7, в, ч. 1).

До снятия бандажных колец демонтируют лопатки осевых вентиляторов и, после предварительного прогрева, их ступицы. Для предотвращения перегрева в турбогенераторах тех типов, которые имеют тонкие носики бандажных колец, индуктор устанавливают так, чтобы край носика бандаж выступал на 30 мм относительно торца индуктора. Это необходимо для предотвращения местного перегрева.

В турбогенераторах, где соединение бандажных и центрирующих колец выполнено кольцевой шпонкой, до начала нагрева бандажного кольца шпонку необходимо утопить в канавке центрирующего кольца. Для этого между бандажным кольцом и шпонкой забивают металлические клинья до полного утапливания шпонки, при невозможности отжата шпонки в холодном состоянии бандажное кольцо нагревают и подают на бочку ротора до освобождения шпонки.

Полуэластичное центрирующее кольцо нагревают при помощи гибкого индуктора, наматываемого на наружную и боковую поверхности кольца. Перед нагревом центрирующего кольца удаляют керновку и отворачивают на 3 — 4 мм шпильки, предназначенные для компенсации тепловых расширений обмотки ротора, а также фиксирующие планки.

В турбогенераторах серии ТВВ, единой серии ТВВ и других с креплением бандажного кольца гайкой (см. рис. 7, а, ч. 1) снятие бандажных и центрирующих колец выполняют в следующем порядке. Удалив крепление осевых и центробежных вентиляторов и прогрев их до температуры 100 °С, их снимают. В центрирующем кольце раскернивают и отворачивают на 3 — 4 мм шпильки, предназначенные для компенсации тепловых расширений обмотки. На гайку крепления носика бандажного кольца наматывают гибкий индуктор с односторонним зазором 5 — 10 мм между гайкой и индуктором, обеспечиваемым с помощью стеклотекстолитовых планок. Под индуктор устанавливают термопары для контроля температуры нагрева. Нагревают гайку до температуры 160 — 180 °С при снятии

(180 — 200 °С при надевании) и отвинчивают ее с помощью специального ключа. Для предотвращения заклинивания и перекосов гайки в процессе отвинчивания ее снизу простукивают. После отвинчивания гайку сдвигают на ротор. Снятие бандажного кольца выполняют аналогично изложенному выше. После выполнения всех ремонтных работ сборку бандажных узлов выполняют в обратной последовательности.

Ремонт обмотки ротора в пределах лобовых частей. После снятия бандажных колец, замаркировав по месту, с лобовых частей снимают сегменты демпферной обмотки (если она есть в роторе) и сегменты подбандажной изоляции с обеих сторон ротора. Проверяют правильность установки деталей расклиновки лобовых частей обмотки, отсутствие закупорки отверстий и техническое состояние деталей расклиновки. Проверяют состояние сегментов подбандажной изоляции на отсутствие трещин, расслоений или подгаров. Дефектные сегменты заменяют резервными. Проверяют состояние изоляционных колец. Срезанные штифты по разьему кольца заменяют новыми с установкой на лаке. В доступных местах проверяют состояние ло-

Таблица 8. Периодичность осмотра с демонтажем бандажных узлов роторов турбогенераторов

Турбогенератор	Периодичность проведения профилактических осмотров с демонтажем бандажных узлов не реже, лет, при материале бандажного кольца		
	коррозионно-нестойкие стали	коррозионно-стойкие стали	титановые сплавы
Мощностью 800 МВт и более	4 — 5	8 — 10	—
Мощностью до 500 МВт включительно:			
однопосадочная и двухпосадочная (с прорезными центрирующими кольцами повышенной эластичности разработки АО "ЦКБ Энергоремонт") конструкция бандажного узла	8 — 10	15 — 16*	15 — 16*
двухпосадочная конструкция бандажного узла заводского исполнения	4 — 5	8 — 10	15 — 16
С водяным охлаждением обмотки ротора заводского исполнения	По согласованию с заводом-изготовителем	8 — 10*	15 — 16*

* Периодичность проведения профилактических осмотров с демонтажем бандажных узлов турбогенераторов серии ТЗВ, ТФГ, ТФП, ТЗФГ, ТЗФП устанавливается по согласованию с заводом-изготовителем.

бовых частей: наличие деформации, смещения отдельных витков, качество межкатушечных соединений и др. Сегменты демпферной обмотки (при ее наличии) и подбандажной изоляции устанавливают на место в соответствии с ранее нанесенной маркировкой. Сегменты подбандажной изоляции стягивают хомутом и проволочными бандажами.

Осмотр и дефектоскопия бандажных узлов. В процессе эксплуатации турбогенераторов на бандажных кольцах и других элементах бандажного узла могут возникать дефекты, которые, если их своевременно не устранить, могут прогрессировать и привести к разрыву бандажных, защитных колец, накидных гаек и, как следствие, к тяжелой аварии турбогенератора [16].

Циркуляром № Ц-3-98(Э) Департамент стратегий и научно-технической политики РАО "ЕЭС России" предлагает проводить профилактический осмотр и дефектоскопию бандажных колец и вспомогательных элементов бандажных узлов в сроки, указанные в табл. 8, а также во всех случаях их демонтажа по другим причинам.

Кроме вышеизложенного необходимо выполнять профилактический осмотр бандажных узлов с их демонтажем в следующих случаях:

турбогенераторов с бандажными кольцами из магнитной стали, алюминиевых сплавов и составными бандажными кольцами из коррозионностойкой стали — в сроки установленные заводами-изготовителями или ремонтными предприятиями, разработавшими проект реконструкции бандажного узла;

первый осмотр вновь введенных турбогенераторов — в соответствии с инструкцией завода-изготовителя;

резервных роторов с бандажными кольцами из коррозионностойкой стали и сроком хранения более 1 года или при нарушении условий хранения — перед их заводкой в статор.

При ремонтах турбогенераторов с выводом ротора без снятия бандажей, очищенные от грязи и масла бандажные, защитные кольца и накидные гайки осматривают визуально и с помощью лупы на отсутствие коррозионных трещин и других дефектов.

В турбогенераторах с бандажными узлами, выполненными из коррозионностойкой стали и покрытыми защитной антикоррозионной эмалью, осмотр осуществляется в местах нарушения эмалевого покрытия наружных поверхностей элементов бандажных узлов, а также на сомнительных участках поверхности, очищенных от эмали для осмотра. При отсутствии видимых дефектов восстанавливают покрытие в местах, где была нарушена или удалена антикоррозионная эмаль КО-855.

Информационным письмом ИП-03-99(Э) предлагается на турбогенераторах серий ТВ, ТВ2, ТВФ мощностью до 150 МВт включительно для повышения надежности эксплуатации и увеличения сроков между профилактическими осмотрами бандажных узлов до 8 — 10 лет и более выполнять их модернизацию с переходом на одно-посадочное (консольное) исполнение или с заменой заводских центрирующих колец на центрирующие кольца повышенной эластичности (разработки АООТ “ЦКБ Энергоремонт”), а также путем изготовления новых бандажных колец из коррозионностойкой стали.

Перед осмотром снятых и разобранных бандажных колец и вспомогательных элементов бандажного узла их очищают с использованием ацетона и наждачной бумаги от грязи, масла, эмали до чистого металла. Далее осматривают поверхность бандажного кольца и вспомогательных элементов визуально и с использованием лупы кратностью 4 — 10. Выполняют замеры наружных и внутренних диаметров посадочных поверхностей деталей бандажного узла микрометром и микрометрическим нутромером. При изменении вносят поправки на разницу температур деталей бандажного узла.

Диаметры посадочных поверхностей на валу и бочке ротора измеряются по двум взаимно перпендикулярным осям, а диаметры бандажных и центрирующих колец — по четырем осям. По длине посадочных поверхностей измерения производят в трех плоскостях.

В процессе измерения заполняют формуляр, вычисляют натяги и сравнивают с заводскими данными и данными предыдущих измерений при ремонтах. При наличии отклонений способы восстановления натягов или замену элементов бандажного узла необходимо согласовать с заводом-изготовителем турбогенератора.

Все обнаруженные при осмотре дефекты устраняют изложенными ниже методами. После удаления местных дефектов их отсутствие контролируют визуально и с применением лупы кратностью 4 — 10.

После удаления обнаруженных дефектов выполняют дефектоскопию всей поверхности бандажного кольца или вспомогательного элемента. Предпочтительным является метод цветной дефектоскопии. При применении этого метода эмаль с поверхности необходимо удалить только механическим методом. Для выполнения цветной дефектоскопии сначала обезжиривают подготовленную поверхность бензином или ацетоном. Затем с помощью кисти на контролируемую поверхность наносят индикаторную жидкость несколько раз в течение 5 — 10 мин, не допуская высыхания индикаторной жидкости.

С помощью сухой бязи удаляют индикаторную жидкость с контролируемой поверхности, наносят на нее с помощью мягкой кисти

Таблица 9. Предельно допустимые значения глубины и площади местных выборок металла в бандажных кольцах

Поверхность бандажного кольца	Мощность турбогенератора, МВт	Глубина местной выборки, мм	Площадь местных выборок, мм ²	
			на один дефект	суммарная на одну поверхность
Посадочные	До 120 включительно	4	1000	4000
	Более 120	3	1000	3000
Непосадочные	До 120 включительно	6	4000	20000
	Более 120	4,5	4000	10000
Торцевые	До 120 включительно	5	4000	10000
	Более 120	4	4000	10000

Таблица 10. Предельно допустимая суммарная глубина общей проточки бандажных колец на сторону

Поверхность бандажного кольца	Мощность и тип турбогенератора	Глубина общей проточки на сторону, мм
Посадочная на бочку ротора	Серия ТГВ Других типов с консольной посадкой бандажных колец	До размеров, при которых остаточный натяг составит не менее: 1,79 — для ТГВ-200, ТГВ-200М, ТГВ-300, 1,89 — для ТГВ-220-2П и 1,97 — для ТГВ-500 По согласованию с заводом-изготовителем
Посадочная на бочку ротора через изолирующую прокладку: заводская конструкция модернизированная конструкция	Независимо от мощности	3 По согласованию с АО "ЦКБ Энергоремонт"
Посадочная на центрирующее кольцо	До 120 МВт включительно	5
	Более 120 МВт	3
Непосадочная	До 120 МВт включительно	4
	Более 120 МВт с посадкой на бочку ротора через изолирующую прокладку	2
	Остальные турбогенераторы	1
Торцевая	Независимо от мощности	2

проявитель и дают ему просохнуть. Контролируемую поверхность осматривают дважды: через 3 — 4 мин и через 15 — 20 мин после высыхания проявителя. Повторный контроль выполняют только после механической зачистки контролируемой поверхности.

Применение других методов дефектоскопии допустимо в сочетании с металлографическим контролем. Металлографические шлифы травят 10 — 15 %-ным раствором азотной кислоты в этиловом спирте. Участок травления ограничивают пластилином, надежно предотвратив растекание раствора за пределы шлифа. Продолжительность травления не должна превышать 5 мин. После травления контролируемый участок нейтрализуют 10 %-ным раствором соды, тщательно промывают водой и просушивают. Для осмотра шлифов используют микроскоп типа ММУ-1 или лупу кратностью 20 — 30.

После окончания металлографического контроля поверхность шлифов зачищают до полного удаления следов травления (зернистость шлифовальной бумаги № 3-5). После удаления обнаруженных дефектов проверяют качество их удаления изложенными выше методами.

Устранение дефектов, выявленных при осмотре. Выявленные дефекты в зависимости от их количества и степени распространения могут быть устранены общей проточкой пораженной поверхности, кольцевой проточкой, местной заметкой шлифовальным камнем или лепестковыми кругами (зерно не грубее № 40). С помощью шлифовального камня и лепестковыми кругами удаляют отдельные оплавления, подгары, язвины, одиночные трещины и небольшие группы трещин, а также механические повреждения. Выборки должны иметь плавный переход к основной поверхности. Полнота удаления дефектов контролируется изложенными выше способами. Глубина и площадь местных выборок не должны превышать значений, указанных в табл. 9.

Общую проточку бандажного кольца производят для удаления сети коррозионных трещин. Наибольшая допустимая суммарная глубина общей проточки на сторону (относительно размеров, указанных на чертеже заводов-изготовителей) не должна превышать значений, указанных в табл. 10.

Значительные дефекты на наружной поверхности допускается устранять с помощью кольцевых проточек глубиной до 3 мм и шириной до 40 мм с плавными переходами к основной поверхности. Такие проточки должны располагаться на расстоянии не менее 50 мм от края посадки. После проточки выполняют повторный осмотр и дефектоскопию бандажного кольца в соответствии с первоначальным расположением дефектов. В сомнительных случаях

может быть назначен металлографический контроль отдельных участков, определяемых лабораторией металлов, выполняющей контроль.

Общие и кольцевые проточки бандажных колец, а также глубина, площадь и количество выборок в случаях, не оговоренные выше, выполняются по согласованию с заводами-изготовителями или АО "ЦКБ Энергоремонт". После общей проточки на посадочных поверхностях восстанавливают натяги, указанные в чертежах:

а) при посадке бандажного кольца на бочку ротора через изолирующую прокладку — за счет утолщения изолирующей прокладки;

б) при посадке бандажного кольца на центрирующее кольцо:

если глубина проточки бандажного кольца не превышает 0,5 мм на сторону — прокладкой стальной фольги;

если глубина проточки бандажного кольца более 0,5 мм на сторону — заменой центрирующего кольца или установкой промежуточного кольца, закрепленного на основном кольце.

Способы восстановления натягов и применяемые материалы согласовывают с заводом-изготовителем или АО "ЦКБ Энергоремонт".

Зазоры, образовавшиеся после общей проточки внутренней посадочной поверхности, заполняют листами стеклотекстолита СТЭФ в два и более слоя по толщине. Листы стеклотекстолита укладывают между верхним и нижним слоями подбандажной изоляции.

При общей проточке поверхности кольца над демпферной гребенкой заполнение зазора осуществляется медной фольгой, устанавливаемой между слоями гребенки, или листами стеклотекстолита, устанавливаемыми под нижние слои гребенки.

Дефекты, обнаруженные на накидной гайке, удаляют местной зачисткой вулканитовым камнем или лепестковыми кругами до глубины не более 0,5 мм, площадью не более 3000 мм². Способ устранения дефектов глубиной более 0,5 мм выбирают по согласованию с заводом-изготовителем.

После выполнения работ по бандажным узлам, изготовленным из коррозионнонестойкой стали их покрывают антикоррозионной эмалью КО-855.

Информационным письмом ИП-02-2001 (Э) "О применении эмали КО-083 производства НПФ "Диэлектрик" для антикоррозионного покрытия бандажных колец роторов турбогенераторов" Департамента научно-технической политики и развития РАО "ЕЭС России" разрешено в качестве антикоррозионного покрытия бандажных колец, изготовленных из коррозионнонестойкой стали, применять двухкомпонентную эмаль холодной сушки КО-983, разработанную НПФ "Диэлектрик". Двухкомпонентный состав (осно-

ва и отвердитель отдельно) значительно увеличивает срок ее хранения. Продолжительность высыхания эмали КО-983 до степени 3 при температуре 15 — 35 °С не более 24 ч. Внешний вид эмали КО-983 после высыхания — однотонная, гладкая, глянцевая поверхность красно-коричневого цвета.

Нанесение на бандажный узел антикоррозионной эмали. Защитный слой эмали наносят на все внутренние и наружные поверхности бандажных, защитных колец и накидных гаек за исключением посадочных поверхностей и резьбовой части в конструкции с накидной гайкой. Посадочная поверхность носика бандажного кольца в конструкции с изоляционной прокладкой между бандажным кольцом и зубцами бочки ротора также должна быть покрыта антикоррозионной эмалью КО-855 или КО-983.

Перед окраской наружную и внутреннюю поверхность бандажного и защитного кольца, а также накидной гайки обезжиривают бензином Б-70 и протирают ветошью. Эмаль КО-855 разбавляют толуолом (или ксилолом) до рабочей вязкости 18 с по вискозиметру ВЗ-4, после чего наносят на покрываемые поверхности краскораспылителем. Нанесение эмали кистью не допускается.

Покрытие наносят на внутреннюю и наружную поверхности бандажного и защитного колец, а также накидной гайки, кроме посадочных поверхностей при насадке без изолирующей прокладки и нарезной части, в следующем порядке.

Сначала наносят первый ровный слой эмали и выдерживают в течение 2 — 4 ч при температуре не ниже 18 °С. Затем наносят второй слой эмали и выдерживают на воздухе не менее 2 — 4 ч. Покрытие сушат при температуре окрашенных поверхностей 150 — 200 °С в течение 1 ч. Горячую сушку можно совмещать с нагревом бандажного кольца под насадку с помощью индуктора. Незначительные (общей площадью не более 2 %) повреждения покрытия на наружной поверхности допускается подкрашивать кистью с последующей сушкой при температуре 150 °С в течение 1 ч с помощью электрических ламп, рефлекторов и др.

ГЛАВА ШЕСТАЯ

Сушка турбогенераторов

6.1. КРИТЕРИИ НЕОБХОДИМОСТИ СУШКИ ИЗОЛЯЦИИ

В соответствии с “Объемом и нормами испытания электрооборудования” после текущего, среднего или капитального ремонтов турбогенераторы, как правило, включаются в работу без сушки. Турбогенераторы, вновь вводимые в эксплуатацию или прошедшие ремонт со сменой обмоток, включаются без сушки, если сопротивление изоляции $R_{60''}$ и коэффициент абсорбции $R_{60''}/R_{15''}$ обмоток статоров имеют значения не ниже указанных в гл. 7.

После перепайки соединений у турбогенераторов с гильзовой изоляцией подсушка является обязательной. У вновь вводимых или прошедших ремонт со сменой обмоток турбогенераторов с газовым (в том числе воздушным) охлаждением обмоток статоров, кроме этого, должна приниматься во внимание зависимость токов утечки от приложенного напряжения (см. гл. 7). Если техническая документация завода-изготовителя вновь вводимого турбогенератора или инструкция поставщика обмотки статора предусматривает дополнительные критерии отсутствия увлажнения изоляции, то они также должны быть учтены.

Для турбогенераторов с бумажно-масляной изоляцией необходимость сушки после монтажа и ремонта определяется технической документацией завода-изготовителя.

Обмотки роторов турбогенераторов, охлаждаемые воздухом или водородом, не подвергаются сушке, если сопротивление изоляции обмотки имеет значение не ниже, указанного в гл. 7. Ввод в работу турбогенераторов, обмотки роторов которых охлаждаются водой, производится в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.

Если изоляция обмоток не удовлетворяет требованиям, изложенным выше, то необходимо выполнить сушку.

6.2. МЕТОДЫ СУШКИ

Общие сведения. До заводки ротора в статор сушку обмотки статора можно выполнять потерями в активной стали. Сушка при частично собранном турбогенераторе и периодически проворачивающемся роторе может выполняться методом нагрева постоянным током, а также методом нагрева с применением воздуходувок. Сушку при вращающемся роторе можно выполнять методом симметричного трехфазного короткого замыкания или методом холостого хода без возбуждения. Контрольная сушка или подсушка может выполняться в режиме холостого хода при пониженном напряжении или в отдельных случаях при пониженном напряжении и частичной нагрузке при пониженной температуре обмотки.

Сушка обмотки статора потерями в активной стали статора. Метод сушки потерями в активной стали основан на создании в сердечнике статора потерь от переменного магнитного потока частотой 50 Гц (рис. 61). Поток создается намагничивающей обмоткой, намотанной через расточку статора. Перед началом сушки проверяют отсутствие в расточке статора посторонних металлических предметов, ко-

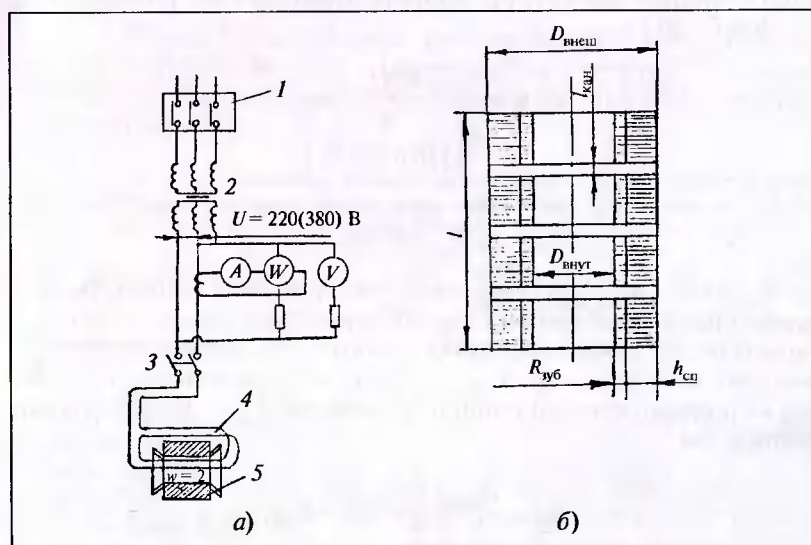


Рис. 61. Сушка обмотки статора турбогенератора потерями в активной стали статора:

a — схема сушки; *б* — эскиз сердечника; 1 — выключатель; 2 — трансформатор; 3 — рубильник; 4 — намагничивающая обмотка; 5 — статор

торые могут создать замкнутый контур и привести к оплавлению сердечника. В этой же связи не допускается использовать для намагничивающей обмотки освинцованный или бронированный кабель. При выборе кабеля токовую нагрузку принимают на 30 – 40 % меньше предельно допустимой для данного сечения.

Для быстрого повышения температуры в начале сушки (но не более 5 °С в час) значение индукции в спинке принимают равной 0,8 – 1,0 Тл. При достижении требуемой температуры индукцию снижают за счет уменьшения подводимого напряжения. Может потребоваться снижение индукции до 0,4 – 0,6 Тл, что определяется условием установления равновесия между потерями в активной стали и потерями, связанными с отводом тепла от сердечника.

Количество витков намагничивающей обмотки определяют по формуле:

$$w = \frac{U \cdot 10^4}{4,44 f Q B},$$

где U — напряжение на намагничивающей обмотке, В; f — частота, Гц; Q — поперечное сечение спинки статора, см²; B — индукция, Тл.

При $f = 50$ Гц

$$w = \frac{4,5U}{Q \left[\frac{B}{1,0 \text{ (или } 1,4)} \right]};$$

$$Q = l_{\text{сп}} h_{\text{сп}},$$

где $l_{\text{сп}} = k(l - n_{\text{кан}} l_{\text{кан}})$ — осевая длина сердечника статора, см; k — коэффициент заполнения (для лакированной стали $k = 0,93$); l — полная осевая длина сердечника статора с изоляцией и вентиляционными каналами, см; $n_{\text{кан}}$ — число вентиляционных каналов; $l_{\text{кан}}$ — ширина вентиляционного канала, см; $h_{\text{сп}}$ — высота спинки статора, см:

$$h_{\text{сп}} = \frac{D_{\text{внш}} - D_{\text{внутр}}}{2} - h_{\text{зуб}}.$$

Здесь $D_{\text{внш}}$ — внешний диаметр сердечника статора, см; $D_{\text{внутр}}$ — внутренний диаметр сердечника статора, см; $h_{\text{зуб}}$ — высота зубца или глубина паза, см.

Вышеуказанные геометрические размеры сердечника статора приведены на рис. 61, б. Ток намагничивания, А, определяют по формуле:

$$I = \frac{F}{w},$$

где $F = \pi D_0 H_0$ — полная магнитодвижущая сила (МДС), А; $D_0 = D_{\text{внеш}} - h_{\text{сп}}$ — диаметр сердечника, соответствующий середине спинки статора, см; H_0 — действующее значение напряженности поля, А/см; $H_0 = H_{\text{max}} / \sqrt{2}$. Полную мощность источника питания, кВт · А, необходимую для сушки, определяют по формуле:

$$S = \frac{UI}{1000}.$$

Активная мощность, кВт, необходимая для сушки,

$$P = pG,$$

где p — удельные потери в стали сердечника собранного статора для данной индукции, Вт/кг; G — масса сердечника статора без зубцового слоя, кг (зубцовый слой не учитывается, так как магнитный поток в нем весьма мал).

Таблица 11. Усредненные значения напряженности поля и удельных потерь в стали статора турбогенератора при сушке методом потерь в стали статора по [3]

Показатель	Значение параметров турбогенератора при индукции, Тл					Марка стали
	0,5	0,6	0,7	0,8	1,0	
Напряженность поля, А/см:						
линия проката стали сегментов поперек зубцов	0,5 — 0,6	0,8	0,9 — 1,0	1,0 — 1,2	1,3 — 1,5	Э 320 (Э 412)
линия проката вдоль зубцов	0,8 — 1,1	1,1 — 1,3	1,3 — 1,5	1,6 — 1,8	2,0 — 2,2	
Удельные потери, Вт/кг:						
линия проката поперек зубцов	0,4	0,6	0,8	1,05	1,6	Э 330 (Э 413)
линия проката вдоль зубцов	0,6	0,85	1,15	1,5	2,3	

Таблица 12. Основные данные для расчета намагничивающей обмотки при испытаниях и сушке турбогенераторов методом потерь в стали статора

Тип турбогенератора	Значение параметров, необходимые для расчета спинки статора при индукции, Тл																Напряженность поля, А/см		Поперечное сечение спинки статора, см ²	Средний диаметр стали, см	Масса стали статора, т
	1,4				1,0				0,7				0,5				при 1,4 Тл	при 1,0 Тл			
	Напряжение на вилоток, В	Полная МДС, А	Потребляемая мощность		Напряжение на вилоток, В	Полная МДС, А	Потребляемая мощность		Напряжение на вилоток, В	Полная МДС, А	Потребляемая мощность		Напряжение на вилоток, В	Полная МДС, А	Потребляемая мощность						
			S, кВт·А	P, кВт			S, кВт·А	P, кВт			S, кВт·А	P, кВт			S, кВт·А	P, кВт					
ТВФ-60-2, ТВФ-63-2 ^{*1}	235	900	212	100	163	1135	185	51	115	520	60	25	82	325	27	13	6—8	1,98	7440	181	31,7
ТВФ-60-2, ТВФ-63-2 ^{*2}	263	1000	263	112	185	1110	204	56	130	515	67	28	93	320	30	14	6—8	2,0	8270	176	35,0
ТВФ-100-2, ТВФ-120-2	300	1980	595	150	214	1240	266	75	150	775	116	37	107	430	46	19	6—8	1,91	9560	197,5	46,7
ТВВ-165-2	380	1980	752	138	271	740	200	99	190	445	85	49	136	296	40	25	2—5	1,12	12200	206,6	61,8
ТВФ-200-2	—	—	—	—	392	740	290	115	265	445	118	56	189	296	56	29	2—5	1,12	17650	210,0	88,5
ТВВ-200-2	460	2100	990	168	328	740	243	100	230	445	103	59	164	296	49	25	2—5	1,12	14800	205,7	74,6
ТГВ-200, ТГВ-200М	496	3380	1850	216	354	800	284	110	248	600	165	54	177	400	80	28	—	1,3	15950	215,3	82,5

Продолжение табл. 12

ТГВ-200-2М* ³	468	3200	1652	188	334	750	270	96	234	550	140	47	167	375	66	24	—	1,3	15050	203,6	73,15
ТГВ-200М* ⁴	468	3840	1930	294	334	1400	500	150	234	900	240	74	167	650	120	38	—	2,2	15050	203,6	73,15
ТГВ-300	532	3700	2170	274	396	1040	430	140	266	700	200	69	190	500	100	35	—	1,3	17850	236	108
ТГВ-300-2* ⁵	565	3690	2190	274	404	1100	500	150	283	800	260	73,5	202	550	127	37,5	—	1,3	19860	227	109,6
ТГВ-500* ³	720	3560	2840	324	515	900	500	165	360	650	245	80	258	450	125	40	—	1,3	23200	226,7	126
ТГВ-500-2* ⁴	750	4230	3500	550	515	1600	900	280	360	1100	420	140	258	800	220	70	—	2,2	23200	226,7	126
ТВВ-320-2	675	1450	1100	257,6	483	740	357	157	338	444	150	91	242	296	72	46	2 — 5	1,12	21700	215,3	115
ТВВ-500-2* ³	740	1020	1100	290	505	740	392	195	354	444	164	96	253	296	78	48,5	2 — 5	1,07	23800	221,4	121,3

*¹ — Номинальное напряжение 6,3 кВ.*² — Номинальное напряжение 10,5 кВ.*³ — Направление проката стали вдоль спинки.*⁴ — Направление проката стали вдоль зубцов.*⁵ — Сердечник статора с радиальными тавриками.

Принимая плотность $\nu = 7800 \text{ кг/м}^3$, получаем G , т:

$$G = 24,5 D_0 Q 10^{-6}.$$

Значения напряженности поля и удельных потерь в зависимости от индукции приведены в табл. 11.

В табл. 12 приведены основные данные, необходимые для расчета намагничивающей обмотки.

Сушка обмотки ротора постоянным током. Сушка обмотки ротора методом нагрева постоянным током допускается при сопротивлении изоляции обмотки ротора R_{60° не менее 2000 Ом в холодном состоянии. Допускается сушка с выведенным ротором или при собранном турбогенераторе. Запрещается сушка постоянным током сильно отсыревших роторов, залитых водой, бывших длительное время в атмосфере паров воды и масла или едких газов, во избежание электролитического повреждения паек.

При сушке постоянным током запрещается отключать ток рубильником или автоматом во избежание пробоя изоляции вследствие перенапряжений. Выключение необходимо производить плавным снижением подводимого напряжения.

Ток, необходимый для сушки, определяется из условия достижения обмоткой требуемой температуры при длительном его протекании. Как правило, ток сушки не превышает 0,2 номинального значения для турбогенераторов мощностью до 300 МВт включительно и 0,12 — 0,15 для турбогенераторов большей мощности. Напряжение U и мощность постоянного тока P , необходимые для сушки, определяются по формулам:

$$U = Ir; P = I^2 r = UI,$$

где I — ток ротора; r — сопротивление постоянному току обмотки ротора.

Сушка внешним нагревом. Сушка внешним нагревом осуществляется с помощью воздуходувок. При сушке с помощью воздуходувок в нагретом воздухе не должно быть пыли, мусора и влаги. Во время сушки необходимо следить за равномерным распределением температур, не допуская перегрева выше допустимого предела той части обмотки, которая расположена со стороны подачи воздуха. В собранном турбогенераторе вход горячего воздуха целесообразно осуществлять с торцов турбогенератора, а выход — через открытый люк и окна вынутаго газоохладителя.

Сушка методом симметричного трехфазного короткого замыкания. Сушка разрешается, если турбогенератор не находился длительное

время в атмосфере паров воды, масла или едких газов. Ориентировочным критерием возможности сушки путем пропускания тока через обмотку являются следующие условия: сопротивление изоляции обмотки статора $R_{60''} > 50$ кОм, сопротивление изоляции ротора $R_{60''} > 2$ кОм. При сушке турбогенераторов с непосредственным водяным охлаждением должна быть полностью собрана эта система и обеспечена циркуляция дистиллята, до начала сушки частота вращения ротора доводится до номинальной. Затем турбогенератор возбуждается и в обмотке статора постепенно поднимается ток короткого замыкания до 0,3 — 0,4 номинального.

6.3. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ПРОЦЕССА СУШКИ

Контроль температуры обмоток. Температура обмотки и активной стали определяется по штатным термопреобразователям, обмотки ротора — методом сопротивления, газа и воды — термопреобразователями и ртутными термометрами. Температуру меди определяют по формуле:

$$\vartheta_2 = \frac{R_2 - R_1}{R_1} (235 + \vartheta_1) + \vartheta_1,$$

где ϑ_2 — температура меди в процессе сушки, °С; R_2 — сопротивление обмотки постоянному току в процессе сушки, Ом; ϑ_1 и R_1 — температура и сопротивление обмотки в холодном состоянии, измеренные перед началом сушки обмотки, °С и Ом соответственно.

Температура обмотки статора не должна превышать 90 °С, а обмотки ротора — 100 °С. При сушке воздуходувками температура горячего воздуха не должна превышать 100 °С. Скорость повышения температуры обмоток не должна превышать 5 °С в час. Измерение температуры воздуха и обмотки статора необходимо выполнять ежедневно, а обмотки ротора — через 2 — 3 ч.

В процессе сушки необходимо периодически открывать люки в корпус статора для удаления излишней влаги из вентиляционного тракта турбогенератора. Во время сушки необходимо обеспечить круглосуточное дежурство с ведением журнала сушки, в который ежедневно записывают режим сушки, сопротивление изоляции обмоток, время включения и отключения источника питания, температуры обмотки и воздуха, время открытия и закрытия люков, температуру воды в газоохладителях.

Измерение сопротивления изоляции и окончание сушки. Перед измерением сопротивления изоляции обмоток необходимо для иск-

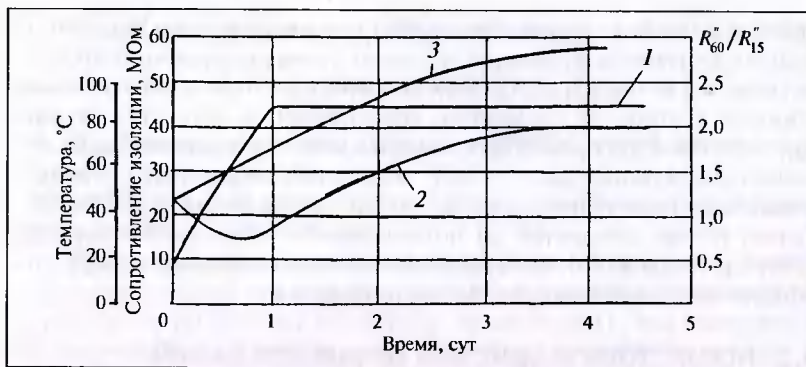


Рис. 62. График сушки турбогенератора:

1 — температура; 2 — сопротивление изоляции $R_{60''}$; 3 — коэффициент абсорбции $R_{60''}/R_{15''}$

лючения погрешностей, обусловленных остаточными зарядами, их заземлить не меньше чем на 2 мин. Сопротивление изоляции обмотки статора измеряют мегаомметром напряжением 1000 — 2500 В, а обмотки ротора — 500 или 1000 В. Для объективного контроля влажности изоляции обмоток статора или ротора целесообразно в процессе сушки построить графики зависимости от времени температуры и сопротивления изоляции обмоток статора или ротора, а также график изменения коэффициента абсорбции (рис. 62). Для построения кривых абсорбции сопротивление изоляции измеряют мегаомметром в течение 1 мин с отсчетами через каждые 15 с для каждой фазы отдельно при заземленных двух других.

В процессе сушки снятие кривых абсорбции рекомендуется производить в начале сушки в нагретом и холодном состояниях турбогенератора, в конце сушки и в период остывания турбогенератора (после сушки). В процессе сушки ежечасно измеряют сопротивление изоляции с отсчетом 60 с после приложения напряжения и не реже, чем 2 раза в сутки определяют коэффициент абсорбции.

Сушку обмотки статора ведут до тех пор, пока сопротивление изоляции и коэффициент абсорбции не будут неизменными в течение 3 — 5 ч при неизменной температуре, причем характеристики изоляции должны быть не менее указанных в «Объемах и нормах испытания электрооборудования» для соответствующей температуры.

Сушка обмотки ротора считается законченной, если сопротивление ее изоляции остается постоянным в течение не менее 3 ч и составляет не менее 0,5 МОм.

ГЛАВА СЕДЬМАЯ

Измерения и испытания при ремонте турбогенераторов

7.1. ИЗМЕРЕНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ОБМОТОК ПОСТОЯННОМУ И ПЕРЕМЕННОМУ ТОКУ

Измерение сопротивления обмоток постоянному току. Измерение сопротивления постоянному току обмоток дает возможность определить некачественные пайки, наличие витковых замыканий, среднюю температуру обмотки. Измерение производится в холодном состоянии турбогенератора. Сопротивление обмоток постоянному току зависит от их температуры, поэтому для возможности сравнения полученных результатов с ранее проводимыми при предыдущих ремонтах необходимо эти данные измерений привести к одной и той же температуре, обычно 15 °С. Сопротивление обмотки, выполненное из меди при другой температуре, пересчитывают по формуле:

$$R_2 = R_1 \frac{235 + \vartheta_2}{235 + \vartheta_1},$$

где R_2 — сопротивление при температуре ϑ_2 , Ом; R_1 — сопротивление при температуре ϑ_1 , Ом.

Сопротивление менее 1 Ом может измеряться мостовым методом с применением двойного моста и методом вольтметра-амперметра. В последнем случае сопротивление определяют по закону Ома.

Согласно “Объему и нормам испытания электрооборудования” значения сопротивлений обмотки статора не должны отличаться друг от друга более чем на 2 %, ветвей — на 5 %. Результаты измерений сопротивлений одних и тех же ветвей и фаз не должны отличаться от исходных данных более чем на 2 %.

Значение измеренного сопротивления обмотки ротора не должно отличаться от исходных данных более чем на 2 %. Увеличение сопротивления обмотки ротора указывает на наличие некачественной пайки в обмотке, а уменьшение — на наличие виткового замыкания.

Измерение сопротивления обмотки ротора переменному току. Наличие виткового замыкания в обмотке ротора турбогенератора значительно уменьшает сопротивление обмотки переменному току. Эта величина в значительной степени зависит от местоположения ротора (в расточке статора или на ремонтной площадке), от положения бандажных колец (снятые или установленные на ротор), от приложенного напряжения, разомкнутая или замкнутая накоротко обмотка статора и др. Поэтому для возможности сравнения с предыдущими измерениями эти испытания необходимо выполнять в одинаковых условиях и при одних и тех же значениях питающего напряжения или тока.

В отдельных случаях в роторах турбогенераторов возникают витковые замыкания при его номинальной частоте вращения. При остановленном турбогенераторе они не обнаруживаются. Наличие таких витковых замыканий связано с действием центробежные сил, вызывающих смещение витков обмотки из-за недостаточно надежного их закрепления. В таких случаях снимают зависимость сопротивления обмотки от частот вращения ротора. Эти зависимости снимают при развороте турбины и выбеге, при холодном и горячем состояниях обмотки, а также при разном напряжении. Значительное снижение сопротивления может свидетельствовать о наличии витковых замыканий.

Измерения выполняют при подводимом напряжении 3 В на виток, но не более 200 В. Сопротивление обмоток определяют на трех-четырёх ступенях частоты вращения, включая номинальную, и в неподвижном состоянии, поддерживая приложенное напряжение или ток неизменным.

Отклонения полученных результатов от предыдущих измерений более чем на 3 — 5 %, а также скачкообразные снижения сопротивления при измерении частоты вращения, могут указывать на возникновение междувитковых замыканий. Окончательный вывод о наличии и числе замкнутых витков следует делать на основании результатов снятия характеристики короткого замыкания и сравнения с предыдущими измерениями. Для этих же целей можно использовать также другие методы (измерение пульсаций индукции в воздушном зазоре между ротором и статором, применение специальных импульсных приборов и др.).

7.2. ВЫСОКОВОЛЬТНЫЕ ИСПЫТАНИЯ ИЗОЛЯЦИИ ОБМОТОК

Измерение сопротивления изоляции. Измерение сопротивления изоляции обмоток статоров и роторов турбогенераторов выполняют

для определения общего состояния изоляции (выявляют пробой, загрязненность, подгорание) и степени ее увлаженности. С помощью этого измерения определяют также состояние изоляции опорных подшипников, маслопроводов, термопреобразователей и деталей конструкции торцевых зон турбогенераторов.

Сопротивление изоляции обмотки статора с водяным охлаждением измеряется без воды в обмотке, после продувки ее водяного тракта сжатым воздухом при соединенных с экраном мегаомметра водосборных коллекторах изолированных от внешней системы охлаждения. Случаи, когда измерения производятся с водой в обмотке, указаны ниже. Допустимые значения сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции, приведенные ниже, должны быть измерены при температуре 10 — 30 °С. Для температур выше 30 °С допустимое значение сопротивления изоляции снижается в 2 раза на каждые 20 °С разности между температурой, при которой выполняется измерение, и 30 °С.

Сопротивление изоляции обмоток статоров турбогенераторов с номинальным напряжением обмотки выше 1 кВ измеряется мегаомметром напряжением 2500 В. Согласно "Объему и нормам испытания электрооборудования" допустимое значение сопротивления изоляции должно быть не менее 10 МОм на 1 кВ номинального линейного напряжения. Измерения выполняют для каждой фазы или ветви в отдельности относительно корпуса и других заземленных фаз или ветвей. Значение $R_{60''}/R_{15''}$ должно быть не ниже 1,3 при вводе в эксплуатацию и турбогенераторов, прошедших восстановительный или капитальный ремонт и реконструкцию на специализированном ремонтном предприятии.

В период ремонта, выполняемого на электростанциях, $R_{60''}$ и $R_{60''}/R_{15''}$ не нормируются, но должны учитываться при решении вопроса о необходимости сушки. Как правило, не должно быть существенных расхождений в сопротивлении изоляции и коэффициентах абсорбции разных фаз или ветвей, если подобных расхождений не наблюдалось в предыдущих измерениях при близких температурах.

Для турбогенераторов с непосредственным водяным охлаждением обмотки статора сопротивление изоляции может измеряться мегаомметром на 2500 В при протекании дистиллята через обмотку. Допустимое значение сопротивления изоляции определяется инструкцией завода-изготовителя.

Допустимое значение сопротивления изоляции обмотки ротора, измеренное мегаомметром 1000 В (допускается 500 В), должно быть не менее 0,5 МОм (при водяном охлаждении — с осушенной обмоткой). Допускается ввод в эксплуатацию турбогенераторов мощностью не

выше 300 МВт при косвенном или непосредственном воздушном и водородном охлаждении обмотки, имеющей сопротивление изоляции не ниже 2 кОм при температуре 75 °С или 20 кОм при температуре 20 °С. При большей мощности ввод турбогенератора в эксплуатацию с сопротивлением изоляции обмотки ротора ниже 0,5 МОм (при 10 – 30 °С) допускается только по согласованию с заводом-изготовителем.

Сопротивление изоляции обмоток роторов турбогенераторов с непосредственным охлаждением ротора водой измеряется мегаомметром 1000 В при протекании дистиллята через охлаждающие каналы обмотки и определяется инструкцией завода-изготовителя.

Сопротивление изоляции доступных для измерений изолированных стяжных болтов стали статора измеряется мегаомметром 1000 В. Оно должно быть не менее 1,0 МОм. Сопротивление изоляции подшипников и уплотнений вала измеряется мегаомметром 1000 В и должно быть не менее 1,0 МОм (если в заводской инструкции не указаны более жесткие нормы).

Сопротивление изоляции диффузоров, щитов вентиляторов и других узлов статоров турбогенераторов измеряется мегаомметром напряжением 500 – 1000 В, а допустимое значение определяется заводскими требованиями.

Сопротивление изоляции термодатчиков с соединительными проводами, включая соединительные провода, уложенные внутри турбогенератора:

- с косвенным охлаждением обмоток статора должно быть не менее 1,0 МОм (мегаомметр напряжением 250 или 500 В);

- с непосредственным охлаждением обмоток статора должно быть не менее 0,5 МОм (мегаомметр напряжением 500 В).

Сопротивление изоляции концевых выводов обмотки статора турбогенераторов серии ТГВ, измеренное мегаомметром 2500 В, должно быть не менее 1000 МОм. Измерение производится до соединения выводов с обмоткой статора.

Испытание обмотки статора повышенным выпрямленным напряжением. По характеру зависимостей токов утечки от испытательного напряжения, асимметрии токов по фазам или ветвям и характеру изменения токов утечки при одноминутной выдержке судят о степени увлажнения изоляции и наличии дефектов.

В соответствии с “Объемом и нормами испытания электрооборудования” для испытания обмоток статоров впервые вводимых в эксплуатацию турбогенераторов принимают следующее испытательное выпрямленное напряжение, кВ, в зависимости от номинального напряжения турбогенераторов:

До 6,6 кВ включительно	$1,28 \cdot 2,5 U_{\text{ном}}$
Выше 6,6 до 20 кВ включительно	$1,28 (2 U_{\text{ном}} + 3)^*$
Выше 20 до 24 кВ включительно	$1,28 (2 U_{\text{ном}} + 1)^{**}$

* Значения испытательного выпрямленного напряжения для турбогенераторов ТГВ-200 и ТГВ-300 принимается 40 и 50 кВ соответственно.

** Для турбогенераторов ТВМ-500 ($U_{\text{ном}} = 36,75$ кВ) — 75 кВ.

В эксплуатации изоляция обмотки статора у турбогенераторов, начиная с мощности 5 МВт, испытывается выпрямленным напряжением. У турбогенераторов, которые находятся в эксплуатации, испытательное выпрямленное напряжение принимается равным $1,6$ испытательного напряжения частоты 50 Гц, но не выше напряжения, которым испытывался турбогенератор при вводе в эксплуатацию. Рекомендуется, чтобы снижение испытательного напряжения, если оно предусмотрено, было не более чем на $0,5 U_{\text{ном}}$ по сравнению со значением, принятым при последнем капитальном ремонте.

Для построения кривых зависимости тока утечки от испытательного напряжения измерения производят не менее, чем при пяти равных ступенях напряжения. На каждой ступени напряжение выдерживают в течение 1 мин, при этом отсчет токов утечки производят через 15 и 60 с. Ступени напряжения должны быть близкими к $0,5 U_{\text{ном}}$. Резкое возрастание тока утечки, непропорциональное росту приложенного напряжения, особенно на последних ступенях (перегиб в кривой зависимости токов утечки от напряжения), является признаком местного дефекта изоляции, если оно происходит при испытании одной фазы обмотки, или признаком увлажнения, если оно происходит при испытании каждой фазы. По данным испытаний вычисляют коэффициент нелинейности:

$$k_V = \frac{I_{\text{нб}} U_{\text{нм}}}{I_{\text{нм}} U_{\text{нб}}},$$

где $U_{\text{нб}}$ — наибольшее, т.е. полное испытательное напряжение (напряжение последней ступени); $U_{\text{нм}}$ — наименьшее напряжение (напряжение первой ступени); $I_{\text{нб}}$, $I_{\text{нм}}$ — токи утечки ($I_{60''}$) при напряжениях $U_{\text{нб}}$ и $U_{\text{нм}}$.

В том случае, если на первой ступени напряжения ток утечки имеет значение менее 10 мкА, то за $U_{\text{нм}}$ и $I_{\text{нм}}$ разрешается принимать напряжение и ток первой из последующих ступеней, на которой ток утечки составляет не менее 10 мкА. Для вновь вводимых турбогенераторов коэффициент нелинейности должен быть не более трех.

Если токи утечки на всех ступенях напряжения не превышают 50 мкА, то коэффициент нелинейности не учитывается. Рост тока

утечки во время одноминутной выдержки изоляции под напряжением на одной из ступеней является признаком дефекта (включая увлажнение изоляции) и в том случае, когда токи не превышают 50 мкА. Для предупреждения местных перегревов изоляции токами утечки выдержка напряжения на очередной ступени допускается лишь в том случае, если токи утечки не превышают следующих значений:

Кратность испытательного напряжения по отношению к $U_{\text{ном}}$	0,5	1,0	1,5 и выше
Токи утечки, мкА	250	500	1000

У турбогенераторов с водяным охлаждением изоляция обмотки статора испытывается повышенным выпрямленным напряжением, если это позволяет конструкция.

Испытание повышенным напряжением промышленной частоты. Испытание изоляции повышенным напряжением переменного тока частотой 50 Гц является наиболее эффективным методом определения ее местных дефектов. Изоляцию обмотки статора турбогенераторов, впервые вводимых в эксплуатацию, рекомендуется испытывать до ввода ротора в статор. В период капитального ремонта и межремонтных испытаний турбогенераторов изоляция обмотки статора испытывается после останова турбогенератора и снятия торцевых щитов до чистки изоляции от загрязнения. Изоляция турбогенераторов ТГВ-300 до зав. № 02330 включительно (если не выполнялась перемотка обмотки статора) испытывается после очистки ее от загрязнения.

При испытаниях необходимо вести наблюдение за состоянием лобовых частей обмотки при снятых торцевых щитах. Изоляцию обмотки ротора турбогенераторов, впервые вводимых в эксплуатацию, испытывают при номинальной частоте вращения ротора.

У турбогенераторов с водяным охлаждением изоляция обмотки статора испытывается при циркуляции в системе охлаждения дистиллята с удельным сопротивлением не менее 100 кОм · см и номинальном расходе, если в инструкции завода-изготовителя не изложены другие требования.

При первом включении турбогенератора и после ремонта с частичной или полной заменой обмотки испытания турбогенераторов с номинальным напряжением 10 кВ и выше после испытания изоляции обмотки повышенным напряжением частотой 50 Гц в течение 1 мин испытательное напряжение снижается до номинального значения и выдерживается в течение 5 мин. При этом ведется наблюдение за характером коронирования лобовых частей обмотки статора.

В период испытаний не должны наблюдаться сосредоточенное в отдельных точках свечение желтого и красноватого цвета, дым, тление бандажей и тому подобные явления. Голубое и белое свечение допускается.

После окончания монтажа или ремонта (после ввода ротора в статор и установки торцевых щитов) выполняют испытание номинальным напряжением промышленной частоты или выпрямленным напряжением, равным $1,5U_{\text{ном}}$. Продолжительность испытаний 1 мин.

В период проверки газоплотности корпуса турбогенератора избыточным давлением воздуха не допускается проведение испытаний повышенным напряжением изоляции обмотки статора и других, расположенных в ней, элементов.

Испытание изоляции турбогенераторов перед включением их в работу после монтажа или ремонта (после ввода ротора в статор и установки торцевых щитов, но до установки уплотнений вала и до заполнения водородом) проводится в воздушной среде при открытых люках в статоре в присутствии наблюдающего. При появлении запаха горящей изоляции, дыма, отблесков огня, звуков электрических разрядов и других признаков повреждения или возгорания изоляции испытательное напряжение снимают, закрывают люки и подают в статор углекислоту или азот.

Допускается проведение контрольных испытаний после установки торцевых щитов и уплотнений при заполнении статора инертным газом или при номинальном давлении водорода. При заполнении турбогенератора водородом необходимо перед испытанием изоляции убедиться в отсутствии взрывоопасной концентрации.

В период испытаний повышенным напряжением полностью собранного турбогенератора необходимо обеспечить тщательное наблюдение за изменением тока и напряжения в цепи испытуемой обмотки и прослушивание корпуса турбогенератора с помощью изолирующего стетоскопа. При появлении в период испытаний отклонений от нормального режима (толчки стрелок электроизмерительных приборов, увеличенные значения токов утечки по сравнению с ранее наблюдавшимися, щелчки в корпусе турбогенератора и т.п.) испытания необходимо прекратить и повторить при снятых щитах.

Испытательное напряжение обмотки статора турбогенератора в период капитального ремонта принимается равным $(1,5 \div 1,7)U_{\text{ном}}$, но не выше испытательного напряжения при вводе турбогенератора в эксплуатацию. Испытательное напряжение принимается $1,5U_{\text{ном}}$ для турбогенераторов мощностью 150 МВт и выше с непосредственным охлаждением обмотки статора. Для турбогенераторов других мощностей испытательное напряжение принимается равным

$1,5U_{\text{ном}}$ при ежегодных испытаниях или для турбогенераторов, проработавших более 10 лет, по специальному решению главного инженера электростанции. Испытательное напряжение принимается равным $1,7U_{\text{ном}}$ и является обязательным при испытаниях, проводимых реже 1 раза в год, кроме турбогенераторов мощностью 150 МВт и более с непосредственным охлаждением обмотки статора.

Изоляция обмотки ротора турбогенератора испытывается напряжением 1 кВ. Если технические условия завода-изготовителя предусматривают более жесткие нормы испытания, испытательное напряжение должно быть повышено. Испытательное напряжение концевых выводов обмотки статора для турбогенераторов серий ТГВ (испытания проводятся до установки концевых выводов на турбогенератор) принимается следующее, кВ:

ТГВ-200, ТГВ-200М*	31,0*; 34,5**
ТГВ-300, ТГВ-500	39,0*; 43,0**

* Для концевых выводов, испытанных на заводе-изготовителе вместе с изоляцией обмотки статора.

** Для резервных концевых выводов перед установкой на турбогенератор.

Продолжительность приложенного испытательного напряжения составляет 1 мин.

Контроль состояния изоляции обмотки статора турбогенератора методом измерения интенсивности частичных разрядов. Согласно "Объему и нормам испытания электрооборудования" для дополнительной оценки состояния изоляции обмотки статора и ее крепления в пазах турбогенераторов мощностью выше 5 МВт следует проводить измерения частичных разрядов на остановленном турбогенераторе при ступенчатом повышении испытательного напряжения от 1 кВ до номинального фазного напряжения обмотки статора.

Для каждого типа турбогенератора критерий оценки состояния изоляции по результатам измерений частичных разрядов индивидуален и зависит от применяемых методов испытаний.

При обнаружении превышения допустимого уровня частичных разрядов определяют и устраняют источник разрядов по пазам.

7.3. ИСПЫТАНИЕ АКТИВНОЙ СТАЛИ СТАТОРА

Испытание активной стали статора производят с целью определения местных дефектов активной стали статора и удельных потерь. Первые испытания активной стали статора выполняются на всех турбогенераторах мощностью 12 МВт и более, проработавших свыше 15 лет, а затем у турбогенераторов через каждые 5 — 8 лет. Испы-

тания производятся при повреждениях стали, частичной или полной переключенке пазов, частичной или полной замене обмотки статора до укладки и после заклиновки новой обмотки.

У турбогенераторов мощностью менее 12 МВт испытание производится при полной замене обмотки и при ремонте стали периодически по решению главного инженера электростанции, но не реже, чем 1 раз в 10 лет.

Турбогенераторы с косвенным охлаждением обмоток испытывают при значении индукции в спинке статора $1 \pm 0,1$ Тл, турбогенераторы с непосредственным охлаждением обмоток и все турбогенераторы, изготовленные после 01.07.77, испытываются при индукции $1,4 \pm 0,1$ Тл. Продолжительность испытания при индукции 1,0 Тл — 90 мин, при 1,4 Тл — 45 мин.

Если индукция отличается от нормированного значения 1,0 или 1,4 Тл, но не более, чем на 0,1 Тл, то продолжительность испытания должна соответственно корректироваться, и определенные при испытаниях удельные потери в стали уточняются по формулам:

$$t_{\text{исп}} = 90 \left(\frac{1,0}{B_{\text{исп}}} \right)^2 \quad \text{или} \quad t_{\text{исп}} = 45 \left(\frac{1,4}{B_{\text{исп}}} \right)^2 ;$$

$$p_{1,0} = p_{\text{исп}} \left(\frac{1,0}{B_{\text{исп}}} \right)^2 \quad \text{или} \quad p_{1,4} = p_{\text{исп}} \left(\frac{1,4}{B_{\text{исп}}} \right)^2 ,$$

где $B_{\text{исп}}$ — индукция при испытании, Тл; $t_{\text{исп}}$ — продолжительность испытания, мин; $p_{\text{исп}}$ — удельные потери, определенные при $B_{\text{исп}}$, Вт/кг; $p_{1,0}$ и $p_{1,4}$ — удельные потери в стали, Вт/кг, приведенные к индукции 1,0 и 1,4 Тл.

Наибольший перегрев зубцов (повышение температуры за время испытания относительно начальной) и наибольшая разность нагретов различных зубцов не должна превышать 25 и 15 °С. Температурный контроль при испытаниях может быть осуществлен с помощью приборов инфракрасной техники или термопар.

Удельные потери в стали не должны отличаться от исходных данных более чем на 10 %. Если такие данные отсутствуют, то удельные потери не должны быть более приведенных в табл. 13.

Для турбогенераторов, отработавших более 30 лет, при удельных потерях более, чем указано в тексте и табл. 13 решение о возможности продолжения эксплуатации турбогенератора и необходимых для этого мерах следует принимать с привлечением специализированных организаций с учетом результатов предыдущих испытаний и результатов испытания дополнительными методами. Если намагни-

Таблица 13. Допустимые удельные потери в сердечнике статора турбогенератора по [2]

Марка стали		Допустимые удельные потери, Вт/кг, при	
Новое обозначение	Старое обозначение	$B = 1,0$ Тл	$B = 1,4$ Тл
1511	Э41	2,0	4,0
1512	Э42	1,8	3,6
1513	Э43	1,6	3,2
1514	Э43А	1,5	2,9
<i>Направление проката стали сегментов вдоль спинки сердечника (поперек зубцов)</i>			
3412	Э320	1,4	2,7
3413	Э330	1,2	2,3
<i>Направление проката стали сегментов поперек спинки сердечника (вдоль зубцов)</i>			
3412	Э320	1,7	3,3
3413	Э330	2,0	3,9

чивающая обмотка выполняется с охватом не только сердечника, но и корпуса турбогенератора, допустимые удельные потери могут быть увеличены на 10 % относительно указанных в табл. 13. Для более полной оценки состояния сердечника статора необходимо применять в качестве дополнительного электромагнитный метод, основанный на локации магнитного потока, вытесняемого из активной стали при образовании местных контуров замыканий.

Измерения выполняются также при кольцевом намагничивании, но малым током (с индукцией в спинке сердечника около 0,01 – 0,05 Тл). Метод дает возможность выявлять замыкания листов на поверхности зубцов и в глубине сердечника и контролировать состояние активной стали непосредственно при ремонте активной стали статора.

Активную сталь испытывают переменным магнитным потоком (при индукции 1,0 или 1,4 Тл), проходящим по замкнутой магнитной цепи. Вследствие потерь в магнитопроводе активная сталь равномерно нагревается, за исключением дефектных мест, которые нагреваются значительно сильнее из-за добавочных потерь.

Необходимый магнитный поток создает намагничивающая обмотка, наматываемая через расточку статора. В связи с тем, что магнитный поток, создаваемый намагничивающей обмоткой, замыкается линиями, концентричными расточке статора, электродвижущая сила на выводных концах обмотки статора будет отсутствовать.

Контрольную обмотку наматывают под углом 90° к намагничивающей обмотке. По измерению напряжения на зажимах контрольной обмотки определяют магнитный поток в спинке статора. Он является как бы вторичной обмоткой трансформатора, первичной обмоткой которого служит намагничивающая обмотка, а магнитопроводом активная сталь статора. Индукция B , Тл, при испытании определяется по формуле:

$$B = U_k 10^4 / 4,44 f w_k Q,$$

где f — частота подводимого напряжения, Гц; w_k — количество витков контрольной обмотки; Q — поперечное сечение спинки статора, см^2 .

Расчет намагничивающей обмотки выполняют согласно изложенному выше расчету при сушке статора.

Перед испытаниями заземляют статор, наматывают намагничивающую и контрольную обмотки. На зубцы статора устанавливают термопары, исходя из условия, что одна термопара приходится примерно на $0,3 - 0,5$ м длины сердечника статора. Термопары равномерно распределяют по поверхности расточки статора и присоединяют к переключателю. В переключателе должен обеспечиваться разрыв цепей при переходе с одной термопары на другую. В крайние пакеты сердечника статора устанавливают по одной термопаре. Термопары должны быть тщательно изолированы друг от друга и от корпуса статора.

Через $10 - 15$ мин после подачи напряжения его отключают и приступают к выявлению мест повышенного нагрева зубцов, для чего нагрев зубцов по всей длине сердечника проверяют на ощупь в течение $5 - 7$ мин. После этого в места, имеющие повышенный нагрев, дополнительно устанавливают термопары. Перед включением измеряют и записывают температуру.

При тепловизионном контроле состояния стали снимают термограммы до подачи напряжения в намагничивающую обмотку, затем через каждые 15 мин при нагревании статора и его остывании. Термограммы снимаются для зубцовой части статора и всей внутренней поверхности расточки статора. По снятым термограммам определяют температуры перегрева, которые не должны превышать значений, указанных выше, выявляются локальные тепловыделения в стали статора и оценивается их допустимость.

Удельные потери, Вт/кг, подсчитывают путем деления потерь при испытаниях на массу сердечника статора.

В местах повышенного нагрева выполняют ремонт сердечника по технологии, изложенной выше.

Список литературы

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. РД 34.20.501-95. — М.: СПО ОРГРЭС, 1996.
2. Объем и нормы испытания электрооборудования. — М.: НЦ ЭНАС, 2001.
3. Типовая инструкция по эксплуатации генераторов на электростанциях. РД 34.45.501-88. — М.: СПО Союзтехэнерго, 1989.
4. Модернизация обмоток статоров турбогенераторов ТГВ / В. Ю. Аврух, Е. Х. Глидер, В. С. Кильдишев и др. — М.: Энергоиздат, 1981.
5. Климашевский В. Л., Филиппов А. П. Опыт ремонта контактных колец ротора турбогенератора ТВФ-110-2Е // Энергетик, 1992. № 7. С. 16.
6. Филиппов А. П., Якушевский С. И. Трансформатор для нагрева бандажных колец // Энергетик, 1992. № 7. С. 16 — 17.
7. Пикульский В. А., Бутов А. В. Ультразвуковой метод оценки состояния плотности прессовки активной стали статора турбогенератора // Электрические станции, 1993. № 3. С. 40 — 45.
8. Маслов В. В. Новые методы диагностики статоров генераторов // Электрические станции, 1993. № 3. С. 45 — 47.
9. Разработка и внедрение новых средств оценки технического состояния турбогенераторов в Ленэнерго / В. Б. Бережанский, В. А. Пикульский, Ю. Л. Преснов и др. / Электрические станции, 1994. № 3. С. 47 — 52.
10. Бережанский В. Б., Ростик Г. В., Самородов Ю. Н., Чубраева Л. И. Электромагнитный метод контроля замыканий листов активной стали сердечников электрических машин // Электрические станции, 1996. № 1. С. 25 — 30.
11. Бутов А. В., Пикульский В. А., Поляков Ф. А., Шандыбии М. И. Электромагнитный метод выявления замыканий листов активной стали статора турбогенератора // Электрические станции, 1998. № 11. С. 26 — 29.
12. Ионайтес В. Е., Ростик Г. В., Чалов А. А. О выборе браковочного уровня при контроле бандажных колец турбогенераторов // Электрические станции, 1999. № 1. С. 58 — 60.
13. Гофман Ю. М. По поводу статьи В. Е. Ионайтеса, Г. В. Ростика, А. А. Чалова. О выборе браковочного уровня при контроле бандажных колец турбогенераторов // Электрические станции, 2000. № 7. С. 57 — 58.
14. Бутов А. В., Пикульский В. А., Поляков Ф. А., Шандыбии М. И. Оценка состояния активной стали сердечника статора турбогенераторов // Электрические станции, 2000. № 10. С. 44 — 48.
15. Бутов А. В., Каплин В. Н., Крылов М. П., Дикульский В. А. Использование современных методов диагностики сердечников статоров при проведении ремонтов турбогенераторов ТЭЦ-22 // Электрические станции, 2000. № 11. С. 65 — 69.
16. Гофман Ю. М. Эксплуатационные дефекты бандажных колец // Энергетик, 2001. № 3. С. 37.
17. Повреждаемость и контроль зубцовых зон запеченных крайних пакетов стали сердечников статоров турбогенераторов / А. В. Бутов, Л. Г. Мамиконянц, В. А. Пикульский и др. / Электрические станции, 2001. № 5. С. 41 — 47.
18. Ненормативные методы контроля технического состояния турбогенераторов / Ю. М. Аникин, В. Л. Колодезев, Н. Н. Сафонов и др. / Энергетик, 2001. № 8. С. 37 — 38.

Содержание

Часть 2

Предисловие	119
ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ. Ремонт статора	
4.1. Общие сведения	120
4.2. Ремонт активной стали статора	121
4.3. Ремонт обмотки статора, щитов и газоохладителей	144
ГЛАВА ПЯТАЯ. Ремонт ротора	
5.1. Ремонт ротора в объеме типового капитального ремонта	172
5.2. Разборка, дефектоскопия и сборка бандажных узлов ротора	187
ГЛАВА ШЕСТАЯ. Сушка турбогенераторов	
6.1. Критерии необходимости сушки изоляции	198
6.2. Методы сушки	199
6.3. Последовательность процесса сушки	205
ГЛАВА СЕДЬМАЯ. Измерения и испытания при ремонте турбогенераторов	
7.1. Измерение сопротивления обмоток постоянному и переменному току	207
7.2. Высоковольтные испытания изоляции обмоток	208
7.3. Испытание активной стали статора	214
Список литературы	218

Библиотечка электротехника

Приложение к производственно-массовому журналу "Энергетик"

ИНОЗЕМЦЕВ ЕВГЕНИЙ КОНСТАНТИНОВИЧ

Ремонт турбогенераторов
(часть 2)

АДРЕС РЕДАКЦИИ:

109280, Москва, ул. Автозаводская, 14/23

Телефоны: (095) 275-19-06, тел. 275-00-23 доб. 22-47; факс: 234-74-21

Редакторы: Л. Л. Жданова, Н. В. Олышанская

Худож.-техн. редактор Т. Ю. Андреева

Корректор З. Б. Драновская

Сдано в набор 23.08.2002 г. Подписано в печать 25.10.2002 г.

Формат 60×84¹/₁₆. Печать офсетная.

Печ. л. 6,5. Тираж 1060 экз. Заказ БЭТ/10(46)-2002

Макет выполнен издательством "Фолиум": 127238, Москва, Дмитровское ш., 58.

Отпечатано типографией издательства "Фолиум": 127238, Москва, Дмитровское ш., 58.

Журнал “Энергетика за рубежом”

— приложение к журналу “Энергетик”

Подписывайтесь на специальное приложение к журналу “Энергетик” — **“Энергетика за рубежом”**. Это приложение выходит **один раз в два месяца**.

Журнал “Энергетика за рубежом” знакомит читателей с важнейшими проблемами современной зарубежной электроэнергетики, такими, как:

- развитие и надежность энергосистем и энергообъединений;
- особенности и новшества экономических и рыночных отношений в электроэнергетике;
- опыт внедрения прогрессивных технологий в энергетическое производство;
- модернизация и реконструкция (перемаркировка) оборудования электростанций, электрических и тепловых сетей;
- распространение нетрадиционных и возобновляемых источников энергии;
- энергосбережение, рациональное расходование топлива и экологические аспекты энергетики.

Подписку можно оформить в любом почтовом отделении связи по объединенному каталогу **“ПРЕССА РОССИИ”**. Том 1. Российские и зарубежные газеты и журналы.

Индексы журнала “Энергетика за рубежом”

— приложения к журналу “Энергетик”

87261 — для предприятий и организаций;

87260 — для индивидуальных подписчиков.

Об авторе



Евгений Константинович Иноземцев —

*инженер, специалист
по ремонту турбогенераторов
и других электрических машин,
а также в области надежности
высоковольтных мощных
электродвигателей электростанций.
Руководил производственными
ремонтными участками на ряде
отечественных и зарубежных ТЭС.*

Е. К. Иноземцев — автор нескольких книг и внедренных изобретений, соавтор “Справочника по ремонту крупных электродвигателей” (1985 г.), автор многих статей, посвященных вопросам ремонта, надежности и модернизации турбогенераторов и других электрических машин. В настоящее время работает начальником участка по ремонту турбогенераторов и электрооборудования в ПРП Ростовэнерго.

Повышение надежности турбогенераторов —
одна из важнейших задач,
стоящих перед энергетиками.