Некоммерческое партнерство «Инновации в электроэнергетике»



СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ СТО 70238424.29.160.20.007-2009

Турбогенераторы и синхронные компенсаторы Организация эксплуатации и технического обслуживания Нормы и требования

Дата введения – 2010-01-29

Издание официальное

Москва

2009

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Настоящий стандарт организации устанавливает нормы и требования при организации эксплуатации и технического обслуживания турбогенераторов на тепловых электрических станциях и синхронных компенсаторов на подстанциях и в узлах нагрузки электрических сетей.

Стандарт разработан в соответствии с требованиями:

Федерального закона «О техническом регулировании» от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ;

ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандарты организаций. Общие положения».

Построение, изложение, оформление и содержание стандарта организации НП «ИНВЭЛ» выполнены с учетом требований ГОСТ Р 1.5-2004 «Стандарты национальные Российской Федерации».

Сведения о стандарте

1. РАЗРАБОТАН Филиалом ОАО «Инженерный центр ЕЭС» - «Фирма ОРГРЭС»

2. ВНЕСЕН Комиссией по техническому регулированию НП «ИНВЭЛ»

3. УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказ НП «ИНВЭЛ» от 31.12.2009 № 101/1

4. ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

© НП «ИНВЭЛ», 2009

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

Содержание

1 Область применения 1

2 Нормативные ссылки 2

3 Термины и определения 3

4 Обозначения и сокращения 7

5 Общие требования 8

5.1 Требования к персоналу 8

5.2 Требования к технической документации 11

5.3 Эксплуатационные требования к турбогенераторам и синхронным компенсаторам 12

5.4 Технический и технологический надзор за организацией эксплуатации 21

5.5 Требования, обеспечивающие безопасность эксплуатации и технического обслуживания турбогенераторов и синхронных компенсаторов 22

5.6 Техническое и ремонтное обслуживание турбогенераторов и синхронных компенсаторов 25

6 Специальные требования 27

6.1 Условия эксплуатации 27

6.2 Эксплуатация и техническое обслуживание в нормальных режимах работы 29

6.3 Специальные режимы работы турбогенераторов и синхронных компенсаторов 39

6.4 Неисправности и аварийные режимы турбогенераторов и синхронных компенсаторов 50

6.5 Надзор и уход за турбогенераторами и синхронными компенсаторами 64
6.6 Испытания турбогенераторов и синхронных компенсаторов 74
6.7 Требования к составлению местной производственной инструкции по эксплуатации турбогенераторов и синхронных компенсаторов 75
6.8 Приемка в эксплуатацию. Комплексное опробование 77
6.9 Вывод из эксплуатации 80
7 Дополнительная группа специальных требований 81
7.1 Снижение влажности водорода в турбогенераторах 81
7.2 Рекомендации по хранению и испытаниям резервных стержней обмоток турбогенераторов и синхронных компенсаторов, а также хранению резинотехнических уплотнительных изделий 82
7.3 Проверка чередования фаз и синхронизирующего устройства турбогенератора 84
7.4 Ликвидация несимметричных режимов блоков при неполнофазных отключениях и включениях выключателей 86
7.5 Допустимость эксплуатации турбогенераторов при выходе из строя части термопреобразователей сопротивления 88
7.6 Работа турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток при снижении сопротивления изоляции в цепях возбуждения 89
7.7 Контроль изоляции подшипников турбогенераторов 91
Приложение А (обязательное) Объем и нормы испытаний турбогенераторов и синхронных компенсаторов 94

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ НП «ИНВЭЛ»

Турбогенераторы и синхронные компенсаторы Организация эксплуатации и технического обслуживания Нормы и требования

Дата введения – 2010 – 01 – 29

1 Область применения

1.1 Область применения настоящего стандарт распространяется на турбогенераторы тепловых электрических станций (ТЭС) с теплофикационными, конденсационными, парогазовыми и газотурбинными установками, а также синхронные компенсаторы на подстанциях.

Стандарт устанавливает требования и нормы по организации эксплуатации и технического обслуживания турбогенераторов, используемых для выработки электроэнергии на ТЭС и синхронных компенсаторов на подстанциях, установленных для регулирования напряжения в узлах нагрузок электрических сетей.

1.2 Стандарт предназначен для применения в энергетической отрасли эксплуатирующими, специализированными, экспертными и иными организациями, выполняющими экспертизу, эксплуатацию и техническое обслуживание турбогенераторов и синхронных компенсаторов.

1.3 Стандарт предназначен для применения предприятиями и организациями, выполняющими эксплуатацию и техническое обслуживание вновь вводимых и действующих турбогенераторов и синхронных компенсаторов.

1.4 Требования стандарта являются минимально необходимыми для обеспечения безопасности эксплуатируемого оборудования, если оно используется по прямому назначению в соответствии с эксплуатационными инструкциями, не противоречащими конструкторской (заводской) документации, на протяжении срока, установленного технической документацией, с учетом возможных нештатных (опасных) ситуаций.

1.5 Требования стандарта могут быть рекомендованы заводам-изготовителям при подготовке комплектов эксплуатационной документации на все разрабатываемые турбогенераторы и синхронные компенсаторы.

1.6 Стандарт не учитывает все возможные конструктивные и компоновочные особенности исполнения оборудования. На основе настоящего стандарта каждая генерирующая компания, эксплуатирующая турбогенераторы и синхронные компенсаторы, в установленном порядке разрабатывает, утверждает и применяет собственную местную производственную инструкцию, учитывающую особенности конкретного оборудования, не противоречащую требованиям действующих «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей», настоящего Стандарта и конструкторской (заводской) документации.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие документы:

Федеральный закон «О техническом регулировании» от 27.12.2002 № 184-ФЗ

Постановление Правительства Российской Федерации № 484 от 26.07.2007 «О выводе объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации»

ГОСТ Р 1.4-2004 Стандарты организаций. Общие положения

ГОСТ Р 1.5-2004 Стандарты национальные Российской Федерации. Правила построения, изложения, оформления и обозначения

ГОСТ 2.601-2006 ЕСКД. Эксплуатационные документы

ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.2.007.0-75 Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.2.007.1-75 Система стандартов безопасности труда. Машины электрические, вращающиеся. Требования безопасности

ГОСТ Р 52776-2007 Машины электрические вращающиеся. Номинальные данные и характеристики

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

ГОСТ 609-84 Машины электрические вращающиеся. Компенсаторы синхронные. Общие технические условия

ГОСТ 10169-77 Машины электрические трехфазные синхронные. Методы испытаний

ГОСТ 11828-86 Машины электрические вращающиеся. Общие методы испытаний;

ГОСТ 27471-87 Машины электрические вращающиеся. Термины и определения;

ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования;

ГОСТ 27.002-89 Надежность в техничке. Основные понятия. Термины и определения

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

СТО 70238424.27.100.018-2009 Тепловые электростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.

СТО 70238424.27.100.011-2008 Тепловые электрические станции. Методики оценки состояния основного оборудования.

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

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ 2.601, ГОСТ 27.002, ГОСТ 533, ГОСТ 16504, ГОСТ 27471, ГОСТ Р 52776, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **агрегат:** Сборочная единица, обладающая полной взаимозаменяемостью, возможностью сборки отдельно от других составных частей изделия или изделия в

целом и способностью выполнять определенную функцию в изделии самостоятельно.

3.2 **газотурбинная электростанция:** Тепловая электростанция с газотурбинными установками.

3.3 **испытания:** Экспериментальное определение количественных и (или) качественных характеристик свойств объекта испытаний как результата воздействия на него при его функционировании, при моделировании объекта и (или) воздействий.

3.4 **капитальный ремонт:** Ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близкого к полному восстановлению ресурса изделия с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые. Примечание: значение близкого к полному восстановлению ресурса устанавливается в нормативной документации.

3.5 **контрольные испытания:** Испытания, которому подвергается каждая машина во время или после ее производства для определения соответствия определенным критериям.

3.6 **методика испытаний:** Организационно-методический документ, обязательный к выполнению, включающий метод испытаний, средства и условия испытаний, отбор проб, алгоритмы выполнения операций по определению одной или нескольких взаимосвязанных характеристик свойств объекта, формы представления данных и оценивания точности, достоверности результатов, требования техники безопасности и охраны окружающей среды.

3.7 **начало эксплуатации:** Момент ввода изделия в эксплуатацию.

3.8 **номинальные данные:** Совокупность номинальных значений параметров и условий эксплуатации.

3.9 **номинальная мощность:** Числовое значение выходной мощности, включенное в номинальные данные

3.10 **номинальная выходная мощность:** Кажущаяся (полная) мощность на выводах, выраженная в вольт-амперах (В·А) с указанием коэффициента мощности или активная мощность на выводах, выраженная в ваттах (Вт).

3.11 **номинальная нагрузка:** Нагрузка, равная номинальной мощности.

3.12 **номинальное напряжение электрической машины:** Напряжение между линейными выводами.

3.13 **номинальное значение параметра:** Числовое значение параметра, установленное обычно изготовителем для согласованных условий эксплуатации машины.

3.14 **нормативный документ:** Документ, устанавливающий правила, общие принципы или характеристики, касающиеся различных видов деятельности или их результатов.

3.15 **объем испытаний:** Характеристика испытаний, определяемая количеством объектов и видов испытаний, а также суммарной продолжительностью испытаний.

3.16 **периодическое техническое обслуживание:** Техническое обслуживание, выполняемое через установленные в эксплуатационной документации значения наработки или интервала времени.

3.17 **приемосдаточные испытания:** Контрольные испытания продукции при приемочном контроле.

3.18 **протокол испытаний:** Документ, содержащий необходимые сведения об объекте испытаний, применяемых методах, средствах и условиях испытаний, результаты испытаний, а также заключение по результатам испытаний, оформленный в установленном порядке.

3.19 **ремонт:** Комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности изделия и восстановлению ресурса изделий или их составных частей.

3.20 **результат испытаний:** Оценка соответствия объекта заданным требованиям путем обработки и анализа данных испытаний.

3.21 **сведения о процессе эксплуатации:** Длительность и условия работы, проведение технического обслуживания, ремонта и другие данные.

3.22 **система технического обслуживания и ремонта техники:** совокупность взаимосвязанных средств, документации технического обслуживания и ремонта и исполнителей, необходимых для поддержания и восстановления качества изделий, входящих в эту систему.

3.23 **средство контроля:** техническое средство, вещество и (или) материал для проведения контроля.

3.24 **тепловая электростанция (ТЭС):** Электростанция, преобразующая химическую энергию топлива в электрическую энергию и тепло.

3.25 **техническая документация:** Совокупность документов, необходимая и достаточная для непосредственного использования на каждой стадии жизненного цикла продукции.

3.26 **техническое обслуживание (ТО):** Комплекс операций или операция по поддержанию работоспособности или исправности изделия при использовании по назначению, ожидании, хранении и транспортировании.

3.27 **техническое состояние изделия:** Совокупность подверженных изменению свойств изделия, в определенный момент времени характеризуемая степенью соответствия фактических значений показателей и/или качественных признаков, установленных в эксплуатационных и/или нормативных документах.

3.28 **турбогенератор:** Синхронный генератор, приводимый во вращение от паровой или газовой турбины

3.29 **условия эксплуатации:** Совокупность изделий, средств эксплуатации, исполнителей и устанавливающей правила их взаимодействия документации, необходимых и достаточных для выполнения задач эксплуатации.

3.30 **эксплуатация:** Стадия жизненного цикла изделия, на которой реализуется, поддерживается и восстанавливается его качество. Эксплуатация изделия включает в себя в общем случае использование по назначению, транспортирование, техническое обслуживание и ремонт.

3.31 **эксплуатационные испытания:** Испытания объекта, проводимые при эксплуатации.

Примечание – Одним из основных видов эксплуатационных испытаний является опытная эксплуатация. К эксплуатационным испытаниям может быть в некоторых случаях отнесена также подконтрольная эксплуатация.

3.32 **эксплуатационный документ:** Конструкторский документ, который в отдельности или в совокупности с другими документами определяет правила эксплуатации изделия и (или) отражает сведения, удостоверяющие гарантированные изго-

товителем значения основных параметров и характеристик (свойств) изделия, гарантии и сведения по его эксплуатации в течение установленного срока службы.

3.33 **электростанция:** Энергоустановка или группа энергоустановок для производства электрической энергии или электрической энергии и тепла.

3.34 **энергоустановка:** Комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений, предназначенный для производства или преобразования, передачи, распределения или потребления энергии.

4 Обозначения и сокращения

АГП – автомат гашения поля;

АРВ – автоматическое регулирование возбуждения;

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;

БЩУ – блочный щит управления;

ГО – газоохладитель;

ГТУ – газотурбинная установка;

ДЭМ – дежурный электромонтер;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

МНС – масляный насос смазки;

НД – нормативная документация;

ОГК – оптовая генерирующая компания;

ППБ – правила пожарной безопасности;

ПТБ – правила техники безопасности;

ПТЭ – правила технической эксплуатации;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗА – релейная защита и автоматика;

РУ – распределительное устройство;

СРМ-2000 – сборник распорядительных материалов по эксплуатации энергосистем. Электротехническая часть, 2000 г. издания;

ТС – термопреобразователь сопротивления;

ТЭС – тепловая электрическая станция;

УРОВ – устройство резервирования отказа выключателей;

ЦЩУ – центральный щит управления;

ЭТЛ – электротехническая лаборатория;

5 Общие требования

5.1 Требования к персоналу

5.1.1 К работе на электроустановках, в состав которых входят турбогенераторы и синхронные компенсаторы, допускаются лица с профессиональным образованием, обладающие опытом работы по управлению энергоустановками и соответствующие требованиям к персоналу, изложенным в разделе 6.4 СТО 70238424.27.100.018-2009.

5.1.2 Обслуживание турбогенераторов во время эксплуатации возлагается на персонал подразделений электростанции: электротехнического, котлотурбинного, химического и тепловой автоматики и измерений (АСУ ТП).

5.1.2.1 На персонал электротехнического подразделения возлагается:

– осмотр турбогенератора оперативным персоналом электротехнического подразделения 1 раз в смену, мастером по ремонту, согласно утвержденному графику (не реже 1 раза в неделю);

– оценка температурного состояния турбогенератора по данным регистрирующих приборов и записей оперативного персонала 1 раз в сутки, а также при первом наборе нагрузки после монтажа или расширенного ремонта;

– контроль за изоляцией цепей возбуждения (не реже 1 раза в сутки) и измерение сопротивления изоляции обмотки статора (на блоках вместе с шинопроводами и обмотками трансформатора) и цепей возбуждения при останове турбогенератора;

– проверка изоляции подшипников и уплотнений в сроки, установленные местными инструкциями;

– уход за системами возбуждения в соответствии с заводскими инструкциями по эксплуатации системы возбуждения;

– осмотр и техническое обслуживание щеточно-контактных аппаратов главных турбогенераторов, вспомогательных турбогенераторов и возбудителей в установленные сроки, в аварийных случаях – по вызову машиниста или дежурного блочного щита;

– обслуживание и ремонт системы газового охлаждения (газопровод, арматуры, ГО), поддержание заданных чистоты и давления водорода в турбогенераторе;

– обслуживание и ремонт элементов системы непосредственного жидкостного охлаждения обмоток внутри корпуса турбогенератора;

– обслуживание и ремонт электрооборудования всей водяной и газомасляной систем;

– перевод турбогенератора с воздушного охлаждения на водородное и обратно, а также продувка турбогенератора свежим водородом;

– участие в приемке из ремонта масляных уплотнений;

– обслуживание водородных трубопроводов и испарителей в установках для снижения влажности водорода и электроснабжение установок;

– контроль заполнения дистиллированной водой (или конденсатом) обмоток статора и роторов турбогенераторов с непосредственным водяным охлаждением;

– демонтаж и обратная установка при ремонтах датчиков теплового контроля внутри турбогенератора;

– эксплуатация системы вакуумирования и подготовки изоляционного масла; дегазация и заполнение маслом турбогенераторов с масляным охлаждением;

– обслуживание электролизных установок для производства водорода.

5.1.2.2 На персонал котлотурбинного подразделения возлагается:

– наблюдение за нагревом всех подшипников турбогенератора и возбудителя;

– контроль работы и регулирование температуры охлаждающей среды (газа, воздуха, воды) газоохладителей (теплообменников) турбогенератора;

– контроль температуры меди и стали статора турбогенератора и обмотки ротора (при наличии прибора);

– контроль вибрационного состояния подшипников турбины, турбогенератора и возбудителя;

– периодическое прослушивание турбогенератора;

– надзор за работой и ремонт системы маслоснабжения уплотнений вала (включая регуляторы давления масла) и масляных уплотнений всех типов;

– надзор за работой и ремонт оборудования, теплообменников и распределительной сети охлаждающей воды до ГО и тиристорных возбудителей, а также оборудования систем охлаждающего обмотки и тиристоры возбудителей дистиллята (или масла) до турбогенератора и преобразователей возбудителя;

– обслуживание и ремонт установки вакуумно-испарительной системы осушки водорода (ВСОВ);

– внешний контроль работы щеток на контактных кольцах и коллекторе возбудителя без производства каких-либо работ на них;

– наблюдение по манометру за наличием давления в трубопроводе, подводящем воду для тушения пожара;

– содержание в чистоте выступающих краев изоляционных прокладок под основанием подшипников турбогенератора и возбудителя и наблюдение за тем, чтобы металлические предметы не замкнули их;

– наблюдение за работой и ремонт оборудования системы масляного охлаждения статоров серии ТВМ вне турбогенератора;

– наблюдение за тем, чтобы посторонние лица не подходили к турбогенератору.

При наличии БЩУ, на котором расположены приборы, контролирующие режим работы турбогенератора, и ключи управления турбогенераторным выключателем, АГП и системой возбуждения, на персонал котлотурбинного подразделения дополнительно возлагается:

– контроль значений тока статора, тока ротора, напряжения статора;

– регулирование тока возбуждения и реактивной мощности турбогенератора по указанию НСС;

– контроль допустимой величиной водорода в картерах подшипников и в токопроводах турбогенератора по имеющимся приборам на БЩУ;

– ведение суточной ведомости по турбогенератору.

5.1.2.3 На персонал химического подразделения возлагается:

– химический анализ газа в корпусе турбогенератора, картерах подшипников, экранированном токопроводе, в масляном баке и других местах систем маслоснабжения турбогенераторов, а также в электролизных установках;

– контроль влажности газа в корпусе турбогенератора;

– контроль качества дистиллята (pH, содержание кислорода, наличие соединений меди и прочих примесей) и химический анализ масла в системе охлаждения статора для турбогенераторов с водяным и масляным охлаждением обмоток.

5.1.2.4 На персонал подразделения тепловой автоматики и измерений (АСУ ТП) возлагается:

– обслуживание и ремонт газоанализаторов, манометров, дифференциальных манометров, приборов технологических защит, сигнализации и контроля за состоянием газа внутри корпуса турбогенератора и синхронного компенсатора;

– обслуживание и ремонт температурных датчиков, контролирующих тепловое состояние всех элементов турбогенератора и синхронного компенсатора, а также охлаждающих сред;

– обслуживание и ремонт технологических датчиков и преобразователей вакуумно-испарительной системы осушки водорода (ВСОВ).

5.1.3 Возможное на ряде электростанций отступление от вышеуказанного распределения функций по обслуживанию узлов и систем турбогенераторов с учетом местных условий должно быть закреплено распоряжением технического руководителя электростанции.

5.2 Требования к технической документации

5.2.1 На каждый турбогенератор на электростанции и синхронный компенсатор на подстанции должна быть следующая документация:

– паспорт турбогенератора и синхронного компенсатора;

– данные приемо-сдаточных испытаний на заводе-изготовителе по правилам приемки ГОСТ 533 и ГОСТ 609, если они не приведены в паспорте турбогенератора и синхронного компенсатора;

– заводская инструкция по монтажу и эксплуатации турбогенератора;

– протоколы приемо-сдаточных испытаний, акты промежуточных испытаний, данные испытаний на нагрев с картой нагрузок;

– протоколы периодических профилактических и других испытаний, как турбогенератора (синхронного компенсатора), так и относящегося к нему электрического оборудования, протоколы сушки;

– акты расследования технологических нарушений и аварий;

– отчетные документы средних и капитальных ремонтов с техническими ведомостями и актами приемки;

– протоколы испытаний устройств защиты, измерительных и регистрирующих приборов турбогенератора, синхронного компенсатора и системы возбуждения;

– документы по всем текущим ремонтам и осмотрам турбогенератора синхронного компенсатора и его вспомогательного оборудования;

– комплект чертежей турбогенератора и синхронного компенсатора, в том числе монтажных, с указанием массы наиболее тяжелых частей; чертежи и схемы вспомогательных устройств (возбуждения, охлаждения, газомасляного хозяйства и пр.);

– суточные ведомости регистрации режимов работы турбогенераторов и синхронных компенсаторов по установленной форме;

– сведения об эксплуатационных и специальных режимах работы (асинхронных, недовозбуждения, несимметричных и пр.);

– формуляры сборочно-монтажных и пусконаладочных работ;

– местная инструкция по эксплуатации турбогенераторов (синхронных компенсаторов) и его вспомогательных систем.

Документация по всем перечисленным пунктам должна соответствовать требованиям к технической документации, изложенным в разделе 6.8 СТО 70238424.27.100.018-2009.

5.3 Эксплуатационные требования к турбогенераторам и синхронным компенсаторам

5.3.1 При эксплуатации турбогенераторов и синхронных компенсаторов должны быть обеспечены их бесперебойная работа в допустимых режимах, надежное

действие систем возбуждения, охлаждения маслоснабжения, устройств контроля, защиты, автоматики и диагностики.

5.3.2 Каждый турбогенератор и синхронный компенсатор должен иметь на корпусе порядковый станционный номер. Если турбогенератор имеет несколько одинаковых вспомогательных агрегатов или другое оборудование, то каждый из них должен иметь тот же номер, что и турбогенератор, с добавлением индекса А, Б и т. д.

5.3.3 Каждый турбогенератор (синхронный компенсатор), возбудитель и охладитель (газоохладитель и теплообменник) должны иметь табличку с номинальными данными по ГОСТ Р 52776.

5.3.4 Турбогенераторы и синхронные компенсаторы должны быть оборудованы необходимыми контрольно-измерительными приборами, устройствами управления, сигнализации и средствами защиты.

Для контроля за перегрузкой турбогенератора по току статора, один из трех амперметров, установленных в цепи статора, должен иметь шкалу, рассчитанную на удвоенный номинальный ток для всех турбогенераторов с косвенным охлаждением и на полуторный номинальный ток для турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмотки статора. Значения номинальных токов статора и ротора должны быть отмечены на шкале приборов красной чертой.

Турбогенераторы, используемые в режимах недовозбуждения, должны быть оборудованы приборами с двусторонней шкалой контроля реактивной мощности.

Турбогенераторы мощностью 300 МВт и выше рекомендуется оборудовать приборами для определения температуры обмотки ротора с выводом предупредительного сигнала на БЩУ о превышении температуры выше допустимой, либо с той же целью воспользоваться средствами АСУ ТП.

5.3.5 При пуске и во время эксплуатации турбогенераторов и синхронных компенсаторов должен осуществляться контроль электрических параметров статора, ротора и системы возбуждения; температуры обмотки и стали статора, охлаждающих сред (в том числе и оборудования системы возбуждения), уплотнений вала, подшипников и подпятников; давления, в том числе перепада давлений на фильтрах, удельного сопротивления и расхода дистиллята через обмотки и другие активные и

конструктивные части; давления и чистоты водорода; давления и температуры масла, а также перепада давлений масло-водород в уплотнениях вала; герметичности систем жидкостного охлаждения; влажности газовой среды, заполняющей корпус турбогенераторов; уровня масла в демпферных баках и поплавковых гидрозатворах турбогенераторов; вибрации подшипников и контактных колец турбогенераторов.

5.3.6 На каждом турбогенераторе и синхронном компенсаторе должны быть устройства для контроля сопротивления изоляции цепей возбуждения во время их работы.

5.3.7 Автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) со всеми устройствами, включая устройства форсировки возбуждения и ограничения максимального тока (по значению и длительности) и минимального тока ротора, должны быть постоянно включены в работу, и, как правило, не должны отключаться при останове и пуске турбогенераторов. Отключение АРВ допускается только для его ремонта или ревизии.

Настройка и действие АРВ должно быть согласовано с работой общестанционных устройств автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности. На электростанциях и в оптовых и территориальных генерирующих компаниях (ОГК и ТГК) должны быть таблицы основных параметров настройки АРВ.

На резервных возбудителях турбогенераторов допускается не устанавливать АРВ. Рекомендуется применять на них релейную форсировку возбуждения, обеспечивающую кратность не ниже 1,3 номинального напряжения ротора.

5.3.8 Устройства АРВ и форсировки рабочего возбуждения должны быть настроены так, чтобы при заданном понижении напряжения в сети были обеспечены:

– предельное установившееся напряжение возбуждения не ниже двукратного в рабочем режиме (если это значение не ограничено государственным стандартом или техническим условием на поставку);

– заданная государственным стандартом или техническим условием номинальная скорость нарастания напряжения возбуждения.

Для турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмотки ротора должно быть обеспечено автоматическое ограничение заданной длительности форсировки.

5.3.9 Турбогенераторы должны вводиться в эксплуатацию на основном возбуждении.

В условиях эксплуатации оперативные переключения с основного возбуждения на резервное и обратно должны выполняться без отключения турбогенераторов от сети (кроме турбогенераторов с бесщеточными системами возбуждения).

Переходы с рабочего канала регулирования возбуждения на резервный и обратно должны производиться, как правило, без изменения режима работы турбогенераторов.

5.3.10 На всех турбогенераторах, снабженных дополнительным устройством гашения поля, воздействующим на возбудитель, гашение поля на отключенной от сети синхронной машине должно выполняться персоналом, как правило, с помощью этого устройства в целях уменьшения воздействия повышенного напряжения на обмотку возбуждения синхронной машины.

На всех турбогенераторах с системами возбуждения на базе полупроводниковых преобразователей и на турбогенераторах, оборудованных автоматами гашения поля с разрывом цепи ротора, и синхронных компенсаторах, не имеющих обмоток отрицательного возбуждения, должны быть установлены и постоянно находиться в работе специальные защиты обмоток ротора от перенапряжений (разрядник, нелинейный резистор и т. д.).

Запрещается производить гашение поля автоматами АГП-1 при токах, меньших 200 А.

5.3.11 Расположение ключей (кнопок) управления реостатом возбуждения и регулятором возбуждения, а также направление вращения маховичков приводов реостатов и регуляторов возбуждения в сторону увеличения возбуждения должно быть одинаково для всех турбогенераторов данной электростанции.

На маховичковом приводе реостата возбуждения коллекторного возбудителя и на самом реостате должны быть нанесены красной краской отметки, соответствую-

щие холостому ходу и полной нагрузке турбогенератора, и стрелкой – направление вращения для увеличения возбуждения.

5.3.12 Командоаппарат, если он установлен на турбогенераторе, должен быть оборудован светозвуковой сигнализацией, и иметь необходимые надписи.

5.3.13 Все оборудование, обеспечивающее смазку поверхностей трения и охлаждения турбогенератора (независимо от его типа и конструкции), должно находиться в работе.

5.3.14 Охлаждение обмоток статора и ротора турбогенератора водой (дистиллятом) должно осуществляться по замкнутому циклу с теплообменниками. Расход, давление и качество охлаждающего дистиллята должны контролироваться соответствующими устройствами.

5.3.15 Устройства теплового контроля турбогенератора должны вводиться в работу в полном объеме с использованием всех рабочих функций (регистрация температур, сигнализация при достижении предельно допустимых температур и т. п.).

Если устройства теплового контроля имеют две уставки сигнализации по температуре, то при наличии соответствующих указаний заводских инструкций должны быть введены в работу обе уставки.

Помимо устройств дистанционного контроля за температурой газа и дистиллята в турбогенераторе, необходимо установить термометры в предназначенные для них карманы в корпусе турбогенератора (если это предусмотрено конструкцией турбогенератора).

5.3.16 Осушитель газа турбогенератора с водородным охлаждением должен быть подключен таким образом, чтобы он работал с использованием вентилятора. Место установки осушителя выбирается из условий удобства обслуживания и достаточной вентиляции. При этом нельзя допускать образования взрывоопасной смеси, когда оставшийся в осушителе водород выпускается в машинный зал или имеется утечка водорода из осушителя. Вместо сорбционно-силикагелевых осушителей рекомендуется применять холодильные установки (подраздел 7.1 стандарта) и установки ВСОВ, основанные на вакуумно-испарительном принципе осушки водорода.

5.3.17 У турбогенераторов, имеющих промежуточный теплообменник для регулирования температуры охлаждающей воды в замкнутом контуре циркулирующей воды в ГО, необходимо предусматривать возможность перехода на разомкнутый цикл при температуре воды на входе в ГО выше 32 °С.

5.3.18 Вновь устанавливаемые турбогенераторы и синхронные компенсаторы с водородным охлаждением должны вводиться в эксплуатацию при номинальном давлении водорода.

Для турбогенераторов, имеющих непосредственное водородное или водородно-водяное охлаждение активных частей, работа на воздушном охлаждении под нагрузкой не допускается.

Непродолжительная работа таких машин при воздушном охлаждении разрешается только в режиме холостого хода без возбуждения с температурой воздуха не выше указанной в заводской инструкции.

Для турбогенераторов серии ТВФ допускается кратковременное возбуждение машины, отключенной от сети.

5.3.19 Резервные источники маслоснабжения уплотнений турбогенераторов и подшипников синхронных компенсаторов с водородным охлаждением должны автоматически включаться в работу при отключении рабочего источника и при понижении давления (расхода) масла ниже установленного предела.

Для резервирования основных источников маслоснабжения уплотнений турбогенераторов мощностью 60 МВт и более должны быть постоянно включены демпферные (буферные) баки с постоянной циркуляцией масла. Запас масла в демпферных баках должен обеспечивать подачу масла и поддержание положительного перепада давлений масло-водород на уплотнениях вала в течение всего времени выбега турбоагрегата со срывом вакуума в случаях отказа всех источников маслоснабжения.

5.3.20 В системе маслоснабжения уплотнений вала турбогенераторов должны быть постоянно включены в работу регуляторы давления масла (уплотняющего, прижимного, компенсирующего).

Контроль давления масла в уплотнениях должен производиться в непосредственной близости к напорным камерам уплотнений.

Маховики вентилей, установленных на маслопроводах системы масляных уплотнений вала турбогенератора, должны быть опломбированы в рабочем положении.

5.3.21 Фильтры, установленные в системе подвода воды к воздухоохладителям, ГО, теплообменникам для охлаждения турбогенераторов, и фильтры в системе циркуляции охлаждающего дистиллята или масла должны постоянно находиться в работе.

5.3.22 Все газопроводы, маслопроводы и трубопроводы дистиллята, относящиеся к турбогенераторам с водородным и смешанным водородно-водяным охлаждением, должны иметь опознавательную окраску и предупреждающие знаки в соответствии с ГОСТ 14202.

5.3.23 Все вентили и краны в системах водородного и водяного охлаждения должны быть пронумерованы и на них должны быть указаны индексы: в масляной системе – «М», а при наличии вакуума – «ВК», в газовой системе, заполненной водородом – «В», заполненной углекислым газом – «У», заполненной азотом – «А», в системе водяного охлаждения обмоток статора – «Д». Индексы указываются перед номером вентиля и крана.

5.3.24 Для контактных колец должны применяться щетки одной марки на каждое кольцо или на оба кольца согласно заводской инструкции. Для коллектора возбудителя должны также применяться щетки одной марки. Давление щетки на кольцо или коллектор должно соответствовать государственным стандартам, техническим условиями рекомендациям заводов-изготовителей машин.

На коллекторе возбудителя щетки должны быть установлены в шахматном порядке для обеспечения равномерного износа поверхности коллектора. Щетки каждой пары рядов (положительных и отрицательных) должны работать друг за другом по одному следу, а щетки следующей пары – по следу, сдвинутому относительно первого.

Эксплуатация щеточно-контактных аппаратов турбогенераторов должна осуществляться в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей.

5.3.25 Запасные части турбогенераторов и синхронных компенсаторов должны храниться в сухом помещении. Особенно бережно следует хранить стержни обмотки, уплотнительные резинотехнические изделия (подраздел 7.2 стандарта) и изоляционные материалы.

5.3.26 Запасные якоря коллекторных возбудителей турбогенераторов должны быть испытаны и подготовлены к работе; их коллекторы должны быть отшлифованы, промежутки между пластинами «продорожены». Запасной якорь возбудителя турбогенератора после балансировки должен быть установлен для опробования взамен рабочего якоря на срок не менее полугода.

5.3.27 Для каждого типа турбогенератора на электростанции должны быть в наличии все приспособления и комплекты инструмента, необходимые для разборки и сборки турбогенераторов во время ремонта и для снятия бандажей ротора.

5.3.28 Турбогенераторы, находящиеся в резерве, и все относящиеся к ним вспомогательное оборудование должны быть постоянно готовы к немедленному пуску и должны периодически осматриваться по графику, утвержденному главным инженером электростанции.

5.3.29 Турбогенераторы в случае сброса нагрузки и отключения, не сопровождающегося повреждением агрегата или неисправной работой системы регулирования турбины, разрешается включать в сеть без осмотра и ревизии.

5.3.30 После монтажа и капитального ремонта турбогенераторы и синхронные компенсаторы, как правило, могут быть включены в работу без сушки. Необходимость сушки устанавливается в соответствии с разделом А.3 приложения А к настоящему стандарту.

5.3.31 Заполнение турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток водородом и освобождение от него в нормальных условиях должны производиться при неподвижном роторе или вращении его от валоповоротного устройства.

Водород или воздух должен быть вытеснен из турбогенератора (синхронного компенсатора) инертными газами (углекислым газом или азотом) в соответствии с

заводской инструкцией по эксплуатации газомасляной системы водородного охлаждения.

В аварийных условиях освобождение от водорода можно начинать во время выбега машины.

5.3.32 На тех электростанциях, где установлены турбогенераторы с водородным охлаждением, запас водорода должен обеспечивать его 10-дневный эксплуатационный расход и однократное заполнение одного турбогенератора наибольшего газового объема, а запас углекислого газа или азота – шестикратное заполнение турбогенератора с наибольшим газовым объемом.

При наличии на электростанции резервного электролизера допускается уменьшение запаса водорода в ресиверах на 50 %.

5.3.33 Профилактические испытания и измерения на турбогенераторах и синхронных компенсаторах должны проводиться в соответствии с разделами А.1÷А.5 приложения А к настоящему стандарту.

5.3.34 Плановые отключения турбогенераторов от сети при наличии положительной мощности на выводах машин не допускаются.

5.3.35 При плановых и аварийных отключениях турбогенераторов (блоков турбогенератор-трансформатор) необходимо обеспечить безотлагательную разборку главной схемы электрических соединений для предотвращения самопроизвольной или ошибочной подачи напряжения на останавливающийся турбогенератор.

5.3.36 Круговой огонь на контактных кольцах турбогенераторов, вспомогательного генератора, а также на коллекторе возбудителя не допускается.

5.3.37 Турбогенераторы с замкнутой системой воздушного охлаждения должны эксплуатироваться с включенными в работу и исправными устройствами предотвращения попадания загрязнения из окружающего воздуха внутрь машины (системой наддува, фильтрами и т. п.).

Турбогенераторы с разомкнутой системой охлаждения должны быть оборудованы устройствами подвода наружного воздуха, очистки и рециркуляции охлаждающего машину воздуха.

5.3.38 Устройства для пожаротушения турбогенераторов и синхронных компенсаторов должны быть в постоянной готовности и обеспечивать возможность их быстрого приведения в действие.

Турбогенераторы и синхронные компенсаторы с воздушным охлаждением должны быть оборудованы системой пожаротушения распыленной водой или инертным газом.

5.3.39 В случае возникновения пожара в турбогенераторе с воздушным, водородным или жидкостным охлаждением его необходимо немедленно отключить; погасить поле.

Запрещается до полной ликвидации пожара полностью останавливать турбогенераторы во избежание прогиба вала от одностороннего нагрева; во время тушения пожара следует поддерживать частоту вращения не более 10 % номинальной или включить валоповоротное устройство.

При возникновении пожара в районе турбогенераторах с масляным охлаждением в случае опасности повреждения уплотнений статора и вытекания масла в зону пожара необходимо немедленно отключить турбогенератор от сети и слить масло из статора и маслосистемы через трубопровод аварийного слива с подачей в статор азота для вытеснения масла. Загорание масла, вытекающего из статора из-за нарушения плотности, следует ликвидировать общепринятыми средствами, применяемыми при тушении пожаров масла.

5.4 Технический и технологический надзор за организацией эксплуатации

5.4.1 Технический и технологический надзор за организацией эксплуатации на электростанциях осуществляют уполномоченные органы контроля и надзора в электроэнергетике.

Эксплуатация турбогенераторов и синхронных компенсаторов с опасными дефектами, выявленными в процессе, а также с нарушениями сроков технического освидетельствования не допускается.

Примечание – Мероприятия по продлению срока безопасной эксплуатации оборудования производятся в соответствии с положениями СТО 70238424.27.100.011-2008.

5.4.2 Постоянный контроль технического состояния турбогенераторов и синхронных компенсаторов производится оперативным и ремонтным персоналом электростанции.

Объем контроля устанавливается в соответствии с заводскими документами.

Порядок контроля устанавливается местными производственными и должностными инструкциями.

5.4.3 Периодические осмотры турбогенераторов и синхронных компенсаторов производятся лицами, контролирующими их безопасную эксплуатацию.

Периодичность осмотров устанавливается техническим руководителем электростанции. Результаты осмотров должны фиксироваться в специальном журнале.

5.4.4 Лица, контролирующие состояние и безопасную эксплуатацию турбогенераторов и синхронных компенсаторов, обеспечивают соблюдение технических условий при их эксплуатации, учет их состояния и расследование отказов в работе, ведение эксплуатационно-ремонтной документации.

5.4.5 Работники электростанций и подстанций, осуществляющие технический и технологический надзор за эксплуатацией турбогенераторов и синхронных компенсаторов должны:

– организовывать расследование нарушений в эксплуатации;

– вести учет технологических нарушений в работе;

– контролировать состояние и ведение технической документации;

– вести учет выполнения профилактических противоаварийных и противопожарных мероприятий;

– принимать участие в организации работы с персоналом.

5.5 Требования, обеспечивающие безопасность эксплуатации и технического обслуживания турбогенераторов и синхронных компенсаторов

5.5.1 При эксплуатации и техническом обслуживании турбогенераторов (синхронных компенсаторов) должны быть выполнены требования, обеспечивающие безопасность эксплуатации.

5.5.2 При эксплуатации и техническом обслуживании оборудования, зданий и сооружений ТЭС должны быть обеспечены требования пожарной безопасности, согласно ГОСТ 12.1.004 и правил [1].

5.5.3 Каждый работник в пределах своих функций должен знать и строго выполнять требования безопасности труда и промсанитарии, относящиеся к обслуживанию вращающегося оборудования и организации труда на рабочем месте, а также сообщать об их нарушении непосредственному руководителю.

5.5.4 Ответственность за несчастные случаи, включая случаи нарушения здоровья, несут лица административно-технического персонала, не обеспечившие соблюдения ПТБ и производственной санитарии и не принявшие должных мер по их предупреждению, а также лица, непосредственно нарушившие правила.

5.5.5 Руководители технологических подразделений, обслуживающих вращающееся механическое и электрическое оборудование, обязаны обеспечивать безопасные и здоровые условия труда на рабочих местах и производственных помещениях, контролировать их соответствие действующим требованиям безопасности и производственной санитарии, а также своевременно организовывать обучение, проверку знаний, инструктаж персонала, контроль за соблюдение им требований по охране труда и при необходимости обеспечивать персонал средствами индивидуальной защиты.

5.5.6 Весь персонал, связанный с эксплуатацией турбогенераторов (синхронных компенсаторов), должен быть практически обучен способам оказания первой медицинской и экстремальной реанимационной помощи, а также приемам оказания первой помощи пострадавшим непосредственно на месте происшествия, согласно требованиям разрабатываемого стандарта организации по охране труда при эксплуатации электроустановок.

5.5.7 В каждом подразделении должны быть аптечки или сумки первой помощи с пополняемым запасом медикаментов и медицинских средств.

Персонал, причастный к обслуживанию турбогенераторов (синхронных компенсаторов), в зависимости от характера выполняемой работы должен быть обеспечен спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты и

обязан ими пользоваться во время работы согласно требованиям разрабатываемого стандарта организации по охране труда при эксплуатации электроустановок.

5.5.8 Требования к безопасности конструкции и устройству турбогенераторов и СК должны соответствовать ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.1, ГОСТ 12.1.003, ГОСТ 12.1.004, ГОСТ 533, ГОСТ 609.

5.5.9 Вращающийся невозбужденный турбогенератор с отключенным устройством АГП должен рассматриваться как находящийся под напряжением (за исключением случая вращения от валоповоротного устройства).

5.5.10 При испытаниях турбогенератора установка и снятие специальных закороток на участках его схемы или схемы блока после их заземления допускаются с использованием средств защиты при рабочей частоте вращения турбогенератора со снятым возбуждением и отключенным устройством АГП.

5.5.11 При выполнении работ в схеме остановленного блочного турбогенератора заземлять его выводы не требуется, если повышающий трансформатор блока заземлен со стороны высшего напряжения, трансформатор собственных нужд на ответвлении – со стороны низшего напряжения и исключена возможность подачи напряжения через трансформаторы напряжения.

5.5.12 В цепях статора вращающегося невозбужденного турбогенератора с отключенным устройством АГП допускается измерять значение остаточного напряжения, определять порядок чередования фаз и т. п. Эти работы должен выполнять персонал электролабораторий, наладочных организаций с применением электрозащитных средств по наряду или по распоряжению под наблюдением оперативного персонала.

5.5.13 Измерения напряжения на валу и сопротивления изоляции ротора работающего турбогенератора разрешается выполнять по распоряжению двум работникам, имеющим группу IV и III.

5.5.14 Обточку и шлифовку контактных колец ротора, шлифовку коллектора возбудителя выведенного из работы турбогенератора может выполнять по распоряжению единолично работник из числа неэлектротехнического персонала. При работе следует пользоваться средствами защиты лица и глаз.

5.6 Техническое и ремонтное обслуживание турбогенераторов и синхронных компенсаторов

5.6.1 Техническое обслуживание находящихся в эксплуатации турбогенераторов и СК состоит в выполнении комплекса операций по поддержанию их работоспособного или исправного состояния, которое предусмотрено в конструкторских эксплуатационных или нормативных документах, а также необходимость, которого выявлена по опыту эксплуатации.

Организация технического обслуживания и ремонта турбогенераторов и СК должна соответствовать требованиям раздела 6.7 стандарта организации «ТЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования».

5.6.2 Все турбогенераторы должны периодически подвергаться капитальному, среднему и текущему ремонтам, которые должны совмещаться соответственно с капитальным, средним и текущим ремонтом турбин по заранее установленному в энергообъединении графику.

5.6.3 Капитальный ремонт синхронных компенсаторов должен производиться 1 раз в 4-5 лет.

Порядок планирования и производства ремонта турбогенераторов устанавливается с учетом требований заводской документации.

5.6.4 Ремонт турбогенератора необходимо производить в соответствии с руководством по капитальному (среднему) ремонту или техническими условиями на ремонт, а также в соответствии с технической документацией, специально подготовленной организацией, производящей ремонт, в соответствии с планируемыми работами (в зависимости от состояния турбогенератора и объема ремонта).

5.6.5 При текущем ремонте производится осмотр и чистка узлов и деталей, а также устранение незначительных дефектов, не связанных с большими объемами разборки узлов.

В объем текущего ремонта входят: осмотр, чистка возбудителя, узла контактных колец и цепи возбуждения, устранение утечек газа без удаления водорода из корпуса, контроль изоляции доступных узлов (ротор, статор, подшипники), провер-

ка состояния систем обеспечения (газомасляной, водоснабжения и т. д.) и проведение других работ, если они указаны в инструкциях заводов-изготовителей.

5.6.6 Первые ремонтные работы на вновь введенных турбогенераторах для своевременного выявления и устранения возможных дефектов изготовления и монтажа (включая усиление крепления лобовых частей, переклиновку пазов статора, проверку крепления шин и кронштейнов, проверку крепления и плотности запрессовки сердечника статора) следует производить не позднее, чем через 8000 ч работы после ввода в эксплуатацию с выемкой ротора, а на турбогенераторах с воздушным охлаждением – согласно заводской документации.

Выемка роторов турбогенераторов и синхронных компенсаторов при последующем ремонте должна осуществляться по мере необходимости или в соответствии с положениями заводской документации.

5.6.7 Увеличение срока проведения первых ремонтных работ допускается лишь тогда, когда этот срок приходится на период осенне-зимнего максимума нагрузки. В этом случае через 6 мес после пуска должен быть проведен осмотр турбогенератора со снятием верхних половин щитов. Если при осмотре будут обнаружены признаки повреждений узлов турбогенератора (следы истирания изоляции и контактной коррозии, ослабленные бандажи, выпавшие клинья и дистанционные распорки, выползшие подклиновые прокладки и другие дефекты), то он должен быть остановлен для ликвидации отмеченных дефектов в ближайшее же время.

5.6.8 Приемку турбогенераторов и синхронных компенсаторов из капитального, среднего или текущего ремонта производит комиссия, возглавляемая главным инженером электростанции. В состав комиссии включаются:

– заместители главного инженера по эксплуатации и ремонту;

– общий руководитель ремонта установок;

– руководители подразделений, в ведении которых находятся ремонтируемые установки;

– руководители ремонтных работ предприятий, участвующих в ремонте;

– инженер-инспектор по эксплуатации;

– инспектор по охране труда и техники безопасности;

– представители отдела планирования и подготовки ремонта.

Допускается включать в состав комиссии руководителей подразделений, групп наладки, лабораторий.

В состав комиссии может входить представитель управляющей (генерирующей) компании.

Приемку оборудования, входящего в состав турбогенераторов и синхронных компенсаторов, из ремонта производят комиссии, возглавляемые руководители эксплуатационных подразделений. В состав каждой комиссии включаются:

– руководитель эксплуатационного подразделения;

– представители от электростанций;

– руководитель ремонтных работ по турбогенераторам и СК.

Персональный состав всех приемочных комиссий должен быть установлен приказом по электростанции.

6 Специальные требования

6.1 Условия эксплуатации

6.1.1 С момента начала вращения турбогенератора при подаче пара в турбину считается, что турбогенератор и все связаннее с ним электрические устройства находятся под напряжением. Неподвижный синхронный компенсатор также считается находящимся под напряжением, если не отключены шинные разъединители и пусковые органы управления.

6.1.2 Перед пуском и включением турбогенератора в работу необходимо подготовить к работе и проверить исправность систем возбуждения, газомасляную, водяного охлаждения турбогенератора в соответствии с указаниями местных инструкций по эксплуатации этих систем.

6.1.3 Подъем напряжения на турбогенераторе, синхронизацию и включение его в сеть должен производить НСЭ.

Способы проверки синхронизирующего устройства турбогенератора приведены в подразделе 7.3 стандарта.

6.1.4 Скорость подъема напряжения на турбогенераторах не ограничивается при пуске их как из горячего, так и из холодного состояния.

Возбуждение турбогенераторов с жидкостным охлаждением обмоток и сердечника статора при отсутствии циркуляции жидкости в них не допускается.

6.1.5 Турбогенераторы в нормальных условиях, как правило, должны включаться в сеть способом точной синхронизации.

При отказе или отсутствии устройств автоматической синхронизации допускается включение способом ручной точной синхронизации.

При включении в сеть способом точной синхронизации с включенным АРВ, снабженном устройством автоматической подгонки напряжений, различие напряжений сети и турбогенератора не должно превышать 1 %. При отсутствии устройства автоматической подгонки напряжений, а также при ручном регулировании возбуждения различие напряжений сети и турбогенератора не должно превышать 5 %.

Во всех случаях включения способом точной синхронизации следует стремиться к тому, чтобы угол между напряжением турбогенератора и сети в момент включения не превышал 10°.

При использовании способа точной синхронизации должна быть введена в работу блокировка от несинхронного включения.

Турбогенераторы с косвенным охлаждением обмоток статора, работающие по схеме турбогенератор-трансформатор, могут включаться на параллельную работу способом самосинхронизации, если это предусмотрено техническими условиями на поставку или специально согласовано с заводом-изготовителем турбогенератора.

Турбогенераторы мощностью до 220 МВт включительно при ликвидации аварии в энергосистеме разрешается включать на параллельную работу способом самосинхронизации. Турбогенераторы большей мощности разрешается включать этим способом при условии, что кратность сверхпереходного тока к номинальному, определенная с учетом индуктивных сопротивлений блочных трансформаторов и сети, не превышает 3,0.

Включение в сеть способом ручной самосинхронизации производится при частоте вращения ротора невозбужденной машины, близкой к синхронной (в пределах

±2 %), и обмотке ротора, замкнутой на штатное сопротивление. Возбуждение подается сразу же после включения в сеть.

6.1.6 Скорость повышения напряжения на турбогенераторах и синхронных компенсаторах не ограничивается.

Скорость набора активной нагрузки для всех турбогенераторов определяется условиями работы турбины или котла. При этом наибольшие допустимые скорости набора и изменения нагрузки турбогенераторов в нормальных режимах указываются в заводских инструкциях.

Скорость изменения реактивной нагрузки турбогенераторов и синхронных компенсаторов с косвенным охлаждением обмоток, а также турбогенераторов ГТУ не ограничивается. На турбогенераторах с непосредственным охлаждением обмоток эта скорость в нормальных режимах должна быть не выше скорости набора активной нагрузки, а в аварийных условиях – не ограничивается.

6.1.7 Эксплуатация газомасляной системы турбогенераторов с водородным и водородно-водяным охлаждением, включая операции по замене в корпусе турбогенератора воздуха водородом и водорода воздухом, производится в соответствии с заводскими инструкциями.

6.1.8 Эксплуатация системы жидкостного охлаждения обмоток и сердечника статора должна производиться в соответствии с указаниями заводов-изготовителей.

6.2 Эксплуатация и техническое обслуживание в нормальных режимах работы

6.2.1 Нормальными режимами работы турбогенератора и синхронного компенсатора являются такие режимы, на которые рассчитан турбогенератор (синхронный компенсатор) и в которых он может длительно работать при допустимых по стандартам и техническим условиям отклонениях основных параметров (напряжения и тока, частоты, коэффициента мощности, температуры и давления охлаждающей среды) от номинальных. Эти режимы указываются в заводской инструкции или паспорте машины.

Режим работы турбогенератора и синхронного компенсатора при номинальных параметрах, указанных на заводской табличке и в паспорте машины, называется номинальным.

6.2.2 В нормальных режимах работы для каждого значения рабочего напряжения, давления газа и температуры охлаждающей среды устанавливаются допустимые токи статора и ротора. Длительные перегрузки – увеличение этих токов сверх допустимого значения – не разрешаются.

6.2.3 После ввода в эксплуатацию турбогенераторов мощностью выше 12 МВт не позднее чем через 6 мес. должны быть произведены их эксплуатационные испытания на нагревание. До проведения испытаний разрешается работа турбогенератора при номинальных параметрах. Эксплуатационные испытания на нагрев необходимы для получения характеристик нагрева турбогенератора, проверки соответствия его требованиям стандартов и технических условий и проводятся без дополнительного теплоконтроля.

При вводе турбогенератора в эксплуатацию после монтажа или капитального ремонта независимо от срока проведения испытаний на нагревание необходимо при первом подъеме нагрузки проверить тепловое состояние турбогенератора и оценить исправность (и полный объем включения) устройств теплового контроля. Для турбогенераторов с водяным охлаждением обмотки статора определить неравномерность нагрева отдельных стержней обмотки в целях оценки состояния параллельных гидравлических цепей.

6.2.4 По результатам испытаний на нагревание устанавливаются наибольшие допустимые в эксплуатации температуры (с округлением в большую сторону до 5 °С) обмоток статора и ротора, а также активной стали, которые имеют место при продолжительной работе турбогенератора с номинальной нагрузкой при номинальных значениях коэффициента мощности, напряжения, температуры, давления и чистоты охлаждающей среды. Для турбогенераторов, на которых в соответствии с ГОСТ 533 и техническими условиями разрешается длительная работа с повышенной по сравнению с номинальной активной нагрузкой при установленных значениях коэффициента мощности и параметров охлаждения, наибольшие допустимые в экс-

плуатации температуры следует определить для номинального и максимального режимов. За наибольшие допустимые в эксплуатации температуры для таких машин должны приниматься максимальные из определенных для этих режимов.

Для турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмотки статора устанавливается также наибольшая допустимая в эксплуатации температура дистиллята или газа, выходящего из обмоток статора, причем для этих турбогенераторов указанная температура является основным показателем нагрева обмотки статора.

Определенные выше наибольшие допустимые в эксплуатации температуры указываются в местных инструкциях. Они не должны превышать предельно допустимых значений, установленных стандартами, техническими условиями и приведенных в заводских инструкциях (в соответствии с методом их измерения).

При всех длительных отклонениях от номинального режима (см. п. 6.2.1 стандарта) наибольшие температуры нагрева отдельных частей турбогенератора не должны превышать наибольшие допустимые в эксплуатации.

6.2.5 Наибольшая допустимая в эксплуатации температура обмотки ротора определяется для наибольшего значения тока возбуждения, полученного при номинальных коэффициентах мощности и температуре охлаждающей среды и следующих значениях напряжения и тока статора: $0{,}95U_{ном}$ и $1{,}05I_{ном}$; $U_{ном}$ и $I_{ном}$; $1{,}05U_{ном}$ и $0{,}95I_{ном}$.

Для турбогенераторов, на которых в соответствии с ГОСТ 533 и техническими условиями разрешается длительная работа с повышенной по сравнению с номинальной активной нагрузкой, при установленных значениях коэффициента мощности и параметров охлаждения, наибольшая допустимая в эксплуатации температура обмотки ротора должна быть определена также для наибольшего значения тока возбуждения, полученного при работе с номинальной или максимальной длительной нагрузкой при отклонении напряжения от номинального до ±5 %.

Примечание – Значение тока возбуждения при указанных значениях тока, коэффициента мощности и напряжения статора может быть определено опытным путем или графоаналитически.

6.2.6 Измерение температуры производится: обмотки статора – с помощью ТС (термопреобразователей сопротивления), заложенных между стержнями обмотки или под клином; стали статора – с помощью ТС, заложенных на дно паза; обмотки ротора – методом сопротивления. У турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток температура газа на выходе из обмотки статора измеряется с помощью ТС, расположенных против мест выхода газа. У турбогенераторов с жидкостным охлаждением температура выходящей из обмоток и сердечника жидкости измеряется ртутными термометрами и с помощью ТС, установленных в сливных трубопроводах или в пазах статора.

6.2.7 Для турбогенераторов и синхронных компенсаторов предельно допустимые температуры (превышение температуры) активных и конструктивных частей, а также выходящих из обмоток охлаждающих газа и дистиллята, не должны быть выше приведенных в ГОСТ 533, ГОСТ 609 и технических условиях и указываются заводом-изготовителем в техническом описании и инструкции по эксплуатации.

6.2.8 Предельные значения температуры, измеряемой ТС, установленными для контроля за проходимостью полых проводников стержней турбогенераторов, имеющих непосредственное водяное охлаждение обмотки статора, допустимая разность температур по ним, а также температура выходящего охлаждающего газа для турбогенераторов, имеющих непосредственное газовое охлаждение обмотки статора и для турбогенераторов, имеющих непосредственную газовую аксиальную систему охлаждение сердечника статора, указываются в заводских инструкциях по эксплуатации. Для остальных турбогенераторов температура выходящего охлаждающего газа не нормируется.

6.2.9 Если наибольшие полученные по результатам испытаний на нагревание (п. 6.2.4 стандарта) температуры (превышение температуры) при работе турбогенератора (синхронного компенсатора) с номинальной или максимальной длительной нагрузкой больше предельно допустимых, оговоренных в п. 6.2.7 стандарта, полная мощность турбогенератора должна быть соответственно ограничена до выяснения и устранения причин повышенных нагревов. Об ограничении мощности турбогенератора необходимо сообщать заводу-изготовителю.

6.2.10 Если наибольшие допустимые в эксплуатации температуры, определенные по п. 6.2.4 стандарта, при работе турбогенератора с номинальными параметрами меньше предельно допустимых значений (п. 6.2.7 стандарта), и целесообразно его использование с повышенной нагрузкой, то следует запросить завод-изготовитель о возможности увеличения номинальной мощности (перемаркировки) турбогенератора. Для этого необходимо провести специальные испытания на нагрев с определением наибольших местных температур элементов турбогенератора по дополнительно установленному теплоконтролю, модернизацию отдельных узлов и пр.

Перемаркировка турбогенераторов, роторы которых перемотаны с заменой системы косвенного охлаждения на непосредственное, производится после проведения специальных испытаний на нагревание.

В каждом отдельном случае перемаркировка должна производится по согласованию с заводом-изготовителем (для турбогенераторов отечественного производства).

6.2.11 Номинальная мощность турбогенераторов при номинальном коэффициенте мощности и номинальная мощность синхронных компенсаторов должны сохраняться при одновременных отклонениях напряжения до ±5 % и частоты до ±2 % номинальных значений при условии, что при работе с повышенным напряжением и пониженной частотой сумма абсолютных значений отклонений напряжения и частоты не превышает 5 %, если в стандартах на отдельные типы машин не оговорены иные условия по отклонению напряжения и частоты.

Наибольший ток ротора, полученный при работе с номинальной мощностью и при отклонениях напряжения в пределах ±5 %, длительно допустим при работе с номинальными параметрами охлаждающих сред.

В случае работы с длительной максимальной мощностью наибольший ток ротора при отклонении напряжения до ±5 % длительно допустим только при соответствующих параметрах охлаждения.

Для всех турбогенераторов и синхронных компенсаторов наибольшее рабочее напряжение не должно превышать 110 % номинального. При напряжении выше 105 % допустимая полная мощность турбогенератора и синхронного компенсатора

должна быть уменьшена в соответствии с указаниями инструкций завода-изготовителя или по результатам испытаний.

При напряжении на турбогенераторе или синхронном компенсаторе ниже 95 % номинального, ток статора не должен превышать 105 % длительно допустимого значения при заданных параметрах охлаждающей среды.

6.2.12 При снижении температуры охлаждающего воздуха или водорода по сравнению с номинальной температурой, разрешается увеличивать полную мощность турбогенераторов, имеющих косвенное или непосредственное газовое охлаждение активных элементов.

Для турбогенераторов с номинальной активной мощностью до 25 МВт разрешается увеличение полной мощности при снижении температуры охлаждающего газа на 20 °С, а для турбогенераторов мощностью 25 МВт и более – на 10 °С по сравнению с номинальной.

При снижении температуры охлаждающего газа ниже вышеуказанных значений, дальнейшее увеличение полной мощности и соответствующих ей токов статора и ротора не разрешается.

Если при снижении температуры охлаждающего газа допустимые токи ротора и статора не указаны заводом-изготовителем, то их значения устанавливаются на основании испытаний турбогенераторов на нагревание при условии, что не должны быть превышены наибольшие допустимые в эксплуатации температуры, определенные в соответствии с п. 6.2.4 стандарта. При этом увеличение токов не должно быть больше чем на 15 % номинального для турбогенераторов первой группы и на 10 % – для турбогенераторов второй группы во всем диапазоне допустимых отклонений напряжения до ±5 % номинального.

Определенные по результатам испытаний на нагрев повышенные значения токов статора и ротора должны быть согласованы с заводом-изготовителем турбогенератора.

Увеличение токов должно производиться равномерно через каждые 5 °С снижения температуры охлаждающего газа.

Для турбогенераторов с водяным охлаждением обмоток, не разрешается увеличение полной мощности в случае уменьшения температуры охлаждающего газа и дистиллята ниже номинальной (40 °С).

6.2.13 При повышении температуры охлаждающего газа сверх номинальной, допустимые токи статора и ротора для всех турбогенераторов независимо от способа их охлаждения уменьшаются по данным испытаний на нагрев до значений, при которых температуры обмоток (а для турбогенераторов с непосредственным охлаждением и температура охлаждающей среды на выходе из обмотки) не будут превышать наибольшие допустимые в эксплуатации температуры, определенные согласно п. 6.2.4 стандарта.

Если турбогенератор не имеет температурных индикаторов или еще не испытан на нагревание, а в заводской инструкции не указаны допустимые нагрузки для повышенных температур охлаждающего газа, то уменьшение значения допустимого тока статора на каждый градус повышения температуры охлаждающего газа выше номинальной при работе машин с коэффициентом мощности не ниже номинального производится в соответствии с таблице 6.2.1 стандарта.

Одновременно с уменьшением токов должны быть приняты меры по выяснению и устранению причин повышения температуры охлаждающего газа.

Работа турбогенераторов при температуре входящего охлаждающего газа выше 55 °С запрещается независимо от способа охлаждения.

Т а б л и ц а 6.2.1 – Уменьшение допустимого тока статора турбогенератора на каждый градус повышения температуры охлаждающего газа выше номинального значения

Диапазон повышения температуры охлаждающего газа выше номинальной для турбогенераторов с номинальной температурой охлаждающего газа		Уменьшение значения допустимого тока статора, в процентах на 1 °С
35 °С	40 °С	
От 35 до 40 вкл.	–	1,0
Св. 40 до 45 вкл.	От 40 до 45 вкл.	1,5
Св. 45 до 50 вкл.	Св. 45 до 50 вкл.	2,0
Св. 50 до 55 вкл.	Св. 50 до 55 вкл.	3,0

6.2.14 Допускается отклонение температуры охлаждающего обмотку дистиллята или масла против номинальной на ±5 °С, если иное не оговорено в заводских инструкциях. Мощность турбогенератора при этом не изменяется.

6.2.15 Нижний предел температуры охлаждающего газа для турбогенераторов с замкнутым циклом охлаждения определяется из условий отпотевания ГО (см. п. 6.5.5 стандарта) и, как правило, должен быть не менее 20 °С.

6.2.16 У турбогенераторов с непосредственным и косвенным водородным охлаждением мощность может быть увеличена при повышении давления водорода в пределах до предельно допустимого.

Допустимое увеличение мощности (если она не указана в инструкции завода-изготовителя) следует определять на основании специальных испытаний на нагревание, при этом не должны быть превышены наибольшие допустимые в эксплуатации температуры частей турбогенераторов, установленные согласно п. 6.2.4 стандарта.

Определенные таким образом мощности должны быть согласованы с заводом-изготовителем.

Значения увеличенной полной мощности для некоторых типов турбогенераторов (без испытаний) приведены в таблице 6.2.2.

Таблица 6.2.2 – Значение увеличенной полной мощности турбогенераторов с косвенным охлаждением обмоток водородом при увеличении избыточного давления водорода свыше номинального

Турбогенератор	Полная мощность турбогенератора в процентах от номинальной при избыточном давлении водорода, МПа (кгс/см^2)					
	0,005 (0,05)	0,05 (0,5)	0,07 (0,7)	0,1 (1,0)	0,15 (1,5)	0,2 (2,0)
ТВ2-30-2, ТВ-50-2, ТГВ-25 (25 МВт, cosφ = 0,75)	100	108	111	115	120	–
ТГВ-25 (30 МВт, cosφ = 0,8)	100	104	105	108	112	–
ТВС-30, ТВ2-100-2	–	100	105	108	112	–
ТВ2-150-2	–	–	100	103*	108*	–
ТВ-60-2	–	–	–	100	105	108

* Только для машин с форсированным охлаждением обмотки ротора.

Примечания

1 У турбогенераторов ТВС-30 повышение избыточного давления водорода без усиления торцевых щитов разрешается до 0,1 МПа (1 кгс/см^2) включительно.

2 Мощность турбогенераторов ТВ2-100-2 ограничивается при избыточном давлении 0,005 МПа (0,05 кгс/см^2) по условиям нагрева обмотки ротора.

3 Запрещается эксплуатация с нагрузкой выше номинальной турбогенераторов ТВ2-150-2, роторы которых не прошли модернизацию по переводу на форсированное охлаждение обмотки.

6.2.17 В случае работы турбогенераторов с водородным охлаждением (косвенным или непосредственным) при давлении водорода ниже номинального мощность должна быть уменьшена. Допустимая уменьшенная мощность указывается заводом-изготовителем или определяется на основании специальных испытаний на нагревание и согласовывается с заводом-изготовителем.

Турбогенераторы серии ТВФ могут работать при пониженном избыточном давлении водорода в течение 24 ч. Решение об этом принимает технический руководитель электростанции. Мощность (полная) турбогенераторов при этом должна быть уменьшена до значений, приведенных в таблице 6.2.3.

Таблица 6.2.3 – Значение уменьшенной полной мощности турбогенераторов с водородным охлаждением при понижении избыточного давления ниже номинального

Турбогенератор	Полная мощность турбогенератора в процентах от номинальной (при значении cos φ не ниже номинального), при избыточном давлении водорода, МПа (кгс/см^2)					
	0,005 (0,05)	0,05 (0,5)	0,1 (1,0)	0,15 (1,5)	0,2 (2,0)	0,25 (2,5)
ТВФ-60-2	35	50	75	–	100	–
ТВФ-63-2 и ТВФ-63-2Е	–	47	60	80	100	–
ТВФ-100-2 и ТВФ-110-2Е	–	50	75	90	100	–
ТВФ-120-2	–	40	60	75	85	100

Разрешается работа турбогенераторов с жидкостным охлаждением обмотки статора, водородным или водяным охлаждением обмотки ротора и водородным охлаждением стали статора при пониженном избыточном давлении водорода не более 5 сут.

Решение об этом принимает технический руководитель электростанции. Мощность (полная) турбогенераторов при этом должна быть уменьшена до значений, указанных в таблице 6.2.4.

Таблица 6.2.4 – Значение уменьшенной полной мощности турбогенераторов при снижении давления водорода

Турбогенератор	Полная мощность турбогенератора в процентах от номинальной (при значении cos φ не ниже номинального), при избыточном давлении водорода, МПа (кгс/см^2)							
	0,5 (5,0)	0,45 (4,5)	0,4 (4,0)	0,35 (3,5)	0,3 (3,0)	0,25 (2,5)	0,2 (2,0)	0,15 (1,5)
ТВВ-165-2 ($P_{ном}$ = 160 МВт)	–	–	–	100	85	73	60	50
ТВВ-165-2 ($P_{ном}$ = 150 МВт) ТВВ-200-2 ТВВ-200-2А	–	–	–	100	100	85	73	60
ТГВ-200М	–	–	–	100	100	85	75	60
ТВВ-320-2	–	–	100	100	87	73	60	47
ТВВ-320-2 (с тангенциальной системой охлаждения)	–	–	100	87	75	60	50	35
ТВВ-500-2	–	100	87	75	62	50	40	–
ТГВ-500	–	–	–	–	100	100	90	75
ТВВ-800-2	100	–	75	–	–	–	–	–

Разрешается работа турбогенераторов с водородным охлаждением обмоток статора и ротора при пониженном избыточном давлении водорода. Решение об этом принимает технический руководитель электростанции. Мощность (полная) турбогенератора при этом должна быть уменьшена до значений, приведенных в таблице 6.2.5.

Таблица 6.2.5 – Значение уменьшенной полной мощности турбогенераторов при снижении давления водорода

Турбогенератор	Полная мощность турбогенератора в процентах от номинальной (при значении cos φ не ниже номинального), при избыточном давлении водорода, МПа (кгс/см^2)				
	0,4 (4,0)	0,3 (3,0)	0,25 (2,5)	0,2 (2,0)	0,15 (1,5)
ТГВ-200	105	100	85	75	60
ТГВ-300	103,3	100	85	72	60

6.2.18 Для каждого турбогенератора должна быть составлена эксплуатационная карта допустимых нагрузок при отклонениях напряжения и температуры охлаждающей среды от номинальных параметров по ГОСТ 11828 п. 5.4.

Целесообразно также построить диаграммы допустимых нагрузок (диаграммы мощности) – зависимости между активной и реактивной мощностями при различных коэффициентах мощности, которая может быть приведена в виде графика на БЩУ (ЦЩУ) на рабочем месте оперативного персонала.

При отклонении напряжения от номинального и изменении температуры охлаждающей среды режим работы турбогенератора следует вести в соответствии с картой нагрузок.

6.2.19 При работе турбогенератора в режимах перевозбуждения с коэффициентом мощности, меньшим номинального, нагрузка турбогенератора регулируется так, чтобы токи статора и ротора не превышали допустимых значений при данных температуре и давлении охлаждающей среды и напряжении на выводах.

6.3 Специальные режимы работы турбогенераторов и синхронных компенсаторов

6.3.1 При увеличении коэффициента мощности (cosφ) от номинального значения до единицы активная нагрузка турбогенератора может быть повышена по сравнению с номинальной.

Турбогенераторы с косвенным охлаждением могут при этом работать с сохранением номинального значения полной мощности. При работе таких турбогенераторов в режиме недовозбуждения (емкостный квадрант) с потреблением реактивной мощности их допустимая нагрузка, как правило, определяется условиями обеспечения устойчивости.

У турбогенераторов изготовленных до 1985 г., у которых элементы крепления лобовых частей и выводных дуг обмотки статора могут быть выполнены из магнитных материалов, допустимые нагрузки в режимах недовозбуждения могут ограничиваться, кроме того, нагревом этих элементов, что устанавливается испытаниями.

Для турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток допустимые нагрузки при работе с коэффициентом мощности, близким к единице, и в режиме недовозбуждения ограничиваются по условиям устойчивости и нагреву крайних пакетов стали и конструктивных элементов торцевых зон турбогенераторов.

Допустимые нагрузки турбогенераторов в режимах недовозбуждения (по условиям сохранения устойчивости машин и электропередачи) должна оцениваться с учетом конкретных условий работы турбогенераторов в системе с помощью общих методов анализа устойчивости энергосистем.

Допустимые нагрузки по условиям нагрева должны определяться по диаграммам мощности, представляемым заводами-изготовителями, а при их отсутствии – на основании специальных испытаний, программу и результаты которых необходимо согласовать с заводом-изготовителем.

Допустимые нагрузки некоторых типов турбогенераторов с непосредственным охлаждением, полученные по результатам специальных испытаний на нагревание, приведены в таблице 6.3.1 стандарта.

Работа турбогенераторов с коэффициентом мощности, равным единице, и в режимах недовозбуждения должна происходить при включенном АРВ. Исключение составляют турбогенераторы с системами простого компаундирования, у которых при включенном компаундировании не удается снизить возбуждение до нужных значений реактивной нагрузки даже при полностью введенном шунтовом реостате и минимальном токе корректора. У таких турбогенераторов устройство компаундирования следует отключать, оставляя в работе лишь корректор и релейную форсировку.

Для предупреждения нарушений устойчивости при случайных повышениях напряжения в сети необходимо, чтобы АРВ турбогенераторов имели устройства ограничения минимального тока возбуждения.

Таблица 6.3.1 – Допустимые значения реактивной мощности, потребляемой турбогенераторами, при работе их в режимах недовозбуждения (при номинальном давлении водорода)

Турбогенератор	Допустимое значение потребляемой реактивной мощности, (– Мвар) при активной мощности в процентах от номинальной ($P_{ном}$)					
	100	95	90	80	60	40
1	2	3	4	5	6	7
ТВФ-60-2 ($U_{ном}$ = 6,3 кВ)	13	16	18	23	31	37
ТВФ-60-2 ($U_{ном}$ = 10,5 кВ)	16	20	22	28	37	42

ТВФ-63-2	10	13	16	20	28	34
ТВФ-100-2	16	20	22	28	37	42
ТВФ-120-2	30	33	36	40	47	51
ТВВ-165-2 ($P_{ном}$ = 150 МВт)	27	32	35	41	50	54
ТВВ-165-2 ($P_{ном}$ = 160 МВт)	20	27	31	40	50	56
ТВВ-200-2	22	34	39	47	62	74
ТВВ-200-2А	22	34	39	47	62	74
ТВВ-220-2А	15	20	27	36	55	70
ТВВ-320-2	80	88	95	108	125	135
ТВВ-500-2	65	80	90	115	150	175
ТВВ-800-2	0	25	50	80	130	165

Окончание таблицы 6.3.1

1	2	3	4	5	6	7
ТГВ-200 до модернизации системы охлаждения сердечника статора при $P_{H_2} = 0{,}3$ $P_{H_2} = 0{,}3$ МПа (3,0 кгс/см^2)	+50*	+20*	+8*	17	35	50
ТГВ-200 до модернизации системы охлаждения статора при $P_{H_2} = 0{,}4$ $P_{H_2} = 0{,}4$ МПа (4,0 кгс/см^2)	+12*	3	12	27	44	55
ТГВ-200 после модернизации системы охлаждения сердечника статора при $P_{H_2} = 0{,}3$ $P_{H_2} = 0{,}3$ МПа (3,0 кгс/см^2)	0	15	25	40	53	60
ТГВ-200 после модернизации системы охлаждения сердечника статорах при $P_{H_2} = 0{,}4$ $P_{H_2} = 0{,}4$ МПа (4,0 кгс/см^2)	16	30	40	50	65	75
ТГВ-200М $P_{ном}$ = 200 МВт $P_{H_2} = 0{,}3$ $P_{H_2} = 0{,}3$ МПа (3,0 кгс/см^2)	25	35	40	50	65	75
ТГВ-200-2М $P_{ном}$ = 220 МВт $P_{H_2} = 0{,}2$ $P_{H_2} = 0{,}2$ МПа (2,0 кгс/см^2)	72	75	81	87	96	102
ТГВ-300 $P_{H_2} = 0{,}3$ $P_{H_2} = 0{,}3$ МПа (3,0 кгс/см^2)	46	92	96	102	108	112
ТГВ-300 при $P_{H_2} = 0{,}4$ $P_{H_2} = 0{,}4$ МПа (4,0 кгс/см^2)	95	102	108	115	123	126
ТГВ-500	155	180	200	225	250	275
ТВМ-300	95	102	108	115	123	126
ТВМ-500	200	215	225	250	275	300

* Для режима выдачи реактивной мощности.

Примечание – Все турбогенераторы, изготовленные после 1985 г. по ГОСТ 533, должны допускать длительную работу с коэффициентом мощности в диапазоне от 1,0 до 0,95 емк. (режим потребления реактивной мощности) при номинальной активной нагрузке.

6.3.2 Разрешается (при необходимости) длительная работа турбогенераторов в режиме синхронного компенсатора с перевозбуждением. Допустимая нагрузка в этом режиме устанавливается заводом-изготовителем или определяется из условия, чтобы ток возбуждения не превышал наибольшего допустимого значения по п. 6.2.5 стандарта.

Нагрузка турбогенератора с косвенным охлаждением, работающего в режиме недовозбужденного синхронного компенсатора, как правило, определяется значением минимального устойчивого возбуждения.

Для турбогенераторов с косвенным охлаждением, у которых конструктивные элементы в торцевых зонах выполнены из магнитных материалов, допустимая нагрузка устанавливается на основании специальных испытаний и согласовывается с заводом-изготовителем.

Для турбогенераторов с непосредственным охлаждением допустимое значение потребляемой реактивной мощности в режиме недовозбужденного синхронного компенсатора определяется на основании испытаний или по диаграммам мощности, представляемым заводами-изготовителями. При отсутствии таких данных для некоторых турбогенераторов реактивная мощность, потребляемая в режиме синхронного компенсатора, не должна превышать указанную в таблице 6.3.1 стандарта для 40 %-ной активной нагрузки.

При длительной работе турбогенератора в режиме синхронного компенсатора его рекомендуется отделять от турбины. Пуск турбогенератора для работы в режиме синхронного компенсатора может быть осуществлен частотным методом с использованием выделенного на отдельные шины ведущего турбогенератора или тиристорного пускового устройства (ТПУ).

Регулирование реактивной нагрузки турбогенератора, работающего в режиме синхронного компенсатора, следует осуществлять изменением тока возбуждения. Скорость изменения реактивной нагрузки не ограничивается. Максимальные допу-

стимые токи по статору и ротору устанавливаются в соответствии с эксплуатационной картой нагрузок.

6.3.3 Длительная работа турбогенераторов с коэффициентом мощности ниже номинального и в режиме синхронного компенсатора с перевозбуждением (в индуктивном квадранте) разрешается при токе возбуждения не выше длительно допустимого при данных параметрах охлаждающих сред.

Допустимая реактивная нагрузка турбогенераторов в режиме синхронного компенсатора и синхронных компенсаторов с недовозбуждением (в емкостном квадранте) должна быть установлена на основании заводских инструкций или нормативных документов, а при их отсутствии – на основании результатов специальных тепловых испытаний.

6.3.4 Длительная работа турбогенераторов при номинальной мощности в симметричном режиме на сеть, имеющую крупные преобразователи переменного тока в постоянный (для приводов прокатных станов и т. д.), допускается при условии, что значения высших гармонических составляющих токов 5-го и 7-го порядков не превосходят соответственно 4 и 3 % значения номинального тока.

6.3.5 Длительная перегрузка турбогенераторов по току сверх допустимого значения при данных температуре и давлении охлаждающей среды не разрешается.

В аварийных условиях разрешаются кратковременные перегрузки турбогенераторов по токам статора и ротора согласно инструкциям заводов-изготовителей и ГОСТ 533.

Если такие данные отсутствуют, то при авариях в энергосистеме допускаются кратковременные перегрузки по токам статора и ротора в соответствии с таблицами 6.3.2 и 6.3.3, в которых кратности перегрузок отнесены к номинальным значениям токов статора и ротора.

Таблица 6.3.2 – Допустимые кратности и продолжительность перегрузки турбогенераторов по току статора

Продолжительность перегрузки, мин, не более	Кратность перегрузки турбогенераторов		
	с косвенным охлаждением обмотки статора	с непосредственным охлаждением обмотки статора	
		водой	водородом

	водородом	воздухом	ТВВ	ТЗВ	–
1	2	3	4	5	6
60	1,10	1,10	1,10	1,10	–
15	1,15	1,15	1,15	1,15	–
10	–	–	–	–	1,10
8	–	–	–	1,2	–
6	1,20	1,20	1,20	–	1,15
5	1,25	1,25	1,25	–	–
4	1,30	1,30	1,30	1,30	1,20
3	1,40	1,40	1,35	–	1,25
2	1,50	1,50	1,40	1,40	1,30
1	2,00	–	1,50	1,50	1,50

Примечание – Фактическая продолжительность перегрузок кратностью более 1,3 должна быть минимальной и, как правило, не превышать времени срабатывания резервных защит турбогенераторов из условия обеспечения селективности их действия по отношению к резервным защитам элементов внешней сети. Указанные в таблице продолжительности допускаются как предельные в исключительных случаях при отказе защит.

Для турбогенераторов с косвенным охлаждением обмоток разрешается такая перегрузка по току ротора, которая требуется при данной перегрузке по току статора. При форсировке возбуждения двукратная перегрузка по отношению к номинальному току ротора разрешается в течение 50 с.

Таблица 6.3.3 – Допустимые кратности и продолжительность перегрузки по току ротора для турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмотки ротора

Продолжительность перегрузки, мин, не более	Кратность перегрузки по току ротора турбогенераторов серий				
	ТВФ, кроме ТВФ-120-2	ТЗФ	ТГВ, ТВВ (до 500 МВт включительно), ТВФ-120-2	ТВВ-800-2, ТВВ-800-2Е, ТЗВ-800-2	ТЗВ, кроме ТЗВ-800-2
длительно	–	–	–	–	1,1
60	1,06	1,06	1,06	1,06	–
10	1,1	1,1	1,1	–	–
9	–	–	–	1,1	–
6	–	1,15	–	–	–
5	–	–	–	–	1,2
4	1,2	–	1,2	–	–
3	–	1,2	–	1,2	–
2,5	–	–	–	–	1,3
1	1,7	1,5	1,5	–	1,5
¾	–	–	–	1,5	–
½	2,0	–	–	–	–
1/3	–	2,0	2,0	–	2,0

¼	–	–	–	2,0	–

Допустимые аварийные перегрузки турбогенераторов, указанные в таблицах 6.3.2 и 6.3.3, используются только для предотвращения и ликвидации нарушения нормального режима при отсутствии резервов в энергообъединении.

При временной работе турбогенераторов с пониженным давлением или повышенной температурой охлаждающего газа (без изменения уставок защит) в случае внезапных повышений токов статора и ротора по сравнению с длительно допустимыми наибольшими значениями для соответствующих параметров охлаждающего газа (пп. 6.2.13 и 6.2.17 стандарта) должны быть немедленно приняты меры по их снижению до допустимого уровня.

6.3.6 Допускается кратковременная работа турбогенераторов в асинхронном режиме без возбуждения при сниженной нагрузке.

Турбогенераторы мощностью до 300 МВт, имеющие массивные роторы и бандажи, при потере возбуждения не следует немедленно отключать от сети, если это допустимо по условиям установленного предела снижения напряжения в энергосистеме и потеря возбуждения произошла не по причине, угрожающей целости турбогенератора (недопустимые вибрации, пожар и т. п.).

При потере возбуждения необходимо немедленно замкнуть обмотку возбуждения турбогенератора на гасительное сопротивление, отключив АГП (при его наличии), а при тиристорном возбудителе перевести последний в режим инвертирования.

Во время работы турбогенератора в асинхронном режиме необходимо следить за нагрузкой других турбогенераторов электростанции и не допускать их перегрузки по току статора и ротора свыше значений, указанных в п. 6.3.5 стандарта.

Одновременно с принятием мер к восстановлению возбуждения или переводу турбогенератора на резервное возбуждение, выполняются следующие мероприятия:

– снижается активная мощность турбогенератора до установления допустимого тока статора;

– обеспечивается повышение напряжения за счет увеличения реактивной мощности других работающих турбогенераторов, вплоть до достижения допустимых перегрузок;

– при питании собственных нужд СН отпайкой от блока генератор-трансформатор обеспечивается нормальное напряжение на его шинах использованием регулирования напряжения на трансформаторах СН или переводом питания с помощью устройства АВР на резервный трансформатор.

6.3.7. Допустимость асинхронного режима с точки зрения снижения напряжения в энергосистеме должна определяться предварительными расчетами и испытаниями. При этом расчеты необходимо производить с учетом допустимых перегрузок других турбогенераторов электростанции согласно данным п. 6.3.5 стандарта.

Допустимая нагрузка в асинхронном режиме без возбуждения определяется с учетом следующих условий:

– ток статора не должен превышать значений, приведенных в таблице 6.3.2 стандарта, при продолжительности перегрузки 30 мин для турбогенераторов с косвенным охлаждением обмотки статора и 15 мин для турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмотки статора мощностью до 300 МВт;

– при косвенном охлаждении обмотки ротора потери в роторе, обусловленные скольжением, не должны превышать потери на возбуждение при номинальном режиме.

Для турбогенераторов с косвенным воздушным и водородным охлаждением обмоток разрешается работа в асинхронном режиме без возбуждения с нагрузкой до 60 % номинальной продолжительностью не более 30 мин.

У турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток допустимая нагрузка определяется главным образом нагревом крайних пакетов сердечника статора и некоторых конструктивных элементов в торцевых зонах турбогенераторов. Для турбогенераторов мощностью до 300 МВт допустимая нагрузка в асинхронном режиме без возбуждения не должна превышать 40 % номинальной при продолжительности работы не более 15 мин, а для турбогенераторов серии ТВФ – не более 30 мин.

Допустимая нагрузка и продолжительность работы в асинхронном режиме без возбуждения асинхронизированных турбогенераторов и турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток должны быть установлены на основании указаний заводских инструкций, а при их отсутствии – на основании результатов специальных испытаний или положений нормативных документов.

Допустимость асинхронных режимов турбогенераторов по их воздействию на сеть должна быть установлена расчетами или испытаниями.

Разгрузка турбогенераторов до допустимого предела должна производиться вручную или автоматически за время, не превышающее 2 мин. При этом для турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток время разгрузки до 60 % номинальной нагрузки не должно превышать 1 мин для турбогенераторов мощностью менее 160 МВт и 30 с – для турбогенераторов большей мощности.

В целях надежной и быстрой разгрузки турбогенератора целесообразно автоматизировать этот процесс.

6.3.8 Для проверки допустимости асинхронного режима без возбуждения и ознакомления персонала с поведением турбоагрегата в этом режиме на электростанциях, где установлены турбогенераторы с массивными роторами и бандажами, следует проводить испытания турбогенераторов мощностью до 300 МВт включительно в асинхронном режиме без возбуждения.

При проведении испытаний в асинхронном режиме нагрузка турбогенераторов и продолжительность их работы не должны превышать указанных в п. 6.3.7 стандарта.

При наличии на электростанциях однотипных турбогенераторов или их групп, имеющих одинаковые схемы связи с энергосистемой, достаточно провести испытания на одном турбогенераторе группы.

Испытания должны проводиться для характерных наиболее тяжелых условий с точки зрения асинхронного режима.

6.3.9 Работа турбогенераторов с наборными зубцами ротора в асинхронном режиме без возбуждения не допускается.

6.3.10 На электростанциях и в энергокомпаниях должен быть составлен перечень всех турбогенераторов, допускающих работу без возбуждения, с указанием допустимой активной мощности и длительности работы, при этом действие защит от повреждений в системе возбуждения таких турбогенераторов, когда эти повреждения не представляют непосредственной опасности для самого турбогенератора, необходимо переводить на отключение АГП (например, защиты от перегрева выпрямительной установки, защиты от повышения тока или напряжения возбуждения сверх предельно допустимого значения и др.).

6.3.11 Несинхронная работа отдельного возбужденного турбогенератора любого типа относительно других турбогенераторов электростанции запрещается.

В случае, когда из-за уменьшения тока возбуждения турбогенератор выпадает из синхронизма, необходимо:

– турбогенераторы, работа которых в асинхронном режиме без возбуждения не допускается, отключить;

– в отношении турбогенераторов, работа которых в асинхронном режиме без возбуждения допускается, действовать в соответствии с указаниями п. 6.3.6 стандарта, если в течение времени, допустимого для работы турбогенератора в асинхронном режиме (п. 6.3.7 стандарта), восстановить возбуждение не удается, следует разгрузить турбогенератор и отключить его от сети.

6.3.12 Для ресинхронизации турбогенераторов при потере возбуждения следует осуществлять подачу возбуждения при активной нагрузке, не превышающей 60 % номинальной. Это обеспечивает вхождение турбогенератора в синхронизм после подачи возбуждения без дополнительных циклов асинхронного хода.

6.3.13 Допускается продолжительная работа турбогенераторов с косвенным и непосредственным охлаждением в несимметричном режиме при разности токов в фазах, не превышающей 12 % номинального тока статора (ток обратной последовательности при этом не должен быть выше 8 % номинального значения тока статора) и 20 % для синхронных компенсаторов.

Во всех случаях при работе с несимметричной нагрузкой ток в наиболее нагруженной фазе турбогенератора не должен превышать номинальный.

Допустимая степень несимметрии может быть увеличена только на основании специальных испытаний по согласованию с заводом-изготовителем турбогенератора.

6.3.14 При работе турбогенераторов с несимметричной нагрузкой необходимо особо тщательно контролировать их тепловое состояние (обмоток, сердечника статора, охлаждающих газа и жидкости) и в случае повышения температуры сверх допустимой немедленно разгрузить турбогенератор.

6.3.15 При возникновении несимметрии, превышающей допустимую для данного турбогенератора, необходимо принять меры к исключению или уменьшению несимметрии или снижению нагрузки. Если сделать это в течение 3-5 мин при наличии УРОВ или в течение 2 мин при его отсутствии не представляется возможным, следует снять нагрузку и отключить турбогенератор.

6.3.16 При возникновении несимметрии, превышающей длительно допустимую и при несимметричных коротких замыканиях в сети, допустимая продолжительность работы турбогенератора определяется по формуле

$$I_2^2 t \le A \; I_2^2 t \le A,$$

где I_2 – ток обратной последовательности в долях номинального;

t – продолжительность короткого замыкания, с;

A – коэффициент, значение которого зависит от типа турбогенератора:

- для турбогенераторов с косвенным воздушным и водородным охлаждением – **30** с;
- для турбогенераторов с косвенным газовым охлаждением обмотки статора и непосредственным газовым охлаждением обмотки ротора – **15** с;
- для турбогенераторов мощностью до 800 МВт с непосредственным водородным или жидкостным охлаждением обмоток статора и ротора – **8** с;
- для турбогенераторов мощностью свыше 800 МВт с непосредственным водородным или жидкостным охлаждением обмоток статора и ротора – **6** с;

– для турбогенераторов ТВВ-320-2 (первых выпусков) без демпферной системы на роторе – **5** с.

Эта формула должна учитываться при выборе уставок релейной защиты.

6.4 Неисправности и аварийные режимы турбогенераторов и синхронных компенсаторов

6.4.1 При возникновении аварии в турбогенераторе дежурный персонал должен действовать в соответствии с указаниями местной инструкции по ликвидации аварий.

6.4.2 При автоматическом отключении турбогенератора (блока) необходимо:

– проверить срабатывание автомата безопасности турбины;

– установить, от действия какой защиты отключился турбогенератор;

– выяснить по приборам, не предшествовало ли отключению короткое замыкание;

– немедленно включить в сеть турбогенератор и набрать нагрузку, если отключение произошло в результате ошибочных действий персонала.

Применительно к турбогенераторам, оснащенным локальными АСУ ТП или АСУ ТП блочного уровня, следует:

– на рабочем месте оперативного персонала ЩУ по отображению главной электрической схемы турбогенератора, по нулевой индикации токов, напряжений и мощности турбогенератора, а также по работе аварийной сигнализации убедится в том, что действительно произошло отключение турбогенератора от сети и гашение его поля;

– зафиксировать работу предупредительной и аварийной сигнализации по видеокадрам, на которые вынесена информация о действии релейных защит турбогенератора (блока);

– осмотреть панели (шкафы) релейных защит турбогенератора и системы возбуждения, отметить и записать срабатывание указательных реле и светодиодных индикаторов;

– подъем флажков указательных реле и сброс индикаторных сигналов производить после выяснения конкретных причин отключения турбогенератора от сети и оформления соответствующих записей в оперативном журнале;

– на основании полученной информации, а также анализа протокола РАС (регистратора аварийной ситуации) с привлечением специалистов подразделений, установить истинную причину отключения турбогенератора, доложить об этом руководству ТЭС и действовать по его указанию.

6.4.3 Все турбогенераторы при исправной работе системы регулирования турбины после сброса нагрузки, не связанного с повреждением основного электрического оборудования энергоблока или турбины, разрешается включать в сеть без осмотра и ревизии.

6.4.4 При отключении турбогенератора (или блока) от действия защиты от внутренних повреждений следует после отсоединения его от сети измерить сопротивление изоляции цепей статора и обмотки ротора и выяснить, произошло ли повреждение внутри турбогенератора или вне его (в кабелях, шинном мосту, экранированном токопроводе, трансформаторах и другой аппаратуре, входящей в зону защиты). При пониженном сопротивлении изоляции турбогенератора необходимо произвести тщательный его осмотр со снятием торцевых щитов и выявить место повреждения.

У турбогенератора с водородным охлаждением после его отключения следует проверить давление водорода в корпусе, а у турбогенератора с водяным охлаждением обмотки статора – отсутствие увеличения попадания водорода в дистиллят.

На основании опроса персонала следует выяснить, не было ли каких-либо внешних признаков (дыма, шума и т. п.), свидетельствующих о повреждении турбогенератора.

Если в результате проведенных измерений и внешнего осмотра турбогенератора и его цепей повреждения не будут обнаружены, то напряжение на турбогенераторе можно плавно поднять с нуля или с минимального напряжения, обеспечиваемого данной системой возбуждения. При обнаружении неисправности во время подъема

напряжения турбогенератор должен быть немедленно остановлен для тщательного обследования и обнаружения дефектов.

Если при повышении напряжения неисправности не обнаружены, турбогенератор может быть включен в сеть.

После короткого замыкания в цепи турбогенераторного напряжения турбогенераторов с непосредственным охлаждением мощностью 160 МВт и выше следует немедленно проверить наличие и горючесть газа в газовом реле трансформатора блока и собственных нужд, снять торцевые щиты и тщательно осмотреть лобовые части обмотки статора. При отсутствии видимых следов нарушения крепления лобовых частей и изоляции обмотки статора испытать ее напряжением промышленной частоты, равным номинальному. При наличии повреждений произвести необходимый ремонт и испытать обмотку повышенным напряжением согласно разделам 3 и 5 приложения А к стандарту.

6.4.5. При появлении однофазного замыкания на землю в обмотке статора или цепи генераторного напряжения блочный турбогенератор (синхронный компенсатор) или блок при отсутствии генераторного выключателя должен автоматически отключаться, а при отказе защиты – немедленно разгружаться и отключаться от сети:

– на блоках турбогенератор-трансформатор (компенсатор-трансформатор) без ответвлений на генераторном напряжении и с ответвлениями к трансформаторам собственных нужд – независимо от значения емкостного тока замыкания;

– при замыкании на землю в обмотке статора блочных турбогенераторов и синхронных компенсаторов, имеющих электрическую связь на генераторном напряжении с сетью собственных нужд или потребителей, – при токах замыкания 5 А и более.

Такие же меры должны быть предусмотрены при замыкании на землю в обмотке статора турбогенераторов и компенсаторов, работающих на сборные шины при естественном токе замыкания на землю 5 А и более.

При появлении замыкания на землю в цепях генераторного напряжения блочных турбогенераторов (компенсаторов), имеющих электрическую связь с сетью соб-

ственных нужд или потребителей и включенных на сборные шины турбогенераторов (компенсаторов), когда емкостный ток замыкания не превышает 5 А и защиты действуют на сигнал или нечувствительны, работа турбогенераторов (компенсаторов) допускается в течение не более 2 ч (для отыскания места замыкания, перевода нагрузки).

При выявлении замыкания в обмотке статора турбогенератор (компенсатор) должен быть отключен.

Если установлено, что место замыкания на землю находится не в обмотке статора, по усмотрению технического руководителя электростанции или организации, эксплуатирующей электрическую сеть, допускается работа турбогенератора или синхронного компенсатора с замыканием на землю в сети продолжительностью до 6 ч.

6.4.6 Если турбогенератор отключился от действия максимальной токовой защиты вследствие короткого замыкания в сети или на шинах электростанции, он может быть включен в сеть без осмотра.

Когда причина отключения турбогенератора от действия максимальной токовой защиты неизвестна, следует поступать так, как указано в п. 6.4.4 стандарта.

6.4.7 Для предотвращения повреждений турбогенератора, работающего в блоке с трансформатором, при неполнофазных отключениях или включениях выключателя, турбогенератор должен быть отключен смежными выключателями секции или системой шин, к которой присоединен блок в соответствии с указаниями подраздела 7.4 стандарта.

6.4.8 После короткого замыкания в сети, не вызвавшего автоматического отключения турбогенератора, необходимо проверить состояние указателей срабатывания релейной защиты; если какие-либо указатели сработали, следует записать об этом в оперативный журнал и выяснить причину.

6.4.9 Неисправность автомата гашения поля, определенная при отключении турбогенератора, должна быть устранена.

Запрещается включать в сеть турбогенератор с неисправным автоматом гашения поля.

6.4.10 При повреждениях в турбогенераторе или в турбине, требующих немедленного отключения турбогенератора (появление дыма, огня, недопустимой вибрации, кругового огня на кольцах ротора или на коллекторе возбудителя, угроза для жизни людей и т. п.), дежурный машинист должен выбить автомат безопасности турбины и сообщить об этом на щит управления по месту нахождения ключа управления выключателем турбогенератора или блока (при наличии командного аппарата включить сигнал «Машина в опасности»).

При таком сообщении и отсутствии активной нагрузки турбогенератор нужно немедленно отключить и снять с него возбуждение.

6.4.11 При некоторых неисправностях возбудителя (например, при искрении на коллекторе машинного возбудителя, повреждении отдельных тиристоров или вентилей в тиристорных или высокочастотных возбудителях и т. д.) нет необходимости в немедленном останове турбогенератора.

Дежурный персонал, обнаруживший неисправность, должен сообщить об этом руководителю смены электростанции. Следует уменьшить возбуждение турбогенератора или частично разгрузить его, а турбогенератор перевести на резервное возбуждение и устранить неисправность.

6.4.12 В условиях эксплуатации переводы с основного возбуждения на резервное и обратно должны выполняться без отключения турбогенераторов от сети. Переходы с рабочего канала регулирования возбуждения на резервный и обратно должны производиться, как правило, без изменения режима работы турбогенераторов.

6.4.13 При выявлении отклонений теплового режима турбогенератора от нормального (действием сигнализации или при текущих проверках теплового состояния турбогенератора) дежурный персонал, обслуживающий турбогенератор, обязан сообщить об этом на ЦЩУ и незамедлительно приступить к выявлению причин отклонений.

Для этого необходимо уточнить место повышенного нагрева турбогенератора, проверить по щитовым приборам (по индикации электрических параметров турбогенератора на рабочем месте оперативного персонала АСУ ТП) его электрические

параметры (ток, напряжения, мощность), провести проверку состояния систем охлаждения (по отображению схем охлаждения на видеокадрах и в натуре).

Если по результатам этих проверок выявить и устранить причину повышенного нагрева не удается, а явных признаков ложной работы устройства теплового контроля не выявляется, то при достижении предельно допустимой температуры дежурный персонал обязан немедленно приступить к разгрузке турбогенератора и снизить ее до уровня, при котором температура снизится до допустимого значения. Если разгрузкой добиться снижения температур не удается, турбогенератор должен быть отключен от сети с последующим погашением поля и остановлен.

Во избежание неоправданных разгрузок отключений турбогенератора местные инструкции должны содержать указания по выявлению ложных показаний системы теплового контроля. При этом следует принять во внимание, что возникновение неисправностей цепей теплоконтроля, как правило, сопровождается скачкообразным изменением показателей. Если установлен плавный рост температуры по термопреобразователям сопротивления (ТС) и четкая зависимость их (его) показаний от повышения и снижения нагрузки, то срабатывание сигнализации следует считать истинным. В большинстве случаев появления повышенного нагрева, зафиксированного одним из термодатчиков, сопровождается повышением температур либо по идентичным датчикам, либо по датчикам другого назначения (например, одновременное повышение температуры активных частей турбогенератора и охлаждающих их сред и т. п.).

6.4.14 Для турбогенераторов, имеющих замкнутый контур водоснабжения ГО, при повышении температуры воды на входе ГО выше 33 °С необходимо осуществить переход с теплообменника, охлаждаемого конденсатом (ОГК), на теплообменник с циркуляционной водой (ОГЦ) и включить дополнительный ОГЦ при его наличии.

При повышении температуры охлаждающего газа выше 40 °С (44 °С для турбогенераторов единой серии ТВВ), а дистиллята в обмотках выше 45 °С следует (в соответствии с п. 6.2.13 стандарта) снизить токи статора и ротора и принять меры по восстановлению температуры.

При повышении температуры охлаждающего газа выше 55 °С необходимо наряду с разгрузкой машины по реактивной и активной мощности в течение 5 мин принять меры к снижению температуры холодного газа. В случае невозможности ее снижения турбогенератор должен быть аварийно отключен от сети вручную.

При появлении предупредительного сигнала о снижении расхода охлаждающей воды ниже 60-75 % номинального следует принять меры по восстановлению номинального расхода (проверить состояние запорной арматуры, работу насосов, при необходимости перейти на резервный насос и т. п.).

При появлении сигналов «Отключены оба НГО» или «Снижение расхода охлаждающей воды ниже 30 %» следует принять меры к восстановлению работоспособности насосов ГО (НГО) и восстановлению расхода воды до срабатывания защиты (3 и 5 мин соответственно).

При появлении сигналов «Низкий уровень КБ» и «Неисправность охлаждения турбогенератора» необходимо включить подпитку компенсационного бака (КБ) и после этого выяснить причину снижения уровня воды в КБ.

6.4.15. При повышении температуры, измеряемой ТС, предназначенными для контроля за проходимостью стержней обмотки статора турбогенераторов с водяным охлаждением сверх допустимой, действовать в соответствии с п. 6.4.13 стандарта. Одновременно должна быть проведена проверка наличия водорода в дистилляте. Таким же образом следует действовать при увеличении сверх допустимой разницы температур отдельных стержней обмотки.

Турбогенератор, на котором отмечены указанные ненормальности, при первой возможности должен быть остановлен для выяснения причины повышения температуры.

При обнаружении водорода в дистилляте действовать в соответствии с п. 6.4.27 стандарта.

6.4.16 При появлении предупредительного сигнала о снижении до 75 % номинального расхода дистиллята или масла в турбогенераторах с непосредственным охлаждением обмоток статора и ротора необходимо принять меры по восстановлению расхода. Если восстановить расход жидкости не удается, и он продолжает сни-

жаться, следует при снижении расхода до 50 % или прекращении циркуляции охлаждающей жидкости по обмотке попытаться в течение 2 мин до срабатывания защиты снять токовую нагрузку турбогенератора, отключить его от сети и не более чем через 4 мин (считая с момента прекращения циркуляции или подачи сигнала об аварийном снижении расхода) снять напряжение. Уставки защит должны быть указаны в заводских инструкциях.

6.4.17 При выходе из строя части ТС, контролирующих температуру обмотки и стали статора, а также охлаждающего газа турбогенераторов с косвенным и непосредственным охлаждением необходимо действовать в соответствии с подразделом 7.5 стандарта.

6.4.18 При внезапном исчезновении показаний одного из приборов в цепи статора или ротора необходимо проверить по показаниям остальных приборов, не является ли это результатом повреждения этого прибора. Если будет обнаружено повреждение, следует, не изменяя режима работы турбогенератора, принять меры к устранению обнаруженной неисправности.

В случае внезапного изменения активной и реактивной мощности, исчезновения показаний тока в фазах А (С), необходимо осмотреть токовые цепи. При выявлении запаха гари, потрескивания или обрыва токовых цепей следует быстро снять токовую нагрузку и отключить турбогенератор от сети.

6.4.19 При снижении сопротивления изоляции цепи возбуждения работающего турбогенератора против обычного уровня (кроме случаев, оговоренных в п. 6.4.20 стандарта) необходимо принять меры к восстановлению сопротивления изоляции путем обдувки контактных колец турбогенератора и коллектора возбудителя сжатым воздухом при давлении не более 0,2 МПа (2 кгс/см^2), предварительно проверив его на отсутствие влаги, на турбогенераторах переводом на резервное возбуждение уточнить местонахождение участка со сниженным сопротивлением изоляции.

Если сопротивление изоляции не восстанавливается, необходимо установить тщательное наблюдение за турбогенератором. При первой возможности такой турбогенератор должен быть остановлен для выявления причины снижения сопротивления изоляции и приняты меры к его восстановлению.

6.4.20 При появлении сигнала или выявлении измерениями глубокого понижения сопротивления изоляции цепи возбуждения турбогенератора с непосредственным охлаждением обмотки ротора он должен быть не более чем за 1 ч, а при замыкании на землю – немедленно переведен на резервный возбудитель или резервный тиристорный канал возбуждения. Если при этом сопротивление изоляции восстановится, турбогенератор может быть оставлен в работе, если оно останется пониженным, но выше предельного наименьшего значения, установленного инструкцией завода-изготовителя или другими нормативными документами, турбогенератор при первой возможности, но не позднее чем через 7 сут должен быть выведен в ремонт.

При отсутствии резервного возбудителя, невозможности его использования или неисправности резервного тиристорного канала возбуждения, а также при дальнейшем понижении сопротивления изоляции (ниже предельного наименьшего значения) при работе на резервном возбуждении турбогенератор должен быть в течение 1 ч разгружен, отключен от сети и выведен в ремонт.

При появлении замыкания на землю (понижении сопротивления изоляции до 2 кОм и ниже) в цепи возбуждения турбогенератора с косвенным охлаждением обмотки ротора он должен быть переведен на резервный возбудитель или резервный тиристорный канал возбуждения. Если при этом замыкание на землю исчезнет, допускается оставить турбогенератор в работе. При обнаружении замыкания на землю в обмотке ротора турбогенератор должен быть при первой возможности выведен в ремонт. До вывода в ремонт при устойчивом замыкании обмотки ротора на корпус должна быть введена защита от двойного замыкания на землю в обмотке ротора с действием на сигнал или отключение. При появлении сигнала турбогенератор должен быть немедленно разгружен и отключен от сети. Если защита от двойного замыкания не предусмотрена или не может быть введена, то турбогенератор должен быть в течение 1 ч разгружен, отключен от сети и выведен в ремонт.

Работа синхронных компенсаторов с замыканием на землю в цепи возбуждения не допускается.

6.4.21 При возникновении в обмотке ротора виткового замыкания, не связанного с замыканием на землю, и при удовлетворительной вибрации турбогенератора

допускается длительная работа его до вывода в ремонт по решению главного инженера электростанции. Ток ротора при этом не должен превышать длительно допустимого значения (ограничения форсировки возбуждения не требуется).

До вывода в ремонт за таким турбогенератором должно быть установлено дополнительное наблюдение (по изменению во времени сопротивления изоляции обмотки ротора, периодическому измерению полного сопротивления обмотки ротора переменному току при остановах).

6.4.22 Если турбогенератор при симметричной нагрузке перешел в режим двигателя, то следует, не отключая турбогенератор, принять меры к переводу его в режим выработки активной энергии. Работа турбогенератора в режиме двигателя может быть допущена сколь угодно долго и ограничивается условиями работы турбины. Если переход турбогенератора в режим двигателя связан с ложным срабатыванием автомата безопасности турбины, дежурный машинист должен немедленно завести автомат безопасности и сообщить об этом на щит, после чего следует приступить к подъему активной нагрузки.

В тех случаях, когда завести автомат безопасности без отключения турбогенератора не удается, следует перевести реактивную нагрузку на другие турбогенераторы и отключить турбогенератор. После завода автомата безопасности турбогенератор можно включить и набрать нагрузку.

6.4.23 При возникновении качаний в сети дежурный персонал должен действовать согласно указаниям, приведенным в местных инструкциях, или действовать в соответствии с документом «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем», а именно:

– для ликвидации возникшего режима синхронных качаний турбогенераторов необходимо выполнять разгрузку турбогенераторов по активной мощности и увеличение загрузки по реактивной мощности в пределах установленных для них ограничений с контролем частоты и перетоков мощности по связям;

– необходимо постоянно осуществлять контроль загрузки связей, не допуская их перегрузки выше максимально допустимых значений.

6.4.24 При недопустимом понижении перепада давления «масло – водород» в системе уплотнений вала (устанавливается в заводских инструкциях), а также при нарушениях газоплотности масляных уплотнений вала, возникающих вследствие аварийного снижения давления масла, застревания вкладышей торцевого типа, выплавления вкладышей и т. д., турбогенератор необходимо немедленно отключить, погасить поле и начать вытеснение водорода углекислотой (или азотом).

6.4.25 При неполадках в работе газомасляной системы турбогенераторов с водородным и смешанным водородно-водяным охлаждением следует действовать согласно указаниям соответствующей заводской инструкции по эксплуатации газомасляной системы водородного охлаждения турбогенераторов.

6.4.26 У турбогенераторов с косвенным или непосредственным водородным охлаждением при появлении в корпусе незначительного количества воды (до 500 $см^3$ в смену), свидетельствующее о течи в трубках ГО, необходимо выявить неисправный ГО поочередным их отключением.

На время работы с отключенным ГО токи статора и ротора должны быть уменьшены таким образом, чтобы нагрузка турбогенератора была не более 75 % номинальной полной мощности, а у турбогенераторов ТГВ-300 не более 65 % (у турбогенераторов ТГВ-200 и ТГВ-200М отключать ГО не разрешается).

Турбогенератор должен быть немедленно разгружен и отключен от сети при попадании в корпус турбогенератора большого количества воды (более 500 $см^3$ в смену).

У турбогенераторов с непосредственным водяным и водородно-водяным охлаждением появившееся в корпусе небольшое количество воды (до 500 $см^3$ в смену) следует слить и установить наблюдение за турбогенератором.

Если вода продолжает скапливаться, то необходимо с помощью дренажных отводов определить источник появления воды. Если таким источником является ГО, то следует при первой возможности турбогенератор вывести в ремонт для исправления ГО.

У турбогенераторов, имеющих водяное охлаждение щитов, промежуточной втулки и нажимных фланцев, необходимо убедиться, не попадает ли вода в корпус

из системы их водяного охлаждения (по наличию водорода в сливном бачке). При попадании воды внутрь турбогенератора эта система должна быть отключена от питающей и сливной магистралей на время до ближайшего останова турбогенератора и устранения причин возникновения течи.

При попадании воды в корпус турбогенератора из системы водяного охлаждения обмоток, а также в случае появления большого количества воды (более 500 $см^3$ в смену) турбогенератор должен быть немедленно разгружен и отключен.

При остановах турбогенератора в результате попадания воды в корпус статора, для уменьшения воздействия повышенного напряжения на увлажненную изоляцию обмотки ротора гашение поля следует производить с учетом п. 5.3.10 стандарта.

6.4.27 При появлении водорода в газовой ловушке системы водяного охлаждения обмотки статора следует установить тщательное наблюдение за турбогенератором (проверять наличие водорода в дистилляте каждый час, следить за температурой стержней и отсутствием попадания воды в корпус турбогенератора). Для выяснения возможности устранения причин неплотности турбогенератор следует остановить при первой возможности, но не позднее чем через 5 сут после обнаружения водорода в дистилляте.

Наличие в дистилляте большого количества водорода приводит к ухудшению охлаждения обмотки и может вызвать закупорку отдельных полых проводников стержней газовыми пробками. Во избежание этого, рекомендуется при попадании водорода в дистиллят действовать в соответствии с заводской инструкцией по эксплуатации газомасляной системы водородного охлаждения турбогенераторов: осторожно повышать давление дистиллята на входе в машину или снижать давление водорода в корпусе таким образом, чтобы количество водорода, попадающего в водяную систему, было минимальным (менее 3 %), но не исчезающим, т. е. чтобы в месте возникновения неплотности еще сохранялось превышение давления газа над дистиллятом и исключалось бы увлажнение обмотки вытекающим дистиллятом. В случае снижения давления водорода необходимо также уменьшить нагрузку турбогенератора. До проведения соответствующих испытаний разрешается снижать нагрузку, как указано в п. 6.2.17 стандарта.

Если эти меры оказываются неэффективными и наблюдается бурное выделение водорода, при этом его концентрация в газовой ловушке достигает величины 20 % и более, расход дистиллята через обмотку колеблется, снижается давление водорода в корпусе, то необходимо немедленно разгрузить турбогенератор и отключить его от сети, остановить насосы обмотки статора, закрыть задвижки на входе и выходе дистиллята из машины и вывести турбогенератор в ремонт.

6.4.28 При обнаружении течи элементарных проводников обмотки статора турбогенераторов поврежденные проводники могут быть заглушены.

Турбогенераторы с заглушенными полыми проводниками в стержне разрешается оставлять в эксплуатации при соблюдении следующих условий:

– заглушать можно не более двух элементарных проводников в стержне. При этом не могут быть заглушены: у турбогенераторов серии ТВВ – два соседних проводника в вертикальном столбце; у турбогенераторов ТГВ-200М – два соседних проводника в вертикальном столбце, а также два крайних или средних проводника в верхнем и нижнем рядах; у турбогенераторов ТГВ-500 – два соседних проводника в вертикальном столбце, а также соседние проводники в верхнем и нижнем рядах;

– обмотка статора должна быть испытана напряжением промышленной частоты, равным $U_{ном}$, после заглушения проводников, имеющих течи.

Верхние стержни с двумя заглушенными проводниками должны быть заменены во время ближайшего капитального ремонта. Нижние стержни, выдержавшие при капитальном ремонте испытание повышенным напряжением, могут быть оставлены в работе на более длительный срок.

6.4.29 Содержание водорода в картерах подшипников, сливных маслопроводах уплотнений вала (с воздушной стороны), экранированных токопроводах, кожухах линейных и нулевых выводов должно быть менее 1 %. Работа турбогенератора при содержании водорода в токопроводах, кожухах линейных и нулевых выводов 1 % и выше, а в картерах подшипников, сливных маслопроводах уплотнений вала (с воздушной стороны) более 2 % не допускается.

При систематическом появлении в картерах подшипников водорода с концентрацией около 1 % необходимо проверить работу системы маслоснабжения уплот-

нений вала. При содержании водорода от 1 % до 2 % следует продуть картеры подшипников инертным газом. При повышении концентрации водорода более 2 % необходимо остановить турбогенератор для устранения причины утечки водорода.

При появлении водорода в кожухе экранированного токопровода более 1 % в него следует подать инертный газ, немедленно отключить турбогенератор и, не дожидаясь его останова, начать вытеснение водорода из корпуса.

6.4.30 При эксплуатации турбоагрегатов средние квадратические значения виброскорости подшипниковых опор должны быть не выше 4,5 мм/с.

При вибрации свыше 7,1 мм/с не допускается эксплуатировать турбоагрегаты более 7 сут, а при вибрации 11,2 мм/с турбина должна быть отключена действием защиты или вручную.

Турбина должна быть немедленно остановлена, если при установившемся режиме происходит одновременное внезапное изменение вибрации оборотной частоты двух опор одного ротора, или смежных опор, или двух компонентов вибрации одной опоры на 1 мм/с и более от любого начального уровня.

Турбина должна быть разгружена и остановлена, если в течение 1-3 сут произойдет плавное возрастание любого компонента вибрации одной из опор подшипников на 2 мм/с.

Эксплуатация турбоагрегата при низкочастотной вибрации недопустима. При появлении низкочастотной вибрации, превышающей 1 мм/с, должны быть приняты меры к ее устранению.

6.4.31 При снижении сопротивления изоляции подшипников, масляных уплотнений или маслоуловителей ниже установленных норм проверить содержание механических примесей и воды в масле и довести их до уровня, удовлетворяющего требованиям заводской документации. При обнаружении неисправности изоляции подшипников, масляных уплотнений, маслоуловителей, устройств подвода и слива дистиллята (при водяном охлаждении ротора) на работающем турбогенераторе и его возбудителе со стороны, противоположной турбине, способом, указанном в подразделе 7.7 стандарта, или другим способом, предусмотренным заводской инструкцией, должны быть приняты все возможные меры по ее восстановлению в доступных ме-

стах. Необходимо проверить целостность изоляции фланцевых соединений и их болтов, масло- и водопроводов, закладных листов в подстуловых изоляционных пакетах подшипников, удалить скопившуюся грязь по периферии изоляционных прокладок, устранить возможные замыкания на корпус подшипника, металлической брони кабелей и шлангов, цепей теплового и вибрационного контроля и т. д.

Если перечисленные мероприятия не дали положительных результатов, то решение об останове турбогенератора или временном сохранении его в работе принимает технический руководитель электростанции.

В последнем случае следует установить наблюдение за нагревом вкладышей подшипников и при первой возможности вывести турбогенератор в ремонт для восстановления поврежденной изоляции.

6.4.32 При обнаружении кругового огня на контактных кольцах ротора, персонал должен немедленно отключить турбину, снять возбуждение и отключить турбогенератор от сети.

6.4.33 Обо всех серьезных дефектах (повреждение активной стали или системы ее крепления, повреждение изоляции, пробои при испытаниях и т. п.), обнаруженных во время осмотров, ремонтов и профилактических испытаний турбогенераторов мощностью 100 МВт и выше (за исключением рядовых случаев пробоя на них микалентной компаундированной изоляции), следует немедленно уведомлять завод-изготовитель для своевременного принятия мер по предотвращению аналогичных повреждений на других электростанциях и оказания квалифицированной помощи в установлении причин возникновения дефекта.

6.5 Надзор и уход за турбогенераторами и синхронными компенсаторами

6.5.1 Показания приборов, характеризующих состояние турбогенератора при его эксплуатации, должны записываться в щитовую ведомость не реже чем 2 раза в смену (кроме показаний, которые фиксируются регистрирующими приборами и средствами АСУ ТП).

На турбогенераторах, вновь вводимых в эксплуатацию, в течение первых 6 мес и на головных и опытно-промышленных образцах в период освоения, запись пока-

заний приборов должна производиться не реже чем через 2 ч. Объем и периодичность записи информации устанавливаются для каждого турбогенератора в соответствии с заводской инструкцией по эксплуатации, а с учетом местных условий приводятся в местной инструкции на каждый тип турбогенератора.

Проверка приборов, регистрирующих электрические параметры, производится сравнением показаний регистрирующих и показывающих приборов с последующей записью об этом на ленте не реже 1 раза в сутки.

6.5.2 У турбогенераторов с водородным охлаждением запись показаний приборов контроля работы газомасляной системы производится в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей.

6.5.3 Запись показаний устройства контроля изоляции цепи возбуждения производится не реже 1 раза в сутки.

Сопротивление изоляции всей цепи возбуждения турбогенераторов с газовым охлаждением обмотки ротора и с воздушным охлаждением элементов системы возбуждения, измеренное соответствующим устройством или мегаомметром на 500-1000 В, должно быть не менее 0,5 МОм.

При водяном охлаждении обмотки ротора или элементов системы возбуждения допустимые значения сопротивления изоляции цепи возбуждения определяются заводскими инструкциями по эксплуатации турбогенераторов и систем возбуждения.

Работа турбогенераторов, имеющих сопротивление изоляции цепей возбуждения ниже нормированных значений (если при этом не нарушаются условия п. 6.4.20 стандарта), допускается только с разрешения технического руководителя электростанции.

6.5.4 Сопротивление изоляции подшипников и корпусов уплотнений вала турбогенераторов и синхронных компенсаторов при монтаже или после ремонта при полностью собранных маслопроводах, измеренное мегаомметром на 1000 В, должно быть не менее 1 МОм, если в стандартах или в инструкциях заводов-изготовителей не указаны другие более жесткие нормы.

Исправность изоляции подшипников и уплотнений вала турбогенераторов, а также синхронных компенсаторов должна проверяться не реже 1 раза в месяц, если

в заводских инструкциях для крупных турбогенераторов, снабженных специальными устройствами контроля, не указана более частая периодичность проверок.

6.5.5 У турбогенераторов (синхронных компенсаторов) с водородным охлаждением при нормальной работе должны поддерживаться следующие параметры водорода:

а) избыточное давление в корпусе турбогенератора (синхронного компенсатора) – в соответствии с паспортными данными или указаниями завода-изготовителя, колебания давления водорода в корпусе при номинальном избыточном давлении водорода до 1 кгс/см^2 (100 кПа) должны быть не более 20 %, а при большем избыточном давлении допускаются не более ±0,2 кгс/см^2 (±20 кПа);

б) чистота водорода должна быть не ниже:

– в корпусе турбогенераторов с непосредственным водородным охлаждением и синхронных компенсаторов всех типов – 98 %;

– в корпусе турбогенераторов с косвенным водородным охлаждением при избыточном давлении водорода 0,5 кгс/см^2 (50 кПа) и выше – 97 %, а при избыточном давлении водорода до 0,5 кгс/см^2 (50 кПа) – 95 %;

в) температура точки росы водорода при рабочем давлении или воздуха в корпусе турбогенератора должна быть не выше 15 °С и всегда ниже температуры воды на входе в ГО, при этом относительная влажность водорода при температуре 35 °С и более составляет 30 % и менее; температура точки росы воздуха в корпусе турбогенератора с воздушным или полным водяным охлаждением должна быть не выше значения, устанавливаемого заводской инструкцией по эксплуатации;

г) содержание водорода в картерах подшипников, сливных маслопроводах уплотнений вала (с воздушной стороны), экранированных токопроводах, кожухах линейных и нулевых выводов должно быть менее 1 %. Работа турбогенератора при содержании водорода в токопроводах, кожухах линейных и нулевых выводов 1 % и выше, а в картерах подшипников, сливных маслопроводах уплотнений вала (с воздушной стороны) более 2 % не допускается;

д) содержание кислорода в водороде в корпусе турбогенератора (синхронного компенсатора) должно быть не более 1,2 %, а в поплавковом гидрозатворе, бачке

продувки и водородоотделительном баке маслоочистительной установки турбогенератора – не более 2 %.

6.5.6 Давление масла в уплотнениях при неподвижном и вращающемся роторе должно быть не менее чем на 0,03-0,08 МПа (0,3-0,8 кгс/см^2) выше давления газа в корпусе турбогенератора. Значение перепада зависит от конструкции уплотнения и рабочего давления водорода и должно устанавливаться в соответствии с заводскими инструкциями. Дифференциальные регуляторы должны поддерживать избыточное давление масла на уплотнениях при любых режимах работы турбогенератора.

На ТГВ-200 и ТГВ-300 с торцевыми уплотнениями вала при работе на валоповоротном устройстве перепад давления масло – водород следует увеличить до 0,2 МПа (2 кгс/см^2).

6.5.7 Организация водно-химического режима системы охлаждения обмоток статора турбогенераторов, предельно допустимые значения показателей охлаждающего дистиллята, а также меры по обеспечению требуемого качества охлаждающего дистиллята должны соответствовать нормативным требованиям.

В таблице 6.5.1 представлены нормы на качество дистиллята в системе водяного охлаждения обмоток статоров турбогенераторов при нормальных условиях эксплуатации.

Таблица 6.5.1 – Нормы на качество дистиллята в системе водяного охлаждения обмоток статоров турбогенераторов

Нормируемый показатель качества дистиллята	Допустимое значение показателя
Значение pH при температуре 25 °С	8,5 ± 0,5
Удельное электрическое сопротивление (проводимость) при температуре 25 °С, кОм·см (мкСм/см)	Не менее 200 (не более 5)
Содержание кислорода, мкг/кг (для закрытых систем)	Не более 400
Содержание меди, мкг/кг	Не более 100
Расход воды через фильтр смешанного действия (ФСД), % расхода циркулирующего дистиллята	1÷5

Примечания

1 До ввода в эксплуатацию фильтров смешанного действия (ФСД) временно допускаются следующие предельные значения показателей качества дистиллята: pH = 7,0÷9,2; содержание меди – не более 200 мкг/кг; удельное сопротивление дистиллята – не менее 100 кОм·см.

Величина продувки контура должна составлять не менее 6 м^3/сут, а при необходимости снижения содержания меди – не более 20 м^3/сут для закрытых систем.

2 Величину продувки (потерь) дистиллята в контуре охлаждения следует определять по скорости понижения уровня воды в баке подпитки при прекращении подпитки контура.
3 Указанные показатели, включая продувку (потери) дистиллята, следует контролировать не реже 1 раза в неделю (а при измерении их с помощью приборов автоматического контроля – 1 раз в смену) с записью результатов в журналах. Отбор проб и определение показателей производить одновременно (в течение одной смены).
4 Допускается превышение не более чем на 50 % норм содержания соединения меди и кислорода в течение первых 4 сут при пуске турбогенератора после капитального, среднего или текущего ремонтов, а также при нахождении в резерве.
5 При ведении водного режима с ингибиторами коррозии допускаются отклонения от установленных норм по согласованию с заводами-изготовителями.

6.5.8 Качество дистиллята (изоляционного масла), циркулирующего в системе жидкостного охлаждения обмоток и выпрямительных установок турбогенераторов, должно соответствовать положениям типовой и заводских инструкций по эксплуатации турбогенераторов и систем возбуждения.

Фильтры, установленные в системе жидкостного охлаждения, должны постоянно находиться в работе.

При понижении удельного сопротивления дистиллята в обмотках турбогенератора до 100 кОм·см должна действовать предупредительная сигнализация, а при его понижении до 50 кОм·см турбогенератор должен быть разгружен, отключен от сети и возбуждение снято.

Заполнение системы охлаждения обмотки статора дистиллятом следует производить при открытых дренажных трубках напорного и сливного коллекторов обмотки, теплообменников и фильтров в целях обеспечения вытеснения воздуха из системы. Система считается заполненной лишь после прекращения выделения воздуха из контрольных дренажных трубок обмотки статора.

В период работы водяной системы охлаждения у турбогенераторов необходимо поддерживать непрерывный минимальный слив в дренаж охлаждающей воды через контрольные дренажные трубки коллекторов обмотки.

На турбогенераторах с непосредственным водомасляным охлаждением физико-химические характеристики и изоляционные свойства масла должны соответствовать указаниям заводских инструкций по эксплуатации.

6.5.9 Расход дистиллята у турбогенераторов с водяным охлаждением обмоток статора должен поддерживаться постоянным. Допускается отклонение ±10 % номинального.

Для исключения попадания дистиллята в корпус турбогенератора (в случае возникновения течей в системе водяного охлаждения) давление дистиллята на входе в обмотку статора турбогенератора при фторопластовых шлангах должно, как правило, поддерживаться на 0,05 МПа (0,5 кгс/см^2) ниже рабочего избыточного давления водорода в корпусе турбогенератора.

Примечание – Это требование не распространяется на турбогенераторы, у которых из-за конструктивных особенностей давление на входе в обмотку статора не может быть ниже давления газа в корпусе турбогенератора, (ТГВ-200М, ТГВ-200-2М, ТЗВ и т. д.).

6.5.10 Суточная утечка водорода в турбогенераторе должна быть не более 5 %, а суточный расход с учетом продувок – не более 10 % общего количества газа при рабочем давлении.

Суточный расход водорода в синхронном компенсаторе должен быть не более 5 % общего количества газа в нем.

Примерные газовые объемы турбогенераторов разных типов приведены в таблице 6.5.2 (по данным заводов-изготовителей).

Таблица 6.5.2 – Газовые объемы турбогенераторов с водородным охлаждением (со вставленным ротором)

Турбогенератор	Газовый объем, м^3	Турбогенератор	Газовый объем, м^3
ТВ2-30-2	26	ТВВ-320-2	87
ТВ-50-2	50	ТВВ-500-2	100
ТВ-60-2	50	ТВВ-800-2	126
ТВ2-100-2	65	ТВВ-1200-2	160
ТВ2-150-3	100	ТВВ-160-2Е	50
ТВФ-60-2 ТВФ-63-2	34	ТВВ-220-2Е	56
		ТВВ-320-2Е	65
ТВФ-100-2 ТВФ-120-2	50	ТВВ-500-2Е	84
		ТВВ-800-2Е	126
		ТГВ-25	26
ТВФ-63-2Е	30	ТВС-30	26
ТВФ-100-2Е	47	ТГВ-200	70
ТВВ-165-2	53	ТГВ-300	75
ТВВ-200-2	56	ТГВ-500	73

Суточная утечка водорода из корпуса турбогенератора определяется не реже 1 раза в месяц.

6.5.11 При пуске турбогенератора (с косвенным водородным охлаждением) на воздушном охлаждении необходимо предварительно произвести химический анализ воздуха в его корпусе для проверки отсутствия водорода в воздушной среде. При работе такого турбогенератора с воздушным охлаждением под нагрузкой необходимо, чтобы работал влагоосушитель.

6.5.12 Непродолжительная работа турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток (водородным и смешанным водородно-водяным) при воздушном охлаждении разрешается только в режиме холостого хода без возбуждения, для турбогенераторов серии ТВФ допускается кратковременно возбуждение машины, отключенной от сети. При этом температура воздуха должна быть не выше указанной в заводской инструкции.

Запрещается:

– работа под нагрузкой при воздушном охлаждении указанных турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток;

– работа турбогенераторов с непосредственным жидкостным охлаждением обмоток при отсутствии циркуляции дистиллята или масла в обмотках статора во всех режимах, кроме режима холостого хода без возбуждения;

– вращение ротора при отсутствии циркуляции дистиллята через обмотку ротора, (для турбогенераторов с самонапорной системой водяного охлаждения обмотки возбуждения при 1000 об/мин и выше).

В этих случаях турбогенератор должен быть аварийно остановлен со срывом вакуума турбины.

6.5.13 Регулирование температуры охлаждающего газа и дистиллята следует производить с учетом особенностей схемы питания ГО и теплообменников водой с использованием рециркуляции. Изменение расхода воды через ГО (при разомкнутой схеме) и циркуляционной воды через теплообменники (при наличии замкнутого контура ГО) необходимо производить задвижками на линии слива.

При сбросах нагрузки для предотвращения резкого охлаждения турбогенератора необходимо прикрыть задвижку на линии слива и подавать минимальное количество воды в ГО или теплообменники соответственно.

6.5.14 При обнаружении неисправности автоматического газоанализатора чистоты водорода в корпусе турбогенератора необходимо немедленно принять меры по ее ликвидации. Если в течение 4 ч газоанализатор не может быть отремонтирован, то следует производить контрольный химический анализ 1 раз в смену до включения газоанализатора.

6.5.15 Перед плановым отключением турбогенераторов необходимо полностью разгрузить турбогенератор по активной и реактивной нагрузкам, затем после полного прекращения доступа пара в турбину отключить турбогенератор, убедившись в полнофазном отключении выключателя, погасить поле (п. 5.3.10 стандарта). В случае неполнофазного отключения выполнить указания п. 6.4.7 стандарта.

6.5.16 После отключения турбогенератора, снятия возбуждения и останова турбогенератора следует прекратить подачу воды в ГО и теплообменники дистиллята, охлаждающего обмотку статора, для турбогенераторов с водяным охлаждением. При длительных остановках циркуляцию дистиллята через обмотку статора следует прекращать. Однако, если есть опасения, что температура в машинном зале может быть ниже нуля, то для предотвращения повреждения оборудования циркуляция дистиллята должна быть продолжена, а при необходимости ее прекращения систему следует опорожнить и оставшийся дистиллят из обмотки статора удалить продувкой сжатым воздухом согласно инструкции завода-изготовителя.

При всех условиях, кроме аварийных и испытательных, давление дистиллята в обмотке статора турбогенераторов с водо-водородным охлаждением должно быть ниже давления газа в корпусе турбогенератора.

Примечание – Это требование не распространяется на турбогенераторы, у которых из-за конструктивных особенностей давление дистиллята на входе в обмотку статора не может быть ниже давления газа в корпусе турбогенератора. Например: ТГВ-200М, ТГВ-200-2М, Т3В.

6.5.17 Подача масла к масляным уплотнениям турбогенератора должна производиться без перерыва все время, пока турбогенератор заполнен водородом, или во

время замены охлаждающей среды независимо от того, вращается ротор или находится в неподвижном состоянии.

6.5.18 Длительная эксплуатация турбоагрегатов и возбудителей, а также их приемка из капитального ремонта допускаются при вибрации подшипниковых опор (среднеквадратическом значении виброскорости), не превышающей 4,5 мм/с.

При превышении этого значения вибрации, должны быть приняты меры по ее снижению в срок не более 30 сут.

Не допускается эксплуатировать более 7 сут турбогенераторы и возбудители при вибрации свыше 7,1 мм/с. Система защиты должна быть настроена на отключение при достижении вибрации 11,2 мм/с.

Временно, до оснащения необходимой аппаратурой, разрешается контроль вибрации по размаху виброперемещения. При этом длительная эксплуатация допускается при размахе колебаний до 30 мкм при частоте вращения 3000 об/мин и до 50 мкм при частоте вращения 1500 об/мин; изменение вибрации на 1-2 мм/с эквивалентно изменению размаха колебаний на 10-20 мкм при частоте вращения 3000 об/мин и 20-40 мкм при частоте вращения 1500 об/мин.

Недопустима эксплуатация турбогенераторов и возбудителей более 7 сут при вибрации свыше 65 мкм при 3000 об/мин и 130 мкм при 1500 об/мин.

Более жесткие требования к вибрации опор турбогенераторов могут устанавливаться инструкциями по эксплуатации заводов-изготовителей. Контрольные измерения вибрации должны производиться при вводе турбоагрегата в эксплуатацию после монтажа, в последующем не реже чем 1 раз в 3 мес, перед выводом агрегата в капитальный ремонт и после него, а также при заметном повышении вибрации подшипников.

Вибрацию турбоагрегатов мощностью 50 МВт и более следует измерять и регистрировать с помощью стационарной аппаратуры непрерывного контроля вибрации подшипниковых опор, соответствующей государственным стандартам.

До установки стационарной аппаратуры непрерывного контроля вибрации турбогенераторов мощностью менее 50 МВт допускается использовать переносные приборы, метрологические характеристики которых удовлетворяют требованиям

государственных стандартов. Периодичность контроля должна устанавливаться местной инструкцией в зависимости от вибрационного состояния турбоагрегата, но не реже 1 раза в месяц.

Вибрация контактных колец турбогенераторов должна измеряться после каждого ремонта с выемкой ротора и не должна превышать 200 мкм. В последующем вибрация контактных колец должна измеряться не реже 1 раза в 3 мес и не должна превышать 300 мкм.

Если вибрация контактных колец в работе превышает 300 мкм, следует принять меры к ее снижению в соответствии с заводской инструкцией по эксплуатации и ремонту узла контактных колец.

У синхронных компенсаторов с номинальной частотой вращения 750 и 1000 об/мин двойная амплитуда вибрации должна быть не выше 80 мкм. При отсутствии устройства дистанционного измерения вибрации периодичность контроля устанавливается в зависимости от вибрационного состояния компенсатора, но не реже 1 раза в год.

6.5.19 Непосредственно после полного останова и разборки схемы турбогенератора необходимо измерить сопротивление изоляции обмотки статора и всей цепи возбуждения; у турбогенераторов, имеющих систему тиристорного (с водяным охлаждением) возбуждения, сопротивление изоляции цепей возбуждения измеряется при отсоединенной установке тиристорного возбуждения.

У турбогенераторов с водяным охлаждением обмоток сопротивление изоляции измеряется в случаях, когда дистиллят из обмотки удален и водосборное коллекторы отсоединены от внешней системы водяного охлаждения или при циркуляции дистиллята в обмотке, если указанное измерение выполнено по инструкции завода-изготовителя.

У турбогенераторов, работавших по схеме блока турбогенератор-трансформатор, без выключателя на стороне генераторного напряжения сопротивление изоляции обмотки статора измеряется совместно с сопротивлением изоляции обмотки низкого напряжения блочного трансформатора, токопровода, выпрями-

тельного трансформатора, трансформатора напряжения и трансформатора собственных нужд.

Результаты всех измерений сопротивления изоляции заносятся в специальный журнал.

6.6 Испытания турбогенераторов и синхронных компенсаторов

6.6.1 Турбогенераторы синхронные компенсаторы, устанавливаемые на электростанциях и подстанциях, должны подвергаться следующим основным видам эксплуатационных испытаний: приемо-сдаточным (П), при капитальных и текущих ремонтах (К, Т) и в межремонтный период (М). При повреждениях электрических машин в процессе выполнения ремонта проводятся испытания отдельных элементов пооперационно.

Кроме того, могут проводиться приемочные испытания головных и опытных образцов машин, периодические и типовые испытания серийных электрических машин, а также специальные испытания.

Объем, методы, и нормативные показатели испытаний устанавливаются в соответствии с действующими: ГОСТ Р 52776, ГОСТ 609, ГОСТ 11828, ГОСТ 533, ГОСТ 10169 и заводскими документами.

В зависимости от местных условий объем испытаний может быть расширен.

Программы испытаний должны быть утверждены главным инженером электростанции, а программы приемочных, периодических, типовых и специальных испытаний, кроме того, должны быть согласованы с заинтересованными организациями.

6.6.2 Испытания турбогенераторов на нагревание проводятся не позднее чем через 6 мес после ввода в эксплуатацию. В дальнейшем во время эксплуатации периодически (1 раз в 10 лет) проводятся контрольные испытания на нагревание при одном-двух режимах работы. Испытания на нагревание должны проводиться также после полной замены обмотки ротора или статора, а также реконструкции системы охлаждения. Турбогенераторы мощностью до 12 МВт включительно можно не испытывать.

Для турбогенераторов, на которых в соответствии с ГОСТ 533 и техническими условиями разрешается длительная работа с повышенной активной нагрузкой по

сравнению с номинальной, при установленных значениях коэффициента мощности и параметров охлаждающих сред характеристики нагрева должны определяться как для номинальных, так и для упомянутых значений параметров охлаждения.

6.6.3 Определение регулировочных характеристик производится опытным путем или графическим способом по ГОСТ 10169.

6.6.4 Напряжение на выводах турбогенератора при снятии характеристики и испытании защит зависит от схемы работы турбогенератора (блоком или на шинах генераторного напряжения) и не должно превышать допустимого, указанного в приложении А к стандарту, разделы 3 и 5.

6.6.5 Результаты всех испытаний должны оформляться протоколами. В протоколы помимо результатов должны быть указаны условия проведения измерений и испытаний. Особенно тщательно нужно измерять температуру машины и окружающей среды. Измерение температуры необходимо для сопоставления результатов испытаний, полученных в различное время.

6.6.6 Результаты испытаний не являются единственными и достаточными критериями для оценки технического состояния турбогенератора и решения вопроса о возможности его включения, эксплуатации или необходимости ремонта. Окончательное решение этих вопросов принимается на основании результатов испытаний, ремонтов, осмотров состояния механической части, системы охлаждения, газомасляной системы, системы возбуждения, выключателей, АГП и других элементов схемы, а также результатов анализа работы турбогенератора.

6.7 Требования к составлению местной производственной инструкции по эксплуатации турбогенераторов и синхронных компенсаторов

6.7.1 На каждой электростанции должна быть местная производственная инструкция по эксплуатации турбогенераторов (одна на каждый тип турбогенератора).

6.7.2 Инструкция должна составляться на основе требований данной Инструкции и эксплуатационной документации завода-изготовителя с учетом особенностей каждой электростанции. Отклонения допускаются только в том случае, если они вызваны особенностями данного турбогенератора и направлены на обеспечение надежности его работы.

6.7.3 Местная инструкция должна включать в себя следующие основные разделы:

Общие сведения:

– основные технические данные турбогенератора и возбудителя;

– краткое описание конструкции турбогенератора (включая систему охлаждения, возбуждения и газомасляную) и вспомогательного оборудования;

– допустимые режимы работы.

Эксплуатация турбогенератора:

– распределение обязанностей по обслуживанию турбогенератора между подразделениями;

– подготовка турбогенератора и его вспомогательного оборудования к пуску;

– пуск турбогенератора;

– обслуживание турбогенератора в нормальных, специальных и аварийных режимах;

– отключение турбогенератора (плановое, аварийное, обусловленное отклонениями от нормального режима);

– обслуживание турбогенератора в период останова;

– порядок допуска к осмотру, ремонту и испытаниям;

– требования по технике безопасности и противопожарные мероприятия.

6.7.4 В должностных инструкциях для каждого лица, на которое возложено выполнение производственной инструкции по эксплуатации турбогенераторов, должны быть указаны соответствующие разделы и пункты производственной инструкции, требования которых обязательны для выполнения этими лицами (дежурным инженером, дежурным электротехником, дежурным по щиту управления, дежурным машинистом, мастерами и пр.).

6.7.5 В соответствующих пунктах производственной инструкции все указания по режимам работы турбогенераторов должны быть даны конкретно для каждого турбогенератора в числовых значениях (амперах, вольтах, градусах, мегаомах и пр.).

6.7.6 Местная инструкция должна быть подписана руководителем электротехнического подразделения и утверждена техническим руководителем электростанции.

6.7.7 В местной инструкции для дежурного машиниста турбины (дежурного блочного щита) должны быть указаны:

– его обязанности;

– нормальные, допустимые и аварийные режимы работы турбогенераторов;

– допустимые токи статора и ротора;

– нижний предел температуры входящего газа и воды (из условий отпотевания);

– допустимые температуры обмоток и стали статора, горячего и холодного охлаждающего газа и жидкости;

– допустимые температуры масла, вкладышей подшипников и подпятников;

– допустимые вибрации подшипников;

– давление масла и газа (для турбогенераторов с водородным охлаждением), охлаждающей воды на входе и выходе ГО;

– давление и расход дистиллята или масла (для турбогенераторов с водяным или масляным охлаждением), которые должны поддерживаться в период эксплуатации;

– перепад давления масло-водород, необходимый для нормальной эксплуатации турбогенераторов с водородным охлаждением;

– назначение ключей, блокировок, смысловое значение табло;

– порядок пуска и останова турбогенератора;

– меры по ликвидации отклонений от нормального режима, возникших неисправностей и аварий с турбогенератором, тушению пожара.

6.8 Приемка в эксплуатацию. Комплексное опробование

6.8.1 Приемка турбогенераторов в эксплуатацию после монтажа производится комиссией по программе, согласованной с исполнителями и утвержденной техническим руководителем ТЭС с учетом требований СТО 70238424.27.100.018-2009.

Персональный состав приемочной комиссии устанавливается приказом по электростанции.

6.8.2 Программа приемки предусматривает:

– разработку программы приемо-сдаточных испытаний, сроки и ответственных за их выполнение;

– сроки и ответственных за проверку отчетной монтажной и наладочной документации (монтажные формуляры, протоколы функциональных и электрических испытаний и проверок);

– сроки и ответственных за опробование и приемку турбогенераторов и его вспомогательных систем;

– другие мероприятия, связанные с проведением приемо-сдаточных испытаний.

6.8.3 Руководители работ предприятий, участвующих в монтаже и наладке, предъявляют приемочной комиссии необходимую документацию, составленную в процессе выполнения работ, в том числе:

– монтажные формуляры;

– протоколы испытаний, карты измерений;

– результаты входного контроля, сертификаты на использованные в процессе монтажа материалы и комплектующие изделия;

– протоколы опробования вспомогательных систем;

– акты на скрытые работы;

– другие документы по согласованию электростанции и предприятия-исполнителя монтажных и пуско-наладочных работ.

Документация предъявляется приемочной комиссии не позднее, чем за 2 суток до комплексного опробования оборудования под нагрузкой. Ее конкретный перечень должен быть утвержден техническим руководителем электростанции.

6.8.4 Приемо-сдаточные испытания проводятся для проверки качества сборки и регулировки, а также для проверки эксплуатационных показателей на соответствие установленным гарантиям, требованиям ТУ и ГОСТ.

Испытания проводятся в 2 этапа: испытания при пуске и испытания под нагрузкой.

Сроки проведения приемо-сдаточных испытаний должны обеспечивать своевременное включение установки под нагрузку согласно сетевому (линейному) графику монтажных и пуско-наладочных работ.

6.8.5 Программа приемо-сдаточных испытаний должна содержать:

– при пуске – порядок проведения испытаний вспомогательных систем и оборудования установки, продолжительность, ответственных лиц и особые указания при необходимости;

– под нагрузкой – перечень режимов и контролируемых параметров, продолжительность испытаний, лиц, ответственных за проведение испытаний.

Программа должна соответствовать требованиям технических условий на поставку (контрактных требований), инструкций по эксплуатации в части испытательных режимов и подтверждения гарантированных параметров.

6.8.6 По результатам контроля, испытаний и опробования оборудования, проверки и анализа предъявленной документации приемочная комиссия устанавливает возможность комплексного опробования всего оборудования под нагрузкой.

Комплексное опробование проводится персоналом Заказчика. Началом комплексного опробования энергоустановки считается момент включения ее в сеть или под нагрузку.

6.8.7 Комплексное опробование турбогенераторов считается проведенным при условии нормальной и непрерывной работы в течении 72 ч на основном топливе с номинальной нагрузкой и проектными параметрами пара, а для газотурбинных установок (ГТУ) – газа.

6.8.8 Если в течение приемо-сдаточных испытаний были обнаружены дефекты, препятствующие работе оборудования с номинальной нагрузкой, или дефекты, требующие немедленного останова, то комплексное опробование считается незаконченным до устранения этих дефектов и повторного проведения приемо-сдаточных испытаний.

При возникновении в процессе приемо-сдаточных испытаний нарушений нормальной работы отдельных составных частей оборудования, при которых не требуется немедленный останов, вопрос о продолжении приемо-сдаточных испытаний в

зависимости от характера нарушений решается техническим руководителем энергообъекта по согласованию с представителем завода – изготовителя. При этом обнаруженные дефекты устраняются в сроки, согласованные с энергокомпанией.

6.9 Вывод из эксплуатации

Порядок оформления документации по выводу из эксплуатации изношенного генерирующего оборудования электрических станций, в соответствии с Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации.

6.9.1 До принятия решения о выводе из эксплуатации должен быть решен вопрос о замещении мощности для сохранения баланса потребления электрической и тепловой энергии согласно схемам и договорам энергоснабжения, в том числе с учетом перспективного баланса энергетических нагрузок и потребления.

6.9.2 Заключение о техническом состоянии подготавливается специальными комиссиями на основании осмотров, исследований, испытаний подлежащего выводу из эксплуатации оборудования и составляется:

– комиссией при управляющей энергетической компании, электростанции или зависимой электростанции;

– экспертными комиссиями, созданными собственником с привлечением системного оператора или его филиала, в оперативном управлении (ведении) которого находится ТГ и СК.

6.9.3 Оценка технического состояния ТГ и СК энергетической компании, дочерним и зависимым акционерным обществам (обществам, находящимся в доверительном управлении) производится комиссией в составе:

– представителя регионального предприятия уполномоченного органа государственного контроля и надзора в электроэнергетике;

– генерального директора управляющей компании;

– технического руководителя энергокомпании или управляющей компании;

– технического руководителя электростанции;

– руководителя эксплуатационного подразделения электростанции;

– руководителя планового отдела электростанции;

– руководителя лаборатории (службы) металлов.

По другим электростанциям, оценка производится собственником имущества с привлечением организаций, имеющих лицензию на данный вид деятельности.

По результатам осмотра ТГ и СК, изучения статистических данных, актов и заключений уполномоченного органа государственного контроля и надзора в электроэнергетике, лабораторий (служб) металлов и т. д. комиссия принимает решение о возможности и целесообразности вывода из дальнейшей эксплуатации ТГ и СК.

6.9.4 Решение о выводе из эксплуатации генерирующей мощности по причине физического износа принимается при неудовлетворительном состоянии металла ТГ и СК, которое не может быть отремонтировано или подвергнуться поузловой замене после принятия всех мер к восстановлению его прочности в стационарных условиях.

6.9.5 При техническом перевооружении электростанции, предусматривающем замену физически и морально изношенного генерирующего оборудования (ТГ и СК), основанием для списания устаревшего оборудования является проект, утвержденный в установленном порядке и согласованный с энергетической компанией.

7 Дополнительная группа специальных требований

7.1 Снижение влажности водорода в турбогенераторах

Водяные пары, скапливающиеся в большом количестве в охлаждающем турбогенератор водороде, вредно влияют на изоляцию обмоток, приводят к снижению механической прочности бандажей роторов, вызывают конденсацию влаги на конструктивных элементах внутри корпусов, способствуя усилению процесса коррозии, повышают потери на трение и вентиляцию.

Установки осушки водорода методом охлаждения, успешно применяемые на электростанциях, включающие в себя холодильные машины производительностью 700 ккал/ч, испарители и терморегулирующие вентили, достаточно надежны при продолжительной эксплуатации, потребляют незначительное количество электроэнергии, не требуют существенных трудозатрат при монтаже и обслуживании.

Температура водорода на выходе из испарителя составляет от +5 до –10 °С; в этом режиме из водорода удаляется основное количество влаги.

Учитывая изложенное выше, рекомендуется: при своевременном обнаружении нарушения герметичности системы водяного охлаждения обмоток в турбогенераторах с водородным охлаждением по сливу воды из испарителя, установить для этих турбогенераторов режим работы холодильной машины, исключающей образование «снеговой шубы» в испарителях, поддерживая температуру водорода на выходе из последних в пределах от 0 до +5 °С. Дренирование воды из испарителей в этих машинах производить 1 раз в сутки.

Для турбогенераторов, в которых отсутствует система водяного охлаждения обмоток и давление воды в ГО заведомо ниже давления водорода в корпусе, температуру водорода на выходе из испарителей поддерживать в пределах от 0 до –10 °С, отключая холодильную машину и испаритель для оттаивания 1 раз в неделю.

7.2 Рекомендации по хранению и испытаниям резервных стержней обмоток турбогенераторов и синхронных компенсаторов, а также хранению резинотехнических уплотнительных изделий

7.2.1 Резервные стержни необходимо хранить в сухих отапливаемых помещениях при температуре не ниже +5 °С, при этом должно быть исключено воздействие на них прямых солнечных лучей, нагревательных приборов, паров кислот и других агрессивных сред.

7.2.2 Стержни следует хранить в транспортной (заводской) упаковке или на стеллажах. Стеллажи должны быть сконструированы так, чтобы прямолинейная часть стержня опиралась по всей длине на настил или имела опоры шириной не менее 100 мм, расположенные на расстоянии не более 1,0-1,5 м одна от другой (в зависимости от размера стержней); кроме того, должна иметься опора в лобовых частях. Стержни должны опираться на настил или опоры узкой стороной («на ребро»), лобовые части должны располагаться выпуклой стороной вверх.

Рекомендуется хранить стержни уложенными по всей длине прямолинейной части в жесткие продольные уголки или швеллеры из досок; в этом случае допускается увеличение расстояния между опорами до 2 м.

Допускается хранение стержней турбогенераторов с длиной пазовой части не более 2 м на козлах или кронштейнах с опорами только в прямолинейной части с укладкой стержней плашмя; опоры в этом случае устанавливаются на расстоянии не более 1 м одна от другой.

Не допускается во всех случаях укладка стержней одного на другой или установка прокладок, опирающихся на стержни.

Стержни рекомендуется хранить обернутыми или укрытыми во избежание запыления.

7.2.3 Переноску стержней с длиной пазовой части более 2 м следует производить с привязанными к пазовой части опорными досками или указанными в п. 7.2.2 уголками (швеллерами) с соблюдением мер предосторожности от раскачивания и излома лобовых частей.

7.2.4 Испытания стержней нужно производить перед укладкой их на хранение и в статор непосредственно вблизи ремонтируемого турбогенератора.

Промежуточные испытания следует производить в исключительных случаях при явных повреждениях стержней или опасности их повреждения (ударов, повреждениях стеллажей, перевозки на новое место хранения и т. д.).

Испытательные напряжения выбирают в соответствии с нормами приложения А раздел 5 стандарта применительно к назначению данных стержней, а также согласно указаниям заводских инструкций.

Наряду с испытаниями повышенным напряжением производят и остальные испытания, требуемые для стержней данного типа (например, проверка на отсутствие замыканий элементарных проводников, для стержней обмотки с водяным охлаждением – гидравлические испытания).

7.2.5 Перед испытаниями необходимо производить тщательный осмотр стержней.

Все обнаруженные повреждения наружных покрытий должны быть устранены до проведения испытаний повышенным напряжением. При условии соблюдения требований к помещению для хранения стержней, указанных в п. 7.2.1 стандарта, сушка стержней перед испытаниями не требуется.

В случае каких-либо нарушений этих требований вопросы о необходимости сушки стержней (их поверхностного покрова) и о методах сушки разрешаются руководством электростанции совместно с ответственным представителем ремонтной организации.

7.2.6 Запасные уплотнительные детали турбогенераторов и компенсаторов, изготовленные из резины (прокладки, шнуры, втулки, кольца, манжеты, шайбы), должны храниться в помещении при температуре от 5 до 40 °С.

При хранении детали из резины должны находиться в расправленном виде, исключающем их деформацию, трещинообразование; детали должны быть защищены от воздействия прямых солнечных тепловых и радиоактивных лучей, от попадания на них масла, бензина, керосина и действия их паров, а также от воздействия кислот, щелочей, агрессивных газов и других веществ, разрушающих резину.

7.3 Проверка чередования фаз и синхронизирующего устройства турбогенератора

7.3.1 Проверку чередования фаз нужно производить перед включением в сеть вводимого в эксплуатацию турбогенератора и после окончания капитального ремонта, если в процессе последнего производились работы в первичных цепях турбогенератора, которые могли привести к изменению чередования фаз.

Проверку чередования фаз турбогенератора следует производить двумя способами:

– первый способ применяют при наличии свободной системы шин. По этому способу к трансформатору напряжения, установленному на свободной системе шин, необходимо присоединить указатель чередования фаз. Затем на эту систему шин поочередно подать напряжение от турбогенератора (трансформатора блока) и от сети. Если в обоих случаях диск указателя будет вращаться в одну и ту же сторону, то че-

редование фаз правильно, а если в разные стороны, то необходимо поменять местами две фазы турбогенератора (трансформатора блока) и снова произвести проверку;

– второй способ применяют при отсутствии свободной системы шин. По этому способу к трансформатору напряжения турбогенератора следует присоединить указатель чередования фаз. Разобрать схему «нуля» неподвижного турбогенератора и на трансформатор напряжения турбогенератора подать напряжение сети. Затем отключить выключатель турбогенератора (или блока), собрать схему «нуля», после чего турбогенератор разворачивается и возбуждается и на трансформатор напряжения турбогенератора подается напряжение турбогенератора. Если в обоих случаях диск указателя вращается в одну и ту же сторону, чередование фаз правильное. Если между турбогенератором и его трансформатором напряжения имеется разъединитель (или накладка), то разбирать схему «нуля» турбогенератора не требуется, а достаточно перед подачей напряжения от сети отключить разъединитель (или снять накладку).

7.3.2 Проверка синхронизирующего устройства турбогенератора должна производиться при вводе турбогенератора в эксплуатацию и после окончания капитального ремонта, если в процессе последнего производились изменения в первичных цепях турбогенератора, работы на трансформаторах напряжения или в цепях синхронизационного устройства.

Проверка синхронизирующего устройства одного турбогенератора (блока) может совмещаться с проверкой чередования фаз и производиться подачей на него синхронного и несинхронного напряжений:

– от свободной системы шин (или шин, с которыми синхронизируется турбогенератор);

– от турбогенератора (через соответствующий трансформатор напряжения).

Если имеются затруднения в проверке синхронизирующего устройства на синхронном напряжении, то следует проверить его на несинхронном напряжении, а турбогенератор включать в сеть способом самосинхронизации. После этого при работе турбогенератора в системе синхронизирующее устройство необходимо проверить на синхронном напряжении.

7.4 Ликвидация несимметричных режимов блоков при неполнофазных отключениях и включениях выключателей

7.4.1 При неполнофазных отключениях и включениях воздушных выключателей напряжением 110 кВ и выше и масляных выключателей с пофазным приводом методы ликвидации несимметричных режимов блоков на тепловых электростанциях с турбогенераторами мощностью 150 МВт и выше или с турбогенераторами меньшей мощностью с непосредственным охлаждением зависят от режима работы и нагрузки турбогенератора во время возникновения неполнофазного режима.

7.4.2 Если неполнофазный режим возник во время работы блока под нагрузкой в результате аварийного отключения выключателя, то для предотвращения повреждения турбогенератора токами обратной последовательности от действия релейной защиты должно осуществляться отключение смежных выключателей для обесточивания секции или системы шин, к которой присоединен блок. Если релейная защита откажет или окажется выведенной из действия, то персонал должен быстро отключить вручную все смежные выключатели для обесточивания секции или системы шин, что позволит вывести отказавший выключатель в ремонт. Допускается произвести однократную попытку дистанционного отключения отказавшего выключателя.

Если по значению нагрузки и при наличии технических средств представляется возможным быстро полностью разгрузить блок по активной и реактивной мощности, то отключение смежных выключателей не производится и после разгрузки турбогенератора они переводятся на другую систему шин, после чего оставшийся на системе шин турбогенератор останавливается и его выключатель выводится в ремонт. При наличии свободной системы шин (или обходной) на нее переводится турбогенератор, что значительно упрощает и сокращает указанный объем работ.

После перевода турбогенератора на обходную систему шин и включения обходного выключателя восстанавливается полнофазный режим работы турбогенератора, что позволяет продолжить работу турбогенератора.

Режим работы турбины во время проведения работ по ликвидации несимметричного режима (продолжительность которых может составить от30 мин и более)

определяется местными инструкциями, учитывающими характеристики и особенности каждой турбины.

7.4.3 На тепловых электростанциях с турбогенераторами мощностью 150 МВт и выше или с турбогенераторами меньшей мощностью с непосредственным охлаждением должны быть установлены устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ) или специальные устройства резервирования, действующие на отключение смежных выключателей секции или системы шин (к которой присоединен блок) при отказах выключателей, в том числе сопровождаемых неполнофазным отключением выключателя блока.

На турбогенераторах мощностью 150 МВт и выше должны быть установлены чувствительные защиты обратной последовательности с фильтр-реле или другие аналогичные защиты с зависимой характеристикой выдержки времени.

7.4.4 Если неполнофазный режим возник во время останова блока после его полной разгрузки по активной и реактивной мощности (или соответственно неполнофазный режим возник при включении блока), то небольшое значение тока статора возбужденного турбогенератора обусловливает небольшое значение тока обратной последовательности, в большинстве случаев не приводящее к повреждению турбогенератора. В этом случае при наличии контроля значения тока обратной последовательности (используя защиту обратной последовательности) смежные выключатели не отключаются, а переводятся на другую систему шин. И в данном случае при наличии свободной или обходной системы шин на нее целесообразно перевести турбогенератор, после чего вывести его выключатель в ремонт.

При останове блока персонал должен отключить АГП турбогенератора только после того, как по сигнализации и по показаниям приборов убедиться в отключении выключателя всеми тремя фазами.

7.4.5 При наличии на электростанции блоков с турбогенераторами различной мощности и различными способами охлаждения обмоток только отказ выключателя блока турбогенератора мощностью 150 МВт и выше или турбогенератора с непосредственным охлаждением должен вызвать автоматическое отключение выключателей смежных присоединений.

7.4.6 На остальных электростанциях с блоками турбогенератор-трансформатор или отказе выключателя блока с пофазным управлением турбогенератор должен быть немедленно и полностью разгружен по активной и реактивной мощности и смежные выключатели переведены на другую систему шин, что позволит обесточить систему шин или секцию и вывести поврежденный выключатель в ремонт.

При наличии свободной или обходной системы шин на нее переводится турбогенератор.

7.4.7 На трансформаторах блока, имеющих неполную изоляцию обмотки со стороны нулевых выводов и нормально разземленные нейтрали, следует заземлять последние перед отключением и включением блока, используя для этого короткозамыкатель или разъединитель с дистанционным управлением.

7.5 Допустимость эксплуатации турбогенераторов при выходе из строя части термопреобразователей сопротивления

7.5.1 При повреждении части ТС, контролирующих температуру обмотки и активной стали статора, а также охлаждающего газа турбогенераторов с косвенным и непосредственным охлаждением необходимо восстановить работоспособность всех ТС, повреждения которых находятся вне пазов статора, а также установленных под клиньями. При частичной или полной перемотке обмотки статора по причинам, несвязанным с тепловым контролем, во время ремонта восстановить все вышедшие из строя ТС, расположенные в ремонтируемой части статора. Выемку стержней статорной обмотки только в целях ремонта ТС, как правило, производить не следует.

7.5.2 Допускается длительная эксплуатация турбогенераторов с косвенным охлаждением при выходе из строя части ТС, если в каждой фазе турбогенератора и в каждой зоне по длине статора турбогенератора (две концевых и одна средняя) осталось в работе не менее одного ТС, контролирующего температуру меди и стали статора.

7.5.3 Допускается длительная эксплуатация турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмотки статора серии ТВВ при повреждении не более 5 % ТС, заложенных под клинья и, если в каждой фазе турбогенератора и в каждой зоне по

длине статора осталось не менее одного ТС, контролирующих температуру активной стали статора.

При несоблюдении условий, указанных в пп. 7.5.2 и 7.5.3 стандарта, следует восстановить во время ближайшего капитального ремонта работоспособность всех ТС, заложенных в турбогенераторе.

7.5.4 Допускается оставлять в работе турбогенераторы с непосредственным охлаждением обмотки статора серии ТГВ при выходе из строя части ТС следующих случаях:

– при замыкании на землю в проводке ТС вне сердечника статора. При первой возможности необходимо устранить это замыкание;

– при обрыве проводки ТС (если сопротивление изоляции относительно корпуса машины обоих его концов более 0,5 МОм) и при замыкании между витками. Поврежденный ТС следует отключить от схемы теплового контроля, тщательно заизолировать оба конца и заменить его во время ближайшего капитального ремонта;

– при замыкании на землю в самом ТС или его проводки в сердечнике статора, если обеспечивается постоянное наблюдение за равенством напряжений обоих концов ТС относительно земли. Поврежденный ТС следует заменить при первой возможности исправным;

– при изменении напряжения одного из концов ТС относительно земли турбогенератор должен быть выведен в аварийный ремонт;

– при повреждении ТС, измеряющего температуру обмотки статора, если имеется схема дифференциального контроля температуры воды на линии слива из обмотки статора или она может быть введена в работу. Поврежденный ТС следует заменить на исправный при первой возможности. При отсутствии такого дифференциального контроля турбогенератор должен быть выведен в аварийный ремонт.

7.6 Работа турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток при снижении сопротивления изоляции в цепях возбуждения

7.6.1 У турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток, работающих с большими токами возбуждения, замыкания на корпус обмотки ротора в

двух точках даже при быстром отключении турбогенератора и гашении его поля в результате действия соответствующей защиты могут вызывать значительные повреждения ротора, требующие длительного ремонта машин в заводских условиях.

Своевременный останов турбогенератора при глубоком снижении сопротивления изоляции и замыкании на корпус обмотки ротора в одной точке уменьшает, как правило, объем повреждений. Восстановительный ремонт в этом случае может быть выполнен в станционных условиях в сравнительно короткие сроки.

7.6.2 Для предотвращения значительных повреждений роторов турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток в случаях снижения сопротивления изоляции необходимо уточнять местонахождение участков со сниженным сопротивлением изоляции за время не более 1 ч переводом турбогенераторов на резервное возбуждение при снижении сопротивления изоляции:

– у турбогенераторов с газовым охлаждением обмотки ротора и элементов возбуждения до 8 кОм и ниже (первая группа);

– у турбогенераторов с водяным охлаждением обмотки ротора или вентилей рабочей системы возбуждения, а также с водяным охлаждением обмотки и вентилей до 2,5 кОм (вторая группа);

– у турбогенераторов ТГВ-500 с водяным охлаждением обмотки ротора до 7,5 кОм.

7.6.3 Оставлять турбогенераторы в работе на резервном возбуждении до устранения причины снижения сопротивления изоляции в цепи рабочей системы возбуждения.

Если же после перевода турбогенератора на резервное возбуждение сопротивление изоляции не восстановится или такой перевод не возможен, а значение сопротивления изоляции при этом составляет менее 4 кОм для турбогенераторов первой группы, менее 1,5 кОм для турбогенераторов второй группы и менее 7,5 кОм для турбогенераторов ТГВ-500, то турбогенераторы в течение 1 ч необходимо разгрузить и остановить для ремонта.

В тех случаях, когда сопротивление изоляции имеет значение не менее 4 кОм для турбогенераторов первой группы и не менее 1,5 кОм для турбогенераторов вто-

рой группы, турбогенераторы при первой возможности, но не позднее чем через 7 сут, следует вывести в ремонт.

До вывода турбогенераторов в ремонт сопротивление изоляции цепей возбуждения необходимо контролировать не реже 4 раз в смену.

7.6.4 У турбогенераторов с бесщеточной системой возбуждения при наличии контактных колец осуществлять перевод на резервное возбуждение при снижении сопротивления изоляции до значений, указанных в п. 7.6.2 стандарта, для уменьшения тока емкостной утечки через участок со сниженным сопротивлением изоляции.

Поскольку таким переводом уточнить местонахождение участков со сниженным сопротивлением изоляции нельзя, действия персонала должны определяться требованиями п. 7.6.3 стандарта, даже если после перевода на резервное возбуждение сопротивление изоляции повысится и станет больше значений, указанных в п. 7.6.2 стандарта.

7.7 Контроль изоляции подшипников турбогенераторов

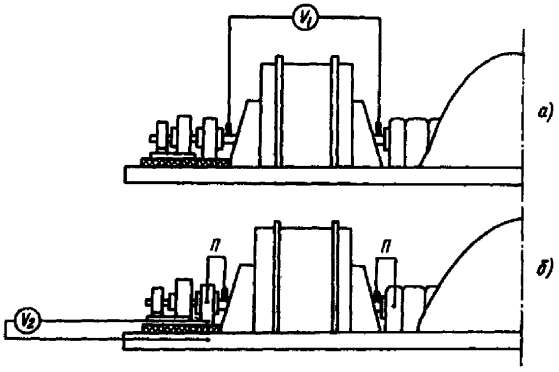
7.7.1 Исправность изоляции подшипников турбогенератора контролируется во время его работы путем проверки целостности изоляции между стулом подшипников и фундаментной плитой (рисунок 7.7.1).

7.7.2 Для сравнения результатов измерений с предшествующими, состояние изоляции рекомендуется проверять при одной и той же нагрузке турбогенератора и одном и том же токе ротора.

7.7.3 Измеряются напряжение между концами вала и напряжение между фундаментной плитой и корпусом подшипника со стороны, противоположной турбине. В этом случае должна быть зашунтирована масляная пленка между валом и корпусом подшипника с обеих сторон турбогенератора.

7.7.4 При исправной изоляции показания вольтметров V_1 и V_2 (см. рисунок 7.7.1) должны быть практически одинаковыми. Различие более чем на 10 % указывает на неисправность изоляции. При этом показание вольтметра V_2 должно быть меньше, чем вольтметра V_1; если же показание будет больше, это свидетельствует о неправильности произведенного измерения, которое должно быть повторено. Измерение проводится с помощью вольтметра переменного тока со шкалой 3-10 В и воз-

можно меньшим внутренним сопротивлением. При использовании приборов с большим внутренним сопротивлением его следует зашунтировать резистором 50-100 Ом.



а – на концах вала; б – между изолированной опорой подшипника и фундаментной плитой; П – перемычка для шунтирования масляной пленки

Рисунок 7.7.1 – Схема подключения вольтметров для определения исправности сопротивления изоляции турбогенератора во время его работы при измерении напряжения

7.7.5 Для измерения напряжения на валу и шунтирования масляной пленки между валом и подшипниками необходимо применять медные сетчатые или пружинящие пластинчатые щетки с изолирующими рукоятками.

В качестве дополнения к указанному выше способу контроля подстуловой изоляции подшипников турбогенераторов является использование мегаомметра. Им можно проконтролировать сопротивление подстуловой изоляции подшипника относительно закладываемого в ней стального листа, что позволяет судить о загрязненности периферийной части подстуловой изоляции. При этом изоляция болтов крепления стула подшипника и фланцев маслопроводов остается непроверенной.

7.7.6 У турбогенераторов с подшипниками, встроенными в щиты, контроль за изоляцией подшипников следует производить в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.

У турбин, не имеющих открытых участков вала, необходимо просверлить отверстие для доступа к валу, лучше всего в крышке одного из подшипников. Это отверстие должно быть надежно закрыто пробкой.

7.7.7 Исправность изоляции подшипников синхронных компенсаторов следует проверять в зависимости от их конструкции либо способом, рекомендуемым для турбогенераторов, либо по указанию завода-изготовителя.

Приложение А
(обязательное)
Объем и нормы испытаний
турбогенераторов и синхронных компенсаторов

А.1 Общие положения

А.1.1 Настоящим приложением «Объем и нормы испытаний турбогенераторов и синхронных компенсаторов» следует руководствоваться при вводе турбогенераторов и синхронных компенсаторов в работу и в процессе их эксплуатации. Наряду с нормами следует руководствоваться действующими руководящими документами, а также инструкциями заводов-изготовителей турбогенераторов и синхронных компенсаторов, если они не противоречат требованиям настоящих норм.

А.1.2 Нормы предусматривают испытания, широко применяемые в последние годы и подтвердившие свою эффективность (например, хроматографический анализ газов, растворенных в масле, инфракрасная диагностика, оценка старения бумажной изоляции и др.), как правило, не требующие вывода турбогенераторов и синхронных компенсаторов из работы и позволяющие определять степень развития и опасность возможных дефектов на ранних стадиях.

А.1.3 В Нормах приняты следующие условные обозначения категорий контроля:

П – при вводе в эксплуатацию новвх турбогенераторов и синхронных компенсаторов и турбогенераторов и синхронных компенсаторов, прошедших восстановительный или капитальный ремонт и реконструкцию на специализированном ремонтном предприятии;

К – при капитальном ремонте на энергопредприятии;

С – при среднем ремонте;

Т – при текущем ремонте электрооборудования;

М – между ремонтами.

Категория «К» включает контроль при капитальном ремонте, как данного вида электрооборудования, так и оборудования данного присоединения.

Испытания при средних ремонтах турбогенераторов и синхронных компенсаторов с выводом ротора производятся в объеме и по нормам для капитального ремонта (К), а без вывода ротора – в объеме и по нормам для текущего ремонта (Т).

Периодичность межремонтного контроля турбогенераторов и синхронных компенсаторов, если она не указана в заводской документации или в соответствующих разделах норм, устанавливается техническим руководителем энергопредприятия с учетом условий и опыта эксплуатации, технического состояния и сроков службы.

А.1.4 В настоящих нормах приведен перечень испытаний и предельно допустимые значения контролируемых параметров. Техническое состояние электрооборудования определяется не только путем сравнения результатов конкретных испытаний с нормируемыми значениями, но и по совокупности результатов всех проведенных испытаний, осмотров и данных эксплуатации. Значения, полученные при испытаниях, во всех случаях должны быть сопоставлены с результатами измерений на других фазах электрооборудования и на однотипном оборудовании. Однако главным является сопоставление измеренных при испытаниях значений параметров электрооборудования с их исходными значениями и оценка имеющих место различий по указанным в Нормах допустимым изменениям. Выход значений параметров за установленные границы (предельные значения) следует рассматривать как признак наличия дефектов, которые могут привести к отказу оборудования.

А.1.5 В качестве исходных значений контролируемых параметров при вводе в эксплуатацию нового электрооборудования принимают значения, указанные в паспорте или протоколе заводских испытаний. При эксплуатационных испытаниях, включая испытания при выводе в капитальный ремонт, в качестве исходных принимаются значения параметров, определенные испытаниями при вводе в эксплуатацию нового электрооборудования. Качество проводимого на энергопредприятии ремонта оценивается сравнением результатов испытаний после ремонта с данными при вводе в эксплуатацию нового электрооборудования, принимаемыми в качестве исходных. После капитального или восстановительного ремонта, а также реконструкции, проведенных на специализированном ремонтном предприятии, в качестве

исходных для контроля в процессе дальнейшей эксплуатации принимаются значения, полученные по окончании ремонта (реконструкции).

А.1.6 Контроль электрооборудования производства иностранных фирм при наличии экспертного заключения о соответствии функциональных показателей этого оборудования условиям эксплуатации и действующим отраслевым требованиям производится в соответствии с указаниями фирмы-поставщика.

А.1.7 Кроме испытаний, предусмотренных Нормами, все электрооборудование должно пройти осмотр, проверку работы механической части и другие испытания согласно инструкциям по его эксплуатации и ремонту.

А.1.8 Техническим руководителям энергопредприятий рекомендуется обеспечивать внедрение предусмотренного Нормами контроля состояния электрооборудования под рабочим напряжением, позволяющего выявлять дефекты на ранних стадиях их развития, привлекая при необходимости организации, аккредитованные на право проведения соответствующих испытаний. По мере накопления опыта проведения контроля под рабочим напряжением решением технического руководителя энергопредприятия возможен переход к установлению очередных сроков ремонта электрооборудования по результатам диагностики его состояния и отказ от некоторых видов испытаний, выполняемых на отключенном электрооборудовании.

А.1.9 Тепловизионный контроль состояния электрооборудования рекомендуется производить для распределительных устройств в целом. Для закрытых распределительных устройств контроль производится, если это позволяет их конструкция.

А.1.10 Оценка состояния резервного электрооборудования, а также его частей и деталей, находящихся в резерве, производится в объеме, указанном в Нормах. Периодичность контроля устанавливается техническим руководителем энергопредприятия в зависимости от условий хранения.

А.1.11 Испытание повышенным напряжением промышленной частоты обязательно для электрооборудования на напряжение до 35 кВ включительно.

При отсутствии необходимой испытательной аппаратуры переменного тока допускается испытывать электрооборудование распределительных устройств напряжением до

20 кВ повышенным выпрямленным напряжением, которое должно быть равно полуторакратному значению испытательного напряжения промышленной частоты.

А.1.12 Электрооборудование и изоляторы на номинальное напряжение, превышающее номинальное напряжение электроустановки, в которой они эксплуатируются, могут испытываться приложенным напряжением, установленным для класса изоляции данной электроустановки.

Если испытание выпрямленным напряжением или напряжением промышленной частоты производится без отсоединения ошиновки электрооборудования распределительного устройства, то значение испытательного напряжения принимается по нормам для электрооборудования с самым низким уровнем испытательного напряжения.

Испытание повышенным напряжением изоляторов и трансформаторов тока, соединенных с силовыми кабелями 6-10 кВ, может производиться вместе с кабелями. Оценка состояния производится по нормам, принятым для силовых кабелей.

А.1.13 После полной замены масла в маслонаполненном электрооборудовании (кроме масляных выключателей всех напряжений) его изоляция должна быть подвергнута повторным испытаниям в соответствии с настоящими Нормами.

А.1.14 В случаях выхода значений определяемых при испытаниях параметров за установленные пределы для выявления причин этого, а также при необходимости более полной оценки состояния электрооборудования в целом и (или) его отдельных узлов, рекомендуется использовать дополнительные испытания и измерения, указанные в Нормах. Допускается также применение испытаний и измерений, не предусмотренных настоящими Нормами, при условии, что уровень испытательных воздействий не превысит указанного в Нормах.

А.1.15 Устройства релейной защиты и электроавтоматики проверяются в объеме и по нормам, приведенным в соответствующих нормативно-технических документах.

А.1.16 Местные инструкции должны быть приведены в соответствие с данными Нормами.

А.1.17 Объем и сроки испытания электрооборудования могут изменяться техническим руководителем электростанции в зависимости от производственной важности и надежности оборудования.

Объем испытаний электрооборудования распределительных сетей напряжением до 20 кВ устанавливается техническим руководителем предприятия, эксплуатирующего электросети.

А.1.18 В Нормах применяются следующие понятия:

Предельно допустимое значение параметра – наибольшее или наименьшее значение параметра, которое может иметь работоспособное электрооборудование.

Исправное состояние – состояние электрооборудования, при котором оно соответствует всем требованиям конструкторской и нормативно-технической документации.

Ресурс – наработка электрооборудования от начала его эксплуатации или ее возобновления после ремонта до перехода в состояние, при котором дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна.

Контроль технического состояния (в тексте – контроль) – проверка соответствия значений параметров электрооборудования требованиям настоящих Норм.

Ремонт по техническому состоянию – ремонт, объем и время проведения которого определяются состоянием электрооборудования по результатам контроля, проводимого с периодичностью и в объеме, установленными настоящими Нормами.

Испытания – экспериментальное определение качественных и (или) количественных характеристик электрооборудования в результате воздействия на него факторами, регламентированными настоящими Нормами.

Комплексные испытания – испытания в объеме, определяемом специальной программой.

Измерения – нахождение значения физической величины опытным путем с помощью технических средств, имеющих нормированные метрологические свойства.

Погрешность измерения – допустимые пределы погрешности, определяемые стандартизованной или аттестованной методикой измерений.

Испытательное напряжение частоты 50 Гц – действующее значение напряжения переменного тока, которое должны выдерживать в течение заданного времени внутренняя и внешняя изоляция электрооборудования при определенных условиях испытания.

Испытательное выпрямленное напряжение – амплитудное значение выпрямленного напряжения, прикладываемого к электрооборудованию в течение заданного времени при определенных условиях испытания.

Электрооборудование с нормальной изоляцией – электрооборудование, предназначенное для применения в электроустановках, подверженных действию атмосферных перенапряжений, при обычных мерах по грозозащите.

Электрооборудование с облегченной изоляцией – электрооборудование, предназначенное для применения лишь в электроустановках, не подверженных действию атмосферных перенапряжений, или при специальных мерах по грозозащите, ограничивающих амплитуду атмосферных перенапряжений до значений, не превышающих амплитуду одноминутного испытательного напряжения частоты 50 Гц.

Аппараты – силовые выключатели, выключатели нагрузки, разъединители, отделители, короткозамыкатели, заземлители, предохранители, предохранители-разъедините-ли, вентильные разрядники, ограничители перенапряжений, комплектные распределительные устройства, комплектные экранированные токопроводы, конденсаторы.

А.2 Общие методические указания по испытаниям электрооборудования

А.2.1 Испытания электрооборудования должны производиться с соблюдением требований правил техники безопасности.

Измерение изоляционных характеристик электрооборудования под рабочим напряжением разрешается осуществлять при условии использования устройств, обеспечивающих безопасность работ и защиту нормально заземляемого низкопотенциального вывода контролируемого объекта от появления на нем опасного напряжения при нарушении связи с землей.

А.2.2 Электрические испытания изоляции электрооборудования и отбор пробы трансформаторного масла для испытаний необходимо проводить при температуре изоляции не ниже 5 °С, кроме оговоренных в Нормах случаев, когда измерения следует проводить при более высокой температуре. В отдельных случаях (например, при приемо-сдаточных испытаниях) по решению технического руководителя энергопредприятия измерения тангенса угла диэлектрических потерь, сопротивления изоляции и другие измерения на электрооборудовании на напряжение до 35 кВ включительно могут проводиться при более низкой температуре. Измерения электрических характеристик изоляции, произведенные при отрицательных температурах, должны быть повторены в возможно более короткие сроки при температуре изоляции не ниже 5 °С.

А.2.3 Сравнение характеристик изоляции должно производиться при одной и той же температуре изоляции или близких ее значениях (расхождение – не более 5 °С). Если это невозможно, должен применяться температурный перерасчет в соответствии с инструкциями по эксплуатации конкретных видов электрооборудования.

При измерении сопротивления изоляции отсчет показаний мегаомметра производится через 60 с после начала измерений. Если в соответствии с Нормами требуется определение коэффициента абсорбции ($R_{60»}/R_{15»}$), отсчет производится дважды: через 15 и 60 с после начала измерений.

А.2.4 Испытанию повышенным напряжением должны предшествовать тщательный осмотр и оценка состояния изоляции другими методами.

Перед проведением испытаний изоляции электрооборудования (за исключением вращающихся машин, находящихся в эксплуатации) наружная поверхность изоляции должна быть очищена от пыли и грязи, кроме тех случаев, когда испытания проводятся методом, не требующим отключения электрооборудования.

А.2.5 Испытание изоляции обмоток вращающихся машин, трансформаторов и реакторов повышенным приложенным напряжением частоты 50 Гц должно производиться поочередно для каждой электрически независимой цепи или параллельной ветви (в последнем случае при наличии полной изоляции между ветвями). При этом вывод испытательного устройства, который будет находиться под напряжением, со-

единяется с выводом испытуемой обмотки, а другой – с заземленным корпусом испытуемого электрооборудования, с которым на все время испытаний данной обмотки электрически соединяются все другие обмотки.

Обмотки, соединенные между собой наглухо и не имеющие выведенных обоих концов каждой фазы или ветви, должны испытываться относительно корпуса без их разъединения.

А.2.6 При испытаниях электрооборудования повышенным напряжением частоты

50 Гц, а также при измерении тока и потерь холостого хода силовых и измерительных трансформаторов рекомендуется использовать линейное напряжение питающей сети.

А.2.7 Испытательное напряжение должно подниматься плавно со скоростью, допускающей визуальный контроль по измерительным приборам, и по достижении установленного значения поддерживаться неизменным в течение всего времени испытания. После требуемой выдержки напряжение плавно снижается до значения не более одной трети испытательного и отключается.

Под продолжительностью испытания подразумевается время приложения полного испытательного напряжения, установленного Нормами.

А.3 Турбогенераторы, компенсаторы и коллекторные возбудители

А.3.1 Определение условий включения в работу турбогенераторов без сушки

После текущего, среднего или капитального ремонтов турбогенераторы, как правило, включаются в работу без сушки.

Турбоенераторы, 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 таблице А.3.1.

После перепайки соединений у генераторов 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 того, должна приниматься во внимание зависимость токов утечки от приложенного напряжения по п. А.3.3. Если инструкцией завода-изготовителя вновь вводимого турбогенератора или инструкцией поставщика обмоток статора предусматриваются дополнительные критерии отсутствия увлажнения изоляции, то они также должны быть использованы.

Для турбогенератора с бумажно-масляной изоляцией необходимость сушки после монтажа и ремонтов устанавливается по инструкции завода-изготовителя.

Обмотки роторов турбогенераторов, охлаждаемые газом (воздухом или водородом) не подвергаются сушке, если сопротивление изоляции обмотки имеет значение не ниже указанного в таблице А.3.1. Включение в работу турбогенераторов, обмотки роторов которых охлаждаются водой, производится в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.

А.3.2 Измерение сопротивления изоляции

Сопротивление изоляции измеряется мегаомметром, напряжение которого выбирается в соответствии с таблицей А.3.1.

Сопротивление изоляции обмоток 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, специально оговорены в таблице.

Допустимые значения сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции при температуре 10-30 °С приведены в таблице А.3.1.

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.

Т а б л и ц а А.3.1 – Допустимые значения сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции

Испытуемый элемент	Вид измерения	Напряжение мегаомметра, В	Допустимое значение сопротивления изоляции, Мом	Примечание
1	2	3	4	5
1 Обмотка статора	П	2500/1000/ /500**)	Не менее десяти мегаом на киловольт номинального линейного напряжения	Для каждой фазы или ветви в отдельности относительно корпуса и других заземленных фаз или ветвей. Значение $R_{60»}/R_{15»}$ не ниже 1,3
	П	2500	По инструкции завода-изготовителя	При протекании дистиллята через обмотку
	К, Т*	2500/1000/ /500**)		$R_{60»}$ 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
2 Обмотка ротора	П, К, Т,* М	1000 (допускается 500)	Не менее 0,5 (при водяном охлаждении – с осушенной обмоткой)	Допускается ввод в эксплуатацию генераторов мощностью не выше 300 МВт с неявнополюсными роторами, 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 генератора в эксплуатацию с сопротивлением изоляции обмотки ротора ниже 0,5 Мом (при 10-30 °С) допускается только по согласованию с заводом-изготовителем
	П, К	1000	По инструкции завода-изготовителя	При протекании дистиллята через охлаждающие каналы обмотки
3 Цепи возбуждения генератора и коллекторного возбудителя со всей присоединенной аппаратурой (без обмоток ротора и возбудителя)	П, К, Т*, М	1000 (допускается 500)	Не менее 1, 0	

Окончание таблицы А.3.1

1	2	3	4	5
4 Обмотки коллекторных возбудителя и подвозбудителя	П, К, Т*	1000	Не менее 0,5	
5 Бандажи якоря и коллектора коллекторных возбудителя и подвозбудителя	П, К	1000	Не менее 1,0	При заземленной обмотке якоря
6 Изолированные стяжные болты стали статора (доступные для измерения)	П, К	1000	Не менее 1,0	

7 Подшипники и уплотнения вала	П, К	1000	1,0 для турбогенераторов и компенсаторов	
8 Диффузоры, щиты вентиляторов и другие узлы статора генераторов	П, К	500-1000	В соответствии с заводскими требованиями	
9 Термодатчики с соединительными проводами, включая соединительные провода, уложенные внутри генератора – с косвенным охлаждением обмоток статора – с непосредственным охлаждением обмоток статора	П, К	250 или 500 500	Не менее 1,0 Не менее 0,5	Напряжение мегаомметра – по заводской инструкции
10 Концевой вывод обмотки статора турбогенераторов серии ТГВ	П, К	2500	1000	Измерение производится до соединения вывода с обмоткой статора

* Сопротивление изоляции обмоток статора, ротора и систем возбуждения с непосредственным водяным охлаждением измеряется при текущих ремонтах только в тех случаях, когда не требуется проведение специально для этой цели демонтажных работ. Допускается проводить измерения вместе с ошиновкой.

** Сопротивление изоляции измеряется при номинальном напряжении обмотки до 0,5 кВ включительно мегаомметром на напряжение 500 В, при номинальном напряжении обмотки свыше 0,5 до 1 кВ мегаомметром на напряжение 1000 В, а при номинальном напряжении обмотки выше 1 кВ – мегаомметром на напряжение 2500 В.

А.3.3 П, К, М. Испытание изоляции обмотки статора повышенным выпрямленным напряжением с измерением тока утечки

Для испытания обмоток статоров впервые вводимых в эксплуатацию генераторов зависимость испытательного выпрямленного напряжения, кВ, от номинального напряжения генераторов, кВ, приведена ниже:

До 6,6 включительно $1{,}28 \cdot 2{,}5\ U_{ном}$

Свыше 6,6 до 20 включительно	$1{,}28\ (2U_{\text{ном}} + 3)$*
Свыше 20 до 24 включительно	$1{,}28(2U_{\text{ном}} + 1)$**

В эксплуатации изоляция обмотки статора испытывается выпрямленным напряжением у генераторов, начиная с мощности 5000 кВт.

Для генераторов, находящихся в эксплуатации, испытательное выпрямленное напряжение принимается равным 1,6 испытательного напряжения промышленной частоты, но не выше напряжения, которым испытывался генератор при вводе в эксплуатацию. Для межремонтных испытаний испытательное выпрямленное напряжение выбирается по указанию главного инженера энергопредприятия. Рекомендуется, чтобы снижение испытательного напряжения, если оно предусмотрено, было не более чем на $0{,}5U_{\text{ном}}$ по сравнению со значением, принятым при последнем капитальном ремонте. При оценке результатов токи утечки не нормируются, но по характеру зависимости их от испытательного напряжения, асимметрии токов по фазам или ветвям и характеру изменения токов утечки в течение одноминутной выдержки судят о степени увлажнения изоляции и наличии дефектов.

Токи утечки для построения кривых зависимости их от напряжения должны измеряться не менее, чем при пяти равных ступенях напряжения. На каждой ступени напряжение выдерживается в течение 1 мин, при этом отсчет токов утечки производится через 15 и 60 с. Ступени должны быть близкими к $0{,}5U_{\text{ном}}$. Резкое возрастание тока утечки, непропорциональное росту приложенного напряжения, особенно на последних ступенях напряжения (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.

---

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

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

Характеристикой зависимости тока утечки от напряжения является коэффициент нелинейности

$$K_U = \frac{I_{нб} U_{нм}}{I_{нм} U_{нб}} \; K_U = \frac{I_{нб} U_{нм}}{I_{нм} U_{нб}},$$

где $U_{нб}$ – наибольшее, т. е. полное испытательное напряжение (напряжение последней ступени);

$U_{нм}$ – наименьшее напряжение (напряжение первой ступени);

$I_{нб}$, $I_{нм}$ – токи утечки ($I_{60»}$) при напряжениях $U_{нб}$ и $U_{нм}$.

Если на первой ступени напряжения ток утечки имеет значение менее 10 мкА, то за $U_{нм}$ и $I_{нм}$ допускается принимать напряжение и ток первой из последующих ступеней, на которой ток утечки составляет не менее 10 мкА. Для вновь вводимых генераторов коэффициент нелинейности должен быть не более трех.

Коэффициент нелинейности не учитывается тогда, когда токи утечки на всех ступенях напряжения не превосходят 50 мкА. 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. Во избежание местных перегревов изоляции токами утечки выдержка напряжения на очередной ступени допускается лишь в том случае, если токи утечки не превышают значений, указанных ниже:

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

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

Испытание изоляции полным испытательным напряжением в течение 60 с определением тока утечки последней ступени считается одновременно и испытанием электрической прочности изоляции выпрямленным напряжением.

А.3.4 Испытание повышенным напряжением промышленной частоты

Значение испытательного напряжения принимается по таблице А.3.2.

Продолжительность приложения испытательного напряжения составляет 1 мин. Изоляцию обмотки статора машин, впервые вводимых в эксплуатацию, рекомендуется испытывать до ввода ротора в статор. При капитальных ремонтах и межремонтных испытаниях генераторов изоляция обмотки статора испытывается после останова генератора и снятия торцевых щитов до очистки изоляции от загрязнения. Изоляция турбогенераторов ТГВ-300 до заводского № 02330 включительно, если не заменялась обмотка, испытывается после очистки ее от загрязнения.

В процессе испытания необходимо вести наблюдение за состоянием лобовых частей обмоток у турбогенераторов и синхронных компенсаторов при снятых торцевых щитах, у гидрогенераторов – при открытых люках.

Изоляция обмотки ротора турбогенераторов, впервые вводимых в эксплуатацию, испытывается при номинальной частоте вращения ротора.

У генераторов 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 генератора не указано иначе.

При первом включении генератора и послеремонтных (с частичной или полной сменой обмотки) испытаниях генераторов с номинальным напряжением 10 кВ и выше после испытания изоляции обмотки повышенным напряжением промышленной частоты в течение 1 мин испытательное напряжение снижается до номинального значения и выдерживается в течение 5 мин для наблюдения за характером коронирования лобовых частей обмотки статора. При этом не должны наблюдаться сосредоточенное в отдельных точках свечение желтого и красноватого цвета, дым, тление бандажей и тому подобные явления. Голубое и белое свечение допускаются.

Перед включением генератора в работу по окончании монтажа или ремонта (у турбогенераторов – после ввода ротора в статор и установки торцевых щитов) необходимо провести контрольное испытание номинальным напряжением промышлен-

ной частоты или выпрямленным напряжением, равным $1{,}5U_{ном}$. Продолжительность испытания 1 мин.

Таблица А.3.2 – Испытательные напряжения промышленной частоты

Испытуемый элемент	Вид испытания	Характеристика или тип генератора	Испытательное напряжение, кВ	Примечание
1	2	3	4	5
1 Обмотка статора генератора	П	Мощность до 1 МВт, номинальное напряжение выше 0,1 кВ	0,8 ($2U_{ном}$ + 1), но не менее 1,2	
		Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение до 3,3 кВ включительно	0,8 ($2U_{ном}$ + 1)	
		Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение свыше 3,3 до 6,6 кВ включительно	$0{,}8 \cdot 2{,}5U_{ном}$	

Продолжение таблицы А.3.2

1	2	3	4	5
		Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение свыше 6,6 до 20 кВ включительно	0,8 ($2U_{ном}$ + 3)	
		Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение свыше 20 кВ	0,8 ($2U_{ном}$ + 1)	
2 Обмотка статора гидрогенератора, шихтовка или стыковка частей статора которого производится на месте монтажа, по окончании полной сборки обмотки и изолировки соединений	П	Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение до 3,3 кВ включительно	$2U_{ном}$ + 1	Если сборка статора производится на месте монтажа, но не на фундаменте, то до установки статора на фундамент его испытания производятся по п. 2, а после установки – по п. 1 таблицы
		Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение свыше 3,3 до 6,6 кВ включительно	$2{,}5U_{ном}$	
		Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение до 20 кВ включительно	$2U_{ном}$ + 3	
3 Обмотка статора генератора	К	Генераторы всех мощностей	$(1{,}5 \div 1{,}7)U_{ном}$, но не выше испытательного напряжения при вводе генератора в эксплуатацию и не ниже 1 кВ	Испытательное напряжение принимается $1{,}5U_{ном}$ для турбогенераторов мощностью 150 МВт и выше с непосредственным охлаждением обмотки статора. Для генераторов других мощностей испытательное напряжение принимается $1{,}5U_{ном}$ при ежегодных испытаниях или по специальному решению главного инженера энергопредприятия для генераторов, проработавших более 10 лет. Испытательное напряжение принимается $1{,}7U_{ном}$ как обязательное при испытаниях,

				проводимых реже 1 раза в год, кроме турбогенераторов мощностью 150 МВт и более с непосредственным охлаждением обмотки статора
	М	Генераторы всех мощностей	По решению главного инженера энерго-предприятия	Рекомендуется, чтобы снижение испытательного напряжения, если оно предусмотрено этим решением, было не более $0{,}2U_{ном}$ по сравнению со значением, используемым при последнем капитальном ремонте
4 Обмотка неявнополюсного ротора	П	Генераторы всех мощностей	1,0	Испытательное напряжение принимается равным 1 кВ тогда, когда это не противоречит требованиям технических условий завода-изготовителя. Если техническими условиями предусмотрены более жесткие нормы испытания, испытательное напряжение должно быть повышено

Окончание таблицы А.3.2

1	2	3	4	5
5 Обмотка коллекторных возбудителя и подвозбудителя	П	Генераторы всех мощностей	$8U_{ном}$ возбуждения генератора, но не ниже 1,2 и не выше 2,8	Относительно корпуса и бандажей
	К	Генераторы всех мощностей	1,0	То же
6 Цепи возбуждения	П, К	Генераторы всех мощностей	1,0	
7 Реостат возбуждения	П, К	Генераторы всех мощностей	1,0	
8 Резистор цепи гашения поля и АГП	П, К	Генераторы всех мощностей	2,0	
9 Концевой вывод обмотки статора	П, К	ТГВ-200, ТГВ-200М*	31,0*, 34,5**	Испытания проводятся до установки концевых
		ТГВ-300, ТГВ-500	39,0*; 43,0**	выводов на турбогенератор

* Для концевых выводов, испытанных на заводе вместе с изоляцией обмотки статора.
** Для резервных концевых выводов перед установкой на турбогенератор.

Не допускается совмещение испытаний повышенным напряжением изоляции обмотки статора и других расположенных в нем элементов с проверкой газоплотности корпуса генератора избыточным давлением воздуха.

Испытания изоляции генераторов перед включением их в работу (по окончании монтажа или ремонта после ввода ротора в статор и установки торцевых щитов, но до установки уплотнений вала и до заполнения водородом) проводятся в воздушной среде при открытых люках статора и наличии наблюдателя у этих люков (с соблю-

дением всех мер безопасности). При обнаружении наблюдателем запаха горелой изоляции, дыма, отблесков огня, звуков электрических разрядов и других признаков повреждения или загораний изоляции испытательное напряжение должно быть снято, люки быстро закрыты и в статор подан инертный газ (углекислота, азот).

Контрольные испытания допускается проводить после установки торцевых щитов и уплотнений при заполнении статора инертным газом или при номинальном давлении водорода. В этом случае перед испытанием изоляции повышенным напряжением при заполненном водородом корпусе генератора необходимо произвести анализ газа, чтобы убедиться в отсутствии взрывоопасной концентрации.

При испытании повышенным напряжением полностью собранной машины должно быть обеспечено тщательное наблюдение за изменениями тока и напряжения в цепи испытуемой обмотки и организовано прослушивание корпуса машины с соблюдением всех мер безопасности (например, с помощью изолирующего стетоскопа). В случае обнаружения при испытаниях отклонений от нормального режима (толчки стрелок измерительных приборов, повышенные значения токов утечки по сравнению с ранее наблюдавшимися, щелчки в корпусе машины и т. п.) испытания должны быть прекращены и повторены при снятых щитах.

Аналогичным образом должны проводиться профилактические испытания между ремонтами, если они проводятся без снятия торцевых щитов.

При испытаниях повышенным напряжением изоляции обмоток генераторов следует соблюдать меры противопожарной безопасности.

А.3.5 Измерение сопротивления постоянному току

Измерение производится в холодном состоянии генератора. При сравнении значений сопротивлений они должны быть приведены к одинаковой температуре.

Нормы допустимых отклонений сопротивления приведены в таблице А.3.3.

Таблица А.3.3 – Нормы отклонений значений сопротивления постоянному току

Испытуемый элемент	Вид испытания	Норма	Примечание
1	2	3	4
1 Обмотка статора	П, К	Значения сопротивлений обмотки 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 %	Измеряется сопротивление каждой фазы или ветви в отдельности. Сопротивления параллельных ветвей измеряются при доступности раздельных выводов. Для отдельных видов машин (генераторов переменного тока, систем возбуждения, малых генераторов и др.) разница в сопротивлениях отдельных фаз и ветвей может быть превышена в соответствии с заводскими данными
2 Обмотка ротора	П, К	Значение измеренного сопротивления не должно отличаться от исходных данных более чем на 2 %	У роторов с явными полюсами, кроме того, измеряются сопротивления каждого полюса в отдельности или попарно и переходного контакта между катушками
3 Обмотки возбуждения коллекторного возбудителя	П, К	Значение измеренного сопротивления не должно отличаться от исходных данных более чем на 2 %	
4 Обмотка якоря возбудителя (между коллекторными пластинами)	П, К	Значения измеренного сопротивления не должны отличаться друг от друга более чем на 10 % за исключением случаев, когда это обусловлено схемой соединения	
5 Резистор цепи гашения поля, реостаты возбуждения	П, К	Значение измеренного сопротивления не должно отличаться от исходных данных более чем на 10 %	

А.3.6 П, К. Измерение сопротивления обмотки ротора переменному току

Измерение производится в целях выявления витковых замыканий в обмотках ротора. Измерение сопротивления всей обмотки следует производить при подводимом напряжении 3 В на виток, но не более 220 В. Сопротивление обмоток неявнополюсных роторов определяют на трех-четырех ступенях частоты вращения, включая номинальную, и в неподвижном состоянии, поддерживая приложенное напряжение или ток неизменным. Для сравнения результатов с данными предыдущих измерений, измерения должны производиться при аналогичном состоянии турбогенератора (вставленный или вынутый ротор, разомкнутая или замкнутая накоротко обмотка статора) и одних и тех же значениях питающего напряжения или тока. Отклонения полученных результатов от данных предыдущих измерений или от среднего

значения измеренных сопротивлений полюсов более чем на 3-5 %, а также скачкообразные снижения сопротивления при изменении частоты вращения, могут указывать на возникновение междувитковых замыканий. Окончательный вывод о наличии и числе замкнутых витков следует делать на основании результатов снятия характеристики КЗ и сравнения ее с данными предыдущих измерений. Можно использовать также другие методы (измерение пульсаций индукции в воздушном зазоре между ротором и статором, оценка распределения переменного напряжения по виткам, применение специальных импульсных приборов).

А.3.7 П, К. Измерение воздушного зазора

Воздушные зазоры между статором и ротором генератора в диаметрально противоположных точках не должны отличаться друг от друга более чем на ±5 % среднего значения, равного их полусумме, у турбогенераторов мощностью 150 МВт и выше с непосредственным охлаждением проводников; ±10 % – у остальных турбогенераторов и синхронных компенсаторов.

Воздушные зазоры между полюсами и якорем возбудителя в диаметрально противоположных точках не должны отличаться друг от друга более чем на ±5 % среднего значения у возбудителей турбогенераторов мощностью 300 МВт; ±10 % – у возбудителей остальных генераторов, если инструкциями не предусмотрены другие нормы.

А.3.8 Определение характеристик генератора

А.3.8.1 П, К. Снятие характеристики трехфазного короткого замыкания (КЗ)

Отклонение характеристики КЗ от исходной, снятой при испытании, должно находиться в пределах допустимых погрешностей измерений.

Если отклонение снятой характеристики превышает пределы, определяемые допустимой погрешностью измерения, и характеристика располагается ниже исходной, это свидетельствует о наличии витковых замыканий в обмотке ротора.

При приемо-сдаточных испытаниях характеристику КЗ собственно турбогенератора, работающего в блоке с трансформатором, допускается не снимать, если она была снята на заводе-изготовителе, и имеется соответствующий протокол испытания.

У турбогенератора, работающего в блоке с трансформатором, после монтажа и при каждом капитальном ремонте необходимо снимать характеристику КЗ всего блока (с установкой закоротки за трансформатором).

Для сравнения с заводской, характеристику турбогенератора допускается получать пересчетом данных характеристики КЗ блока по ГОСТ 10169.

Характеристика непосредственно турбогенератора снимается у машин, работающих на шины генераторного напряжения, после монтажа и после каждого капитального ремонта, а у турбогенераторов, работающих в блоке с трансформатором, – после ремонта со сменой обмотки статора или ротора.

У синхронных компенсаторов, не имеющих разгонного электродвигателя, характеристики трехфазного КЗ снимаются на выбеге и только при испытаниях после монтажа (если характеристика не была снята на заводе-изготовителе), а также после капитального ремонта со сменой обмотки ротора.

А.3.8.2 П, К. Снятие характеристики холостого хода (ХХ)

Характеристика снимается при убывающем токе возбуждения, начиная с наибольшего тока, соответствующего напряжению 1,3 номинального для турбогенераторов и синхронных компенсаторов. Допускается снимать характеристику ХХ турбогенераторов, начиная от номинального тока возбуждения при пониженной частоте вращения турбогенератора при условии, что напряжение на обмотке статора будет не более 1,3 номинального. У синхронных компенсаторов разрешается снимать характеристику ХХ на выбеге. У турбогенераторов, работающих в блоке с трансформаторами, снимается характеристика ХХ блока, при этом турбогенератор возбуждается до 1,15 номинального напряжения (ограничивается трансформаторами).

При вводе в эксплуатацию блока характеристику ХХ собственно турбогенератора (отсоединенного от трансформатора) допускается не снимать, если она была

снята на заводе-изготовителе, и имеются соответствующие протоколы. При отсутствии на электростанциях таких протоколов снятие характеристики ХХ турбогенератора обязательно.

В эксплуатации характеристика ХХ собственно турбогенератора, работающего в блоке с трансформатором, снимается после капитального ремонта со сменой обмотки статора или ротора.

После определения характеристики ХХ турбогенератора и полного снятия возбуждения рекомендуется измерить остаточное напряжение и проверить симметричность линейных напряжений непосредственно на выводах обмотки статора.

Отклонения значений снятой характеристики ХХ от исходной и различия в значениях линейных напряжений должны находиться в пределах точности измерений.

А.3.9 П, К. Испытание межвитковой изоляции обмотки статора

Производится при вводе в эксплуатацию, за исключением турбогенераторов и синхронных компенсаторов, испытанных на заводе-изготовителе, и при наличии соответствующих протоколов.

В эксплуатации производится после ремонтов турбогенераторов и синхронных компенсаторов с полной или частичной заменой обмотки статора.

Испытание производится при ХХ машины (у синхронного компенсатора на выбеге) путем повышения генерируемого напряжения до значения, равного 130 % номинального, для турбогенератора и синхронного компенсатора.

Продолжительность испытания при наибольшем напряжении 5 мин. При проведении испытания допускается повышать частоту вращения машины до 115 % номинальной.

Межвитковую изоляцию рекомендуется испытывать одновременно со снятием характеристики ХХ.

А.3.10 К. Испытание стали статора

Испытание проводится при повреждениях стали, частичной или полной переклиновке пазов, частичной или полной замене обмотки статора до укладки и после заклиновки новой обмотки.

Первые испытания активной стали (если они не выполнялись по указанным ниже причинам) производятся на всех турбогенераторах мощностью 12 МВт и более, проработавших свыше 15 лет, а затем через каждые 5-8 лет.

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

Турбогенераторы и синхронные компенсаторы с косвенным охлаждением обмоток испытываются при значении индукции в спинке статора 1±0,1 Тл, турбогенераторы с непосредственным охлаждением обмоток и все турбогенераторы, изготовленные после 01.07.1977 г., испытываются при индукции 1,4±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 длительность испытания должна соответственно изменяться, а определенные при испытаниях удельные потери в стали уточняться по формулам

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

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

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.

Определяемый с помощью приборов инфракрасной техники или термопар наибольший перегрев зубцов (повышение температуры за время испытания относительно начальной) и наибольшая разность нагревов различных зубцов не должны превышать 25 и 15 °С. 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 таблице А.3.4.

Для более полной оценки состояния сердечника следует применять в качестве дополнительного электромагнитный метод, основанный на локации магнитного потока, вытесняемого из активной стали при образовании местных контуров замыканий.

Измерения производятся также при кольцевом намагничивании, но малым током (с индукцией в спинке сердечника около 0,01-0,05 Тл).

Метод позволяет выявлять замыкания листов на поверхности зубцов и в глубине сердечника и контролировать состояние активной стали непосредственно при проведении работ по устранению дефектов.

Таблица А.3.4 – Допустимые удельные потери сердечника

Марка стали		Допустимые удельные потери, Вт/кг, при	
Новое обозначение	Старое обозначение	B = 1,0 Тл	B = 1,4 Тл
1	2	3	4
1511	Э 41	2,0	4,0
1512	Э 42	1,8	3,6
1513	Э 43	1,6	3,2
1514	Э 43 А	1,5	2,9
Направление проката стали сегментов вдоль спинки сердечника (поперек зубцов)			
3412	Э 320	1,4	2,7
3413	Э 330	1,2	2,3
Направление проката стали сегментов поперек спинки сердечника (вдоль зубцов)			
3412	Э 320	1,7	3,3
3413	Э 330	2,0	3,9

Примечание – Для турбогенераторов, отработавших свыше 30 лет, при удельных потерях, более указанных в п. А.3.9 и таблице А.3.4, решение о возможности продолжения эксплуатации машины и необходимых для этого мерах следует принимать с привлечением специализированных организаций с учетом данных предыдущих испытаний и результатов испытаний дополнительными методами.

Если намагничивающая обмотка выполняется с охватом не только сердечника, но и корпуса машины, допустимые удельные потери могут быть увеличены на 10 % относительно указанных в таблице.

А.3.11 П, М. Испытание на нагревание

Испытание производится при температурах охлаждающих сред, по возможности близких к номинальным, и нагрузках около 60, 75, 90, 100 % номинальной при

вводе в эксплуатацию, но не позже, чем через 6 мес. после завершения монтажа и включения турбогенератора в сеть.

У турбогенераторов, для которых по ГОСТ 533 и заводской документации допускается длительная работа с повышенной против номинальной мощностью при установленных значениях коэффициента мощности и параметров охлаждающих сред, нагревы определяются и для этих условий.

Испытания на нагревание проводятся также после полной замены обмотки статора или ротора или реконструкции системы охлаждения.

По результатам испытаний при вводе в эксплуатацию оценивается соответствие нагревов требованиям ГОСТ 533 и технических условий, устанавливаются наибольшие допустимые в эксплуатации температуры обмоток и стали турбогенератора, составляются карты допустимых нагрузок при отклонениях от номинальных значений напряжения на выводах и температур охлаждающих сред.

Испытания и обработка получаемых материалов должны выполняться в соответствии с действующими Методическими указаниями по проведению испытаний турбогенераторов на нагревание; при необходимости следует привлекать специализированные организации.

В эксплуатации контрольные испытания производятся не реже 1 раза в 10 лет при одной-двух нагрузках, близких к номинальной, а для машин, отработавших более 25 лет, – не реже 1 раза в 5 лет.

Результаты сравниваются с исходными данными. Отклонения в нагревах нормально не должны превышать 3-5 °С при номинальном режиме, а температуры не должны быть более допускаемых по ГОСТ 533 или заводской инструкции.

А.3.12 П, К. Определение индуктивных сопротивлений и постоянных времени турбогенератора

Определение производится 1 раз при вводе в эксплуатацию головного образца нового типа турбогенератора.

Индуктивные сопротивления и постоянные времени определяются также 1 раз при капитальном ремонте после проведения реконструкции или модернизации, если

в результате конструктивных изменений или применяемых материалов могли измениться эти параметры.

Полученные значения индуктивных сопротивлений и постоянных времени оцениваются на соответствие их требованиям ГОСТ 533 и заводской документации.

А3.13 П, К, Т, М. Проверка качества дистиллята

Система водяного охлаждения обмоток турбогенераторов должна обеспечивать качество циркулирующего дистиллята в пределах норм, приведенных ниже, если в инструкции завода-изготовителя не указаны более жесткие требования:

Показатель pH при температуре 25 °С	8,5±0,5 (7,0÷9,2)
Удельное электрическое сопротивление при температуре 25 °С, кОм/см	Не менее 200 (100)
Содержание кислорода, мкг/кг (для закрытых систем)	Не более 400
Содержание меди, мкг/кг	Не более 100 (200)

Примечания

1 В скобках указаны временно допускаемые нормы до ввода в эксплуатацию ионообменного фильтра смешанного действия (ФСД). Расход дистиллята на продувки контура свежим дистиллятом должен составлять не менее 5 $м^3$/сут, а при необходимости снижения содержания меди расход дистиллята может быть увеличен, но во всех случаях не более 20 $м^3$/сут для закрытых систем.

2 Допускается превышение не более чем на 50 % норм содержания соединений меди и кислорода в течение первых 4 сут при пуске турбогенератора после ремонта, а также при нахождении в резерве.

3 При снижении удельного сопротивления дистиллята до 100 кОм·см должна работать сигнализация.

А.3.14 Измерение вибрации

Вибрация (размах вибросмещений, двойная амплитуда колебаний) узлов турбогенераторов и их электромашинных возбудителей при работе с номинальной частотой вращения не должна превышать значений, указанных в таблице А.3.5.

Эксплуатационное состояние обмотки статора турбогенераторов и систем ее крепления, а также сердечника статора оцениваются по результатам осмотров при текущих и капитальных ремонтах. При обнаружении дефектов, обусловленных ме-

ханическим взаимодействием элементов, как правило, проводятся измерения вибрации лобовых частей обмотки и сердечника.

Вибрация подшипников синхронных компенсаторов с номинальной частотой вращения ротора 750-1000 об/мин не должна превышать 80 мкм по размаху вибросмещений или 2,2 мм·с$^{-1}$ – по среднеквадратическому значению вибрационной скорости.

Вибрация измеряется при вводе в эксплуатацию компенсатора после монтажа, а затем – по необходимости.

Таблица А.3.5 – Предельные значения вибрации турбогенераторов и их возбудителей

Контролируемый узел	Вид испытания	Вибрация, мкм, при номинальной частоте вращения ротора, об/мин						Примечание
		до 100 включительно	от 100 до 187,5 включительно	от 187,5 до 375 включительно	от 375 до 750 включительно	1500	3000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1 Подшипники турбогенераторов и возбудителей	П, К, М*	180	150	100	70	50[1)]	30[1)]	Вибрация подшипников турбогенераторов, их возбудителей измеряется на верхней крышке подшипников в вертикальном направлении и у разъема – в осевом и поперечном направлениях
2 Контактные кольца роторов турбогенераторов	П, К	–	–	–	–	–	200	Вибрация измеряется в вертикальном и горизонтальном направлениях
	М	–	–	–	–	–	300	
	П, К	–	–	–	–	40	60	
	П, К	–	–	–	–	40	60	
3 Сердечник статора турбогенератора	П, К	–	–	–	–	40	60	Вибрация сердечника определяется при вводе в эксплуатацию головных образцов новых типов турбогенераторов. В эксплуатации вибрация измеряется при обнаружении

Окончание таблицы А.3.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9

								неудовлетворительного состояния стальных конструкций статора (контактная коррозия, повреждения узлов крепления сердечника и т. п.). Вибрация измеряется в радиальном направлении в сечении, по возможности близком к середине длины сердечника
4 Корпус статора турбогенератора:		–	–	–	–	–		
– с упругой подвеской сердечника статора	П, К	–	–	–	–	–	30	
– без упругой подвески	П, К	–	–	–	–	40	60	См. предыдущее примечание таблицы
5 Лобовые части обмотки статора турбогенератора	П, К	–	–	–	–	125	125	Вибрация лобовых частей обмотки определяется при вводе в эксплуатацию головных образцов новых типов турбогенераторов. В эксплуатации вибрация измеряется при обнаружении истирания изоляции или ослаблении креплений обмотки, появлении водорода в газовой ловушке или частых течах в головках обмотки с водяным охлаждением и соответственно водородным или воздушным заполнением корпуса. Вибрации измеряются в радиальном и тангенциальном направлениях вблизи головок трех стержней обмотки статора

*Временно до оснащения турбоагрегатов аппаратурой контроля виброскорости. При наличии соответствующей аппаратуры среднеквадратическое значение виброскорости при вводе в эксплуатацию турбогенераторов после монтажа и капитальных ремонтов не должно превышать 2,8 мм·с$^{-1}$ по вертикальной и поперечной осям и 4,5 мм·с$^{-1}$ – по продольной оси. В межремонтный период вибрация не должна быть более 4,5 мм·с$^{-1}$.

А.3.15 П, К. Испытание газоохладителей гидравлическим давлением

Испытательное гидравлическое давление должно быть равно двукратному наибольшему возможному при работе давлению, но не менее 0,3 МПа для турбогенераторов с воздушным охлаждением; 0,6 МПа для турбогенераторов серии ТГВ; 0,8 МПа для турбогенераторов ТВВ единой серии и 0,5 МПа для остальных турбогенераторов и синхронных компенсаторов с водородным охлаждением.

Продолжительность испытания – 30 мин.

При испытании не должно наблюдаться снижение испытательного давления или течи воды.

Во время капитальных ремонтов турбогенераторов ТГВ-300 проводятся гидравлические испытания каждой трубки газоохладителя в отдельности давлением воды 2,5 МПа в течение 1 мин. Количество дефектных отглушенных трубок в газоохладителе не должно превышать 5 % общего количества.

А.3.16 П, К. Проверка плотности водяной системы охлаждения обмотки статора

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 2-3 цикла).

Плотность системы проверяется избыточным статическим давлением воды, равным 0,8 МПа на машинах с фторопластовыми соединительными шлангами наружного диаметра 28 мм ($D_{внутр}$ = 21 мм) и 1 МПа при наружном диаметре шлангов 21 мм ($D_{внутр}$ = 15 мм), если в заводских инструкциях не указаны другие, более жесткие требования.

Продолжительность испытания 24 ч.

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

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

А.3.17 П, К. Осмотр и проверка устройств жидкостного охлаждения

Осмотр и проверка производятся согласно заводским инструкциям.

А.3.18 П, К. Проверка газоплотности ротора, **статора, газомасляной системы и корпуса турбогенератора в собранном виде**

Газоплотность ротора и статора во время монтажа и ремонта проверяется согласно заводской инструкции.

Газоплотность турбогенераторов и синхронных компенсаторов с водородным охлаждением в собранном виде проверяется согласно действующей Типовой инструкции по эксплуатации газовой системы водородного охлаждения генераторов.

Перед заполнением корпуса турбогенератора водородом после подачи масла на уплотнения вала производится контрольная проверка газоплотности турбогенератора вместе с газомасляной системой сжатым воздухом под давлением, равным номинальному рабочему давлению водорода.

Продолжительность испытания – 24 ч.

Значение суточной утечки воздуха в процентах определяется по формуле

$$\Delta V = 100\left[1-\frac{P_{к}(273+\vartheta_{н})}{P_{н}(273+\vartheta_{к})}\right] \Delta V = 100\left[1-\frac{P_{к}(273+\vartheta_{н})}{P_{н}(273+\vartheta_{к})}\right],$$

где $P_{н}$ и $P_{к}$ – абсолютное давление в системе водородного охлаждения в начале и в конце испытания, МПа;

$\vartheta_{н}$ $\vartheta_{н}$ и $\vartheta_{к}$ $\vartheta_{к}$ – температура воздуха в корпусе турбогенератора в начале и конце испытания.

Вычисленная по формуле суточная утечка воздуха не должка превышать 1,5 %.

А.3.19 П, К, Т, М. Определение суточной утечки водорода

Суточная утечка водорода в турбогенераторе, определенная по формуле, должна быть не более 5 %, а суточный расход с учетом продувок для поддержания чистоты во-

дорода по п. А.3.23 – не более 10 % общего количества газа в машине при рабочем давлении.

Суточный расход водорода в синхронном компенсаторе должен быть не более 5 % общего количества газа в нем.

А.3.20 П, К, Т, М. Контрольный анализ чистоты водорода, поступающего в турбогенератор

В поступающем в турбогенератор водороде содержание кислорода по объему не должно быть более 0,5 %.

А.3.21 П, К. Контрольное измерение напора, создаваемого компрессором у турбогенераторов серии ТГВ

Измерение производится при номинальной частоте вращения, номинальном избыточном давлении водорода, равном 0,3 МПа, чистоте водорода 98 % и температуре охлаждающего газа 40 °С.

Напор должен примерно составлять 8 кПа (850 мм вод. ст.) для турбогенераторов ТГВ мощностью 200-220 МВт и 9 кПа (900 мм вод. ст.) для турбогенераторов ТГВ-300.

А.3.22 П, К. Проверка проходимости вентиляционных каналов обмотки ротора турбогенератора

Проверка производится у турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток по инструкциям заводов-изготовителей.

А.3.23 П, К, Т, М. Контрольный анализ содержания водорода и влажности газа в корпусе турбогенератора

Содержание водорода в охлаждающем газе в корпусах турбогенераторов с непосредственным водородным охлаждением обмоток и синхронных компенсаторов с непосредственным и косвенным водородным охлаждением должно быть не менее 98 %; в корпусах турбогенераторов с косвенным водородным охлаждением при из-

быточном давлении водорода 50 кПа и выше – 97 %, при избыточном давлении водорода до 50 кПа – 95 %.

Содержание кислорода в газе у турбогенераторов с водородным охлаждением всех типов и синхронных компенсаторов не должно превышать в эксплуатации 1,2 %, а при вводе в эксплуатацию и после капитального ремонта при чистоте водорода 98 и 97 % – соответственно 0,8 и 1,0 %, в поплавковом гидрозатворе, бачке продувки и водородоотделительном баке маслоочистительной установки – не более 2 %.

В газовой системе турбогенератора, в которой происходит постоянная циркуляция газа (корпус турбогенератора, трубопроводы осушителя, импульсные трубки газоанализатора), проверяется его влажность. При этом температура точки росы водорода в корпусе турбогенератора при рабочем давлении должна быть ниже, чем температура воды на входе в газоохладители, но не выше 15 °С.

Температура точки росы воздуха в корпусе турбогенератора с полным водяным охлаждением не должна превышать значения, указанного в заводской инструкции.

А.3.24 П, К, Т, М. Контрольный анализ газа на содержание водорода в картерах подшипников, сливных маслопроводах, в газовом объеме масляного бака и экранированных токопроводах

При анализе проверяется содержание водорода в указанных узлах. В масляном баке следов водорода быть не должно. Содержание водорода в картерах подшипников, сливных маслопроводах, экранированных токопроводах, кожухах линейных и нулевых выводов должно быть менее 1 %.

А.3.25 П, К, Т, М. Проверка расхода масла в сторону водорода в уплотнениях турбогенератора

Проверка производится у турбогенераторов с водородным охлаждением с помощью патрубков для контроля масла, установленных на сливных маслопроводах уплотнений. Для турбогенераторов, у которых не предусмотрены такие патрубки,

проверка производится измерением расхода масла в поплавковом затворе при временно закрытом выходном вентиле за определенный промежуток времени. Расход масла в сторону водорода не должен превышать значений, указанных в заводских инструкциях.

А.3.26 П, К, Т. Опробование регулятора уровня масла в гидрозатворе для слива масла из уплотнений в сторону турбогенератора

Опробование производится у турбогенераторов с водородным охлаждением при рабочем номинальном давлении воздуха или водорода в корпусе турбогенератора. Диапазон изменения уровней масла в гидрозатворе должен соответствовать требуемым уровням при открытии и закрытии поплавкового клапана.

А.3.27 П, К. Гидравлические испытания буферного бака и трубопроводов системы маслоснабжения уплотнений

Испытание производится у турбогенераторов с водородным охлаждением при давлении масла, равном 1,5 рабочего давления газа в корпусе турбогенератора.

Трубопроводы системы маслоснабжения уплотнений до регулятора перепада давления, включая последний, испытываются при давлении масла, равном 1,25 наибольшего допустимого рабочего давления, создаваемого источниками маслоснабжения.

Продолжительность испытаний 3 мин.

А.3.28 П, К, Т. Проверка работы регуляторов давления масла в схеме маслоснабжения уплотнений

Проверка производится у турбогенераторов с водородным охлаждением. Регуляторы давления уплотняющего, компенсирующего и прижимающего масел проверяются при различных давлениях воздуха в корпусе турбогенератора в соответствии с заводской инструкцией.

А.3.29 П, К. Проверка паек лобовых частей обмотки статора

Проверка производится у турбогенераторов, пайки лобовых частей обмотки статора которых выполнены оловянистыми припоями (за исключением турбогенераторов с водяным охлаждением обмотки).

Проверка паек при капитальных ремонтах, а также при обнаружении признаков ухудшения состояния паек в межремонтный период, производится по решению главного инженера предприятия.

Качество паек мягкими и твердыми припоями контролируется при восстановительных ремонтах с частичной или полной заменой обмотки.

Метод проверки и контроля состояния паек (вихревых токов, ультразвуковой, термоиндикаторами и термопарами, приборами инфракрасной техники и др.) устанавливается ремонтной или специализированной организацией.

А.3.30 П, К, М. Измерение электрического напряжения между концами вала и на изолированных подшипниках

Производится у работающих турбогенераторов, имеющих один или оба изолированных от корпуса (земли) конца вала ротора.

Для определения целостности изоляции подшипника турбогенератора измеряются напряжение между стояком (обоймой) подшипника и фундаментной плитой (при шунтировании масляных пленок шеек вала ротора) и напряжение между концами вала ротора.

При исправной изоляции значения двух измеренных напряжений должны быть практически одинаковы.

Различие более чем на 10 % указывает на неисправность изоляции.

При проведении измерений в соответствии с п. 6.1, СРМ-2000, «Сборник распорядительных материалов». «О предотвращении электроэрозии турбоагрегатов» сопротивление изоляции корпуса подшипника должно быть не менее 2 кОм, сопротивление изоляции масляной пленки – не менее 1 кОм.

Величина напряжения между концами вала не нормируется, но резкое увеличение его по сравнению с измеренным ранее при той же нагрузке машины может ука-

зывать на изменение однородности и симметричности в магнитных цепях статора и ротора.

А.3.31 Испытание концевых выводов обмотки статора турбогенератора серии ТГВ

Помимо испытаний, указанных в таблицах А.1 и А.2, концевые выводы с конденсаторной стеклоэпоксидной изоляцией подвергаются испытаниям по пп. А.3.31.1, А.3.31.2.

А.3.31.1 П. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь (tgδ)

Измерение производится перед установкой концевого вывода на турбогенератор при испытательном напряжении 10 кВ и температуре окружающего воздуха 10-30 °С.

Значение tgδ собранного концевого вывода не должно превышать 130 % значения, полученного при измерениях на заводе. В случае измерения tgδ концевого вывода без фарфоровых покрышек его значение не должно превышать 3 %.

В эксплуатации измерение tgδ концевых выводов не обязательно и его значение не нормируется.

А.3.31.2 П, К. Испытания на газоплотность

Испытание на газоплотность концевых выводов, испытанных на заводе давлением 0,6 МПа, производится давлением сжатого воздуха 0,5 МПа.

Концевой вывод считается выдержавшим испытание, если при давлении 0,3 МПа падение давления не превышает 0,5 мм рт. ст./ч.

А.4 Электрооборудование систем возбуждения турбогенераторов и синхронных компенсаторов

А.4.1 Контроль систем возбуждения

В разделе приводятся объем и нормы испытаний силового оборудования систем тиристорного самовозбуждения (обобщенное обозначение СТС), систем независимого тиристорного возбуждения (СТН), систем бесщеточного возбуждения (БСВ), систем полупроводникового высокочастотного возбуждения (ВЧ). Указания по проверке и контролю автоматического регулятора возбуждения (АРВ), устройств защиты, управления, автоматики, диагностики и т. д. приводятся в Правилах технического обслуживания систем возбуждения, методических указаниях по наладке и заводских материалах на каждый тип системы возбуждения.

А.4.2 Измерение сопротивления изоляции

Нормы на величины сопротивления изоляции, измеряемого при температуре 10-30 °С, приведены в таблице А6.

А.4.3 Испытания повышенным напряжением промышленной частоты

Значение испытательного напряжения принимается согласно таблице А.4.1. Продолжительность приложения испытательного напряжения 1 мин.

А.4.4 П, К. Измерение сопротивления постоянному току обмоток трансформаторов и электрических машин в системах возбуждения

Измерения сопротивлений производятся при установившейся температуре, близкой к температуре окружающей среды. Измеренное сопротивление для сравнения его с заводскими данными или данными предыдущих измерений приводится к соответствующей температуре.

Сопротивление обмоток электрических машин (вспомогательный генератор в системе СТН, индукторный генератор в системе ВЧ, обращенный синхронный генератор в системе БСВ) не должно отличаться более чем на 2 % от заводских данных или данных предыдущих измерений; обмоток трансформаторов (выпрямительных в системах СТС, СТН, БСВ; последовательных – в отдельных системах СТС) – более чем на 5 %. Сопротивления параллельных ветвей рабочих обмоток индукторных ге-

нераторов не должны отличаться друг от друга более чем на 15 %, сопротивления фаз вращающихся подвозбудителей – не более чем на 10 %.

Таблица А.4.1 – Сопротивление изоляции и испытательное напряжение

Испытуемый объект	Измерение сопротивления изоляции			Испытание повышенным напряжением		Примечание
	Категория испытаний	Напряжение мегаомметра, В	Минимальное значение сопротивления изоляции, МОм	Вид испытаний	Значение испытательного напряжения	
1	2	3	4	5	6	7
1 Тиристорный преобразователь (ТП) цепи ротора главного генератора в системах возбуждения СТС, СТН: силовые токоведущие цепи преобразователей, связанные с тиристорами защитные цепи, вторичные обмотки выходных трансформаторов системы управления и т. д.; примыкающие к преобразователям отключенные разъединители (СТС), первичные обмотки трансформаторов собственных нужд (СТС). В системах с водяным охлаждением ТП вода при испытаниях отсутствует	П, К	2500	5	П	0,8 заводского испытательного напряжения ТП, но не менее 0,8 заводского испытательного напряжения обмотки ротора	Относительно корпуса и соединенных с ним вторичных цепей ТП (первичных обмоток импульсных трансформаторов СУТ, блок-контактов силовых предохранителей, вторичных обмоток трансформаторов делителей тока и т. д.), примыкающих к ТП силовых элементов схемы (вторичных обмоток трансформаторов собственных нужд в СТС, другой стороны разъединителей в СТС ряда модификаций). Тиристоры (аноды, катоды, управляющие электроды) при испытаниях должны быть закорочены, а блоки системы управления тиристорами СУТ выдвинуты из разъемов
2 Тиристорный преобразователь в цепи возбуждения возбудителя системы БСВ: силовые токоведущие части, тиристоры и связанные с ними цепи (см. п. 1). Тиристорный преобразователь в цепи возбуждения ВГ системы СТН	П, К	1000	5	П	0,8 заводского испытательного напряжения ТП, но не менее 0,8 испытательного напряжения обмотки возбуждения обращенного генератора или ВГ	Относительно корпуса и соединенных с ним вторичных цепей ТП, не связанных с силовыми цепями, см. п. 1. При испытаниях ТП отключен по входу и выходу от силовой схемы; тиристоры (аноды, катоды, управляющие электроды) должны быть закорочены, а блоки СУТ выдвинуты из разъемов

Продолжение таблицы А.4.1

1	2	3	4	5	6	7
3 Выпрямительная установка в системе ВЧ возбуждения	П, К	1000	5	П	0,8 заводского испытательного напряжения выпрямительной установки, но не менее 0,8 испытательного напряжения обмотки ротора	Относительно корпуса. При испытаниях выпрямительная установка отключена от источника питания и обмотки ротора, шины питания и шины выхода (А, В, С, +, -) объединены
4 Вспомогательный синхронный генератор ВГ в системах СТН:						
– обмотки статора	П, К	2500	Согласно п. 3.3	П	0,8 заводского испытательного напряжения обмотки статора ВГ, но не ниже 0,8 заводского испытательного напряжения обмотки ротора главного генератора	Относительно корпуса и между обмотками (фазами)
– обмотки возбуждения	П, К	1000	Согласно п. 3.3	П	0,8 заводского испытательного напряжения обмотки возбуждения ВГ	Относительно корпуса
5 Индукторный генератор в системе ВЧ возбуждения:						
– рабочие обмотки (три фазы) и обмотка последовательного возбуждения	П, К	1000	5	П	0,8 заводского испытательного напряжения обмоток, но не ниже 0,8 испытательного напряжения обмотки ротора генератора	Относительно корпуса и соединенных с ним обмоток независимого возбуждения, между обмотками
– обмотки независимого возбуждения	П, К	1,0	5	П	0,8 заводского испытательного напряжения обмоток	Относительно корпуса и между обмотками независимого возбуждения
6 Подвозбудитель в системе ВЧ возбуждения	П, К	1000	5	П	0,8 заводского испытательного напряжения	Каждая фаза относительно других, соединенных с корпусом
7 Обращенный генератор совместно с вращающимся преобразователем в системе БСВ:						Относительно корпуса. Возбудитель отсоединен от ротора генератора; вентили, *RC*-цепи или варисторы зашунтированы (соединены +, -, шпильки переменного тока); подняты щетки на измерительных контактных кольцах.
– обмотки якоря совместно с вращающимся преобразователем;	П, К	1000	5,0	П	0,8 заводского испытательного напряжения обмотки якоря	
– обмотки возбуждения обращенного генератора	П, К	500	5,0	П	0,8 заводского испытательного напряжения обмотки возбуждения, но не менее 1,2 кВ	Относительно корпуса. Обмотки возбуждения отсоединены от схемы

Продолжение таблицы А.4.1

1	2	3	4	5	6	7
8 Выпрямительный трансформатор ВТ в системах СТС	П, К	2500	Согласно п. 6.4	П	0,8 заводского испытательного напряжения обмоток трансформатора; вторичные обмотки для БСВ и ВГ – не менее 1,2 кВ	Относительно корпуса и между обмотками
Выпрямительные трансформаторы в системах возбуждения ВГ (СТН) и БСВ	П, К	2500 – первичная обмотка 1000 – вторичная обмотка	То же	П	То же	
9 Последовательные трансформаторы в системах СТС	П, К	2500	То же	П	0,8 заводского испытательного напряжения обмоток	То же
10 Токопроводы, связывающие источники питания (ВГ в системе СТН, ВТ и ПТ в системе СТС, индукторный генератор в ВЧ системе) с тиристорными или диодными преобразователями, токопроводы постоянного тока:						
– без присоединенной аппаратуры	П, К	2500	10	П	0,8 заводского испытательного напряжения токопроводов	Относительно «земли» и между фазами
– с присоединенной аппаратурой	П, К	2500	5	П	0,8 заводского испытательного напряжения обмотки ротора	То же
11 Силовые элементы систем СТС, СТН, ВЧ (источники питания, преобразователи и т. д.) со всей присоединенной аппаратурой вплоть до выключателей ввода возбуждения либо до разъединителей выхода преобразователей (схемы систем возбуждения без резервных возбудителей):						
– системы без водяного охлаждения преобразователей и с водяным охлаждением при незаполненной водой системе охлаждения;	П, К, Т, М	1000	1,0	П	1,0 кВ	Относительно корпуса

133 Окончание таблицы А.4.1

1	2	3	4	5	6	7
– при заполненной водой (с удельным сопротивлением не менее 75 кОм·см) системе охлаждения ТП	П, К, Т, М	1000	0,150	П	1,0 кВ	Блоки системы управления тиристорами выдвинуты
12 Силовые цепи возбуждения генератора без обмотки ротора (после выключателя ввода возбуждения или разъединителей постоянного тока, см. п. 11): устройство АГП, разрядник, силовой резистор, шинопроводы и т. д. Цепи, подключенные к измерительным кольцам в системе БСВ (обмотка ротора отключена)	П, К	1000	1,0	П, К	0,8 заводского испытательного напряжения ротора	Относительно «земли»

А.4.5 П, К. Проверка трансформаторов (выпрямительных, последовательных, собственных нужд, начального возбуждения, измерительных трансформаторов напряжения и тока)

Проверка производится в соответствии с объемом и нормами для трансформаторов. Для последовательных трансформаторов ПТ при проверках по категории П, кроме того, определяется зависимость между напряжениями на разомкнутых вторичных обмотках и током статора генератора $U_{2п.т} = f(I_{ст})$.

Характеристика $U_{2п.т} = f(I_{ст})$ определяется при снятии характеристик трехфазного короткого замыкания блока (генератора) до $I_{ст.ном}$. Характеристики отдельных фаз (при однофазных последовательных трансформаторах) не должны различаться между собой более чем на 5 %.

А.4.6 П, К. Определение характеристик вспомогательного синхронного генератора промышленной частоты в системах СТН

Вспомогательный генератор (ВГ) проверяется в соответствии с положениями раздела А.3.

При испытаниях характеристика короткого замыкания ВГ определяется до $I_{ст.ном}$, а характеристика холостого хода до $1{,}3U_{ст.ном}$ с проверкой витковой изоляции в течение 5 мин только при приемочных испытаниях и полной или частичной замене обмоток.

А.4.7 П, К. Определение характеристик индукторного генератора совместно с выпрямительной установкой в системах ВЧ возбуждения при отключенной обмотке последовательного возбуждения

Характеристика холостого хода индукторного генератора совместно с выпрямительной установкой (ВУ) ($U_{ст}$, $U_{в.у} = f(I_{н.в})$, где $I_{н.в}$ – ток в обмотке независимого возбуждения), определяемая до значения $U_{в.у}$, соответствующего удвоенному номинальному значению напряжения ротора, не должна отличаться от заводской или от ранее определенной характеристики более чем на 5 %. Разброс напряжений между

последовательно соединенными вентилями ВУ не должен превышать 10 % среднего значения.

Характеристика короткого замыкания индукторного генератора совместно с ВУ также не должна отличаться более чем на 5 % от заводской. При выпрямленном токе, соответствующем номинальному току ротора, разброс токов по параллельным ветвям в плечах ВУ не должен превышать ±20 % среднего значения. Определяется также нагрузочная характеристика при работе на ротор до $I_{рXX}$ [$I_р = f(I_{в.в})$], где $I_{в.в}$ – ток возбуждения возбудителя.

А.4.8 П, К. Определение внешней характеристики вращающегося подвозбудителя в системах ВЧ возбуждения

При изменении нагрузки на подвозбудитель (нагрузкой является автоматический регулятор возбуждения) изменение напряжения подвозбудителя не должно превышать величины, указанной в заводской документации. Разность напряжений по фазам не должна превышать 10 %.

А.4.9 П, К, Т. Проверка элементов обращенного синхронного генератора, вращающегося преобразователя в системе БСВ

Измеряются сопротивления постоянному току переходных контактных соединений вращающегося выпрямителя: сопротивление токопровода, состоящего из выводов обмоток и проходных шпилек, соединяющих обмотку якоря с предохранителями (при их наличии); соединения вентилей с предохранителями; сопротивление самих предохранителей вращающегося преобразователя. Результаты измерений сравниваются с заводскими нормами.

Проверяются усилия затяжки вентилей, предохранителей, *RC*-цепей, варисторов и т. д. в соответствии с заводскими нормами.

Измеряются обратные токи вентилей вращающегося преобразователя в полной схеме с *RC*-цепями (либо варисторами) при напряжении, равном повторяющемуся

для данного класса. Токи не должны превышать допустимые значения, указанные в заводских инструкциях на системы возбуждения.

А.4.10 П, К. Определение характеристик обращенного генератора и вращающегося выпрямителя в режимах трехфазного короткого замыкания генератора (блока), проверка точности измерения тока ротора

Измеряются ток статора $I_{ст}$, ток возбуждения возбудителя $I_{в.в}$, напряжение ротора $U_р$, определяется соответствие заводским характеристик возбудителя $U_р = f(I_{в.в})$. По измеренным токам статора и заводской характеристике короткого замыкания генератора
$I_{ст} = f(I_р)$ определяется правильность настройки датчиков тока ротора. Отклонение измеренного с помощью датчика типа ДТР-П тока ротора (тока выхода БСВ) не должно превышать 10 % расчетного значения тока ротора.

А.4.11 П, К, Т. Проверка тиристорных преобразователей систем СТС, СТН, БСВ

Измерение сопротивления и испытание повышенным напряжением изоляции производятся в соответствии с таблицей А.4.1.

Производятся гидравлические испытания повышенным давлением воды тиристорных преобразователей (ТП) с водяной системой охлаждения. Величина давления и время его воздействия должны соответствовать нормам заводов-изготовителей на каждый тип преобразователя. Выполняется повторная проверка изоляции ТП после заполнения дистиллятом (см. таблица А.4.1).

Проверяется отсутствие пробитых тиристоров, поврежденных *RC*-цепей. Проверка выполняется с помощью омметра.

Проверяется целостность параллельных ветвей плавкой вставки каждого силового предохранителя путем измерения сопротивления постоянному току.

Проверяется состояние изоляции системы управления тиристоров, диапазон регулирования выпрямленного напряжения при воздействии на систему управления тиристоров.

Проверяется ТП при работе генератора в номинальном режиме с номинальным током ротора. Проверка выполняется в следующем объеме:

– распределение токов между параллельными ветвями плеч преобразователей; отклонение значений токов в ветвях от среднеарифметического значения тока ветви должно быть не более 10 %;

– распределение обратных напряжений между последовательно включенными тиристорами с учетом коммутационных перенапряжений; отклонение мгновенного значения обратного напряжения от среднего на тиристоре ветви не должно быть более ±20 %;

– распределение тока между параллельно включенными преобразователями; токи не должны отличаться более чем на ±10 % от среднего расчетного значения тока через преобразователь;

– распределение тока в ветвях одноименных плеч параллельно включенных ТП; отклонение от среднего расчетного значения тока ветви одноименных плеч не должно быть более ±20 %.

А.4.12 П, К. Проверка выпрямительной диодной установки в системе ВЧ возбуждения при работе генератора в номинальном режиме с номинальным током ротора

Определяется:

– распределение тока между параллельными ветвями плеч; отклонение от среднего не должно превышать ±20 %;

– распределение обратных напряжений по последовательно включенным вентилям; отклонение от среднего не должно превышать 20 %.

А.5 Нормы испытаний турбогенераторов и синхронных компенсаторов при ремонтах обмоток

а) Испытания, проводимые при ремонтах обмоток статора

Объем и нормы пооперационных испытаний при ремонтах турбогенераторов и синхронных компенсаторов с полной или частичной сменой обмотки статора приведены в таблицах А.5.1 и А.5.2.

По сроку эксплуатации и состоянию изоляции на момент ремонта обмотки турбогенераторов разделены в таблицах А.5.1 и А.5.2 на две категории.

К первой из них относятся обмотки с микалентной компаундированной или гильзовой изоляцией, проработавшие 10 лет и менее, а также обмотки с термореактивной изоляцией, проработавшие 20 лет и менее (последние – при удовлетворительном состоянии сердечника статора и оставшейся части обмотки).

Ко второй относятся остальные обмотки.

При ремонте турбогенератора (компенсатора), остановленного аварийно, испытательное напряжение для оставшейся части обмотки, а также для сдаточных испытаний устанавливается в зависимости от состояния изоляции обмотки и условий работы энергообъединения, но не ниже $1{,}2U_{\text{ном}}$.

При частичной замене обмотки изоляция верхних стержней по технологическим условиям испытывается не после укладки их в пазы, а по окончании ремонта вместе со всей обмоткой.

При пробое одного или нескольких стержней во время профилактических испытаний оставшуюся часть обмотки всех трех фаз необходимо испытывать напряжением промышленной частоты, равным $1{,}7U_{\text{ном}}$. Допускается не испытывать неповрежденные фазы (ветви) обмотки, если была исключена возможность повреждения их изоляции при выемке стержней во время ремонта.

После замены или при ремонте поврежденного стержня (секции, катушки) необходимо вновь испытывать все фазы таким же напряжением, как и применяемым при эксплуатационных испытаниях. По окончании ремонта после ввода ротора каждая фаза обмотки испытывается номинальным напряжением.

Стержни (секции), вынимавшиеся из пазов во время ремонта, испытываются, так же как и отремонтированные, в зависимости от срока службы по нормам таблиц А.5.1 и А.5.2.

Таблица А.5.1 – Объем и нормы испытаний изоляции обмотки статора при ремонтах турбогенераторов и синхронных компенсаторов (кроме турбогенераторов серий ТВВ, ТЗВ, а также ТГВ мощностью 200 МВт и более)

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение для генераторов номинальным напряжением, кВ		Характер и объем ремонта
	до 6,6 включительно	10,5 и выше	
1	2	3	4
1 Стержни (секции) до укладки в пазы – пазовая изоляция	$3U_{ном}$	$3U_{ном}$	Полная замена обмотки статора обеих категорий
2 Лобовые части стержней (секции) до укладки обмотки	$1{,}6U_{ном}$	$1{,}5U_{ном}$	То же
3 Сопротивление изоляции термометров сопротивления до и после укладки в пазы	Для турбогенераторов с косвенным охлаждением обмотки статора – мегаомметром на 250 В, если в инструкции завода-изготовителя не указано иначе. Сопротивление изоляции – не ниже 1 МОм		Полная или частичная замена обмотки статора обеих категорий
4 Изоляция кронштейнов	$1{,}2U_{ном}$	$1{,}2U_{ном}$	Полная замена обмотки статора обеих категорий
5 Изоляция бандажных колец лобовых частей обмотки	$1{,}8U_{ном}$	$1{,}5U_{ном}$	То же
6 Соединительные и выводные шины до установки на место	$2{,}4U_{ном}$	$2{,}4U_{ном}$	– « –
7 Стержни (секции) после укладки в пазы: а) нижние б) верхние (отдельно от нижних или вместе с ними)	 $2{,}8U_{ном}$ $2{,}6\ U_{ном}$	 $2{,}7U_{ном}$ $2{,}5\ U_{ном}$	 – « – – « –
8 Обмотки статора с косвенным охлаждением (испытание повышенным выпрямленным напряжением каждой фазы в отдельно-	$1{,}28 \cdot 2{,}5\ U_{ном}$	$1{,}28(2\ U_{ном} + 3)$	– « –

1	2	3	4
сти при остальных заземленных)			
9 Обмотка статора (испытание каждой фазы по отношению к корпусу и двум другим заземленным фазам) после ее ремонта для генератора мощностью, кВт:			Полная замена обмотки статора обеих категорий
а) до 1000	2 $U_{ном}$ + 1,0, но не менее 1,5 кВ	-	То же
б) от 1000 и выше на номинальное напряжение, кВ:			
до 3,3 включительно	2 $U_{ном}$ + 1,0	-	– « –
свыше 3,3 до 6,6 включительно	2,5 $U_{ном}$	-	– « –
свыше 6,6	-	2 $U_{ном}$ + 3,0	– « –
10 Обмотка после удаления поврежденных стержней (секций)	2 $U_{ном}$	2 $U_{ном}$	Частичная замена обмотки первой категории
11 Запасные и отремонтированные стержни (секции) до укладки в пазы – пазовая изоляция	2,7 $U_{ном}$	2,7 $U_{ном}$	То же
12 Лобовые части стержней до укладки обмотки	1,3 $U_{ном}$	1,3 $U_{ном}$	– « –
13 Запасные и отремонтированные стержни (секции) после укладки в пазы до соединения со старой обмоткой (нижние стержни)	2,4 $U_{ном}$	2,4 $U_{ном}$	– « –
14 Собранная обмотка с косвенным охлаждением (испытание повышенным выпрямленным напряжением каждой фазы в отдельности при остальных заземленных)	2,72 $U_{ном}$, но не выше, чем было при вводе генератора в эксплуатацию	2,72 $U_{ном}$	– « –
15 Собранная обмотка статора после ремонта (испы-	1,7 $U_{ном}$	1,7 $U_{ном}$	Частичная замена обмотки первой ка-

1	2	3	4
тание каждой фазы по отношению к корпусу и двум другим заземленным фазам)			тегории
16 Обмотки после удаления поврежденных стержней (секций)	1,7 $U_{ном}$	1,7 $U_{ном}$	Частичная замена обмотки второй категории
17 Запасные и отремонтированные стержни (секции) до укладки в пазы – пазовая изоляция	2,5 $U_{ном}$	2,5 $U_{ном}$	То же
18 Лобовые части стержней (секций) до укладки обмотки	1,3 $U_{ном}$	1,3 $U_{ном}$	– « –
19 Запасные и отремонтированные стержни (секции) после укладки в пазы до соединения со старой обмоткой (нижние стержни)	2,2 $U_{ном}$	2,2 $U_{ном}$	– « –
20 Обмотка статора с косвенным охлаждением (испытание повышенным выпрямленным напряжением каждой фазы в отдельности при остальных заземленных)	2,4 $U_{ном}$	2,4 $U_{ном}$	– « –
21 Собранная обмотка статора после ремонта (испытание каждой фазы по отношению к корпусу и двум другим заземленным фазам)	1,5 $U_{ном}$	1,5 $U_{ном}$	– « –
22 Концевые выводы в собранном виде до установки	2,4 $U_{ном}$	2,4 $U_{ном}$	– « –
23 Обмотка статора после полной или частичной переклиновки пазов или	1,7 $U_{ном}$	1,7 $U_{ном}$	Ремонт без замены обмотки первой категории

Окончание таблицы А.5.1

1	2	3	4
перепайки лобовых частей			
24 Обмотка статора после полной или частичной переклиновки пазов или перепайки лобовых частей	1,5 $U_{ном}$	1,5 $U_{ном}$	Ремонт без замены обмотки второй категории*
25 Обмотка статора после ремонта, не связанного с подъемом стержней или переклиновкой пазов (крепление бандажей, подправка железа, подкраска и т. д.)	1,3 $U_{ном}$	1,3 $U_{ном}$	Ремонт без замены обмотки первой категории
26 То же	1,2 $U_{ном}$	1,2 $U_{ном}$	То же, но второй категории
27 Обмотка статора после устранения мелких неисправностей или осмотра, не требующих снятия щитов или иной разборки (с проникновением к лобовым частям через люки), при которых возможно воздействие на изоляцию обмотки, внутримашинных соединений или выводов	1,0 $U_{ном}$	1,0 $U_{ном}$	Обмотки обеих категорий

Примечания:

* Если обмотка проработала свыше 10 лет, но профилактические испытания ее проводятся напряжением 1,7 $U_{ном}$, то принимается испытательное напряжение 1,7 $U_{ном}$.

1 В таблице приведены испытательные напряжения промышленной частоты, если специально не оговорено иное.

2 Испытание сердечника статора после удаления подлежащих выемке стержней и укладки новых стержней и заклиновки пазов при полной или частичных заменах обмоток обеих категорий производится по п. А.3.10 Норм.

3 В таблицу не включены нормы гидравлических испытаний элементов системы охлаждения для гидрогенераторов с водяным охлаждением обмотки статора: испытание на проходимость и герметичность стержней до укладки их в пазы, такие же испытания соединительных и выводных шин до установки их на место; испытание на прочность и герметичность концевых выводов до их установки, старых и новых шлангов, сливных и напорных коллекторов после их установки, испытание обмотки или вновь уложенной ее части на проходимость после пайки, но до присоединения шлангов, испытание всей обмотки на герметичность после присоединения шлангов, но до изолировки паяных соединений. Эти испытания производятся по нормам завода-изготовителя генератора.

Таблица А.5.2 – Объем и нормы пооперационных испытаний при ремонте обмотки статора турбогенераторов серий ТВВ, ТЗВ, ТГВ (кроме ТГВ-25)

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	значение	продолжительность	
1	2	3	4
Полная замена обмотки статора			
1 Испытание стержней обмотки до укладки их в пазы			
1.1 Испытание на проходимость:			
а) турбогенераторов ТВВ-ТЗВ – водой при избыточном давлении воды на входе в стержень, МПа	0,1	–	Для ТВВ-200-2 0,08
Расход воды на стержень (или полустержень в стержнях, состоящих из двух половинок), л/с, для турбогенераторов:			
ТВВ-160-2Е	0,21±0,04	–	
ТВВ-165-2	0,278±0,04	–	
ТВВ-200-2 (30 пазов) – на полустержень	0,164±0,02	–	
ТВВ-200-2А, ТВВ-220-2А, ТВВ-220-2Е	0,164±0,025	–	
ТВВ-320-2, ТВВ-350-2	0,184±0,03	–	
ТВВ-320-2Е	0,156±0,023	–	
ТВВ-500-2 (верхний стержень)	0,271±0,04	–	
ТВВ-500-2 (нижний стержень)	0,231±0,03	–	
ТВВ-500-2Е (верхний стержень)	0,28±0,04	–	

Продолжение таблицы А.5.2

1	2	3	4
ТВВ-500-2Е (нижний стержень)	0,24±0,036	–	
ТВВ-800-2, ТВВ-800-2Е, ТЗВ-800-2, ТВВ-1000-2 (верхний стержень)	0,327±0,06	–	
ТВВ-800-2, ТВВ-800-2Е, ТЗВ-800-2, ТВВ-1000-2 (нижний стержень)	0,283±0,05	–	
ТВВ-1000-4 (верхний стержень)	0,354±0,071	–	
ТВВ-1000-4 (нижний стержень)	0,304±0,061	–	
ТВВ-1200-2 (верхний стержень)	0,164±0,0226	–	
ТВВ-1200-2 (нижний стержень)	0,142±0,0213	–	
б) турбогенераторов ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 – водой при избыточном давлении воды на входе в стержень, МПа	0,05	–	
Контрольный объем (л) и продолжительность истечения (с) для турбогенераторов:			
ТГВ-200М*	8,8	Не более 40 с	
ТГВ-500-2	6,4	То же	
в) турбогенераторов ТГВ-200 и ТГВ-300 – воздухом по трубкам при давлении воздуха на входе в трубку, мм вод.ст.	1000	–	Испытание проводится для каждой трубки стержня с установкой специальной насадки на выходе из трубки
Давление на выходе из трубки, мм вод. ст., для турбогенераторов:			
ТГВ-200	170-220	–	
ТГВ-300	200-260	–	
1.2 Испытание на прочность и герметичность – водой, МПа, для турбогенераторов:			

ТВВ, ТЗВ	1,5	10 ч	
ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	2	5 ч	Разность давлений в начале и конце выдержки должна быть не более 0,05 МПа по сравнению с заведомо исправным стержнем
1.3 Испытание изоляции пазовой части напряжением, кВ, турбогенераторов:			Здесь и далее – испытание повышенным переменным напряжением промышленной частоты,
а) ТГВ	3,0 $U_{ном}$	1 мин	если это не оговорено специально
б) ТВВ с номинальным напряжением до 20 кВ	2,7 $U_{ном}$	1 мин	
в) ТВВ, ТЗВ с номинальным напряжением 24 кВ	62	1 мин	
1.4 Испытание на коронирование при снижении напряжения после испытания	1,5 $U_{ном}$	3 мин	Допускается равномерное свечение голубого цвета. Свечение белого и желтого цветов не допускается
1.5 Испытание изоляции лобовой части напряжением	1,5 $U_{ном}$	1 мин	
1.6 Испытание изоляции между полустержнями (стержней, состоящих из двух половинок) напряжением, кВ (для турбогенератора ТВВ)	1,0	1 мин	
1.7 Испытание изоляции:			
между всеми трубками;	Не более одного замыкания		

Продолжение таблицы А.5.2

1	2	3	4
между каждым элементарным проводником и всеми трубками.	Замыкания недопустимы		
Проверка производится от источника промышленной частоты для турбогенераторов, кВ:			
ТГВ-200 до № 01585 включительно	0,036		
ТГВ-300 до № 02342 включительно	0,036		
ТГВ-200 с № 01586	0,22		
ТГВ-300 с № 02343	0,22		
2 Испытание изоляции кронштейнов, шинодержателей и бандажных колец до установки напряжением	1,4 $U_{ном}$	1 мин	
3 Испытание соединительных и выводных шин до установки			
3.1 Испытание на проходимость:			
а) у турбогенераторов ТВВ-ТЗВ продувкой воздухом	–	–	
б) для турбогенераторов ТГВ-200, ТГВ-300:			
– давление воздуха на входе в шину, мм вод. ст.	1000		
– давление на выходе из шины	По таблице 5.3		Испытания проводятся со специальной насадкой на конце шины
– для турбогенераторов ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 продувкой воздухом	–	–	До пайки наконечников проходимость шин проверяется шариком по ГОСТ 3722-81. Диаметр шарика, мм: 15,875 – для ТГВ-200М* 14,288 – для ТГВ-500
3.2 Испытание на прочность и герметичность – водой для турбогенераторов, МПа:			
ТВВ, ТЗВ	1,5	10 ч	
ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	3,0	15 мин	
3.3 Испытание изоляции шин напряжением,			

кВ, для турбогенераторов:			
а) ТГВ	2,4 $U_{ном}$	1 мин	
б) ТВВ с номинальным напряжением до 20 кВ	2,0 $U_{ном}$+3	1 мин	
в) ТВВ, ТЗВ с номинальным напряжением 24 кВ	2,0 $U_{ном}$+1	1 мин	
3.4 Испытание изоляции между полушинами (шин, состоящих из двух половинок) напряжением, кВ, для турбогенераторов ТВВ	1,0	1 мин	
4 Испытание концевых выводов в собранном виде (до установки)			
4.1 Испытание на прочность и герметичность – водой для турбогенераторов, МПа:			
ТВВ, ТЗВ	2,5	1 ч	
ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	3,0	7 ч	
Испытание на проходимость для ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 продувкой воздухом при:			
– избыточном давлении на входе, МПа	0,14	–	
– избыточном давлении на выходе, МПа	Не менее 0,07		Производится со специальной насадкой на выходе воздуха

Продолжение таблицы А.5.2

1	2	3	4
4.2 Испытание на герметичность – воздухом для турбогенераторов ТГВ-200, ТГВ-300, МПа	0,6	1 ч	
4.3 Испытание изоляции напряжением	2,4 $U_{ном}$	1 мин	
5 Испытание шлангов водой на прочность и герметичность:			
– для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, МПа:			
новых	1,5/1,0	30 мин	В числителе – для шлангов диаметром 15 мм,
старых	1,0/0,8	30 мин	в знаменателе – для шлангов диаметром 21 мм
– для турбогенераторов ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 (диаметр 21 мм)	0,8	5 мин	
6. Испытание сливных и напорных коллекторов на прочность и герметичность – водой, МПа, после установки, для турбогенераторов:			
ТВВ, ТЗВ	2,5	1 ч	
ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	2,5	30 мин	
7 Определение характеристик сердечника статора при нагреве методом кольцевого намагничивания до и после укладки обмотки и заклиновки пазов при индукции 1,4 Тл	См. п. 3.10 Норм		
8 Измерение сопротивлений постоянному току термопреобразователей сопротивления, Ом:			
– до установки	Приведенное к температуре измерения паспортное значение		
– после заклиновки пазов	То же плюс сопротивление выводных проводов		
9 Испытание нижних стержней обмотки после укладки их в пазы			
9.1 Испытание изоляции стержней от корпуса напряжением, кВ:			
а) ТГВ, ТВВ с номинальным напряжением до 20 кВ	2,5 $U_{ном}$	1 мин	
б) ТВВ с номинальным напряжением 24 кВ	49,0	1 мин	

в) ТЗВ с номинальным напряжением 24 кВ	52,0	1 мин	
9.2 Испытание на коронирование – при снижении напряжения после испытания	1,15 $U_{ном}$	5 мин	См. примечание к п. 1.4 данной таблицы
9.3 Испытание изоляции между полустержнями (стержней, состоящих из двух половинок) турбогенераторов ТВВ напряжением, кВ	1,0	1 мин	
9.4 Испытание на герметичность воздухом с добавлением хладона (фреона) течеискателем для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2, МПа	0,3	–	
9.5 Испытание на проходимость трубок – воздухом для турбогенераторов ТГВ-200, ТГВ-300	Воздух должен свободно проходить через все трубки		
10 Испытание верхних стержней обмотки после укладки их в пазы			
10.1 Испытание изоляции стержней от корпуса (до выполнения заклиновки пазов) напряжением, кВ, для турбогенераторов:			

Продолжение таблицы А.5.2

1	2	3	4
а) ТГВ, ТВВ с номинальным напряжением до 20 кВ	2,4 $U_{ном}$	1 мин	При невозможности изолирования верхних стержней от нижних допускается проведение испытания совместно с нижними стержнями
б) ТВВ с номинальным напряжением 24 кВ	49,0	1 мин	Допускается не проводить
в) ТЗВ с номинальным напряжением 24 кВ	50,0	1 мин	См. примечание к п. 10.1, а)
10.2 Испытание на коронирование – при снижении напряжения после испытания	1,15 $U_{ном}$	5 мин	См. примечание к п. 1.4 данной таблицы
10.3 Испытание изоляции между полустержнями (стержней, состоящих из двух половинок) напряжением, кВ, турбогенераторов ТВВ	1,0	1 мин	
10.4 Испытание на герметичность воздухом с добавлением хладона (фреона) течеискателем для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2, МПа	0,3	–	
10.5 Испытание на проходимость трубок – воздухом для турбогенераторов ТГВ-200, ТГВ-300	Воздух должен свободно проходить через все трубки		
11 Измерение сопротивления изоляции термопреобразователь сопротивления мегаомметром на напряжение 500 В, МОм	Не менее 1,0	–	
12 Испытание изоляции от корпуса верхних и нижних стержней совместно после укладки в пазы и заклиновки пазов напряжением, кВ, для турбогенераторов:			
а) ТГВ, ТВВ с номинальным напряжением до 20 кВ	2,2 $U_{ном}$	1 мин	
б) ТВВ с номинальным напряжением 24 кВ	49,0	1 мин	
13 Проверка на монолитность паяных соединений			
13.1 Ультразвуковым прибором			
Среднее значение монолитности четырех или шести измерений должно быть не менее монолитности эталона, %:			При пайке каждой пары элементарных проводников в отдельности соединения только осматриваются
– при использовании оловянистого припоя	15	–	
– при использовании серебряного припоя	20	–	

При этом ни одно значение измеренной монолитности не должно быть меньше значения монолитности эталона, %:			
– при использовании оловянистого припоя	10		
– при использовании твердого припоя	15		
13.2 Вихретоковым прибором			
Значение монолитности пайки, выполненной оловянистым припоем, должно быть не менее монолитности эталона, %	70		
14 Испытание изоляции между полуветвями обмоток, состоящих из двух полуветвей, после заклиновки пазов до подсоединения соединительных выводных шин и концевых выводов турбогенераторов ТВВ, напряжением, кВ	0,5	1 мин	

Продолжение таблицы А.5.2

1	2	3	4
15 Измерение сопротивлений постоянному току обмотки в холодном состоянии каждой ветви и фазы обмотки. Расхождение значений сопротивлений не должно быть более, %:			
между фазами	2,0	–	
между ветвями	5,0	–	
16 Испытание обмоток на проходимость:	Расход воды через	–	–
– водой после пайки всех соединений, но до установки фторопластовых шлангов и изолировки головок:	каждую цепь должен быть не менее 70 % указанного		
– для генераторов ТВВ, ТЗВ определяются расходы при давлении на подаче 0,1 МПа	в п. 1.1 данной таблицы для генераторов мощностью 500		
– для генераторов ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 для каждого стержня определяется продолжительность истечения воды при давлении на подаче 0,05 МПа и контрольном объеме 6,26 л.	МВт и менее, и 90 % указанного в п. 1.1 для генераторов мощностью 800 МВт и более		
Продолжительность истечения для стержней генераторов:			
ТГВ-200М*		Не более 42 с	
ТГВ-500-2		Не более 50 с	
17 Испытание соединительных шин на проходимость – продувкой воздухом для турбогенераторов ТГВ	–	–	
18 Испытание всей обмотки на прочность и герметичность – водой после пайки всех соединений, но до их изолировки и после присоединения шлангов, МПа, для турбогенераторов:			
ТВВ, ТЗВ	1,0/0,8	24 ч	В числителе – для шлангов диаметром 15 мм, в знаменателе – для шлангов диаметром 21 мм
ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	0,8	10 ч	Изменение давления воды за время выдержки не более 50 кПа
19 Испытание выпрямленным напряжением изоляции полностью собранной обмотки каждой фазы в отдельности при остальных заземленных фазах, кВ, для генераторов:			
ТГВ-200	40	1 мин	См. п. 3.3 Норм

ТГВ-300 20 Испытание полностью собранной обмотки 20.1 Испытание изоляции каждой фазы в отдельности при остальных заземленных напряжением, кВ, для турбогенераторов: а) ТГВ, ТВВ с номинальным напряжением до 20 кВ	50 2 $U_{ном}$ + 3	1 мин 1 мин	 При испытании генераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 по обмотке должен циркулировать дистиллят с удельным

Продолжение таблицы А.5.2

1	2	3	4
б) ТВВ, ТЗВ с номинальным напряжением 24 кВ	49	1 мин	сопротивлением ее менее 100 кОм·см и расход его должен быть не менее номинального (если в инструкции завода-изготовителя не указано иначе)
20.2 Испытание на коронирование – при снижении напряжения после испытания	1,15 $U_{ном}$	5 мин	См. примечание к п. 1.4 настоящей таблицы
21 Измерение сопротивления изоляции термопреобразователей сопротивления, заложенных в пазы и установленных в корпусе турбогенератора, мегаомметром на напряжение 500 В, МОм	Не менее 1	1 мин	
22 Испытание изоляции обмотки статора напряжением промышленной частоты после заводки ротора в статор и установки щитов до заполнения статора водородом	$U_{ном}$	1 мин	См. примечание к п. 20. Допускается испытание при заполнении статора инертным газом или водородом с соблюдением условий раздела 3.4 Норм
Частичная замена обмотки статора первой категории (турбогенераторов, проработавших до 10 лет, при термореактивной изоляции – до 20 лет)			
23 Испытание оставшейся части обмотки после удаления поврежденных стержней			
23.1 Испытание изоляции каждой фазы в отдельности, при остальных заземленных, напряжением	2 $U_{ном}$	1 мин	В случае замены только верхних стержней испытание производится напряжением 1,7 $U_{ном}$. При испытании изоляции турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М* и ТГВ-500-2 по обмотке должен циркулировать дистиллят с удельным сопротивлением 100 кОм·см (если в инструкции завода-изготови-теля не указано иначе) и расход его должен быть не менее номинального или шланги должны быть сняты
23.2 Испытание на прочность и герметичность – водой, для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	По п. 18		
23.3 Испытание на проходимость стержней для турбогенераторов:			
ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 – водой	По п. 16		Производится в случае, если предполагается ухудшение проходимости стержней в оставшейся части обмотки
ТГВ-200, ТГВ-300 – воздухом	По пп. 9.5 и 10.5		
24 Измерение сопротивления постоянному току неповрежденных ветвей или фаз оставшейся части обмотки. Значение измеренного сопротивления не должно отли-	2	–	

чаться от значения предыдущего измерения более чем на, %			
25 Определение характеристик сердечника статора при нагреве методом кольцевого намагничивания после удаления поврежденных стержней и укладки новых стержней и заклиновки пазов статора при индукции 1,4 Тл	Сталь должна удовлетворять требованиям, указанным в п. 3.10 Выписки		

Продолжение таблицы А.5.2

1	2	3	4
26 Испытание новых и демонтированных стержней обмотки генераторов ТВВ, ТЗВ до укладки их в пазы	По п. 1		
27 Испытание новых стержней для генераторов ТГВ до укладки их в пазы	По п. 1		
28 Испытание демонтированных и отремонтированных стержней для генераторов ТГВ до укладки их в пазы			
28.1 Испытание на проходимость	По п. 1.1		
28.2 Испытание изоляции пазовой части напряжением	2,7 $U_{ном}$	1 мин	
28.3 Испытание на коронирование – при снижении напряжения после испытания	По п. 1.4		
28.4 Испытание изоляции лобовой части напряжением	1,3 $U_{ном}$	1 мин	
29 Испытание новых и отремонтированных соединительных и выводных шин до установки	По п. 3		
30 Испытание новых и отремонтированных концевых выводов до установки	По п. 4		
31 Испытание изоляции кронштейнов и шинодержателей до установки	По п. 2		
32 Испытание новых и повторно используемых шлангов на прочность и герметичность до их установки для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	По п. 5		
33 Испытание ремонтируемых сливных и напорных коллекторов на прочность и герметичность водой для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	По п. 6		
34 Испытание нижних стержней обмотки после укладки их в пазы напряжением для турбогенераторов:			
ТВВ, ТЗВ	По п. 9		
ТГВ	2,4 $U_{ном}$	1 мин	
35 Испытание верхних стержней обмотки после укладки их в пазы до выполнения заклиновки пазов напряжением для турбогенераторов:			При невозможности изолировать верхние стержни от нижних допускается проводить испытания совместно с
ТВВ, ТЗВ	По п. 10		нижними. Если при этом нижние стержни принадлежат оставшейся части обмотки, то испытательное напряжение
ТГВ	2,2 $U_{ном}$	1 мин	верхних стержней не должно превышать испытательного напряжения этой части обмотки
36 Измерение сопротивлений постоянному току вновь уложенных термопреобразователей сопротивления	По п. 8		
37 Измерение сопротивления изоляции вновь уложенных в пазы термопреобразова-	По п. 11		

телей сопротивления мегаомметром на напряжение 500 В			
38 Проверка на монолитность вновь запаянных соединений	По п. 13		
39 Измерение сопротивления постоянному току обмотки в холодном состоянии каждой ветви и фазы обмотки	По п. 15		

Продолжение таблицы А.5.2

1	2	3	4
40 Испытание на проходимость вновь уложенной части обмотки после пайки соединений, но до установки водоподводящих шлангов и изолировки головок стержней и соединительных шин для турбогенераторов:			
ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 – водой	По п. 16		
ТГВ-200, ТГВ-300 – воздухом	По пп. 9.5 и 10.5		
41 Испытание всей обмотки на прочность и герметичность – водой после пайки всех соединений, но до их изолировки и после присоединения шлангов турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	По п. 18		
42 Испытание выпрямленным напряжением изоляции полностью собранной обмотки каждой фазы в отдельности при остальных заземленных фазах, кВ, для генераторов:			
ТГВ-200	40	1 мин	
ТГВ-300	50	1 мин	
43 Испытание изоляции полностью собранной обмотки			В случае замены только верхних стержней испытание производится напряжением 1,5 $U_{ном}$.
а) каждой фазы в отдельности при остальных заземленных	1,7 $U_{ном}$	1 мин	При испытании турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М* по обмотке должен циркулировать дистиллят в соответствии с требованиями п. 20
б) на коронирование – при снижении напряжения после испытания	1,0 $U_{ном}$	5 мин	См. примечание к п. 1.4 таблицы
44 Испытание изоляции обмотки статора после заводки ротора в статор и установки щитов до заполнения статора водородом	По п. 22		
45 Испытания после частичной или полной переклиновки пазов статора или перепайки лобовых частей:			
– сердечника статора	По п. 7		
– изоляции обмотки статора	1,5 $U_{ном}$	1 мин	Ремонт без замены стержней
– изоляции обмотки статора после заводки ротора в статор и установки щитов	По п. 22		
46 Измерение сопротивления изоляции обмотки статора (мегаомметром на напряжение 2500 В) до и после испытания изоляции	См. раздел 3.2Норм		
47 Испытание изоляции обмотки статора турбогенератора:			Ремонт, не связанный с подъемом стержней, шин, переклиновкой (крепление бандажей, подправка железа, подкраска и т. д.)
ТВВ, ТЗВ	1,0 $U_{ном}$	1 мин	
ТГВ	1,3 $U_{ном}$	1 мин	
Частичная замена обмотки статора второй категории (турбогенераторов, проработавших свыше 10 лет, при термореактивной изоляции – свыше 20 лет)			
48 Испытание оставшейся части обмотки после удаления поврежденных стержней:			При испытании турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М* ТГВ-500-2 по обмотке

а) изоляция каждой фазы в отдельности при остальных заземленных	1,7 $U_{ном}$	1 мин	должен циркулировать дистиллят в соответствии с

Продолжение таблицы А.5.2

1	2	3	4
б) на прочность и герметичность – водой, для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	По п. 18		требованиями п. 20
в) на проходимость	По п. 23.3		См. примечание к п. 23.3
49 Измерение сопротивления постоянному току неповрежденных ветвей или фаз оставшейся части обмотки	По п. 15		
50 Испытание активной стали сердечника статора при нагреве методом кольцевого намагничивания после удаления поврежденных стержней и укладки новых стержней и заклиновки пазов статора	По п. 7		
51 Испытание новых и ремонтируемых выводных шин до установки	По п. 3		
52 Испытание новых и ремонтируемых концевых выводов до установки	По п. 4		
53 Испытание изоляции кронштейнов, шинодержателей и бандажных колец до установки	По п. 2		
54 Испытание шлангов перед установкой на прочность и герметичность	По п. 5		
55 Испытание новых и ремонтируемых сливных и напорных коллекторов на прочность и герметичность водой после установки	По п. 6		
56 Испытание стержней обмотки до укладки в пазы:			
а) на проходимость	По п. 1.1		
б) на прочность и герметичность	По п. 1.2		
в) изоляции пазовой части напряжением, кВ:			
– для генераторов ТВВ и ТГВ номинальным напряжением до 20 кВ	2,7 $U_{ном}$	1 мин	
– для генераторов ТВВ и ТЗВ номинальным напряжением 24 кВ	62		
г) на коронирование	По п. 1.4		
д) изоляции лобовых частей	По п. 1.5		
е) изоляции между полустержнями (стержней, состоящих из двух половинок)	По п. 1.6		
ж) изоляции между трубками и трубками – элементарными проводниками	По п. 1.7		
57 Испытание нижних стержней обмотки после укладки в пазы	По п. 9		
58 Испытание верхних стержней обмотки после укладки в пазы	По п. 35		
59 Измерение сопротивления постоянному току вновь уложенных термопреобразователей сопротивления	По п. 8		
60 Измерение сопротивления изоляции вновь уложенных термопреобразователей сопротивления мегаомметром на напряжение 500 В	По п. 21		
61 Испытание изоляции от корпуса новых верхних и новых нижних стержней совместно после укладки в пазы и заклиновки	2,0 $U_{ном}$	1 мин	
62 Проверка на монолитность паянных соединений	По п. 1.3		

Окончание таблицы А.5.2

1	2	3	4
63. Измерение сопротивления постоянному току обмотки статора в холодном состоянии каждой ветви или фазы	По п. 1.5		
64 Испытание на проходимость вновь уложенной части обмотки статора турбогенераторов до изолировки паяных соединений, а для обмотки с водяным охлаждением, кроме того, до присоединения шлангов	По п. 40		
65 Испытание обмотки статора водой на прочность и герметичность для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	По п. 18		
66 Испытание изоляции выпрямленным напряжением, кВ, полностью собранной обмотки каждой фазы по отдельности при остальных заземленных фазах для турбогенераторов:			
ТГВ-200	40	1 мин	См. п. 3.3 Норм
ТГВ-300	50	1 мин	
67 Испытание изоляции полностью собранной обмотки статора от корпуса:			
а) каждой фазы в отдельности при остальных заземленных	1,5 $U_{ном}$	1 мин	При испытании турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 по обмоткам должен циркулировать дистиллят в соответствии с п. 20
б) на коронирование при снижении напряжений после испытания	1,0 $U_{ном}$	5 мин	См. примечание к п. 1.4 настоящей таблицы
68 Испытание изоляции обмотки статора после заводки ротора и установки щитов (допускается испытание при заполнении генератора инертным газом или водородом, см. п. 3.4 Выписки)	1,0 $U_{ном}$	1 мин	При испытании турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 по обмоткам должен циркулировать дистиллят в соответствии с п. 20
Примечание -* Нормы для генераторов типа ТГВ-200М распространяются также на генераторы типов ТГВ-200-2М, ТГВ-220-2П, АСТГ-200.			

Таблица А.5.3 – Данные для проверки проходимости шин генераторов ТГВ-200 и ТГВ-300*

ТГВ-200		ТГВ-300	
Шина, чертеж №	Давление на выходе, не ниже, мм вод. ст.	Шина, чертеж №	Давление на выходе, не ниже, мм вод. ст.
2Т36	66	5ТХ581594	121
2Т38	112	5ТХ581595	81
2Т33	72	5ТХ581596	63
2Т50	105	5ТХ581597	169
2Т37	64	5ТХ581598	156
2Т35	122	5ТХ581599	92
2Т32	54	5ТХ581600	155
2Т34	52	5ТХ581601	95
2Т39	122	5ТХ581602	66,4
2Т31	87	5ТХ581603	169
1Т26	43,5	5ТХ581604	72,5
1Т24	39	5ТХ581605	109
Примечание - * Давление воздуха на входе в шину 1000 мм вод. ст.			

В случаях применения обмотки с термореактивной изоляцией, запекаемой после укладки в статоре, испытания проводятся по нормам технологической инструкции на этот процесс.

Пооперационные испытания при ремонтах обмоток турбогенераторов серии ТВМ проводятся в соответствии с указаниями завода-изготовителя.

б) Испытания, проводимые при ремонте обмотки ротора

Объем и нормы пооперационных испытаний при ремонтах турбогенераторов с полной или частичной сменой обмотки ротора, а также при ремонте в пределах ее лобовых частей приведены в таблице А.5.4 – для машин с косвенным воздушным или водородным охлаждением обмотки возбуждения и в таблице А.5.5 – для машин с непосредственным водородным охлаждением обмотки.

Объем и нормы пооперационных испытаний при ремонтах обмоток роторов турбогенераторов с бесщеточной системой возбуждения, непосредственным воздушным и водяным охлаждением обмотки должны соответствовать указаниям завода-изготовителя с учетом специфики их конструкции.

При проведении испытаний необходимо выполнять следующие указания:

– изоляция обмотки ротора от седел испытывается во всех случаях снятия бандажей независимо от причин снятия;

– при частичном ремонте изоляции обмотки ротора европейского типа, когда катушки соединяются между собой перемычкой, изоляция уложенной переизолированной катушки не испытывается;

– при частичном ремонте обмотки ротора с наборными зубьями, не имеющей пазовых гильз, оставшаяся часть обмотки повышенным напряжением не испытывается. Состояние изоляции проверяется мегаомметром на напряжение 1000 В в течение 1 мин;

– во всех случаях снятия бандажей ротора изоляция его обмотки от корпуса испытывается напряжением 1 кВ промышленной частоты в течение 1 мин. Испытание проводится при снятых бандажах после очистки ротора;

– продолжительность испытания главной изоляции 1 мин, витковой изоляции (таблица А.5.4, п. 15) – 5 мин.

Таблица А.5.4 – Объем и нормы пооперационных испытаний при ремонте обмотки ротора турбогенераторов с косвенным воздушным или водородным охлаждением обмотки возбуждения

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	Характер и объем ремонта
1	2	3

1	Незамененная изоляция токоподводов, отсоединенных от катушек и контактных колец	5,0 (7,0)[1]	Полная замена обмотки ротора
2	Незамененная изоляция токоподводов, отсоединенных от катушек, но не отсоединенных от контактных колец (если отсоединение токоподводов связано с повреждением их изоляции или требует снятия контактных колец)[2]	4,0	То же
3	Незамененная изоляция контактных колец при отсоединенных токоподводах	4,0	– « –
4	Новая изоляция шин и стержней токоподводов до их укладки		
4.1	Новая изоляция шин токоподводов	6,5 (7,5)	– « –
4.2	Новая изоляция стержней токоподвода перед укладкой их в изоляционный цилиндр	6,5 (7,5)	– « –
5	Новая изоляция шин и стержней токопроводов после их укладки		
5.1	Новая изоляция шин токоподвода после укладки и клиновки, но до соединения с катушками и контактными кольцами	5,0 (7,0)	– « –
5.2	Новая изоляция стержней токоподвода после укладки в ротор (совместно с токоведущими болтами)	5,0 (7,0)	– « –
6	Новая изоляция контактных колец до насадки на вал ротора[3]	6,0	– « –
7	Новая изоляция контактных колец после насадки их на вал до соединения с токоподводами	4,5	– « –
8	Новая изоляция токоподводов после присоединения к переизолированным контактным кольцам, но до соединения с катушками	4,0	– « –
9	Новая изоляция межкатушечных соединений (съемных деталей) отдельно от обмотки	5,0	Полная замена обмотки ротора
10	Изоляция гильз до укладки их в пазы:		
	миканитовых	10,0	То же
	стеклотекстолитовых	7,0	– « –
11	Изоляция гильз после укладки их в пазы:		
	миканитовых	8,0	– « –
	стеклотекстолитовых	6,8	– « –
12	Изоляция отдельных катушек после укладки в пазы и закрепления временными клиньями, но до соединения с другими катушками	6,5	Полная или частичная замена обмотки ротора
13	Изоляция катушки после укладки в пазы, закрепления временными клиньями и соединения с ранее уложенной катушкой	5,5	Полная замена обмотки ротора
14	Изоляция уложенной обмотки после первой опрессовки	4,5	То же
15	Витковая изоляция обмотки после первой опрессовки	2,5-3,5 В на виток[4]	– « –
16	Изоляция обмотки после заклиновки постоянными клиньями	3,5	– « –
17	Изоляция обмотки перед посадкой роторных бандажей	3,0	– « –
18	Изоляция обмотки после насадки роторных бандажей[5]	2,5	– « –
19	Изоляция оставшейся (незамененной) части обмотки ротора после выемки поврежденной катушки	2,0	Частичная замена обмотки ротора

Окончание таблицы А.5.4

1		2	3
20	Изоляция катушек после их укладки и заклиновки временными клиньями (для турбогенераторов, испытание которых возможно без соединения обмоток новых катушек со старой обмоткой)	По пп. 12-14	То же
21	Изоляция обмотки совместно со старой обмоткой после первой опрессовки	1,75	– « –
22	Изоляция обмотки после заклиновки постоянными клиньями	1,5	– « –
23	Изоляция обмотки:		
	а) перед посадкой роторных бандажей	1,25	Частичная замена

			обмотки ротора
	б) после посадки роторных бандажей[5)]	1,0	То же
24	Изоляция лобовой части обмотки от седел при заземленной обмотке ротора перед посадкой бандажей	2,5	– « –
25	Изоляция обмотки от седел при заземленной обмотке ротора – испытание до ремонта	2,5	Ремонт в пределах лобовой части
26	Изоляция обмотки от седел после ремонта при заземленной обмотке	2,0	То же
27	Изоляция обмотки ротора от корпуса после окончания ремонта при снятых бандажах	1,0	– « –
28	Изоляция обмотки ротора до и после ремонта	Проверка мегаомметром 1000 В	– « –
29	Изоляция обмотки ротора после насадки роторных бандажей	То же	– « –
30	Изоляция обмотки ротора после снятия бандажей, удаления расклиновки, фрезеровки шлицев и удаления седел:		Реконструкция вентиляции лобовых частей обмотки
	от корпуса	1,25	
	витковая	2,5-3,5 В на виток[4)]	

Примечание:

[1)] В скобках – испытательное напряжение для жесткого присоединения токоподводов к нижнему витку малой катушки.

[2)] При полной замене изоляции обмотки ротора изоляция токоподводов заменяется только в том случае, если она не выдержала испытаний по пп. А.1 и А.2.

[3)] Если выступающая часть изоляции под контактными кольцами менее 15 мм, то при испытании новой изоляции контактных колец до насадки на вал турбогенераторов испытательное напряжение снижается до 5 кВ.

[4)] В случаях испытаний витковой изоляции обмоток роторов импульсным напряжением значение его на выводах не должно превышать величины испытательного напряжения корпусной изоляции более чем на 10 %.[5)] По завершении ремонта измеряется сопротивление обмотки постоянному току по п. А.3.5 Норм.

Таблица А.5.5 – Объем и нормы пооперационных испытаний обмотки ротора при ремонте турбогенераторов серии ТВВ, ТВФ, ТГВ (200 и 300 МВт)

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	Продолжительность испытания, мин	Характер и объем ремонта
1	2	3	4
1 Изоляция перед укладкой новых шин токоподводов турбогенераторов:			Полная замена обмотки,
ТВВ, ТВФ	$8{,}6 \geq 15U_{ном} + 3{,}35 \geq 5{,}6$	1	токоподводов и
ТГВ	10,0	1	контактных колец

Продолжение таблицы А.5.5

1	2	3	4
2 Изоляция перед укладкой в на156иионный цилиндр новых стержней токоподводов турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$8{,}6 \geq 15U_{ном} + 3{,}35 \geq 5{,}6$	1	То же
ТГВ	8,6	1	– « –
3 Изоляция новых токоведущих винтов пе-			

ред установкой на ротор турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$8{,}6 \geq 15U_{ном} + 3{,}35 \geq 5{,}6$	1	– « –
ТГВ	8,6	1	– « –
4 Изоляция новых шин токоподводов после укладки и заклиновки турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$7{,}6 \geq 14U_{ном} + 2{,}7 \geq 4{,}8$	1	– « –
ТГВ	9,1	1	– « –
5 Изоляция новых стержней токоподводов после укладки в ротор совместно с токоведущими винтами, но без токоподводов и контактных колец турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$7{,}6 \geq 14U_{ном} + 2{,}7 \geq 4{,}8$	1	– « –
ТГВ	6,7	1	– « –
6 Изоляция новой втулки контактных колец после механической обработки до посадки колец турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$8{,}6 \geq 15U_{ном} + 4{,}7 \geq 5{,}6$	1	– « –
ТГВ	8,6	1	– « –
7 Изоляция контактных колец после посадки их на втулку турбогенераторов:			Полная замена обмотки, токоподводов и контактных колец
ТВВ, ТВФ	$8{,}6 \geq 15U_{ном} + 3{,}35 \geq 5{,}6$	1	
ТГВ	7,6	1	
8 Изоляция контактных колец после посадки их на ротор турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$6 \geq 9U_{ном} + 3{,}35 \geq 3{,}6$	1	– « –
ТГВ	6,4	1	– « –
9 Изоляция новых гильз перед укладкой в пазы:			
а) миканитовых у турбогенераторов ТГВ	10	1	– « –
б) стеклотекстолитовых у турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$6{,}8 \geq 12U_{ном} + 2{,}8 \geq 4{,}25$	1	– « –
ТГВ	7	1	– « –
10 Изоляция новых гильз после укладки в пазы:			
а) миканитовых у турбогенераторов ТГВ	8,5	1	– « –
б) стеклотекстолитовых у турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$6{,}5 \geq 11U_{ном} + 2{,}5 \geq 4{,}2$	1	– « –
ТГВ	6,5	1	– « –
11 Изоляция катушек от корпуса после укладки в пазы и закрепления временными клиньями каждой отдельной катушки, не имеющей нижнего соединения, и каждой пары смежных катушек, имеющих нижнее соединение катушек:			
а) в миканитовых гильзах турбогенераторов ТГВ	6,5	1	– « –
б) в стеклотекстолитовых гильзах турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$5{,}7 \geq 10U_{ном} + 2{,}2 \geq 3{,}7$	1	– « –
ТГВ	5,7	1	– « –

Продолжение таблицы А.5.5

1	2	3	4
12 Витковая изоляция катушек после первой опрессовки пазовых и лобовых частей (испытания импульсным напряжением высокой частоты с затухающей амплитудой)	150 В на виток	0,1	Полная замена обмотки, токоподводов и контактных колец
13 Корпусная изоляция обмотки после первой опрессовки пазовых и лобовых частей:			
а) с миканитовыми гильзами для турбогенераторов ТГВ	5,8	1	То же
б) со стеклотекстолитовыми гильзами для			

турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$5 \geq 10U_{ном} + 1,6 \geq 3$	1	– « –
ТГВ	5,0	1	– « –
14 Витковая изоляция катушек после заклиновки пазов постоянными клиньями и установки постоянных клиньев и распорок в лобовых частях обмотки (испытания импульсным напряжением высокой частоты с затухающей амплитудой)	150 В на виток	0,1	– « –
15 Корпусная изоляция обмотки после заклиновки пазов постоянными клиньями и установки постоянных клиньев и распорок в лобовых частях обмотки:			
а) с миканитовыми гильзами для турбогенераторов ТГВ	5,0	1	– « –
б) со стеклотекстолитовыми гильзами для турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$4,5 \geq 10U_{ном} + 1,2 \geq 2,6$	1	– « –
ТГВ	4,5	1	– « –
16 Вентиляционные каналы обмотки ротора после заклиновки пазов постоянными клиньями и установки постоянных клиньев и распорок в лобовых частях обмотки (проверка на проходимость воздухом) для турбогенераторов:			
ТВВ*, ТВФ*	По стандарту (нормали) ОАО «Электросила»	–	
ТГВ (каждый канал обмотки)	Воздух должен свободно проходить через все каналы обмотки	–	
17 Корпусная изоляция обмотки перед посадкой бандажей:			
а) с миканитовыми гильзами для турбогенераторов ТГВ	4,4	1	Полная замена обмотки, токоподводов и контактных колец
б) со стеклотекстолитовыми гильзами для турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$4,25 \geq 9U_{ном} + 1 \geq 2,3$	1	То же
ТГВ	4,25	1	– « –
18 Вентиляционные каналы лобовой части обмотки ротора после посадки бандажей (проверка на проходимость)	По п. 16		– « –
19 Корпусная изоляция обмотки ротора совместно с токоподводами и контактными кольцами после посадки бандажей для турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$4,9 \geq 9U_{ном} + 0,7 \geq 2,1$	1	– « –
ТГВ	4,0	1	– « –

Продолжение таблицы А.5.5

1	2	3	4
20 Обмотка ротора в холодном состоянии после посадки бандажей (измерение сопротивления постоянному току)	См. примечание 3		– « –
21 Обмотка ротора после посадки бандажей (измерение полного сопротивления переменному току при напряжениях 0,05, 0,1, 0,15 и 0,2 кВ на неподвижном роторе и при номинальной частоте вращения)	См. примечание 3		Полная замена обмотки, токоподводов и контактных колец
22 Элементы, указанные в пп. 9-21	По пп. 9-21	–	Полная замена обмотки ротора. Токоподводы и контактные кольца не

			ремонтируются
23 Изоляция контактных колец совместно с токоподводами, отсоединенными от обмотки для турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$5,5 \geq 7U_{ном} + 3 \geq 4,0$	1	То же
ТГВ	5,5	1	– « –
24 Вентиляционные каналы обмотки ротора до снятия бандажей (проверка на проходимость)	По п. 16	–	Частичный ремонт обмотки
25 Изоляция оставшейся части обмотки после выемки поврежденных катушек совместно с изоляцией токоподводов и контактных колец для турбогенераторов:			
а) от корпуса:			
ТВВ, ТВФ	$3,0 \geq 7U_{ном} + 0,5 \geq 1,5$	1	То же
ТГВ	3,0	1	– « –
б) витковая:			
– испытание импульсным напряжением высокой частоты с затухающей амплитудой	100 В на виток	0,1	– « –
– контроль с приложением напряжения промышленной частоты и измерение падения напряжения в катушках, обмотке полюсов и во всей обмотке	5 В на виток	5	Частичный ремонт обмотки
26 Изоляция гильз:			
– до укладки в пазы	По п. 9		То же
– после укладки в пазы	По п. 10		– « –
27 Изоляция от корпуса отремонтированных катушек после укладки в пазы и закрепления временными клиньями:			
а) катушек, изоляцию которых можно испытать, не соединяя с оставшейся частью обмотки	По п. 11		– « –
б) катушек, изоляцию которых можно испытать только после соединения с оставшейся частью обмотки турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$2,5 \geq 5U_{ном} + 0,6 \geq 1,4$	1	– « –
ТГВ	2,5	1	– « –
28 Изоляция обмотки после первой опрессовки пазовых и лобовых частей турбогенераторов:			
а) от корпуса:			
ТВВ, ТВФ	$2,25 \geq 4,5U_{ном} + 0,6 \geq 1,3$	1	– « –
ТГВ	2,25		– « –

Продолжение таблицы А.5.5

1	2	3	4
б) витковая:			
– испытание импульсным напряжением высокой частоты с затухающей амплитудой	85 В на виток	0,1	– « –
– контроль с приложением напряжения промышленной частоты и измерение падения напряжения в катушках, обмотке полюсов и во всей обмотке	5 В на виток	5	Частичный ремонт обмотки
29 Изоляция обмотки после заклиновки пазов постоянными клиньями и установки постоянных клиньев и распорок в лобовых частях обмотки турбогенераторов:			
а) от корпуса:			
ТВВ, ТВФ	$2 \geq 4U_{ном} + 0,6 \geq 1,2$	1	То же
ТГВ	2,0	1	– « –
б) витковая:			

– испытание импульсным напряжением высокой частоты с затухающей амплитудой	70 В на виток	0,1	– « –
– контроль с приложением напряжения промышленной частоты и измерение падения напряжения в катушках, обмотке полюсов и во всей обмотке	5 В на виток	5	– « –
30 Вентиляционные каналы обмотки ротора после заклиновки пазов постоянными клиньями и установки постоянных клиньев и распорок в лобовых частях обмотки (проверяются на проходимость)	По п. 16		– « –
31 Корпусная изоляция обмотки роторов перед посадкой бандажей турбогенераторов ТВВ, ТВФ	$1{,}75 \geq 3U_{ном} + 0{,}6 \geq 1{,}1$	1	– « –
32 Вентиляционные каналы обмотки ротора после посадки бандажей осматриваются и проверяются на проходимость	По п. 16		Частичный ремонт обмотки
33 Корпусная изоляция обмотки ротора совместно с токоподводами и контактными кольцами после посадки бандажей турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$1{,}5 \geq 2{,}5U_{ном} + 0{,}625 \geq 1{,}0$	1	То же
ТГВ	1,5	1	– « –
34 Обмотка ротора в холодном состоянии после посадки бандажей (измерение сопротивления постоянному току). Измеренное сопротивление сравнивается со значением предыдущего измерения	Отличие допускается до 2 %	–	– « –
35 Обмотка ротора после посадки бандажей (измерение полного сопротивления)	По п. 21	–	– « –
36 Вентиляционные каналы обмотки ротора до снятия бандажей (проверка на проходимость)	По п. 16	–	Ремонт в пределах лобовых частей обмотки и при переклиновке пазов

Продолжение таблицы А.5.5

1	2	3	4
37 Корпусная изоляция обмотки ротора совместно с изоляцией токоподводов и колец после окончания ремонта до посадки бандажей турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$1{,}5 \geq 1{,}5U_{ном} + 0{,}975 \geq 1{,}2$	1	То же
ТГВ	1,5	1	– « –
38 Вентиляционные каналы ротора перед посадкой бандажей (осмотр и проверка на проходимость)	По п. 16	–	Ремонт в пределах лобовых частей обмотки и при переклиновке пазов
39 Вентиляционные каналы роторов после посадки бандажей (проверка на проходимость)	По п. 16	–	То же
40 Корпусная изоляция обмотки ротора совместно с изоляцией токоподводов и контактных колец после посадки бандажей	1	1	– « –

41 Обмотка ротора в холодном состоянии (измерение сопротивления постоянному току). Измеренное сопротивление сравнивается со значением предыдущего измерения	Отличие допускается до 2 %	–	– « –
42 Обмотка ротора после посадки бандажей (измерение полного сопротивления)	По п. 21	–	– « –
43 Обмотка ротора (измерение сопротивления изоляции до испытания изоляции повышенным напряжением и после испытания – мегаомметром на напряжение 1000 В)	См. таблицу 3.2, п. 5	–	– « –

Примечания:

* Лобовые части обмотки закрыть резиной.

1 При испытании витковой изоляции обмоток роторов импульсным напряжением его значение на выводах обмотки ротора не должно превышать испытательного напряжения изоляции обмотки ротора на корпус.

2 За номинальное напряжение обмотки ротора принимается напряжение на кольцах при номинальном режиме турбогенератора в установившемся тепловом состоянии.

3 Нормы испытаний неуказанных в таблице элементов, а также отдельных узлов при их раздельном ремонте – по указаниям завода-изготовителя.

Библиография

[1] ППБ 01-03 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. Приказ Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий от 30.06.03 № 313.

обозначение стандарта

УДК _____ ОКС 29.160.20 ОКП 33 8310, 33 8320, 33 8330,

Ключевые слова: турбогенератор, синхронный компенсатор, организация, эксплуатация, техническое обслуживание, норма, требование, персонал, контроль

Руководитель организации-разработчика
Филиал ОАО «Инженерный центр ЕЭС»- «Фирма ОРГРЭС»

Директор В.А. Купченко

Руководитель разработки Начальник ЦИЭ Ю.Н.Орлов

Исполнитель Ст. бригадный инженер В.А. Валитов

Руководитель организации-соисполнителя
Филиал ОАО «НТЦ электроэнергетики - ВНИИЭ»

Научный руководитель Ю.Г. Шакарян

Зав. сектором О.И. Ибадов

Старший научн. сотрудник Л.Г. Володарский

gost.e-ecolog.ru