Некоммерческое Партнерство «Инновации в электроэнергетике»



СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

НП «ИНВЭЛ»

СТО 70238424.27.140.008-2010

Системы питания собственных нужд ГЭС
Организация эксплуатации и технического обслуживания
Нормы и требования

Дата введения 2010-09-30

Издание официальное

Москва
2010

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», а общие положения при разработке и применении стандарта организации – ГОСТ Р 1.4–2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Некоммерческим партнерством «Гидроэнергетика России», ОАО «Инженерный центр ЕЭС» - Филиал «Фирма ОРГРЭС»

2 ВНЕСЕН Комиссией по техническому регулированию НП «ИНВЭЛ»

3. УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом НП «ИНВЭЛ» от 16.09.2010 № 63

4 ВЗАМЕН СТО 17330282.27.140.008-2008 (Приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 30.06.2008 № 304), СТО 70238424.27.140.008-2008 (Приказ НП «ИНВЭЛ» от 01.07.2008 № 12/7)

© НП «ИНВЭЛ», 2010

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

Содержание

Введение IV

1 Область применения 1

2 Нормативные ссылки 2

3 Термины и определения 3

4 Обозначения и сокращения 7

5 Организация эксплуатации систем питания СН ГЭС. Общие требования 8

5.1 Персонал 8

5.2 Технический и технологический контроль электрооборудования систем питания СН 11

5.3 Организация технического обслуживания и ремонта систем питания СН 13

5.4 Техническое обслуживание и ремонт систем питания СН 14

5.5 Техническая документация 17

5.6 Общие требования к местным инструкциям (стандартам организации ГЭС) по электрооборудованию и вторичным устройствам систем питания СН. 19

6 Технические требования к системам питания СН 20

7 Приемка в эксплуатацию электрооборудования систем питания СН 22

8 Обслуживание систем питания СН в нормальных режимах 25

9 Обслуживание систем питания СН при неисправностях и в аварийных режимах 31

10 Требования, обеспечивающие безопасность эксплуатации и технического обслуживания систем питания СН 33

Приложение А 355

Приложение Б 733

Приложение В 788

Библиография 844

Введение

Стандарт организации «Системы питания собственных нужд ГЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования» разработан на основании концепции создания новой нормативной базы в электроэнергетике, которая определена Федеральным законом «О техническом регулировании».

Стандарт устанавливает нормы и требования по организации эксплуатации и технического обслуживания электрооборудования и вторичных устройств системы питания собственных нужд, определяющие надежную и безопасную работу основного оборудования ГЭС.

При разработке стандарта актуализированы относящиеся к области его применения, действовавшие в электроэнергетике нормативно-технические документы или отдельные разделы этих документов. В стандарт включены апробированные, подтвержденные опытом эксплуатации технические нормы, методики и рекомендации по эксплуатации и техническому обслуживанию оборудования систем питания собственных нужд ГЭС.

Стандарт входит в группу стандартов «Гидроэлектростанции».

Стандарт должен быть пересмотрен в случаях ввода в действие новых технических регламентов и национальных стандартов, содержащих требования, неучтенные в проекте стандарта, а также при необходимости введения новых требований и рекомендаций, обусловленных развитием новой техники.

СИСТЕМЫ ПИТАНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ГЭС ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Дата введения 2010-09-30

1 Область применения

1.1 Объектом регулирования настоящего стандарта (далее – Стандарт) является процесс эксплуатации систем питания собственных нужд (СН) с различными схемами соединений СН и типами технологического и электрического оборудования, установленные на ГЭС и ГАЭС.

1.2 Стандарт устанавливает требования к эксплуатации и техническому обслуживанию систем питания собственных нужд гидроэлектростанций, которые следует применять для обеспечения безопасной и надежной работы ГЭС.

1.3 Стандарт не учитывает все возможные особенности исполнения его требований на разнотипном оборудовании. В развитие Стандарта каждая гидроэлектростанция может в установленном порядке разработать, утвердить и применять собственный стандарт организации (СТО ГЭС) и производственные инструкции, учитывающие особенности установленного на ней оборудования, действующую организационную структуру управления, при этом не противоречащие и не снижающие уровень требований настоящего Стандарта. Стандарт организации (СТО ГЭС) должен утверждаться руководителем ГЭС.

1.4 Стандарт распространяется на комплекс оборудования, входящего в системы питания собственных нужд гидроэлектростанций:

1.4.1 трансформаторы собственных нужд (рабочие и резервные), подключаемые обмоткой высшего напряжения к источникам питания напряжением 3 – 220 кВ;

1.4.2 реакторы линий питания собственных нужд;

1.4.3 распределительные устройства собственных нужд переменного напряжения с вводами питания;

1.4.4 силовые кабели линий питания собственных нужд;

1.4.5 система распределения оперативного постоянного тока;

1.4.6 вторичные системы, обеспечивающие функционирование и защитные функции перечисленного основного оборудования:

-устройства управления коммутационными аппаратами;

-устройства релейной защиты;

-устройства измерения, контроля, информации и сигнализации;

-автоматика ввода резервного питания;

-устройства управления переключением ответвлений обмоток трансформаторов РПН под нагрузкой и регулирования напряжения.

1.5 Стандарт устанавливает:

-общие требования по организации эксплуатации и технического обслуживания оборудования системы питания собственных нужд;

-технические требования к системам питания собственных нужд;

-нормы, требования и объем контроля состояния оборудования для оценки его готовности к вводу в эксплуатацию;

-порядок, нормы и требования при эксплуатации систем питания собственных нужд ГЭС в нормальных и аварийных режимах.

1.6 Требования Стандарта являются минимально необходимыми для обеспечения безопасности эксплуатируемого оборудования ГЭС, 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 (аварийных) ситуаций.

1.7 В Стандарте использованы основные нормативно-технические, распорядительные и информационные документы, относящиеся к области применения стандарта, действовавшие в период его разработки.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие законодательные акты и стандарты:

Федеральный Закон РФ от 27.12.2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», принят ГД ФС РФ 15.12.2002

Федеральный Закон от 17.07.99 № 181-ФЗ «Об основах охраны труда в Российской Федерации», принят ГД ФС РФ 23.06.1999

Постановление Правительства РФ от 11.07.2001 г. № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации»

ГОСТ 1.1–2002 Межгосударственная система стандартизация. Термины и определения

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

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

ГОСТ 2.601–2006 Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы

ГОСТ 16110–82 Трансформаторы силовые. Термины и определения

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

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

ГОСТ 18624–73 Реакторы электрические. Термины и определения

ГОСТ 19431–84 Энергетика и Электрификация. Термины и определения

ГОСТ 24291-90 Электрическая часть электростанций и электрической сети. Термины и определения

ГОСТ 27514–87 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ

ГОСТ 28249–93 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ

ГОСТ 29176–91 Короткие замыкания в электроустановках. Методика расчета в электроустановках постоянного тока

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

СТО 70238424.27.010.012-2009 Электроустановки электрических станций и сетей. Охрана труда (правила безопасности) при эксплуатации и техническом обслуживании электротехнического оборудования. Нормы и требования

СТО 70238424.27.140.015-2010 Гидроэлектростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.140.012-2011 Гидроэлектростанции. Охрана труда (правила безопасности) при эксплуатации и техническом обслуживании сооружений и оборудования ГЭС. Нормы и требования

СТО 70238424.27.140.020-2010 Системы питания собственных нужд ГЭС. Условия создания. Нормы и требования

Примечание. При пользовании Стандартом целесообразно проверить действие ссылочных законодательных актов, стандартов и классификаторов. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании 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 Стандарте применены термины по ГОСТ 16110-82, ГОСТ 24291-90, ГОСТ 16504-81, ГОСТ 1.1-2002, ГОСТ 18322-78, ГОСТ 2.601-2006, ГОСТ 18624-73, ГОСТ 19431-84, а также следующие термины с соответствующим определением:

3.1 **авария в энергосистеме:** Нарушение нормального режима работы всей или значительной части энергетической системы, связанное с повреждением оборудования, временным недопустимым ухудшением качества электрической энергии или перерывом в электроснабжении потребителей.

3.2 **автотрансформатор:** Трансформатор, две или более обмоток которого гальванически связаны так, что они имеют общую часть.

3.3 **бланк переключений (обычный):** Оперативный документ, в котором приводится строгая последовательность операций с коммутационными аппаратами, заземляющими разъединителями (ножами), цепями оперативного тока, устройствами релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики, операций по проверке отсутствия напряжения, наложению и снятию переносных заземлений, вывешиванию и снятию плакатов, а также необходимых (по условиям безопасности персонала и сохранности оборудования) проверочных операций.

3.4 **вспомогательный персонал:** Категория работников вспомогательных

профессий, выполняющих работу в зоне действующих энергоустановок.

3.5 **вторичная система электростанции (подстанции):** Совокупность устройств управления, сигнализации, автоматики, защиты и измерений электростанции (подстанции), связанных между собой вторичными цепями.

3.6 **вторичные цепи электростанции (подстанции):** Совокупность кабелей и проводов, соединяющих устройства управления, сигнализации, автоматики, защиты и измерений электростанции (подстанции).

3.7 **главная электрическая схема электростанции (подстанции):** Схема соединений основного оборудования электрической части электростанции (подстанции) с указанием типов и основных электрических параметров оборудования.

3.8 **другие специалисты, служащие и рабочие:** категория работников, не находящихся в зоне действующих энергоустановок и не связанных с их обслуживанием.

3.9 **дублирование:** Управление энергоустановкой или несение других функций на рабочем месте, исполняемых под наблюдением лица, ответственного за подготовку дублера.

3.10 **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.

3.11 **коммутационный электрический аппарат:** Электрический аппарат, предназначенный для коммутации электрической цепи и снятия напряжения с части электроустановки (выключатель, выключатель нагрузки, разъединитель, отделитель, рубильник, пакетный выключатель, предохранитель и т.п.).

3.12 **контроль технического состояния**: Проверка соответствия значений параметров электрооборудования требованиям Норм.

3.13 **объект стандартизации:** Продукция, процесс или услуга, подлежащие или подвергшиеся стандартизации.

3.14 **осмотр:** Визуальное обследование электрооборудования, зданий и сооружений, электроустановок.

3.15 **оперативное обслуживание электроустановки:** Комплекс работ: по ведению требуемого режима работы электроустановки; производству переключений, осмотров оборудования; подготовке к производству ремонта (подготовке рабочего места, допуску); техническому обслуживанию оборудования, предусмотренному должностными и производственными инструкциями оперативного персонала.

3.16 **оперативные руководители:** Категория работников из числа оперативного персонала, осуществляющие оперативное руководство в смене работой закрепленных за ними объектов (энергосистема, электрические станции, сети, объект) и подчиненным ему персоналом.

3.17 **персонал административно-технический:** Руководители и специалисты, на которых возложены обязанности по организации технического и оперативного обслуживания, проведения ремонтных, монтажных и наладочных работ в электроустановках.

3.18 **персонал оперативный:** Категория работников, непосредственно воздействующих на органы управления энергоустановок и осуществляющих управление и обслуживание энергоустановок в смене.

3.19 **персонал оперативно-ремонтный:** Ремонтный персонал, специально обученный и подготовленный для оперативного обслуживания в утвержденном объеме закрепленных за ним электроустановок.

3.20 **персонал электротехнический:** Административно-технический, оперативный, оперативно-ремонтный, ремонтный персонал, осуществляющий монтаж, наладку, техническое обслуживание, ремонт, управление режимом работы электроустановок.

3.21 **принципиальная электрическая схема электростанции (подстанции):** Схема, отображающая состав оборудования и его связи, дающая представление о принципе работы электрической части электростанции (подстанции).

3.22 **рабочее место:** Место постоянного или временного пребывания работающих в процессе трудовой деятельности.

3.23 **распределительное устройство:** Электроустановка, предназначенная для приема и распределения электрической энергии на одном напряжении и содержащая коммутационные аппараты и соединяющие их сборные шины (секции шин), устройства управления и защиты.

3.24 **регулируемый трансформатор:** Трансформатор, допускающий регулирование напряжения одной или более обмоток при помощи специальных устройств, встроенных в конструкцию трансформатора.

3.25 **ремонтный персонал:** Категория работников, связанных с техническим обслуживанием, ремонтом, наладкой и испытанием энергоустановок.

3.26 **руководитель эксплуатирующей организации ГЭС:** Лицо, осуществляющее прямое управление организацией независимо от форм собственности.

3.27 **руководитель структурного подразделения:** Лицо, заключившее трудовой договор (контракт) с руководителем организации или назначенное им для управления деятельностью структурного подразделения (начальник, мастер, заведующий и т.п.) и его заместители.

3.28 **руководящие работники организации:** Лица, назначенные в установленном порядке в качестве заместителей руководителя организации, с определенными административными функциями и направлениями работы (главный инженер, технический директор, заместитель директора и др.).

3.29 **силовой трансформатор:** Трансформатор, предназначенный для преобразования электрической энергии в электрических сетях и в установках, предназначенных для приема и использования электрической энергии.

3.30 **собственные нужды электростанции (подстанции) СН:** Совокупность вспомогательных установок и относящейся к ним электрической части, обеспечивающих работу электростанции (подстанции).

3.31 **система питания собственных нужд электростанций:** Совокупность электрооборудования, электроустановок, их вторичных систем, обеспечивающая электроснабжение потребителей собственных нужд электростанций.

3.32 **специальная подготовка:** Форма поддержания квалификации работника путем его систематической тренировки в управлении производственными процессами на учебно-тренировочных средствах, формирования его знаний, умения и навыков, проработки организационно-распорядительных документов и разборки технологических нарушений, пожаров и случаев производственного травматизма.

3.33 **стажировка:** Практическое освоение непосредственно на рабочем месте навыков выполнения работы или группы работ, приобретенных при профессиональной подготовке.

3.34 **структурное подразделение организации:** Учрежденный организацией орган управления частью организации с самостоятельными функциями, задачами и ответственностью (цех, служба, участок).

3.35 **типовой бланк переключений:** Оперативный документ, в котором указывается строгая последовательность операций при выполнении повторяющихся сложных переключений в электроустановках для конкретных схем электрических соединений и состояний устройств РЗА.

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

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

3.38 **трансформатор, регулируемый под нагрузкой. Трансформатор РПН:** Трансформатор, допускающий регулирование напряжения хотя бы одной из его обмоток без перерыва нагрузки и без отключения его обмоток от сети.

3.39 **управленческий персонал и специалисты:** Категория работников, обеспечивающая административное и технологическое сопровождение деятельности организации.

3.40 **устройство переключения ответвлений обмоток без возбуждения. Устройство ПБВ:** Устройство, предназначенное для изменения соединений ответвлений обмоток при невозбужденном трансформаторе.

3.41 **устройство регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой. Устройство РПН:** Устройство регулирования, предназначенное для регулирования напряжения без перерыва нагрузки и без отключения обмоток трансформатора от сети.

3.42 **щит управления электростанцией (подстанцией):** Совокупность пультов и панелей с устройствами управления, контроля, сигнализации и защиты электростанции (подстанции), расположенных в одном помещении.

3.43 **эксплуатационный документ:** Конструкторский документ, который в отдельности или в совокупности с другими документами определяет правила эксплуатации изделия и (или) отражает сведения, удостоверяющие гарантированные изготовителем значения основных параметров и характеристик (свойств) изделия, гарантии и сведения по его эксплуатации в течение установленного срока службы.

3.44 **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.

3.45 **электрическая сеть собственных нужд:** Электрическая сеть, предназначенная для обеспечения питания электрической энергией установок собственных нужд электростанции или подстанции.

3.46 **электрический реактор. Реактор**: Индуктивная катушка, предназначенная для использования ее в силовой электрической цепи.

3.47 **электроустановка:** Совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, преобразования, трансформации, передачи, распределения электрической энергии и преобразования ее в другой вид энергии.

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

4 Обозначения и сокращения

АБ – аккумуляторная батарея;

АВР – автоматическое включение резерва;

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;

ГЩУ – главный щит управления;

ГрЩУ – групповой щит управления;

КРУСН – комплектное распределительное устройство собственных нужд;

МЩУ – местный щит управления;

НС ГЭС – начальник смены ГЭС;

НД – нормативная документация;

ППБ – правила пожарной безопасности;

ПТБ – правила техники безопасности;

ПТЭ – правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗА – релейная защита и автоматика;

РПН – устройство регулирования, предназначенное для регулирования напряжения без перерыва нагрузки и без отключения обмоток трансформатора от сети;

РУ – распределительное устройство;

РУСН – распределительное устройство собственных нужд;

СН – собственные нужды;

ЦЩУ – центральный щит управления;

ЧДА – частотная делительная автоматика;

ЩПТ – щит постоянного тока.

5 Организация эксплуатации систем питания СН ГЭС. Общие требования

5.1 Персонал

5.1.1 Руководитель эксплуатирующей организации гидроэлектростанции должен организовать работу с персоналом, в том числе обслуживающим системы питания СН, согласно Федеральному закону «Об основах охраны труда в Российской Федерации», «Правилам работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации» [1] и требованиям, изложенным в Стандарте.

Общие требования к организации работы с персоналом на гидроэлектростанциях, которыми необходимо руководствоваться при подготовке персонала к эксплуатации систем питания СН ГЭС, изложены в СТО 70238424.27.140.015-2010.

Ответственность за работу с персоналом несет руководитель эксплуатирующей организации ГЭС или должностное лицо из числа руководящих работников ГЭС (главный инженер, технический директор, заместитель директора и др.), которому руководитель передает эту функцию и права.

5.1.2 В работе с персоналом должны учитываться особенности рабочего места, сложность и значение обслуживаемого оборудования систем питания СН и профессиональная подготовка работника.

5.1.3 Обязательные формы работы с персоналом в зависимости от категории работников устанавливаются согласно таблице 5.1

5.1.4 Подготовка персонала по новой должности должна проводиться по планам и программам, утверждаемым техническим руководителем электростанции по каждой должности, каждому рабочему месту.

Подготовка оперативных руководителей должна проводиться по индивидуальным программам, утверждаемым техническим руководителем электростанции. Необходимость и длительность каждого этапа подготовки оперативных руководителей устанавливается в зависимости от уровня профессионального образования, технических знаний, стажа практической работы по смежным должностям, занимаемой должности перед допуском к подготовке по новой должности и с учетом технической сложности электростанции.

Т а б л и ц а 5.1 – Обязательные формы работы с персоналом

Обязательные формы работы с различными категориями работников	Категории работников						
	Руководящие работники организации	Руководители структурных подразделений	Управленческий персонал и специалисты	Оперативные руководители, оперативный и оперативно-ремонтный персонал	Ремонтный персонал	Вспомогательный персонал	Другие специалисты, служащие и рабочие
Вводный инструктаж по безопасности труда	+	+	+	+	+	+	+
Первичный на рабочем месте инструктаж по безопасности труда	–	–	–	+	+	+	–
Повторный инструктаж по безопасности труда	–	–	–	+	+	+	–
Целевой инструктаж по безопасности труда	–	+	+	+	+	+	+
Внеплановый инструктаж по безопасности труда	–	–	–	+	+	+	–
Инструктаж по пожарной безопасности	–	–	–	+	+	–	–
Проверка знаний правил, норм по охране труда, ПТЭ, ППБ и других государственных норм и правил	–	–	–	+	+	–	–
Проверка знаний правил, норм по охране труда	–	–	–	–	–	+	–
Проверка знаний правил, норм по охране труда, ПТЭ и государственных норм и правил	–	–	+	–	–	–	–
Проверка знаний уполномоченными органами государственного контроля и надзора правил, норм по охране труда, ПТЭ, ППБ и государственных норм и правил	+	+	–	–	–	–	–
Пожарно-технический минимум	–	–	+	–	–	+	+
Подготовка по новой должности или профессии с обучением на рабочем месте (стажировка)	–	–	–	+	+	–	–
Дублирование	–	–	–	+	–	–	–
Специальная подготовка	–	–	–	+	–	–	–
Контрольные противоаварийные и противопожарные тренировки	–	–	–	+	–	–	–
Профессиональное дополнительное образование для непрерывного повышения квалификации	+	+	+	+	+	+	+

5.1.5 Проверка знаний работников электростанции состоит из первичной и периодической (очередной и внеочередной).

Первичная проверка знаний производится у работников, впервые поступивших на работу, связанную с обслуживанием энергоустановок, в том числе и энергоустановок систем питания СН, или при перерыве в проверке знаний более 3 лет.

Очередная проверка знаний всех категорий работников проводится не реже, чем один раз в 3 года.

При этом:

-проверка знаний у оперативных руководителей, руководителей оперативно-ремонтного персонала, административно-технического персонала, непосредственно организующего работы в электроустановках или имеющего право веде-

ния оперативных переговоров, а также оперативного, оперативно-ремонтного персонала и специалистов, выполняющих наладочные работы, профилактические испытания должна производиться не реже, чем один раз в год;

-проверка знаний у рабочих, к профессиям и работам, на которых они заняты, предъявляются повышенные требования безопасности, должна производиться не реже, чем один раз в год.

5.1.6 Стажировка осуществляется по программам, разработанным для каждой должности и рабочего места. Продолжительность стажировки должна устанавливаться индивидуально в зависимости от уровня профессионального образования, опыта работы, должности и составлять не менее 14 смен.

В процессе стажировки подготавливаемый работник, обслуживающий энергоустановки систем питания СН, должен:

-усвоить практическое применение на рабочем месте ПТЭ, ППБ, ПТБ и инструкций по охране труда;

-изучить схемы, производственные и должностные инструкции, знание которых обязательно для работы в данной должности;

-отработать четкое ориентирование на своем рабочем месте;

-приобрести необходимые знания о выполнении производственных операций;

-изучить приемы и условия безаварийной, безопасной и экономичной эксплуатации обслуживаемого оборудования.

5.1.7 Допуск к самостоятельной работе на электрооборудовании систем питания собственных нужд ГЭС оперативные работники вновь принятые или имеющие перерыв в работе более 6 месяцев получают право на самостоятельную работу после прохождения необходимых инструктажей по безопасности труда, обучения (стажировки) и проверки знаний, дублирования в объеме требований правил работы с персоналом.

5.1.8 Каждый работник из числа оперативного и оперативно-ремонтного персонала должен быть проверен в контрольной противоаварийной тренировке, которая осуществляются на рабочих местах или на тренажерах, один раз в три месяца. В перечень тем учебных противоаварийных тренировок обязательно должна входить тема обесточения секций СН с неуспешным включением выключателя ввода резервного питания для отработки навыков персонала по ликвидации аварийных ситуаций.

Каждый работник из числа оперативного, оперативно-ремонтного и ремонтного персонала должен быть проверен в контрольной противопожарной тренировке один раз в полугодие.

5.1.9 Каждый работник из числа оперативного и оперативно-ремонтного персонала должен ежемесячно проходить специальную подготовку.

В объем специальной подготовки персонала, обслуживающего системы питания собственных нужд, должно входить:

-выполнение учебных, противоаварийных и противопожарных тренировок, имитационных упражнений и других операций, приближенных к производственным условиям;

-изучение изменений, внесенных в обслуживаемые схемы и оборудование;

-ознакомление с текущими распорядительными документами по вопросам аварийности и травматизма;

-проработка обзоров несчастных случаев и технологических нарушений, произошедших на ГЭС;

-проведение инструктажей по вопросам соблюдения правил технической эксплуатации, производственных и должностных инструкций;

-разбор отклонений технологических процессов, пусков и остановок электрооборудования.

Программу специальной подготовки оперативного персонала ГЭС определяет технический руководитель (в зависимости от группы по мощности ГЭС - директор или главный инженер) эксплуатирующей организации,

В программу специальной подготовки обязательно должны входить противоаварийные тренировки по отработке навыков персонала по предупреждению и ликвидации аварийных ситуаций с полным сбросом нагрузки ГЭС и частичной или полной потерей питания собственных нужд.

5.1.10 Все работники электротехнического подразделения ГЭС должны быть обучены приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока и оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях на производстве. Приемы и правила изложены в СТО 70238424.27.010.012-2009.

5.2 Технический и технологический контроль электрооборудования систем питания СН

5.2.1 На каждой ГЭС должен быть организован постоянный и периодический контроль (осмотры, технические освидетельствования, обследования) технического состояния электрооборудования систем питания СН, определены ответственные за их состояние и безопасную эксплуатацию лица из числа руководителей структурных подразделений в соответствии с разделом 7 СТО 70238424.27.140.015-2010.

Лица, ответственные за техническое состояние и безопасную эксплуатацию оборудования систем питания СН, назначаются руководителем эксплуатирующей организации ГЭС.

Лица, ответственные за техническое состояние и безопасную эксплуатацию оборудования систем питания СН, должны обеспечивать соблюдение технических условий при эксплуатации оборудования, учет его состояния, расследование и учет отказов в работе электрооборудования и вторичных систем, ведение эксплуатационной и ремонтной документации.

Лица, осуществляющие технический и технологический контроль за эксплуатацией оборудования систем питания СН, должны:

-организовывать расследование нарушений в эксплуатации оборудования;

-вести учет технологических нарушений в эксплуатации оборудования;

-контролировать состояние и ведение технической документации;

-вести учет выполнения профилактических противоаварийных и противопожарных мероприятий;

-принимать участие в организации работы с персоналом.

5.2.2 Постоянный контроль технического состояния электрооборудования систем питания СН производится оперативным персоналом. Объем и порядок контроля устанавливается местными должностными и производственными инструкциями по эксплуатации электрооборудования систем питания СН.

5.2.3 Периодические осмотры электрооборудования систем питания СН производятся руководящими работниками ГЭС, руководителями подразделений, а также лицами, уполномоченными контролировать их безопасную эксплуатацию (инженеры-инспекторы).

Периодичность осмотров устанавливается графиком, утвержденным техническим руководителем ГЭС. Результаты осмотров должны фиксироваться в специальном журнале.

5.2.4 Все электрооборудование ГЭС, в том числе электрооборудование систем питания СН, подлежит техническому контролю представителями органа в сфере контроля и надзора в электроэнергетике в соответствии с Программой комплексного обследования энергоустановок электростанций (пункт 16). [1]

При этом контролируется:

-соответствие схемы СН проекту;

-состояние и эксплуатация трансформаторов и распределительных устройств СН, наличие утвержденных ремонтных схем СН;

-выполнение графиков ремонта, ремонтная документация;

-возможность самозапуска механизмов СН;

-работоспособность резервных источников питания ответственных механизмов и устройств, состояние сети постоянного тока;

-работоспособность автоматики выделения агрегатов для работы на СН;

-состояние рабочего и аварийного освещения;

-состояние оперативной и технической документации по СН;

-подготовленность и квалификация персонала по эксплуатации электрооборудования;

-готовность ГЭС к сезонному максимуму.

5.2.5 Все электрооборудование ГЭС, в том числе электрооборудование систем питания СН, подлежит ведомственному техническому и технологическому контролю, который осуществляет инспекция эксплуатирующей организации.

Основными задачами органов ведомственного технического и технологического контроля должны быть:

-контроль за соблюдением установленных требований по техническому обслуживанию и ремонту;

-организация, контроль и оперативный анализ результатов расследования причин пожаров и нарушений в работе электростанций;

-контроль за выполнением правил и инструкций по безопасному и экономичному ведению режима;

-организация разработки и сопровождение документов по вопросам пожарной безопасности и охране труда.

5.2.6 Все электрооборудование ГЭС, в том числе и электрооборудование систем питания СН, должно подвергаться техническому освидетельствованию, которое проводится по истечении срока службы, указанный в технической доку-

ментации изготовителя электрооборудования, при этом срок проведения последующего освидетельствования устанавливается с учетом состояния оборудования.

Техническое освидетельствование электрооборудования систем питания СН производится комиссией, возглавляемой техническим руководителем ГЭС или его заместителем. В комиссию включаются руководители и специалисты электротехнического подразделения ГЭС, обслуживающие электрооборудование СН, специалисты специализированных организаций.

В объем технического освидетельствования должны быть включены: проверка технической документации по эксплуатации оборудования, осмотр, испытания оборудования на соответствие условиям безопасности. Одновременно с техническим освидетельствованием должна осуществляться проверка выполнения предписаний органов государственного контроля и мероприятий, намеченных по результатам расследования нарушений работы ГЭС и несчастных случаев при ее обслуживании, а также мероприятий, разработанных при предыдущем техническом освидетельствовании.

Результаты технического освидетельствования должны быть занесены в технический паспорт ГЭС.

5.3 Организация технического обслуживания и ремонта систем питания СН

5.3.1 На каждой ГЭС в соответствии с действующей организационной структурой должны быть распределены границы и функции по обслуживанию электрооборудования и вторичных устройств систем питания СН между структурными подразделениями, а также определены должностные обязанности персонала.

5.3.2 В зону обслуживания по системам питания СН должно входить следующее оборудование и вторичные системы:

-трансформаторы (реакторы) собственных нужд со вспомогательными устройствами;

-кабельные линии питания СН;

-распределительные устройства СН напряжений 6 (10), 0,4 кВ и сборки 0,4 кВ;

-распределительная сеть питания оперативного постоянного и переменного тока;

-аппаратура и цепи устройств управления, блокировки, автоматики, релейной защиты и сигнализации электрооборудования систем питания СН;

-средства электрических измерений, преобразователи тока, напряжения, мощности и других электрических параметров электрооборудования систем питания СН.

5.3.3 Эксплуатация электрооборудования и вторичных устройств систем питания СН включает оперативное и техническое обслуживание при вводе в работу электрооборудования, в процессе его работы, а также при выводе в ремонт и приемке из ремонта.

5.3.4 Оперативный персонал осуществляет круглосуточное оперативное и техническое обслуживание электрооборудования и вторичных устройств систем питания СН.

В обязанности оперативного персонала, обслуживающего системы питания СН, должно входить:

-контроль режима работы трансформаторов, реакторов, кабелей по измерительным приборам, системе сигнализации, посредством обхода и осмотра;

-ведение оперативной и технической документации;

-переключения в схемах питания СН и обеспечение надежного электроснабжения потребителей СН в ремонтных режимах основного электрооборудования;

-выявление дефектов в работе оборудования, неисправностей в устройствах РЗА, их цепях и вспомогательных устройствах и принятие мер к устранению неполадок;

-опробование оборудования и автоматических устройств;

-ввод в работу оборудования систем питания СН и вывод из работы;

-организация рабочих мест при выполнении ремонтных работ (подготовка к проведению работ по заявке, выполнение мероприятий в соответствии с правилами по охране труда для безопасного проведения работ, целевой инструктаж, допуск к работе по нарядам и распоряжениям, принятие рабочих мест для ввода оборудования в работу).

При отсутствии на ГЭС постоянного оперативного персонала его обязанности при ремонтных работах должны выполняться оперативно-ремонтным персоналом.

5.3.5 Электротехнической персонал ГЭС (или привлеченный персонал сторонних специализированных организаций) должен обеспечивать техническое обслуживание, ремонт, наладку электрооборудования и вторичных устройств (устройства управления, автоматики, защиты, измерения, информации) систем питания СН.

5.4 Техническое обслуживание и ремонт систем питания СН

5.4.1 На каждой ГЭС должны быть организованы техническое обслуживание, плановые ремонты и модернизация электрооборудования и вторичных устройств систем питания СН.

5.4.2 Объем технического обслуживания и планового ремонта должен определяться необходимостью поддержания исправного и работоспособного состояния электрооборудования и вторичных устройств систем питания СН с учетом их фактического технического состояния.

Перед началом ремонта и во время его проведения комиссией, состав которой утверждается техническим руководителем ГЭС, должны быть выявлены все дефекты и составлена ведомость основных параметров технического состояния оборудования.

5.4.3 Техническим руководителем ГЭС должны назначаться перед началом ремонта ответственные представители для участия во входном контроле оборудования, запасных частей и материалов, дефектации, подготовке технических реше-

ний, контроле качества, приемке из ремонта электрооборудования систем питания СН.

5.4.4 Приемка электрооборудования систем питания СН из ремонта должна осуществляться приемочной комиссией, возглавляемой техническим руководителем ГЭС или его заместителем. В состав комиссии должны входить руководитель и специалисты-электротехники и руководитель ремонтных работ.

5.4.5 Приемочная комиссия должна осуществлять:

-контроль документации, составленной перед ремонтом, в процессе ремонта и после ремонта и отражающей техническое состояние оборудования и качество выполненных ремонтных работ;

-предварительную оценку качества отремонтированного оборудования и качества выполненных ремонтных работ;

-уточнение технического состояния оборудования по данным эксплуатации в течение месяца после включения под нагрузку, а также по данным послеремонтных испытаний;

-окончательную оценку качества отремонтированного оборудования и оценку качества выполненных ремонтных работ.

При оценке качества отремонтированного оборудования следует руководствоваться СТО 70238424.27.100.012-2008.

Приемка электрооборудования систем питания СН из ремонта должна производиться по программе, согласованной с исполнителями и утвержденной техническим руководителем гидроэлектростанции.

5.4.6 Электрооборудование и вторичные устройства систем питания СН ГЭС должны выводиться в плановый ремонт по графику и, как правило, одновременно с генерирующим оборудованием.

Вывод в ремонт должен быть оформлен станционной заявкой, подаваемой руководителем электротехнического подразделения. При этом необходимо обеспечить в соответствии с утвержденными ремонтными схемами бесперебойное электроснабжение СН работающего основного оборудования ГЭС и механического оборудования гидротехнических сооружений.

Небольшие по объему ремонтные работы (выполнение ремонта в течение смены) и не влияющие на режим работы основного оборудования, должны выполняться без оформления заявок, но с разрешения начальника смены станции и записью в журнале вывода оборудования в ремонт.

Заявки должны быть утверждены техническим руководителем ГЭС. Заявки делятся на плановые, соответствующие утвержденному плану ремонта и отключений, неплановые, неотложные и аварийные для проведения непланового и неотложного ремонта. Неотложные и аварийные заявки разрешается подавать в любое время суток НС ГЭС.

5.4.7. Испытания электрооборудования, поузловые и комплексные проверки систем питания СН необходимо проводить по рабочим программам, утвержденным техническим руководителем ГЭС.

5.4.8 Ремонт трансформаторов (капитальный, текущий) и их составных частей (РПН, системы охлаждения и др.) выполняется по мере необходимости в за-

висимости от их технического состояния, определяемого измерениями, испытаниями и внешним осмотром.

Сроки ремонта устанавливаются техническим руководителем ГЭС.

5.4.9 Профилактические испытания трансформаторов должны проводиться в соответствии с требованиями (А.1 ÷ А.3), изложенными в приложении А, и инструкциями изготовителя.

5.4.10 Испытания электрооборудования РУ СН ГЭС должны проводиться в соответствии с требованиями (А.1, А.2, А.4, А.5, А.6, А.7, А.8, А.9, А.10, А.11, А.12, А.13), изложенными в приложении А.

5.4.11 Первый текущий и средний ремонт оборудования РУ СН должен производиться в сроки, указанные в технической документации изготовителей на поставленное оборудование. Периодичность последующего среднего ремонта устанавливается исходя из опыта эксплуатации решением технического руководителя ГЭС.

5.4.12 Текущий ремонт оборудования РУ СН должен производиться по мере необходимости в сроки, установленные техническим руководителем ГЭС. Проверки действия (опробования) оборудования РУ должно осуществляться по графику, утвержденному техническим руководителем ГЭС.

После исчерпания ресурса должен производиться средний ремонт оборудования РУ независимо от продолжительности его эксплуатации.

5.4.13 При эксплуатации силовых кабельных линий должны производиться техническое обслуживание и ремонт, направленные на обеспечение их надежной работы.

Кабельные линии должны периодически подвергаться профилактическим испытаниям повышенным напряжением постоянного тока в соответствии с требованиями (А.1, А.2, А.15), изложенными в приложении А. Необходимость специального контроля состояния кабельных линий 6-10 кВ, выполненных с применением однофазных экранированных кабелей из сшитого полиэтилена, определяется техническим руководителем ГЭС.

Необходимость внеочередных испытаний на кабельных линиях определяется техническим руководителем ГЭС.

5.4.14 Устройства РЗА и вторичные цепи должны быть проверены и опробованы в объеме и в сроки в соответствии с приложением Б и действующими стандартами, правилами и инструкциями.

После неправильного срабатывания или отказа срабатывания этих устройств должны быть произведены дополнительные (послеаварийные) проверки.

5.4.15 Оборудование, прошедшее капитальный или средний ремонт, подлежит приемо-сдаточным испытаниям под нагрузкой в течение 48 часов.

Для оценки качества ремонта производится последующая подконтрольная эксплуатация в течение месяца.

5.4.16 Результаты проверок и испытаний при техническом обслуживании и ремонтах электрооборудования систем питания СН и их вторичных систем, результаты приемо-сдаточных испытаний после ремонтов, должны быть внесены в техническую эксплуатационную документацию.

5.5 Техническая документация

5.5.1 На каждой ГЭС для структурных подразделений, в зону которых входит оперативное и техническое обслуживание электрооборудование и вторичные устройства систем питания СН, должен быть установлен состав необходимых инструкций, положений, технологических и оперативных схем и других документов. Перечень технической документации на ГЭС должен быть составлен и утвержден в соответствии с СТО 70238424.27.140.015-2010.

5.5.2 На ГЭС должны быть комплекты схем электрических соединений для нормальных и ремонтных режимов, в том числе и при ремонтах электрооборудования систем питания собственных нужд (рабочих и резервных трансформаторов, рабочих и резервных линий питания, секций распределительных устройств, сборок и щитов собственных нужд), обеспечивающие надежное электроснабжение потребителей СН.

5.5.3 На рабочих местах персонала ГЭС должны находиться должностные инструкции и документация, соответствующая их должностным обязанностям.

5.5.4 Должностные инструкции для персонала, обслуживающего системы питания СН, должны включать:

-требования к уровню профессиональной подготовки;

-подчиненность работника в административном и оперативном отношении;

-организацию рабочего места;

-зону обслуживания;

-перечень закрепленного оборудования и устройств;

-перечень руководящих, нормативных документов;

-объем знаний, обязательный для работника, занимающего данную должность (принцип работы, технические характеристики, режимы работы и территориальное расположение обслуживаемого оборудования, требования к безопасной эксплуатации, порядок ведения технической документации и т.д.).

Кроме того, в должностных инструкциях должны быть определены основные функции работника и должностные обязанности по их реализации, права и ответственность работника, а также взаимоотношения с вышестоящим, подчиненным и другим, связанным с ним персоналом.

5.5.5 Организация разработки должностных инструкций возлагается на руководителей соответствующих структурных подразделений.

5.5.6 На рабочих местах дежурного персонала, обслуживающего электрооборудование и вторичные устройства систем питания собственных нужд, состав оперативно-технической документации должен включать следующие документы:

-суточную оперативную исполнительную схему электрических соединений электростанции и собственных нужд (может быть представлена в электронном виде, на бумаге, в макетной форме);

-суточную ведомость ГЭС;

-комплект схем электрических соединений;

-оперативный журнал;

-альбом схем вторичной коммутации по релейной защите, сигнализации, автоматике и управлению;

-журнал релейной защиты, автоматики и телемеханики;

- карты уставок релейной защиты и технологических защит гидроагрегатов, автоматики;

-графики опробования и проверок оборудования;

- журнал распоряжений;

- журнал учета работы по нарядам и распоряжениям;

- журнал или картотека дефектов и неполадок с оборудованием и сооружениями ГЭС;

- журнал заявок главному инженеру на вывод из работы оборудования, не находящегося в ведении диспетчера;

- бланки переключений;

- комплект действующих эксплуатационных, противоаварийных и должностных инструкций, в состав которых должны входить инструкция по оперативным переключениям, инструкция по предупреждению и ликвидации аварий на ГЭС, инструкции по эксплуатации силового оборудования и вторичных устройств систем питания СН;

- правила и инструкции по технике безопасности, пожарной безопасности и тушению пожара;

- график работы оборудования (с опробованием АВР);

- график опробования защит, блокировок и сигнализации.

Конкретный состав документов для каждого рабочего места должен определять технический руководитель ГЭС с учетом местных условий (установленной мощности ГЭС, организационной и производственной структуры, количеством рабочих мест и зон разграничения при оперативном обслуживании оборудования).

5.5.7 В подразделениях, выполняющих техническое обслуживание систем питания собственных нужд ГЭС, должна быть техническая документация, необходимая для выполнения технического обслуживания систем питания собственных нужд ГЭС. В состав документации должны входить:

-исполнительные рабочие схемы первичных и вторичных электрических соединений систем питания СН;

-паспорта (копии) на оборудование;

-протоколы первичных и периодических проверок и испытаний оборудования, устройств защит, управления, информации, автоматики;

-технические данные об устройствах в виде карт уставок и характеристик;

-протоколы поузловых и комплексных проверок и испытаний;

-комплект инструкций, методических указаний, правил, необходимый для выполнения технического обслуживания систем питания СН ГЭС;

-графики ремонтов, проверок, опробования, осмотров.

5.5.8 Исполнительные схемы первичных электрических соединений систем питания СН ГЭС должны проверяться на их соответствие фактическим эксплуатационным не реже 1 раза в 3 года с отметкой на них о проверке. В эти же сроки должны пересматриваться инструкции и перечни необходимых инструкций и исполнительных схем.

5.5.9 Все изменения в системах питания собственных нужд, выполненные в процессе эксплуатации, должны быть внесены в технические документы (инструкции, протоколы, чертежи и схемы) до ввода в работу за подписью уполномоченного лица с указанием его должности и даты внесения изменения.

Внесение изменений в проектные схемы СН должны быть согласованы с проектной организацией и, при необходимости, с изготовителем (поставщиком) оборудования.

Информация об изменениях в технической документации должна доводиться до сведения работников (с записью в журнале распоряжений), для которых знания измененных документов является обязательным.

5.5.10 Административно-технический персонал в соответствии с установленным графиком осмотров и обходов оборудования и устройств, входящих в системы питания собственных нужд ГЭС, должен проверять оперативную документацию и должен принимать необходимые меры к устранению дефектов и нарушений в работе оборудования и персонала

5.6 Общие требования к местным инструкциям (стандартам организации ГЭС) по электрооборудованию и вторичным устройствам систем питания СН.

5.6.1 На каждой ГЭС должны быть разработаны местные инструкции (стандарты ГЭС) по эксплуатации электрооборудования и вторичных устройств систем питания СН (см. 1.4), а также местные инструкции по переключениям в электроустановках и по предупреждению и ликвидации аварий, содержащих соответствующие разделы по системам питания СН. (см. 5.5.6)

5.6.2 Местные инструкции должны быть составлены на основании требований СТО 70238424.27.140.012-2011, требований настоящего Стандарта, документации изготовителей, норм и требований [2], а также учитывать особенности эксплуатации электрооборудования систем питания СН конкретной ГЭС.

5.6.3 Местные инструкции по эксплуатации электрооборудования систем питания СН должны включать:

-краткую характеристику оборудования;

-характеристику устройств защиты и автоматики;

-допустимые режимы работы оборудования;

-порядок подготовки систем питания СН к вводу в работу, ввод в работу, отключения и вывода из работы во время нормальной эксплуатации и после ремонта;

-порядок допуска к осмотру, ремонту и испытаниям оборудования;

-периодичность проверок и осмотров оборудования, опробований устройств АВР.

-требования по безопасной эксплуатации.

Местные инструкции должны содержать перечень конкретных действий персонала:

-по выявлению и устранению возникших неисправностей электрооборудования и вторичных систем;

-при повреждении и отключении секций или присоединений распределительных устройств 6 (10) и 0,4 кВ в случаях срабатывания и несрабатывания устройств АВР;

-при нарушениях в работе трансформаторов систем питания СН.

5.6.4 Местные инструкции по эксплуатации электрооборудования систем питания СН и их вторичных систем должны быть утверждены техническим руководителем ГЭС.

6 Технические требования к системам питания СН

6.1 Электроустановки системы питания собственных нужд ГЭС должны соответствовать требованиям СТО 70238424.27.140.020-2010.

6.2 Оперативные схемы собственных нужд переменного тока и схемы оперативного постоянного тока должны обеспечивать надежность ГЭС в нормальных, ремонтных и аварийных режимах.

Надежность схем определяется требованиями СТО 70238424.27.140.020-2010, в том числе выполнением:

-секционирования шин СН на две секции, каждая из которых питается от независимого источника питания;

-секционирования шин напряжений 6 (10) кВ при одном КРУ через два выключателя;

-применения автоматического ввода резервного (АВР) питания секций шин СН, перерыв питания которых может привести к отказу в работе оборудования и систем, выполняющих защитные функции (пожарные насосы, системы вентиляции путей эвакуации, затворы водосбросов, насосы откачки воды из проточной части и т.п.), к снижению нагрузки электростанции, отключению или повреждению основного оборудования или другим нарушениям технологического процесса производства и выдачи электроэнергии;

-распределения источников питания СН по секциям шин с учетом действия устройств АВР и сохранения в работе механизмов СН при исчезновении напряжения на секции;

-распределения дублирующихся механизмов СН (например, двигатели МНУ) по разным секциям шин из условия минимального нарушения работы электростанции в случае выхода из строя любой секции;

-обеспечения группового самозапуска электродвигателей ответственных механизмов при работе АВР (повторной подаче напряжения после кратковременного перерыва питания) после отключения рабочего источника питания с сохранением устойчивости технологического режима основного оборудования;

-использования агрегатов бесперебойного питания для потребителей, не допускающих даже кратковременного перерыва питания (аварийно-ремонтные затворы гидротурбин и основные затворы водосбросных сооружений, АСУ ТП, системы оперативной связи, регистраторы аварийных ситуаций, видеоконтроль);

- использования автономных резервных источников питания (аккумуляторных батарей, дизельных электростанций и сетевых источников) для электроснабжения потребителей СН особой группы ответственности (по требованию безопас-

ности), в том числе аварийных и аварийно-ремонтных затворов гидротурбин, основных затворов водосбросных сооружений.

6.3 Присоединение посторонних потребителей (поселков и пр.) к шинам распределительных устройств СН ГЭС, как правило, не допускается.

При отсутствии в месте расположения ГЭС распределительных сетей допускается присоединение шлюзов, обеспечивающих безопасность всего комплекса гидротехнических сооружений, к шинам распределительных устройств СН.

6.4 В цепях ответственных электродвигателей 0,4 кВ и линий питания сборок в качестве защитных аппаратов должны применяться автоматические выключатели, согласованные по селективности. При этом защита присоединений 0,4 кВ от токов коротких замыканий должна осуществляться мгновенными расцепителями, которые должны срабатывать при дуговом коротком замыкании в конце защищаемого участка сети, а расцепители с зависимыми характеристиками должны выполнять функцию резервирования. Схемы управления контакторов и магнитных пускателей в цепях ответственных электродвигателей 0,4 кВ должны обеспечивать их повторное включение при восстановлении напряжения после его кратковременного снижения.

6.5 Схемы СН ГЭС должны предусматривать автоматическое восстановление питания собственных нужд при отсутствии напряжения на всех независимых источниках питания путем запуска одного или двух агрегатов ГЭС (в соответствии с проектными решениями по конкретной ГЭС).

6.6 Работа автоматических регуляторов РПН трансформаторов должна проверяться комплексно по условиям работы энергосистемы, работы систем регулирования возбуждения генераторов для обеспечения требуемого уровня напряжения на шинах СН.

Комплексная проверка должна выполняться по специальным программам, утвержденных техническим руководителем ГЭС.

6.7 На каждой ГЭС для всех присоединений СН 0,4 и 6-10 кВ, присоединений 220 В сети оперативного постоянного тока, а также цепей 100 В трансформаторов напряжения, должны быть произведены расчеты рабочих уставок защитных устройств, включая расчеты токов коротких замыканий и чувствительности защит.

При наличии расчетов рабочих уставок защитных устройств, выполненных проектной организацией, электростанция должна проверить их с учетом фактических параметров установленного оборудования и проложенных кабелей.

Расчеты токов коротких замыканий в цепях 0,4, 6-10 кВ и в сети оперативного постоянного тока должны выполняться в соответствии с ГОСТ 28249-93, ГОСТ 27514-87 и ГОСТ 29176-91.

6.8 При оснащении ГЭС АСУ ТП должны быть реализованы задачи управления и контроля электрооборудования систем питания СН:

-контроль и регистрация текущих параметров и их отклонений за допустимые пределы;

-управление коммутационными аппаратами, контроль их состояния;

-управление переключением положения РПН (дистанционное, автоматическое, а также в составе общестанционной задачи «регулирование напряжения на шинах станции»);

-АВР питания СН;

-контроль состояния и фиксация срабатываний устройств защиты электрооборудования системы питания СН;

- реализация связи АСУ ТП с локальными микропроцессорными терминалами электрооборудования систем питания СН.

6.9 На всех гидроэлектростанциях должна быть реализована система аварийной регистрации текущих параметров аварийного режима, сигналов срабатывания защит и положений коммутационных аппаратов всех присоединений 0,4 и 6-10 кВ СН ГЭС, позволяющая регистрировать и в течение года сохранять параметры контролируемых показателей с последующим обновлением.

Запуск аварийной регистрации должен осуществляться как от электрических защит гидроагрегата и систем СН, так и при срабатывании технологических защит, действующих на останов гидроагрегата.

7 Приемка в эксплуатацию электрооборудования систем питания СН

Общие требования по организации приемки и ввода в эксплуатацию объектов гидроэлектростанций изложены в СТО 70238424.27.140.015-2010.

7.1 Перед приемкой в эксплуатацию систем питания СН 6-10 кВ и 0,4 кВ должны быть полностью закончены строительно-монтажные работы, выполнены наладка, испытания, подготовлена техническая документация (протоколы наладки и испытаний, исполнительные схемы), осуществлена приемка электрооборудования и вторичных систем.

Прокладка и монтаж кабельных линий всех напряжений, сооружаемых подрядными организациями и передаваемых в эксплуатацию, должны быть выполнены под техническим надзором эксплуатирующей организации

Персонал ГЭС, выполняющий технический надзор, обязан ознакомиться с проектом прокладки и монтажа кабельных линий, перед прокладкой проверить по документам и осмотром состояние и качество кабелей на барабанах, а также кабельных муфт и монтажных материалов, проверить качество работ в процессе прокладки и монтажа кабельной линии и правильность выполнения маркировки.

Комиссия по приемке кабельных линий в эксплуатацию обязана проверить техническую документацию, произвести обход трассы кабельной линии, проверку выполненных работ (скрытые работы при необходимости проверяются выборочно), а также ознакомиться с результатами испытания кабельных линий.

7.2 Ввод в эксплуатацию систем питания СН, как правило, должен осуществляться в составе комплекса работ при пуске очереди ГЭС или реконструкции.

Для осуществления предпусковых проверок и испытаний оборудования пускового комплекса ввод в эксплуатацию систем СН допускается осуществлять

поэтапно, отдельными установками (например: ввод в работу отдельных секций СН с питанием от резервных источников).

7.3 Приемка в эксплуатацию систем питания СН (или отдельных их частей) должны включать:

-индивидуальные проверки и испытания силового электрооборудования и кабелей;

-индивидуальные проверки и испытания вторичных устройств и цепей;

-комплексные проверки функционирования вторичных систем во взаимосвязи с другим оборудованием и устройствами;

-подача напряжения на шины СН;

-проверка работы оборудования и устройств, входящих в системы СН в режимах нагрузки.

Результаты индивидуальных, комплексных проверок и испытаний электрооборудования и вторичных устройств должны быть оформлены протоколами в соответствии с их действующими формами.

7.3.1 Индивидуальные проверки и испытания силового оборудования и кабелей должны быть выполнены в соответствии с приложением А:

-трансформаторов СН, РПН, ПБВ – А.3;

-трансформаторы тока – А.4;

-трансформаторы напряжения – А.5;

-выключатели – А.6, А.7, А.8;

-разъединители – А.9;

-комплектные распределительные устройства – А.10;

-комплектные экранированные токопроводы – А.11:

-сборные и соединительные шины – А.12;

-реакторов – А.13;

-аппараты и вторичные цепи – А.14.

-силовые кабельные линии – А.15;

Индивидуальные, комплексные проверки и испытания устройств РЗА, дистанционного управления и сигнализации электрооборудования систем питания СН должны быть выполнены в соответствии с приложением Б.

7.3.2 Комплексная проверка вторичных устройств должна включать:

-проверку состояния и функционирования устройств защиты и контроля, обеспечивающих питание оперативным постоянным током вторичных систем электрооборудования СН;

-проверку функционирования устройств РЗА силового электрооборудования систем питания СН и взаимосвязи между отдельными устройствами;

-проверку систем управления коммутационными аппаратами, включающую контроль их взаимодействия с устройствами РЗА;

-проверку систем контроля силового оборудования и секций РУСН;

-проверку систем управления, РЗА, информации во взаимосвязи с системами оперативного управления и контроля (АСУ ТП объектного, объектно-агрегатного и общестанционного уровня управления; местные, агрегатные и главные щиты управления с традиционными средствами управления и контроля).

Функциональные испытания оборудования и их вторичных систем, комплексные проверки должны проводиться с привлечением эксплуатационного персонала ГЭС.

7.3.3 До постановки под напряжения систем питания СН ГЭС должны быть выполнены условия для надежной и безопасной работы электрооборудования, укомплектован и обучен соответствующий эксплуатационный (оперативный и ремонтный) персонал, рабочие места эксплуатационного персонала укомплектованы схемами, инструкциями и другими техническими документами.

Готовность систем питания СН ГЭС для постановки под напряжение должна быть подтверждена наличием протоколов проверки и испытаний кабельных линий, электрооборудования, вторичных устройств и оформлена записью в журнале. В проверке готовности должны принимать участие персонал наладочной организации и административно-технический персонал электротехнического подразделения.

Разрешение на подачу напряжения на шины систем питания СН выдает технический руководитель ГЭС.

7.3.4 Постановка под напряжение питающих элементов и секций СН должна производиться оперативным персоналом ГЭС по специальным программам, утвержденным техническим руководителем ГЭС. Оперативные переключения должны выполняться в соответствии с требованиями производственных и должностных инструкций.

7.3.5 При постановке под напряжение секции распределительных устройств СН 0,4, 6 или 10 кВ должны выполняться операции в соответствии с бланками переключений, при этом должна соблюдаться следующая последовательность операций:

-проверка окончания всех работ и закрытия нарядов на выполнение работ на питающем оборудовании и секциях РУСН;

-осмотр оборудования, на которое будет подано напряжение, снятие установленных заземлений и проверка отсутствия посторонних предметов на токоведущих частях;

-проверка отсутствия напряжения на секциях РУСН и измерение сопротивления изоляции обмоток питающего трансформатора (реактора), секций РУСН;

-установка выдвижных элементов шкафов присоединений КРУСН в ремонтное положение (для РУСН других конструктивных исполнений: отключение выключателей, разъединителей или рубильников, снятие предохранителей);

-установка выдвижных элементов шкафов рабочих (резервных) вводов питания секций РУСН, трансформаторов напряжения рабочих (резервных) вводов питания, шинных трансформаторов напряжения в рабочее положение (для РУСН других конструктивных исполнений: включить разъединители или рубильники, установить предохранители);

-включение автоматических выключателей подачи оперативного постоянного тока на цепи управления, защиты и сигнализации выключателя рабочего (резервного) ввода;

-включение выключателя для подачи напряжения на трансформатор СН (или реактированную линию питания) со стороны питания (от блока генератор-

трансформатор, с шин ГРУ, от шин ОРУ повышенного напряжения и пр.);

-осмотр и прослушивание оборудования, включенного под напряжение, контроль (при наличии ТН на вводах питания секций) величины вторичных напряжений, чередования фаз, снятие векторных диаграмм, выполнение необходимых измерений в цепях защиты в соответствии с программой работ;

-включение выключателя рабочего (резервного) ввода на секцию РУСН;

-контроль напряжения секции, осмотр и прослушивание оборудования, контроль вторичных напряжений шинного ТН секции, чередования фаз, снятие векторных диаграмм;

-выполнение фазировки напряжений секций РУСН при питании от рабочего и резервного источников.

7.3.6 Проверка работы систем питания СН под нагрузкой должна включать: осмотр и контроль параметров электрооборудования, отсутствие сигналов неисправности, выполнение необходимых измерений в цепях защиты в соответствии с программой работ.

Готовность систем питания СН к комплексному опробованию основного оборудования контролируется рабочей комиссией под руководством заместителя технического руководителя ГЭС по эксплуатации, и оформляется актом приемки, который утверждается техническим руководителем ГЭС.

Системы питания СН должны обеспечивать нормальную работу основного оборудования ГЭС при проведении комплексного опробования в течение 72 часов с параметрами, предусмотренными в пусковом комплексе.

8 Обслуживание систем питания СН в нормальных режимах

8.1 На каждой ГЭС должно быть организовано круглосуточное оперативно-диспетчерское управление. Оперативное управление электрооборудованием систем питания СН ГЭС должно включать ведение требуемого режима работы и производство переключений, ввод в работу и вывод из работы, подготовка к выводу оборудования в ремонт и приемка из ремонта.

8.2 При эксплуатации систем питания собственных нужд ГЭС должна обеспечиваться их надежная работа. Оперативный персонал, по имеющейся информации на местах оперативного управления и контроля, должен контролировать уровень напряжения на шинах собственных нужд, нагрузку питающих элементов (трансформаторов, линий питания), напряжение на шинах щитов постоянного тока, технологические параметры, отсутствие сигналов неисправностей, периодически контролировать состояние оборудование и устройств по месту их установки, вести оперативную техническую документацию.

Контролируемые параметры, периодически, должны записываться в суточной оперативной ведомости; отклонения параметров за допустимые пределы, срабатывание устройств РЗА, результаты осмотров должны фиксироваться в оперативном журнале, выявленные дефекты и неисправности оборудования и вторичных устройств - в журнале дефектов.

О всех выявленных неисправностях должен быть поставлен в известность вышестоящий оперативный и административно-технический персонал.

Неисправности должны быть устранены в кратчайший срок.

Рекомендуемый объем технологических измерений, сигнализации по электрооборудованию систем питания СН приведен в приложении В.

8.3 На шинах собственных нужд электростанции напряжение должно поддерживаться в пределах 100–105% номинального значения. Допускается отклонение напряжения в пределах ±10 % номинального.

Допустимое отклонение частоты питающей сети СН для потребителей (электродвигатели) - в пределах ±2,5% номинального значения.

Напряжение на шинах постоянного тока, питающих цепи управления, устройства релейной защиты, сигнализации, автоматики и телемеханики, в нормальных эксплуатационных условиях допускается поддерживать на 5% выше номинального напряжения электроприемников.

Все сборки и кольцевые магистрали постоянного тока должны быть обеспечены резервным питанием.

Коэффициент пульсации на шинах постоянного тока не должен превышать допустимых значений по условиям питания устройств РЗА

8.4 Устройства АВР систем питания СН всегда должны быть введены в работу.

Вывод из работы каждого устройства АВР должен быть оформлен оперативной заявкой.

Регулярно по графику должны проводиться опробования устройств АВР элементов питания СН. Каждое опробование устройств АВР должно регистрироваться в специальной графе графика опробования.

В случае отказов устройств АВР во время их опробования или при аварии немедленно принимать меры к устранению выявленных неисправностей.

8.4[1] При наличии на ГЭС дизельной электростанции ежесменно должен проводиться контроль готовности ДЭС к автоматическому пуску.

Опробование ДЭС в режиме пуска должно проводиться в соответствии с графиком.

8.5 При эксплуатации силовых трансформаторов, входящих в системы питания СН, должны выполняться условия их надежной работы. Нагрузки, уровень напряжения, температура отдельных элементов трансформаторов, характеристики масла и параметры изоляции должны находиться в пределах установленных норм; устройства охлаждения, регулирования напряжения, другие элементы должны содержаться в исправном состоянии.

8.5.1 Устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) трансформаторов должны находиться в работе в автоматическом режиме. По решению технического руководителя ГЭС допускается устанавливать неавтоматический режим регулирования напряжения путем дистанционного переключения РПН с пульта управления, если колебания напряжения в системе собственных нужд находятся в пределах, удовлетворяющих требования по уровню напряжения на шинах собственных нужд.

Не допускается переключение устройства РПН трансформатора, находящегося под напряжением, вручную (рукояткой).

8.5.2 Эксплуатация устройств РПН должна быть организована в соответствии с положениями инструкций заводов-изготовителей.

8.5.3 Включение в сеть трансформатора должно осуществляться толчком на полное напряжение.

Трансформаторы СН, подключенные отпайкой к блоку генератор-трансформатор, могут включаться под напряжение вместе с генератором подъемом напряжения с нуля.

8.5.4 Осмотры трансформаторов СН и реакторов без отключения должны производиться 1 раз в сутки (или в сроки, устанавливаемые техническим руководителем ГЭС в зависимости от их места установки и технического состояния).

При осмотрах необходимо контролировать:

-шумовые характеристики;

-температурный режим трансформатора (по показаниям приборов);

-состояние фарфоровых изоляторов, покрышек вводов, разрядников;

-состояние отсечных клапанов;

-состояние фланцевых соединений маслопроводов (наличие течи масла) системы охлаждения, бака и остальных узлов;

уровень и давление масла;

-состояние системы охлаждения;

-состояние РПН и положение его указателей;

-окраску индикаторного сорбента в патроне или корпусе воздухоосушителя и уровень масла в масляном затворе воздухоосушителя;

-исправность измерительных приборов технологических параметров, маслоуказателей, газовых реле, мембраны выхлопной трубы.

Обо всех выявленных неисправностях должны быть произведены записи и поставлен в известность вышестоящий оперативный и административно-технический персонал.

8.6 Электрооборудование распределительных устройств систем питания СН должно удовлетворять условиям работы при номинальных режимах, коротких замыканиях, перенапряжениях и нормированных перегрузках.

8.6.1 Все переключения в системах питания СН ГЭС должны выполняться в соответствии с требованиями, установленными местными производственными и должностными инструкциями.

Переключения в электроустановках разрешается выполнять оперативному (оперативно-ремонтному) персоналу, знающему их схему, расположение оборудования и устройств РЗА, обученному правилам выполнения операций с коммутационными аппаратами и ясно представляющему последовательность переключений, прошедшему проверку знаний правил технической эксплуатации, правил безопасности и производственных инструкций. Допуск к оперативной работе разрешается после дублирования на рабочем месте.

На каждой ГЭС должны быть разработаны перечни видов переключений, выполняемых по обычным бланкам переключений, по типовым бланкам переключений и программам, а также перечень видов переключений, выполнение которых допускается без бланков переключений. В каждом перечне указывается число лиц оперативного (оперативно-ремонтного) персонала, участвующих в тех

или иных переключениях.

Перечни сложных переключений пересматриваются при изменении схемы, состава оборудования, устройств защиты и автоматики.

8.6.2 Выключатели и их приводы должны быть оборудованы указателями отключенного и включенного положений.

8.6.3 Распределительные устройства напряжением 6 (10) кВ должны быть оборудованы блокировкой, предотвращающей возможность ошибочных операций разъединителями, выкатными тележками комплектных РУ (КРУ) и заземляющими ножами.

8.6.4 Для наложения заземлений в РУ напряжением 6 (10) кВ и выше должны, как правило, применяться стационарные заземляющие ножи. В действующих электроустановках, в которых заземляющие ножи не могут быть установлены по условиям компоновки или конструкции, заземление осуществляется с помощью переносных заземлителей.

Рукоятки приводов заземляющих ножей должны быть окрашены в красный цвет, а заземляющие ножи, как правило, - в черный.

8.6.5 В РУ должны находиться переносные заземления, средства по оказанию первой помощи пострадавшим от несчастных случаев, защитные и противопожарные средства.

В местах хранения защитных средств должен быть вывешен их перечень, утвержденный техническим руководителем ГЭС или цеха.

8.6.6 В комплектных распределительных устройствах 6-10 кВ должны быть введены в работу быстродействующие защиты от дуговых коротких замыканий внутри шкафов КРУ.

8.6.7 Осмотр оборудования распределительных устройств СН без отключения от сети должен выполняться оперативным персоналом не реже 1 раза в 1 сутки (или в сроки, устанавливаемые техническим руководителем ГЭС в зависимости от места установки оборудования и его технического состояния).

При осмотрах необходимо контролировать:

-показание измерительных приборов;

-величину сопротивления изоляции (с помощью устройства контроля изоляции);

-состояние коммутационных аппаратов, приводов;

-состояние устройств РЗА, низковольтной аппаратуры.

Контроль концентрации элегаза в помещении комплектных распределительных устройств (КРУ) должен производиться с помощью специальных приборов на высоте 10 - 15 см от уровня пола.

Концентрация элегаза в помещении не должна превышать допустимых норм, указанных в инструкциях заводов - изготовителей аппаратов.

Обо всех выявленных неисправностях должны быть произведены записи и поставлен в известность вышестоящий оперативный и административно-технический персонал.

Неисправности должны быть устранены в кратчайший срок.

8.7 Аккумуляторные установки должны удовлетворять требованиям пункта 5.8 СТО 70238424.27.140.020-2010.

При эксплуатации аккумуляторных установок должны быть обеспечены их длительная надежная работа и необходимый уровень напряжения на шинах постоянного тока в нормальных и аварийных режимах.

Устройство для контроля изоляции на шинах постоянного оперативного тока должно действовать на сигнал при понижении сопротивления изоляции полюсов до уровня 20 кОм в сети 220 В, 10 кОм в сети 110 В, 6 кОм в сети 60 В, 5 кОм в сети 48 В, 3 кОм в сети 24 В.

В условиях эксплуатации сопротивление изоляции сети постоянного тока должно быть не ниже двукратного значения уставки устройства контроля изоляции, действующего на сигнал.

8.8 Силовое электрооборудование систем собственных нужд ГЭС должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями и оснащено устройствами автоматики, в том числе устройствами автоматического включения резервного питания и устройствами противоаварийной автоматики.

Устройства релейной защиты и автоматики по принципам действия, уставкам, настройке и выходным воздействиям должны соответствовать схемам и режимам работы систем питания СН ГЭС и постоянно находиться в работе.

8.8.1 В эксплуатации должны контролироваться условия нормальной работы аппаратуры РЗА, приведенные в документации изготовителя, и вторичных цепей (отсутствие повышенных температуры, влажности, вибрации, запыления и отсутствие протечек воды).

8.8.2 Все случаи срабатывания и отказа срабатывания устройств РЗА, а также выявляемые в процессе их эксплуатации дефекты должны тщательно анализироваться и учитываться в установленном порядке службами РЗА. Выявленные дефекты должны быть устранены.

8.8.3 Силовое электрооборудование и линии питания СН должны находиться под напряжением только с включенной релейной защитой от всех видов повреждений. При выводе из работы или неисправности отдельных видов защит оставшиеся в работе устройства релейной защиты должны обеспечить полноценную защиту электрооборудования и линий питания СН от всех видов повреждений. Если это условие не выполняется, то присоединение должно быть отключено. Допускается, при обоснованной необходимости, оставить присоединение в работе, но при этом должна быть осуществлена временная быстродействующая защита или введено ускорение резервной защиты.

8.8.4 Вновь смонтированные устройства РЗА и вторичные цепи перед вводом в работу должны быть подвергнуты наладке и приемочным испытаниям.

Разрешение на ввод новых устройств и их включение в работу выдается в установленном порядке с записью в журнале релейной защиты и автоматики.

Приемка устройств РЗА должна производиться представителем эксплуатации, за которым закреплено вновь вводимые устройства РЗА электрооборудования систем питания СН.

Готовность к включению в работу новых устройств РЗА оформляется записью в журнале релейной защиты.

Ввод в работу новых устройств РЗА может осуществляться только по разрешенной заявке на включение. Перед вводом в работу оперативный персонал должен быть проинструктирован по оперативному обслуживанию новых устройств РЗА.

8.8.5 Все работы по техническому обслуживанию и испытаниям устройств РЗА действующего оборудования систем питания СН, находящегося в оперативном управлении начальника смены ГЭС, должны оформляться местными оперативными заявками.

Порядок оформления и подачи местной заявки должен определяться техническим руководителем ГЭС.

8.8.6 Контроль правильности положения переключающих устройств на панелях и шкафах РЗА, крышек испытательных блоков; контроль исправности предохранителей или автоматических выключателей в цепях управления и защит; контроль работы устройств РЗА по показаниям имеющихся на аппаратах и панелях (шкафах) устройств внешней сигнализации и приборов; опробование выключателей и прочих аппаратов; измерение напряжения небалансов в разомкнутом треугольнике трансформатора напряжения; опробование устройств автоматического включения резерва и т.п. должен осуществлять оперативный персонал.

Периодичность контроля и опробования, перечень аппаратов и устройств, подлежащих опробованию, порядок операций при опробовании, а также порядок действий персонала при выявлении отклонений от норм должны быть установлены местными инструкциями (стандартами).

8.8.7 Персонал, выполняющий техническое обслуживание устройства РЗА на ГЭС, должен периодически осматривать все панели и пульты управления, панели РЗА, сигнализации, обращая особое внимание на правильность положения переключающих устройств (рубильников, ключей управления, накладок и пр.) и крышек испытательных блоков и соответствие их положения схемам и режимам работы электрооборудования систем питания СН.

Периодичность осмотров должна быть установлена местным стандартом (инструкциями). Независимо от периодических осмотров устройств РЗА, выполняемых в порядке технического обслуживания (контроля), оперативный персонал должен отвечать за правильное положение тех элементов РЗА, с которыми ему разрешено выполнять операции.

8.8.8 Для выполнения оперативным персоналом переключений на панелях и в шкафах устройств РЗА систем питания СН с помощью ключей, накладок, испытательных блоков и других приспособлений должны применяться таблицы положения указанных переключающих устройств для используемых режимов или другие наглядные методы контроля, а также программы для сложных переключений.

Об операциях по этим переключениям должна быть сделана запись в оперативный журнал.

8.8.9 При эксплуатации силовых кабельных линий, входящих в состав систем питания СН ГЭС, должно выполняться техническое обслуживание, и ремонт, направленные на обеспечение их надежной работы

8.8.10 В кабельных сооружениях должен быть организован систематиче-

ский контроль теплового режима работы кабелей, температуры воздуха и работы вентиляционных устройств.

Температура воздуха внутри кабельных туннелей, каналов и шахт в летнее время не должна превышать температуру наружного воздуха более чем на 10°С.

8.8.11 Периодически в соответствии с графиком должны производиться выборочные контрольные осмотры кабельных линий лицами, ответственными за кабельное хозяйство ГЭС.

Внеочередные осмотры производятся в период паводков и после ливней, а также при отключении кабельной линии релейной защитой.

8.8.12 Туннели, шахты, кабельные этажи и каналы на ГЭС должны осматриваться оперативным персоналом по графику, утвержденным техническим руководителем, но не реже 1 раза в месяц.

Для ГЭС без постоянного оперативного обслуживания – в сроки, установленные техническим руководителем.

О выявленных при осмотрах нарушениях на кабельных линиях должны быть сделаны записи в журнале дефектов и неполадок. Нарушения должны устраняться в сроки, установленные техническим руководителем ГЭС.

8.8.13 Технический надзор и эксплуатация устройств пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения, установленных в кабельных сооружениях, должны производиться в установленном порядке.

8.8.14 Устройство в кабельных помещениях каких-либо временных и вспомогательных сооружений (мастерских, инструментальных, кладовых и т.д.), а также хранения в них каких-либо материалов и оборудования не допускается.

9 Обслуживание систем питания СН при неисправностях и в аварийных режимах

9.1 При неисправности электрооборудования и вторичных систем, которые не приводят к отключению электрооборудования систем питания СН, оперативный персонал должен установить причину появления сигнала неисправности, осмотреть электрооборудование по месту его установки и принять срочные меры по их устранению.

9.2 При необходимости немедленного отключения оборудование систем питания СН должно быть отключено оперативным персоналом ГЭС в соответствии с требованиями производственных и должностных инструкций с предварительным, если это возможно, или последующим уведомлением вышестоящего оперативного и административно–технического персонала.

9.3 При перегрузках трансформатора оперативный персонал должен руководствоваться допустимыми значениями токов и длительностью перегрузки, установленными в заводских инструкциях.

В аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка трансформаторов сверх номинального тока при всех системах охлаждения независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды в следующих пределах:

Масляные трансформаторы					
Перегрузка по току, %	30	45	60	75	100
Длительность перегрузки, мин	120	80	45	20	10
Сухие трансформаторы					
Перегрузка по току, %	20	30	40	50	60
Длительность перегрузки, мин	60	45	32	18	5

9.4 При срабатывании газового реле на сигнал оперативный персонал должен проконтролировать готовность резервного питания. Произвести наружный осмотр трансформатора, обращая внимание на наличие явных признаков повреждения: потрескивание, щелчки и другие признаки повреждения внутри бака, выброс масла.

При наличии явных признаков повреждения трансформатор должен быть немедленно отключен. При отсутствии явных признаков повреждения трансформатора персонал должен действовать в соответствии с требованиями, установленными местной инструкцией (стандартом) по эксплуатации трансформаторов.

9.5 В случае автоматического отключения трансформатора действием защит от внутренних повреждений его можно включать в работу только после осмотра, испытаний, анализа газа, масла и устранения выявленных нарушений.

В случае отсутствия резервного источника питания и отключения трансформатора СН защитами, действие которых не связано с его повреждением, он может быть включен вновь без проверок.

9.6 При неисправности блока автоматического управления РПН он должен быть отключен и устройство РПН должно быть переведено на дистанционное управление.

При отказе схемы дистанционного управления оперативный персонал должен перевести устройство РПН на местное управление и принять срочные меры по выявлению и устранению неисправности.

9.7 При срабатывании устройства сигнализации в случае понижения уровня изоляции относительно земли в цепи оперативного постоянного тока должны быть немедленно приняты меры к устранению неисправностей. При этом производство работ без снятия напряжения в этой сети, за исключением поисков места повреждения изоляции, не допускается.

Для ГЭС, на которых применяются микроэлектронные или микропроцессорные устройства РЗА, использовать метод поочередного отключения присоединений на щите постоянного тока для определения мест понижения сопротивления изоляции не рекомендуется.

9.8 При исчезновении оперативного постоянного тока персонал должен немедленно приступить к выяснению и устранению причины неисправности:

-при неселективном отключении вводного автомата аккумуляторной батареи из-за коротких замыканиях на отходящих присоединениях следует определить поврежденный участок, отключить его и включить автомат АБ;

- при неисправностях на секции щита постоянного тока следует перевести питание потребителей от другой секции;

-при неисправностях аккумуляторной батареи и отсутствии повреждений на ЩПТ следует подать питание от другой АБ (по предусмотренной линии резервирования); при отсутствии резервирования следует подать питание на ЩПТ от зарядного устройства.

9.9 При аварийной ситуации на ГЭС и потере питания потребителей СН от основных источников электроснабжения автоматически должны включаться автономные резервные источники питания. При этом оперативный персонал не должен вмешиваться в работу автоматики.

При потере СН и отказе АВР оперативный персонал должен (при отсутствии сигнала о запрете АВР) вручную включить питание секций от резервного источника питания.

9.10 При возникновении аварийной ситуации с полным сбросом нагрузки ГЭС и потерей СН оперативный персонал должен принять меры по обеспечению безопасного останова гидроагрегатов.

Принять меры по пуску гидрогенераторов для восстановления питания СН 6(10) и 0,4 кВ в течение не более 30 мин (емкость аккумуляторных батарей обеспечивает работу потребителей постоянного тока в аварийных режимах). В схемах СН электростанций напряжение в первую очередь должно подаваться на:

-механизмы гидроагрегата гидроагрегатного блока, подлежащие пуску первыми (насосы МНУ, откачки дренажных вод);

-подзарядные агрегаты аккумуляторных батарей;

-щиты управления и сборки 0,4 кВ, питающие освещение главного корпуса, а в темное время суток дополнительно ОРУ, территорий пристанционного узла;

-пожарные насосы;

-механизмы управления затворами гидротехнических сооружений.

9.11 При системных авариях со значительным снижением частоты в энергосистеме оперативный персонал должен контролировать работу автоматики (ЧДА), электрооборудования систем питания СН, при этом порядок действий персонала по сохранению питания СН должен соответствовать требованиям, установленным местными инструкциями (стандартами) по ликвидации аварий на ГЭС.

10 Требования, обеспечивающие безопасность эксплуатации и технического обслуживания систем питания СН

10.1 Эксплуатация и техническое обслуживание электрооборудования систем питания СН должны выполняться в соответствии с требованиями СТО 70238424.27.010.012-2009.

Руководитель эксплуатирующей организации в зависимости от местных условий должен предусматривать дополнительные меры безопасности, не противоречащие требованиям Стандарта. Эти меры безопасности должны быть внесены в местные инструкции по охране труда (стандарты ГЭС), доведены до персонала в виде распоряжений, указаний, инструктажа.

Персонал должен быть обучен правилам оказания первой помощи при несчастных случаях на производстве в соответствии с требованиями СТО 70238424.27.010.012-2009.

Электроустановки систем питания СН ГЭС должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающим безопасные условия труда, и должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи.

10.2 На ГЭС должны быть разработаны инструкции о мерах пожарной безопасности. Общие требования по пожарной безопасности на ГЭС изложены в пункте 5.9 СТО 70238424.27.140.015-2010.

Местные инструкции (стандарты) по эксплуатации и техническому обслуживанию электроустановок должны содержать требования по охране труда и безопасной эксплуатации систем питания СН.

В местных стандартах (инструкциях) о мерах пожарной безопасности должны быть отражены мероприятия по обеспечению пожарной безопасности при эксплуатации оборудования систем питания СН, производстве пожароопасных работ, обязанности и действия работников при пожаре.

Приложение А
(обязательное)

Объем и нормы испытаний электрооборудования систем питания СН ГЭС

А.1 Общие положения

А.1.1 Настоящими «Объемами и нормами испытаний электрооборудования» (в дальнейшем – Нормы) следует руководствоваться при вводе электрооборудования в работу и в процессе его эксплуатации. Наряду с Нормами следует руководствоваться действующими руководящими документами, а также инструкциями заводов-изготовителей электрооборудования, если они не противоречат требованиям Норм.

А.1.2 В Нормах приняты следующие условные обозначения категорий контроля:

П - при вводе в эксплуатацию нового электрооборудования и электрооборудования, прошедшего восстановительный или капитальный ремонт и реконструкцию на специализированном ремонтном предприятии;

К - при капитальном ремонте на ГЭС;

С - при среднем ремонте;

Т - при текущем ремонте;

М - между ремонтами.

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

Периодичность межремонтного контроля электрооборудования, если она не указана в действующих правилах технической эксплуатации, других стандартах или в соответствующих разделах Норм, устанавливается техническим руководителем ГЭС с учетом условий и опыта эксплуатации, технического состояния и срока службы электрооборудования.

А.1.3 В 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.1.4 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 ГЭС 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 после реконструкции, проведенной в условиях специализированной ремонтной организации, в качестве исходных для контроля в процессе дальнейшей эксплуатации принимаются значения, полученные по окончании ремонта (реконструкции).

А.1.5 Контроль электрооборудования производства иностранных фирм при наличии полученного в установленном порядке сертификата о соответствии функциональных показателей этого оборудования условиям эксплуатации и действующим отраслевым стандартам производится в соответствии с указаниями фирмы-поставщика.

А.1.6 Кроме испытаний, предусмотренных Нормами, все электрооборудование должно пройти осмотр, проверку работы механической части и другие испытания согласно стандартам и инструкциям по его эксплуатации и ремонту.

А.1.7 Техническим руководителям ГЭС 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 ГЭС возможен переход к установлению очередных сроков ремонта электрооборудования по результатам диагностики его состояния и отказ от некоторых видов испытаний, выполняемых на отключенном электрооборудовании.

А.1.8 Тепловизионный контроль состояния электрооборудования рекомендуется производить для распределительных устройств в целом. Для закрытых распределительных устройств контроль производится, если это позволяет их конструкция.

А.1.9 Оценка состояния резервного электрооборудования, а также его частей и деталей, находящихся в резерве, производится в объеме, указанном в Нормах. Периодичность контроля устанавливается техническим руководителем ГЭС в зависимости от условий хранения.

А.1.10 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.1.11 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.1.12 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.1.13 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.1.14 Объем и сроки испытания электрооборудования могут изменяться техническим руководителем электростанции в зависимости от производственной важности и надежности оборудования.

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 (R60"/R15"), 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 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 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, соединяется 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 Силовые трансформаторы, автотрансформаторы*

А.3.1 П. Определение условий включения трансформаторов

Контроль при вводе в эксплуатацию новых трансформаторов и трансформаторов, прошедших капитальный или восстановительный ремонт, осуществляется в соответствии с требованиями настоящего раздела и инструкций заводов-изготовителей.

А.3.2 П, К, М. Хроматографический анализ газов, растворенных в масле

Производится у трансформаторов напряжением 110 кВ и выше, а также блочных трансформаторов собственных нужд.

Состояние трансформаторов оценивается путем сопоставления измеренных данных с граничными значениями концентрации газов в масле и по скорости роста концентрации газов в мас-

* Далее – трансформаторы

ле.

Хроматографический контроль должен осуществляться в следующие сроки:

-трансформаторы напряжением 110 кВ мощностью менее 60 МВ·А и блочные трансформаторы собственных нужд - через 6 мес. после включения и далее не реже 1 раза в 6 мес.;

-трансформаторы напряжением 110 кВ мощностью 60 МВ·А и более, а также все трансформаторы 220-500 кВ в течение первых 3 суток, через 1, 3 и 6 мес. после включения и далее - не реже 1 раза в 6 мес.

А.3.3 П, К, М. Оценка влажности твердой изоляции

Производится у трансформаторов напряжением 110 кВ и выше мощностью 60 МВ·А и более.

Допустимое значение влагосодержания твердой изоляции вновь вводимых трансформаторов и трансформаторов, прошедших капитальный ремонт, - не выше 2%, а эксплуатируемых трансформаторов - не выше 4% по массе (образец твердой изоляции толщиной 3 мм). Влагосодержание твердой изоляции в процессе эксплуатации допускается не определять, если влагосодержание масла не превышает 10 г/т.

Влагосодержание твердой изоляции перед вводом в эксплуатацию и при капитальном ремонте определяется по влагосодержанию заложенных в бак образцов изоляции. В процессе эксплуатации трансформатора допускается оценка влагосодержания твердой изоляции расчетным путем.

Периодичность контроля в процессе эксплуатации: первый раз - через 10-12 лет после включения и в дальнейшем - 1 раз в 4-6 лет.

А.3.4 Измерение сопротивления изоляции

А.3.4.1 П, К, Т, М. Измерение сопротивления изоляции обмоток

Сопротивление изоляции обмоток измеряется мегаомметром на напряжение 2500 В.

Сопротивление изоляции каждой обмотки вновь вводимых в эксплуатацию трансформаторов и трансформаторов, прошедших капитальный ремонт, приведенное к температуре испытаний, при которой определялись исходные значения (п. А.1.4), должно быть не менее 50% исходных значений.

Для трансформаторов на напряжение до 35 кВ включительно мощностью до 10 МВ·А и дугогасящих реакторов сопротивление изоляции обмоток должно быть не ниже следующих значений:

Температура обмотки, °С	10	20	30	40	50	60	70
$R_{60''}$, МОм	450	300	200	130	90	60	40

Сопротивление изоляции сухих трансформаторов при температуре обмоток 20-30°С должно быть для трансформаторов с номинальным напряжением:

До 1 кВ включительно	-	не менее 100 МОм;
Более 1 до 6 кВ включительно	-	не менее 300 МОм;
Более 6 кВ	-	не менее 500 МОм.

Измерения в процессе эксплуатации производятся при неудовлетворительных результатах испытаний масла и (или) хроматографического анализа газов, растворенных в масле, а также в объеме комплексных испытаний.

При вводе в эксплуатацию и в процессе эксплуатации сопротивление изоляции измеряется по схемам, применяемым на заводе-изготовителе, и дополнительно по зонам изоляции (например, ВН - корпус, НН - корпус, ВН - НН) с подсоединением вывода "экран" мегаомметра к свободной обмотке или баку. В процессе эксплуатации допускается проводить только измерения по зонам изоляции.

Результаты измерений сопротивления изоляции обмоток в процессе эксплуатации, включая динамику их изменения, должны учитываться при комплексном рассмотрении данных всех испы-

таний.

Измерение сопротивления изоляции обмоток должно производиться при температуре изоляции не ниже:

10°С – у трансформаторов напряжением до 150 кВ включительно;

20°С – у трансформаторов напряжением 220 кВ.

А.3.4.2 П, К. Измерение сопротивления изоляции доступных стяжных шпилек, бандажей, полубандажей ярем и прессующих колец относительно активной стали и ярмовых балок, а также ярмовых балок относительно активной стали и электростатических экранов относительно обмоток и магнитопровода.

Измерения производятся в случае осмотра активной части трансформатора. Используются мегаомметры на напряжение 1000-2500 В.

Измеренные значения должны быть не менее 2 МОм, а сопротивление изоляции ярмовых балок не менее 0,5 МОм.

А.3.5 П, К, Т, М. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь (tgδ) изоляции обмоток

Измерения производятся у трансформаторов напряжением 110 кВ и выше.

Значения tgδ изоляции обмоток вновь вводимых в эксплуатацию трансформаторов и трансформаторов, прошедших капитальный ремонт, приведенные к температуре испытаний, при которой определялись исходные значения (п. А.1.4), с учетом влияния tgδ масла не должны отличаться от исходных значений в сторону ухудшения более чем на 50%.

Измеренные значения tgδ изоляции при температуре изоляции 20°С и выше, не превышающие 1%, считаются удовлетворительными и их сравнение с исходными данными не требуется.

Измерения в процессе эксплуатации производятся при неудовлетворительных результатах испытаний масла и (или) хроматографического анализа газов, растворенных в масле, а также в объеме комплексных испытаний.

При вводе в эксплуатацию и в процессе эксплуатации tgδ изоляции измеряется по схемам, применяемым на заводе-изготовителе, и дополнительно по зонам изоляции (например, ВН - корпус, НН - корпус, ВН - НН) с подсоединением вывода "экран" измерительного места к свободным обмоткам или баку. В процессе эксплуатации допустимо ограничиваться только измерениями по зонам изоляции.

Результаты измерений tgδ изоляции обмоток в процессе эксплуатации, включая динамику их изменения, должны учитываться при комплексном рассмотрении данных всех испытаний.

Измерение tgδ обмоток должно производиться при температуре изоляции не ниже:

10° С – у трансформаторов напряжением до 150 кВ включительно;

20° С – у трансформаторов напряжением 220-750 кВ.

А.3.6 Оценка состояния бумажной изоляции обмоток

А.3.6.1 М. Оценка по наличию фурановых соединений в масле

Оценка производится у трансформаторов 110 кВ и выше. Для трансформаторов напряжением ниже 110 кВ производится по решению технического руководителя предприятия.

Оценка производится хроматографическими методами.

Периодичность контроля наличия фурановых соединений составляет 1 раз в 12 лет, а после 24 лет эксплуатации - 1 раз в 4 года.

А.3.6.2 К. Оценка по степени полимеризации

Оценка производится у трансформаторов 110 кВ и выше.

Ресурс бумажной изоляция обмоток считается исчерпанным при снижении степени полимеризации бумаги до 250 единиц.

А.3.7 Испытание изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц

А.3.7.1 П, К. Испытание изоляции обмоток вместе с вводами

Испытание изоляции обмоток маслонаполненных трансформаторов при вводе их в эксплуатацию и капитальных ремонтах без смены обмоток и изоляции не обязательно. Испытание изоляции сухих трансформаторов обязательно.

При капитальном ремонте с полной сменой обмоток и изоляции испытание повышенным напряжением обязательно для всех типов трансформаторов. Значение испытательного напряжения равно заводскому. При капитальном ремонте с частичной сменой изоляции или при реконструкции трансформатора значение испытательного напряжения равно 0,9 заводского.

Значения испытательных напряжений приведены в таблицах А.3.1 и А.3.2.

Сухие трансформаторы испытываются по нормам таблицы А.3.1 для облегченной изоляции.

Продолжительность приложения испытательного напряжения составляет 1 мин.

Т а б л и ц а А.3.1 – Испытательные напряжения промышленной частоты электрооборудования классов напряжения до 35 кВ с нормальной и облегченной изоляцией

Класс напряжения электрооборудования, кВ	Испытательное напряжение, кВ					
	Силовые трансформаторы, шунтирующие и дугогасящие реакторы			Аппараты, трансформаторы тока и напряжения, токоограничивающие реакторы, изоляторы, вводы, конденсаторы связи, экранированные токопроводы, сборные шины, КРУ и КТП		
	На заводе изготовителе	При вводе в эксплуатацию	В эксплуатации	На заводе-изготовителе	Перед вводом в эксплуатацию и в эксплуатации	
					Фарфоровая изоляция	Другие виды изоляции
До 0,69	5,0/3,0	4,5/2,7	4,3/2,6	2,0	1	1
3	18,0/10,0	16,2/9,0	15,3/8,5	24,0	24,0	21,6
6	25,0/16,0	22,5/14,4	21,3/13,6	32,0 (37,0)	32,0 (37,0)	28,8 (33,3)
10	35,0/24,0	31,5/21,6	29,8/20,4	42,0 (48,0)	42,0 (48,0)	37,8 (43,2)
15	45,0/37,0	40,5/33,3	38,3/31,5	55,0 (63,0)	55,0 (63,0)	49,5 (56,7)
20	55,0/50,0	49,5/45,0	46,8/42,5	65,0 (75,0)	65,0 (75,0)	58,5 (67,5)
35	85,0	76,5	72,3	95,0 (120,0)	95,0 (120,0)	85,5 (108,0)

Примечания:

1 Испытательные напряжения, указанные в виде дроби, распространяются на электрооборудование: числитель - с нормальной изоляцией, знаменатель - с облегченной изоляцией.

2 Испытательные напряжения для аппаратов и КРУ распространяются как на их изоляцию относительно земли и между полюсами, так и на промежуток между контактами с одним или двумя (цифра в скобках) разрывами на полюс. В случаях если испытательное оборудование не позволяет обеспечить испытательное напряжение выше 100 кВ, допускается проводить испытание при максимально возможном испытательном напряжении, но не менее 100 кВ.

3 Если электрооборудование на заводе-изготовителе было испытано напряжением, отличающимся от указанного, испытательные напряжения при вводе в эксплуатацию и в эксплуатации должны быть соответственно скорректированы.

Т а б л и ц а А.3.2 – Испытательные напряжения промышленной частоты герметизированных силовых трансформаторов

Класс напряжения трансформатора, кВ	Испытательное напряжение, кВ		
	На заводе-изготовителе	При вводе в эксплуатацию	В эксплуатации
3	10	9,0	8,5
6	20	18,0	17,0
10	28	25,2	23,8
15	38	34,2	32,3
20	50	45,0	42,5

А.3.7.2 П, К. Испытание изоляции доступных стяжных шпилек, бандажей, полубандажей ярем и прессующих колец относительно активной стали и ярмовых балок, а также ярмовых балок относительно активной стали и электростатических экранов относительно обмоток и магнитопровода.

Испытания при вводе в эксплуатацию производятся в случае вскрытия трансформатора для осмотра активной части.

Значение испытательного напряжения - 1 кВ. Продолжительность испытания - 1 мин.

А.3.7.3 П, К. Испытание изоляции цепей защитной и контрольно-измерительной аппаратуры, установленной на трансформаторе

Испытание производится на полностью собранных трансформаторах. Испытывается изоляция (относительно заземленных частей и конструкций) цепей с присоединенными трансформаторами тока, газовыми и защитными реле, маслоуказателями, отсечным клапаном и датчиками температуры при отсоединенных разъемах манометрических термометров, цепи которых испытываются отдельно.

Значение испытательного напряжения - 1 кВ. Продолжительность испытания - 1 мин.

Значение испытательного напряжения при испытаниях манометрических термометров - 750 В. Продолжительность испытания - 1 мин.

А.3.8 П, К. Измерение сопротивления обмоток постоянному току

Измерение производится на всех ответвлениях, если в паспорте трансформатора нет других указаний.

Сопротивления обмоток трехфазных трансформаторов, измеренные на одинаковых ответвлениях разных фаз при одинаковой температуре, не должны отличаться более чем на 2%. Если из-за конструктивных особенностей трансформатора это расхождение может быть большим и об этом указано в заводской технической документации, следует руководствоваться нормой на допустимое расхождение, приведенное в паспорте трансформатора.

Значения сопротивления обмоток однофазных трансформаторов после температурного пересчета не должны отличаться более чем на 5% от исходных значений.

Измерения в процессе эксплуатации производятся при комплексных испытаниях трансформатора.

Перед измерением сопротивления обмоток трансформаторов, снабженных устройствами регулирования напряжения, следует произвести не менее трех полных циклов переключения.

А.3.9 П, К. Проверка коэффициента трансформации

Проверка производится при всех положениях переключателей ответвлений. Коэффициент трансформации, измеренный при вводе трансформатора в эксплуатацию, не должен отличаться более чем на 2% от значений, измеренных на соответствующих ответвлениях других фаз, и от исходных значений, а измеренный при капитальном ремонте, не должен отличаться более чем на 2% от коэффициента трансформации, рассчитанного по напряжениям ответвлений.

А.3.10 П, К. Проверка группы соединения обмоток трехфазных трансформаторов

и полярности выводов однофазных трансформаторов

Группа соединений должна соответствовать указанной в паспорте трансформатора, а полярность выводов - обозначениям на крышке трансформатора.

А.3.11 П, К. Измерение потерь холостого хода

Измерения производятся у трансформаторов мощностью 1000 кВ·А и более при напряжении, подводимом к обмотке низшего напряжения, равном указанному в протоколе заводских испытаний (паспорте). Измерения потерь холостого хода трансформаторов мощностью до 1000 кВ·А производятся после капитального ремонта с полной или частичной расшихтовкой магнитопровода. У трехфазных трансформаторов потери холостого хода измеряются при однофазном возбуж-

дении по схемам, применяемым на заводе-изготовителе.

У трехфазных трансформаторов при вводе в эксплуатацию и при капитальном ремонте соотношение потерь на разных фазах не должно отличаться от соотношений, приведенных в протоколе заводских испытаний (паспорте), более чем на 5%.

У однофазных трансформаторов при вводе в эксплуатацию отличие измеренных значений потерь от исходных не должно превышать 10%.

Измерения в процессе эксплуатации производятся по решению технического руководителя предприятия исходя из результатов хроматографического анализа растворенных в масле газов. Отличие измеренных значений от исходных данных не должно превышать 30%.

А.3.12 П, К, М. Измерение сопротивления короткого замыкания (Zк) трансформатора

Измерение производится у трансформаторов 125 МВ·А и более.

Для трансформаторов с устройством регулирования напряжения под нагрузкой Zк измеряется на основном и обоих крайних ответвлениях.

Значения Zк при вводе трансформатора в эксплуатацию не должны превышать значения, определенного по напряжению КЗ (Uк) трансформатора, на основном ответвлении более чем на 5%.

Значения Zк при измерениях в процессе эксплуатации и при капитальном ремонте не должны превышать исходные более чем на 3%. У трехфазных трансформаторов дополнительно нормируется различие значений Zк по фазам на основном и крайних ответвлениях. Оно не должно превышать 3%.

В процессе эксплуатации измерения Zк производятся после воздействия на трансформатор тока КЗ, превышающего 70% расчетного значения, а также в объеме комплексных испытаний.

А.3.13 Оценка состояния переключающих устройств

А.3.13.1 К. Переключающие устройства с ПБВ (переключение без возбуждения)

Оценка состояния переключающих устройств производится в соответствии с требованиями инструкции завода-изготовителя.

А.3.13.2 П, К. Переключающие устройства с РПН (регулирование под нагрузкой)

Оценка состояния переключающих устройств при вводе трансформаторов в эксплуатацию и капитальном ремонте производится в соответствии с требованиями инструкции завода-изготовителя.

А.3.14 П, К. Испытание бака на плотность

Испытаниям подвергаются все трансформаторы, кроме герметизированных и не имеющих расширителя.

Испытание производится:

-у трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно - гидравлическим давлением столба масла, высота которого над уровнем заполненного расширителя составляет 0,6 м, за исключением трансформаторов с волнистыми баками и пластинчатыми радиаторами, для которых высота столба масла принимается равной 0,3 м;

-у трансформаторов с пленочной защитой масла - созданием внутри гибкой оболочки избыточного давления воздуха 10 кПа;

-у остальных трансформаторов - созданием избыточного давления азота или сухого воздуха 10 кПа в надмасляном пространстве расширителя.

Продолжительность испытания во всех случаях - не менее 3 ч.

Температура масла в баке при испытаниях трансформаторов напряжением до 150 кВ включительно - не ниже 10°С, остальных - не ниже 20°С.

Трансформатор считается маслоплотным, если осмотром после испытания течь масла не обнаружена.

А.3.15 П, К, Т. Проверка устройств охлаждения

Проверка устройств охлаждения при вводе в эксплуатацию и ремонтах трансформаторов производится в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы охлаждения, входящей в комплект заводской технической документации на данный трансформатор.

А.3.16 П, К. Проверка предохранительных устройств

Проверка предохранительного и отсечного клапанов, а также предохранительной (выхлопной) трубы при вводе трансформатора в эксплуатацию и капитальном ремонте производится в соответствии с требованиями инструкции завода-изготовителя.

А.3.17 П, К. Проверка и испытания газового реле, реле давления и струйного реле

Проверка и испытания производятся в соответствии с инструкциями по эксплуатации соответствующих реле.

А.3.18 П, К. Проверка средств защиты масла от воздействия окружающего воздуха

Проверка воздухоосушителя, установок азотной и пленочной защит масла термосифонного или адсорбирующего фильтра при вводе трансформатора в эксплуатацию и капитальном ремонте производится в соответствии с требованиями заводской технической документации.

А.3.19 Тепловизионный контроль состояния трансформаторов

Тепловизионный контроль производится у трансформаторов напряжением 110 кВ и выше в соответствии с А16.

А.3.20 Испытание трансформаторного масла

А.3.20.1 П, К. Испытание масла перед вводом трансформаторов в эксплуатацию

У трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно масло испытывается согласно требованиям п.п. 1-7 таблицы А.3.3. По решению технического руководителя предприятия испытания масла по п.п. 3, 6 и 7 таблицы А.3.3 могут не производиться.

У трансформаторов всех напряжений масло из бака контактора устройства регулирования напряжения под нагрузкой испытывается в соответствии с инструкцией завода-изготовителя РПН.

А.3.20.2 М. Испытание масла в процессе эксплуатации трансформаторов

У трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно масло испытывается по требованиям п. 1 таблицы А.3.4 в течение первого месяца эксплуатации - 3 раза в первой половине и 2 раза во второй половине месяца. В дальнейшем масло испытывается по требованиям п.п. 1-3 таблицы А.3.4 не реже 1 раза в 4 года.

У трансформаторов напряжением 110 кВ и выше масло испытывается по требованиям п.п. 1-7 таблицы А.3.4, а у трансформаторов с пленочной защитой масла - дополнительно по п. 10 той же таблицы, в следующие сроки после ввода в эксплуатацию:

Трансформаторы 110-220 кВ - через 10 дней и 1 мес.;

В дальнейшем масло из трансформаторов напряжением 110 кВ и выше испытывается не реже 1 раза в 2 года согласно требованиям п.п. 1-3 таблицы А.3.4 и не реже 1 раза в 4 года согласно требованиям п.п. 1-9 таблицы А.3.4 (у трансформаторов с пленочной защитой дополнительно по п. 10 таблицы А.3.4).

Испытание масла по требованиям п. 3 таблицы А.3.4 может не производиться, если с рекомендуемой периодичностью проводятся испытания по п. А.3.2 настоящего раздела Норм.

А.3.21 П. Испытание трансформаторов включением на номинальное напряжение

Включение трансформаторов производится на время не менее 30 мин. В течение этого времени осуществляется прослушивание и наблюдение за состоянием трансформатора. В процессе испытаний не должны иметь место явления, указывающие на неудовлетворительное состояние трансформатора.

Т а б л и ц а А.3.3 – Требования к качеству свежих масел, подготовленных к заливке в новое электрооборудование

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла	
		предназначенного к заливке в электрооборудование	После заливки в электрооборудование
1. Пробивное напряжение по ГОСТ 6581-75, кВ, не менее	Электрооборудование: до 15 кВ включительно до 35 кВ включительно от 60 до 150 кВ включительно 220 кВ	 30 35 60 65	 25 30 55 60
2. Кислотное число по ГОСТ 5985-79, мг КОН/г масла, не более	Электрооборудование: до 220 кВ включительно	0,02	0,02 0,01
3. Температура вспышки в закрытом тигле по ГОСТ 6356-75, °С, не ниже	Электрооборудование всех видов и классов напряжений	135	135
4. Влагосодержание: по ГОСТ 7822-75, % массы (г/т), не более	Трансформаторы с пленочной или азотной защитой, герметичные маслонаполненные вводы, герметичные измерительные трансформаторы Силовые и измерительные трансформаторы без специальных защит масла, негерметичные маслонаполненные вводы	0,001 (10) 0,002 (20)	0,001 (10) 0,0025 (25)
по ГОСТ 1547-84 (качественно)	Электрооборудование, при отсутствии требований предприятий-изготовителей по количественному определению данного показателя	Отсутствие	Отсутствие
5. Содержание механических примесей: ГОСТ 6370-83, % (класс чистоты по ГОСТ 17216-71, не более)	Электрооборудование до 220 кВ включительно	Отсутствие (11)	Отсутствие (12)
6. Тангенс угла диэлектрических потерь при 90°С по ГОСТ 6581-75, %, не более,	Силовые и измерительные трансформаторы до 220 кВ включительно Маслонаполненные вводы 110 кВ и выше	1,7 0,5	2,0 0,7
7. Содержание водорастворимых кислот и щелочей по ГОСТ 6307-75 (качественно)	Электрооборудование всех видов и классов напряжений	Отсутствие	Отсутствие

Т а б л и ц а А.3.4 – Требования к качеству эксплуатационных масел

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Значение показателя качества масла	
		ограничивающее область нормального состояния	предельно допустимое
1. Пробивное напряжение по ГОСТ 6581-75, кВ, не менее	Электрооборудование: до 15 кВ включительно до 35 кВ включительно от 60 до 150 кВ включительно 220 кВ	 - - 40 50	 20 25 35 45
2. Кислотное число по ГОСТ 5985-79, мг КОН/г масла, не более	Силовые и измерительные трансформаторы, негерметичные маслонаполненные вводы	0,10	0,25
3. Температура вспышки в закрытом тигле по ГОСТ 6356-75, °С, не ниже	Силовые и измерительные трансформаторы, негерметичные маслонаполненные вводы	Снижение более чем на 5°С в сравнении с предыдущим анализом	125
4. Влагосодержание: по ГОСТ 7822-75, % массы (г/т), не более	Трансформаторы с пленочной или азотной защитой, герметичные маслонаполненные вводы, герметичные измерительные трансформаторы Силовые и измерительные трансформаторы без специальных защит масла, негерметичные маслонаполненные вводы	0,0015 (15) -	0,0025 (25) 0,0030 (30)
по ГОСТ 1547-84 (качественно)	Электрооборудование, при отсутствии требований предприятий-изготовителей по количественному определению данного показателя	Отсутствие	Отсутствие
5. Содержание механических примесей: ГОСТ 6370-83, % (класс чистоты по ГОСТ 17216-71, не более)	Электрооборудование до 220 кВ включительно	Отсутствие (13)	Отсутствие (13)
6. Тангенс угла диэлектрических потерь по ГОСТ 6581-75, %, не более, при температуре 70°С/90°С	Силовые и измерительные трансформаторы, высоковольтные вводы: 110-150 кВ включительно 220 кВ	 8/12 5/8	 10/15 7/10
7. Содержание водорастворимых кислот и щелочей, мг КОН/г, не более	Силовые трансформаторы, герметичные высоковольтные вводы, Негерметичные высоковольтные вводы и измерительные трансформаторы до 500 кВ включительно	0,014 0,030	- -
8. Содержание антиокислительной присадки АГИДОЛ-1 (2,6-дитретбутил-4-метилфенол или ионол), % массы, не менее	Трансформаторы без специальных защит масла, негерметичные маслонаполненные вводы свыше 110 кВ	0,1	-

Окончание таблицы А.3.4

Показатель качества масла и номер стандарта на метод	Категория электрооборудования	Значение показателя качества масла	
9. Содержание растворимого шлама, % массы, не более	Силовые и измерительные трансформаторы, негерметичные высоковольтные вводы, свыше 110 кВ	-	0,005
10. Газосодержание в соответствии с инструкциями предприятия-изготовителя, % объема, не более	Трансформаторы с пленочной защитой, герметичные маслонаполненные вводы	2	4
11. Содержание фурановых производных, % массы, не более (в том числе фурфурола)*	Трансформаторы и вводы свыше 110 кВ	0,0015 (0,001)	-

А3.22 Испытание встроенных трансформаторов тока

Испытания производятся в соответствии с А.4.3..

А.4 Трансформаторы тока

А.4.1 П, К, М. Измерение сопротивления изоляции

Измерение сопротивления основной изоляции трансформаторов тока, изоляции измерительного конденсатора и вывода последней обкладки бумажно-масляной изоляции конденсаторного типа производится мегаомметром на 2500 В.

Измерение сопротивления вторичных обмоток и промежуточных обмоток каскадных трансформаторов тока относительно цоколя производится мегаомметром на 1000 В.

В процессе эксплуатации измерения производятся:

-на трансформаторах тока 3-35 кВ - при ремонтных работах в ячейках (присоединениях), где они установлены;

-на трансформаторах тока 110 кВ с бумажно-масляной изоляцией (без уравнительных обкладок) - при неудовлетворительных результатах испытаний масла согласно требованиям п.п. 1-3 таблицы А.3.4;

-на трансформаторах тока 220 кВ с бумажно-масляной изоляцией (без уравнительных обкладок) - при отсутствии контроля изоляции под рабочим напряжением и неудовлетворительных результатах испытаний масла согласно требованиям п.п. 1-3 таблицы А.3.4.

Измеренные значения сопротивления изоляции должны быть не менее приведенных в таблице А.4.1.

У каскадных трансформаторов тока сопротивление изоляции измеряется для трансформатора тока в целом. При неудовлетворительных результатах таких измерений сопротивление изоляции дополнительно измеряется по ступеням.

Т а б л и ц а А.4.1 – Допустимые сопротивления изоляции

Класс напряжения, кВ	Допустимые сопротивления изоляции, МОм, не менее				
	Основная изоляция	Измерительный вывод	Наружные слои	Вторичные обмотки*	Промежуточные обмотки
3-35	1000/500	-	-	50 (1)/50 (1)	-
110-220	3000/1000	-	-	50 (1)/50 (1)	-

* Сопротивления изоляции вторичных обмоток приведены: без скобок - при отключенных вторичных цепях, в скобках - с подключенными вторичными цепями.

П р и м е ч а н и е – В числителе указаны значения сопротивления изоляции трансформаторов тока при вводе в эксплуатацию, в знаменателе - в процессе эксплуатации.

А.4.2 П, К, М. Измерение tgδ изоляции

Измерения tgδ у трансформаторов тока с основной бумажно-масляной изоляцией производятся при напряжении 10 кВ.

В процессе эксплуатации измерения производятся:

-на трансформаторах тока напряжением до 35 кВ включительно - при ремонтных работах в ячейках (присоединениях), где они установлены;

-на трансформаторах тока 110 кВ с бумажно-масляной изоляцией (без уравнительных обкладок) - при неудовлетворительных результатах испытаний масла по требованиям п.п. 1-3 таблицы А.3.4;

-на трансформаторах тока 220 кВ с бумажно-масляной изоляцией (без уравнительных обкладок) - при отсутствии контроля под рабочим напряжением и неудовлетворительных результатах испытаний масла по требованиям п.п. 1-3 таблицы А.3.4.

Измеренные значения, приведенные к температуре 20°С, должны быть не более указанных в таблице А.4.2.

У каскадных трансформаторов тока tgδ основной изоляции измеряется для трансформато-

ра тока в целом. При неудовлетворительных результатах таких измерений tgδ основной изоляции дополнительно измеряется по ступеням.

Т а б л и ц а А.4.2 – Предельные значения tgδ

Тип изоляции	Предельные значения tgδ, %, основной изоляции трансформаторов тока на номинальное напряжение, кВ, приведенные к температуре 20°С			
	3-15	20-35	110	220
Бумажно-бакелитовая Основная бумажно-масляная и конденсаторная изоляция	3,0/12,0 -	2,5/8,0 2,5/4,5	2,0/5,0 2,0/3,0	- 1,0/1,5

П р и м е ч а н и е - В числителе указаны значения tgδ основной изоляции трансформаторов тока при вводе в эксплуатацию, в знаменателе - в процессе эксплуатации.

А.4.3 П, К, М. Испытание повышенным напряжением

А.4.3.1 П. Испытание повышенным напряжением основной изоляции

Значения испытательного напряжения основной изоляции приведены в таблице А.3.1. Длительность испытания трансформаторов тока с фарфоровой внешней изоляцией - 1 мин, с органической изоляцией - 5 мин.

Допускается проведение испытаний трансформаторов тока совместно с ошиновкой. Трансформаторы тока напряжением более 35 кВ не подвергаются испытаниям повышенным напряжением.

А.4.3.2 П, К, М. Испытание повышенным напряжением изоляции вторичных обмоток

Значения испытательного напряжения для изоляции вторичных обмоток вместе с присоединенными к ним цепями принимается равным 1 кВ.

Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин.

А.4.4 П, К. Снятие характеристик намагничивания

Характеристика снимается повышением напряжения на одной из вторичных обмоток до начала насыщения, но не выше 1800 В.

При наличии у обмоток ответвлений характеристика снимается на рабочем ответвлении.

В процессе эксплуатации допускается снятие только трех контрольных точек.

Снятая характеристика сопоставляется с типовой характеристикой намагничивания или с характеристиками намагничивания исправных трансформаторов тока, однотипных с проверяемыми.

Отличия от значений, измеренных на заводе-изготовителе, или от измеренных на исправном трансформаторе тока, однотипном с проверяемым, не должны превышать 10%.

А.4.5 П. Измерение коэффициента трансформации

Отклонение измеренного коэффициента от указанного в паспорте или от измеренного на исправном трансформаторе тока, однотипном с проверяемым, не должно превышать 2%.

А.4.6 П, К. Измерение сопротивления обмоток постоянному току

Отклонение измеренного сопротивления обмотки постоянному току от паспортного значения или от измеренного на других фазах не должно превышать 2%. При сравнении измеренного значения с паспортными данными измеренное значение сопротивления должно приводиться к заводской температуре. При сравнении с другими фазами измерения на всех фазах должны проводиться при одной и той же температуре.

Измерение производится у трансформаторов тока на напряжение 110 кВ и выше.

А.4.7 П, К, М. Испытания встроенных трансформаторов тока

Испытания встроенных трансформаторов тока производятся по п.п. А.4.1, А.4.3.2, А.4.4-А.4.6.

Измерение сопротивления изоляции встроенных трансформаторов тока производится мегаомметром на напряжение 1000 В.

Измеренное сопротивление изоляции без вторичных цепей должно быть не менее 10 МОм.

Допускается измерение сопротивления изоляции встроенных трансформаторов тока вместе с вторичными цепями. Измеренное сопротивление изоляции должно быть не менее 1 МОм.

А.4.8 М. Тепловизионный контроль

Тепловизионный контроль трансформаторов тока производится в соответствии с А16.

А.5.1 Электромагнитные трансформаторы напряжения

А.5.1.1 П, К, М. Измерение сопротивления изоляции обмоток

Измерение сопротивления изоляции обмотки ВН трансформаторов напряжения производится мегаомметром на напряжение 2500 В.

Измерение сопротивления изоляции вторичных обмоток, а также связующих обмоток каскадных трансформаторов напряжения производится мегаомметром на напряжение 1000 В.

В процессе эксплуатации устанавливается следующая периодичность проведения измерений:

-для трансформаторов напряжения 3-35 кВ - при проведении ремонтных работ в ячейках, где они установлены;

-для трансформаторов напряжения 110-220 кВ - 1 раз в 4 года.

Измеренные значения сопротивления изоляции при вводе в эксплуатацию и в эксплуатации должны быть не менее приведенных в таблице А.5.1. В процессе эксплуатации допускается проведение измерений сопротивления изоляции вторичных обмоток совместно с вторичными цепями.

Т а б л и ц а А.5.1 – Допустимые сопротивления изоляции

Класс напряжения, кВ	Допустимые сопротивления изоляции, МОм, не менее		
	Основная изоляция	Вторичные обмотки*	Связующие обмотки
3-35	100	50 (1)	1
110-220	300	50 (1)	1

* Сопротивления изоляции вторичных обмоток приведены: без скобок - при отключенных вторичных цепях; в скобках - совместно с подключенными вторичными цепями.

А.5.1.2 П. Испытание повышенным напряжением частоты 50 Гц

Испытания изоляции обмотки ВН повышенным напряжением частоты 50 Гц проводятся для трансформаторов напряжения с изоляцией всех выводов обмотки ВН этих трансформаторов на номинальное напряжение.

Значения испытательного напряжения основной изоляции приведены в таблице А.3.1.

Длительность испытания трансформаторов напряжения с фарфоровой внешней изоляцией - 1 мин, с органической изоляцией - 5 мин.

Значение испытательного напряжения для изоляции вторичных обмоток вместе с присоединенными к ним цепями принимается равным 1 кВ.

Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин.

А.5.1.3 П. Измерение сопротивления обмоток постоянному току

Измерение сопротивления обмоток постоянному току производится у связующих обмоток каскадных трансформаторов напряжения.

Отклонение измеренного сопротивления обмотки постоянному току от паспортного зна-

чения или от измеренного на других фазах не должно превышать 2%. При сравнении измеренного значения с паспортными данными измеренное значение сопротивления должно приводиться к температуре заводских испытаний. При сравнении с другими фазами измерения на всех фазах должны проводиться при одной и той же температуре.

А.5.1.4 П, К, М. Испытание трансформаторного масла

В процессе эксплуатации трансформаторное масло из трансформаторов напряжения до 35 кВ включительно допускается не испытывать.

У трансформаторов напряжения 110-220 кВ периодичность испытаний трансформаторного масла - 1 раз в 4 года.

В процессе эксплуатации масло испытывается на соответствие требованиям п.п. 1-3 таблицы А.3.4.

А.5.1.5 М. Тепловизионный контроль

Тепловизионный контроль трансформаторов напряжения производится в соответствии с А16.

А.6 Масляные и электромагнитные выключатели

А.6.1 П, С, М. Измерение сопротивления изоляции

А.6.1.1 Измерение сопротивления изоляция подвижных и направляющих частей, выполненных из органических материалов

Сопротивление изоляции должно быть не ниже значений, приведенных в таблице А.6.1. Измерение сопротивления изоляции должно выполняться мегаомметром на напряжение 2500 В.

Т а б л и ц а А.6.1 – Наименьшие допустимые значения сопротивления изоляции подвижных частей, выполненных из органических материалов

Вид испытания	Сопротивление изоляции, МОм, на номинальное напряжение, кВ		
	3-10	15-150	220
П	1000	3000	5000
С	300	1000	3000

А.6.1.2 Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и электромагнитов управления

Измерение должно выполняться в соответствии с таблицей А.14.1

А.6.2 П, С. Испытание изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц

А.6.2.1 Испытание опорной изоляции и изоляции выключателей относительно корпуса

Испытательное напряжение для выключателей каждого класса напряжения принимается в соответствии с таблицей А.3.1.

Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин.

Кроме того, аналогичному испытанию должна подвергаться изоляция межконтактных разрывов маломасляных выключателей 6-10 кВ.

А.6.2.2 Испытание изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Испытание должно выполняться в соответствии с А.14.2..

А.6.3 Измерение сопротивления постоянному току

А.6.3.1 П, С, Т. Измерение сопротивления токоведущего контура контактной системы

Эти измерения сопротивления постоянному току производятся пофазно. Их значения не должны превосходить значений, указанных в таблице А.6.2. Нормы на величины сопротивлений отдельных участков контура указаны в заводской инструкции.

Таблица А.6.2 – Значения сопротивлений постоянному току токоведущего контура контактной системы масляных и электромагнитных выключателей

Тип выключателя	Номинальный ток, А	Сопротивление контактов, мкОм, не более
ВПМ-10	630	78
	1000	72
МГ-10, МГ-20	5000	300*
	6000	Нет данных
МГГ-10	3150	18; 240*
	4000	14; 240*
	5000	12; 240*
ВМ-14, ВМ-16	200	350
	600	150
	1000, 1250	100
ВМ-22, ВМ-23	600	150
	1000, 1500	100
ВМГ-133	600	100
	1000	75
ВМГ-10	630	75
	1000	70
ВПМП-10	630	78
	1000	72
ВМПЭ-10	630	50
	1000	40
	1600	30
ВМПП-10	630	55
	1000	45
	1600	32
ВМП-10, ВМП-10П	600	55
	1000	40
	1500	30
ВММ-10	630	85
ВК-10, ВКЭ-10	630	50/45**
	1000	45/40**
	1600	25
ВЭ-10, ВЭС-6	1600	30
	2000-2500	20
	3200-3600	15
С-35	630	310
	3200	60
МКП-35	1000	250
ВТ-35, ВТД-35	630	550
МКП-110Б	630	1300
	1000	800
У-110-2000-40	2000	800
У-110-2000-50	2000	365
У-220-1000/2000-25	2000	600
У-220-2000-40	2000	450
ВМТ-110	-	115/85***
ВМТ-220	-	115/85***
ММО-110	1250	180
ВМПЭ-10	3150	10
ВММ-10	400	55

Окончание таблицы А 6.2

Тип выключателя	Номинальный ток, А	Сопротивление контактов, мкОм, не более
МКП-220	600	1200
МКП-274	600	800
МКП-110М	630	800
МКП-110-5	1000	800
ВКЭ-М-10	1600	25

* Сопротивление дугогасительных контактов.

** В числителе указаны данные для выключателей на номинальный ток отключения 20 кА, в знаменателе - на 31,5 кА.

*** В числителе указано сопротивление дугогасительного устройства для выключателей на номинальный ток отключения 25 кА, в знаменателе - на 40 кА.

А.6.3.2 П, С. Измерение сопротивления шунтирующих резисторов дугогасительных устройств

Измеренные значения сопротивлений должны соответствовать заводским данным с указанными в них допусками.

А.6.3.3 П, С. Измерение сопротивления обмоток электромагнитов управления

Измеренные значения сопротивлений обмоток электромагнитов должны соответствовать заводским нормам.

А.6.4 П, С. Измерение скоростных и временных характеристик выключателей

Измерения скоростей движения подвижных контактов и времени их включения и отключения проводятся при полностью залитом маслом выключателе и номинальном напряжении оперативного тока на выводах электромагнитов управления.

Скоростные и временные характеристики выключателя, пригодного к эксплуатации, должны соответствовать данным таблице А.6.3.

Т а б л и ц а А.6.3 – Скоростные и временные характеристики масляных электромагнитных выключателей

Тип выключателя	Скорость движения контактов, м/с		Собственное время, с, не более	
	при включении/ отключении	максимальная, не более	включения	отключения
ВПМ-10	2,3±0,3/2,4±0,3	2,6/3,9	0,3	0,12
МГ-10	2,2±0,2/1,8±0,3	-/2,4	0,75	0,135
МГ-20	2,0±0,3/1,8±0,3	-/2,3	0,8	0,155
МГГ-10-45УЗ	2,3±0,3/2,5±0,2	2,6/3,6	0,4	0,12
МГГ-10-5000-63УЗ	3,0±0,3/2,5±0,2	3,6/3,6	0,4	0,11
ВМ-14, ВМ-16	1,65/1,22	1,8/1,24	0,24	0,12
ВМ-22	1,6/1,5	-	0,24	0,15
ВМ-23	1,8/1,75	-	0,28	0,15
ВМГ-133	2,4÷3/1,75÷2	3,2/3,2	0,23	0,1
ВМГ-10	2,0÷2,6/2,1÷2,7	2,6/3,9	0,3	0,12
ВПМП-10	2,4÷2,8/2,2±0,3	3,2/3,2	0,3	0,12
ВМПЭ-10-630 (1000, 1600)	4,7+0,3/3,0+0,3	5,7/5,0	0,3	0,07
ВМПЭ-10-3150	4+0,4/3,1+0,3	5,7/4,5	0,3	0,09
ВМП-10	4,5±0,5/3,4±0,4	5,0/5,0	0,3	0,1
ВМП-10П	4,5±0,4/3,5±0,3	6,0/5,0	0,2	0,1
ВММ-10	-/2,3+0,2	-	0,2	0,1
ВМПП-10-20	4,2+0,4/2,5+0,2	-	0,2	0,1
ВМПП-10-31,5	4,5+0,4/2,8+0,2	-	0,2	0,1
ВК-10-20-630 (1000)	3,5+0,3/2,5±0,2	-	0,075	0,05
ВК-10-20-1600	3,2±0,3/2,3±0,2	-	0,075	0,05
ВК-10-31,5-630 (1000)	4,2+0,4/2,5±0,2	-	0,075	0,05
ВК-10-31,5-1600	4,0+0,4/2,3±0,2	-	0,075	0,05
ВЭ-10-1250 (1600)-20	5,2+0,5/3,5+0,4	-	0,075	0,06
ВЭ-10-2500 (3600)-20	4,8+0,5/3,0+0,3	-	0,075	0,06

Окончание таблицы А.6.3

Тип выключателя	Скорость движения контактов, м/с		Собственное время, с, не более	
	при включении/ отключении	максимальная, не более	включения	отключения
ВЭ-10-1250 (1600)-31,5	6,5+0,6/3,5+0,4	-	0,075	0,06
ВЭ-10-2500 (3600)-31,5	5,8+0,6/3,0+0,3	-	0,075	0,06
ВЭ(С)-6	5,8+0,6/3,0+0,3	-	0,075	0,06
ВКЭ-10-20-630 (1000)	4,0+0,4/2,5±0,2	-	0,3	0,07
ВКЭ-10-20-1600	3,8+0,4/2,3±0,2	-	0,3	0,07
ВКЭ-10-31,5-630 (1000)	4,0+0,4/2,5±0,2	-	0,3	0,07
ВКЭ-10-31,5-1600	3,8+0,4/2,3±0,2	-	0,3	0,07
С-35-630 с приводом ШПЭ-12	2,7±0,3/1,0±0,2	3,0-0,3/1,6±0,2	0,34	0,05
С-35-630 с приводом ПП-67	2,7±0,3/1±0,2	3,0-0,3/1,6±0,2	0,4	0,12
С-35-3200-50 с приводом ШПЭ-38	2,3+0,2/1,5+0,2	3,2-0,3/2,4-0,2	0,64	0,055
МКП-35	1,7+0,2/1,6+0,2	3,2-0,3/3,6-0,2	0,4	0,05
ВТ-35	1,8±0,3/1,1±0,2	2,1±0,3/2,7±0,2	0,35	0,12
ВТД-35	2,2±0,3/1,1±0,2	2,5±0,2/3,1±0,3	0,35	0,12
МКП-110	1,7+0,2/1,3+0,2	3,8-0,4/2,9-0,3	0,6	0,05
У-110-2000-40	1,7+0,2/1,3+0,2	3,3-0,4/3,7-0,4	0,3 (ШПВ) 0,7 (ШПЭ)	- 0,06
У-110-2000-50	1,7+0,2/2,1+0,3	3,5-0,4/3,9-0,4	0,3 (ШПВ) 0,7 (ШПЭ)	- 0,05
У-220-1000/2000-25	1,9+0,2/1,3+0,2	4,6-0,4/3,8-0,4	0,8	0,05
У-220-2000-40	1,3+0,2/2,0+0,3	4,3-0,4/3,6-0,4	0,75	0,045
ВМТ-110, ВМТ-220 (25 кА)	2,7÷3,3/2,3÷2,9	-	0,13	0,035
ВМТ-110, ВМТ-220 (40 кА)	2,7÷3,3/2,3÷2,9	-	0,13	0,03
ММО-110	6,0±0,2/5,3±0,2	-	0,15	0,05
ВМГ-133 с приводом ПС-10	-	-	0,25	0,1
ВМГ-133 с приводом ППМ-10	-	-	0,2÷0,3	0,1
ВМГ-133 с приводом ПВ-10	2,0/3,0	3,0/3,2	0,16	0,1
ВМГ-133 с приводом ПЭ-11	3,2/3,8	5,0/5,0	0,3	0,12
ВМП-10 с пружинным приводом	4,5/3,8	5,0/5,0	0,2	0,1
МКП-35 с приводом ШПС-30	1,5÷2,1/1,5÷1,7	2,0÷2,5/2,8÷3,5	0,43	0,05
МКП-35 с приводом ШПЭ-2	1,7÷2,5/2,0±0,3	2,9/3,7	0,43	0,05
МКП-110-5 с приводом ШПЭ-37	2,1±0,3/1,6±0,3	3,7±0,4/3,3±0,4	0,75÷0,85	0,06
МКП-110-5 с приводом ШПЭ-44	2,2±0,3/1,4±0,2	3,0÷3,3/3,2±0,4	0,4÷0,5	0,055
МКП-110М с приводом ШПЭ-31	2,0±0,3/1,5±0,2	3,2±0,4/2,7±0,4	0,05÷0,06	0,05
МКП-110М с приводом ШПЭ-33	2,3±0,3/1,5±0,2	3,3±0,4/3,7±0,4	0,6	0,05
МКП-220	2,7÷3,0/1,5±0,2	4,0±0,4/3,2±0,4	0,6÷0,7	0,03

Примечание – В числителе приведена скорость при замыкании контактов, в знаменателе - при их размыкании.

А.6.5 П, С. Измерение хода подвижных частей, вжима контактов при включении, одновременности замыкания и размыкания контактов выключателей

Измеренные значения должны соответствовать данным таблицы А.6.4.

Таблица А.6.4 – Нормы на ход подвижных частей выключателей

Тип выключателя	Ход подвижных частей, мм	Ход в контактах (вжим), мм	Разновременность замыкания и размыкания контактов, мм, не более
ВПМ-10	210±5	45±5	5
МГ-10	425±15	90±2	5
МГ-20	475÷500	90±2	5
МГГ-10-3150 (4000, 5000)-45	295±5	90÷95 (18±2)	4 4
МГГ-10-5000-63	290±5	90÷95 (22±4)	6 (4)
ВМ-14	-	-	4

Окончание таблицы А.6.4

Тип выключателя	Ход подвижных частей, мм	Ход в контактах (вжим), мм	Разновременность замыкания и размыкания контактов, мм, не более
ВМ-16	133±3	50±5	5
ВМ-22, ВМ-23	200±5	40±5	6
ВМГ-133	250±5	40±5	2
ВМГ-10	210±5	45±5	5
ВПМП-10	210±5	45±5	5
ВМПЭ-10-630 (1000, 1600)	204±3	55±4	5
ВМПЭ-10-3150	235±5	77±6	7
ВМП-10, ВМП-10П	240÷245	59±4	5
ВММ-10	180	35±3	5
ВМПП-10	207±4	59±4	5
ВК-10, ВКЭ-10	158±2	29÷32	3
ВЭ-10, ВЭ(С)-6	-	26÷31	-
		(7,5÷9)	1
С-35-630-10	228±6	10±1	1
С-35-3200-50	280±5	20±1	1
МКП-35	260-275	15±1	2
ВТ-35, ВТД-35	230±10	8÷13	2
МКП-110	465±10	8±1	2
У-110-2000-40	465±10	10±1	2
У-110-2000-50	485±15	20±1	2
У-220-1000/2000-25	795±10	7÷10	2
У-220-2000-40	730±10	20±1	2
ВМТ-110, ВМТ-220	492±3	57÷60	-
ММО-110	420^{+10}_{-5} 420^{+10}_{-5}	80±5	5
МКП-35 с приводом ШПС-30	280_{-10}		
МКП-110М с приводом ШПЭ-33	500_{-20}	7÷10	1
МКП-110М с приводом ШПЭ-31	510^{+5}_{-10} 510^{+5}_{-10}	7÷10	1
МКП-110-5 с приводом ШПЭ-44	500±10	7÷10	1
МКП-220	800^{+5}_{-10} 800^{+5}_{-10}	7÷10	1
МКП-274	1160±25	16±2	2

Примечания. –

1. В скобках указаны нормы для главных контактов.
2. В случае несоответствия значений, указанных в таблице и представленных заводом-изготовителем, следует руководствоваться данными заводских инструкций

А.6.6 П, С, Т. Проверка регулировочных и установочных характеристик механизмов приводов и выключателей

Проверка производится в объеме и по нормам заводских инструкций и паспортов для каждого типа привода и выключателя.

А.6.7 П, С, Т. Проверка действия механизма свободного расцепления

Механизм свободного расцепления привода должен позволять произведение операции отключения на всем ходе контактов, т.е. в любой момент от начала операции включения.

Механизм свободного расцепления проверяется в работе при полностью включенном положении привода и в двух-трех промежуточных его положениях.

Допускается не производить проверку срабатывания механизма свободного расцепления приводов ПП-61 и ПП-67 в промежуточных положениях из-за возникновения опасности резкого возврата рычага ручного привода.

А.6.8 П, С. Проверка минимального напряжения (давления) срабатывания выключателей

Проверка минимального напряжения срабатывания производится пополюсно у выключа-

телей с пополюсными приводами.

Минимальное напряжение срабатывания электромагнитов должно быть не более:

	Электромагниты отключения	Электромагниты включения
При питании привода от источника постоянного тока	$0,7U_{ном}$	$0,85U_{ном}$
При питании привода от источника переменного тока	$0,65U_{ном}$	$0,8U_{ном}$

Напряжение на электромагниты должно подаваться толчком.

Значение давления срабатывания пневмопривода должно быть на 20-30% меньше нижнего предела рабочего давления.

А.6.9 П, С. Испытание выключателей многократными опробованиями

Многократные опробования выключателей - выполнение операций включения и отключения и сложных циклов (ВО без выдержки времени обязательны для всех выключателей; ОВ и ОВО обязательны для выключателей, предназначенных для работы в режиме АПВ) должны производиться при номинальном напряжении на выводах электромагнитов. Число операций и сложных циклов, подлежащих выполнению выключателем, должно составлять:

-3-5 операций включения и отключения;

-2-3 цикла каждого вида.

А.6.10 П, С, Т. Испытания трансформаторного масла выключателей

Испытания должны выполняться при вводе выключателей в эксплуатацию после монтажа, среднего, текущего и непланового ремонтов и проводиться по требованиям таблицы А.3.3, если ремонт осуществляется со сливом масла из выключателя, и таблицы А.3.4, если ремонт ведется без слива масла из выключателя.

Испытания должны выполняться:

-до и после заливки его в баковые выключатели;

-до заливки его в маломасляные выключатели всех напряжений.

Масло из баковых выключателей на напряжение до 35 кВ включительно и маломасляных выключателей на все классы напряжения после выполнения ими предельно допустимого числа коммутаций токов КЗ (или токов нагрузки) испытанию не подлежит, так как должно заменяться свежим. При текущем ремонте баковых выключателей наружной установки испытания масла должны выполняться согласно требованиям п. 1 таблицы А.3.4.

А.6.11 Испытания встроенных трансформаторов тока

Испытания должны выполняться в соответствии с А.4.

А.6.12 М. Тепловизионный контроль

При контроле оценивается нагрев рабочих и дугогасительных контактов, а также контактных соединений токоведущего контура выключателя. Тепловизионный контроль производится в соответствии с А16.

А.7. Элегазовые выключатели

А.7.1 П, С. Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Измерение должно выполняться в соответствии с таблицей А.14.1

А.7.2 Испытание изоляции

Испытание должно выполняться в соответствии с 14.2.

А.7.3 Измерение сопротивления постоянному току

А.7..3.1 П, С, Т. Измерение сопротивления главной цепи

Сопротивление главной цепи должно измеряться как в целом всего токоведущего контура полюса, так и отдельно каждого разрыва дугогасительного устройства (если это позволяет кон-

структивное исполнение аппарата).

При текущих ремонтах сопротивление токоведущего контура каждого полюса выключателя измеряется в целом.

А.7.3.2 П, С, Т. Измерение сопротивления обмоток электромагнитов управления и добавочных резисторов в их цепи

Измеренные значения сопротивлений должны соответствовать заводским нормам.

А.7.4 П, С. Проверка минимального напряжения срабатывания выключателей

Выключатели должны срабатывать при напряжении не более 0,7Uном при питании привода от источника постоянного тока; 0,65Uном при питании привода от сети переменного тока при номинальном давлении элегаза в полостях выключателя и наибольшем рабочем давлении в резервуарах привода. Напряжение на электромагниты должно подаваться толчком.

А.7.5 П, С. Проверка характеристик выключателя

При проверке работы элегазовых выключателей должны определяться характеристики, предписанные заводскими инструкциями. Результаты проверок и измерений должны соответствовать паспортным данным. Виды операций и сложных циклов, значения давлений в резервуаре привода и напряжений оперативного тока, при которых должна производиться проверка характеристик выключателей, приведены в таблице А.7.1. Значения собственных времен отключения и включения должны обеспечиваться при номинальном давлении элегаза в дугогасительных камерах выключателя, начальном избыточном давлении сжатого воздуха в резервуарах приводов, равном номинальному, и номинальному напряжению на выводах цепей электромагнитов управления.

Таблица А.7.1 – Условия и число опробований выключателей при наладке

Операция или цикл	Давление при опробовании	Напряжение на выводах электромагнитов	Число операций и циклов
1. Включение	Наименьшее срабатывания	Номинальное	3
2. Отключение	То же	То же	3
3. ВО	То же	То же	2
4. Включение	Наименьшее рабочее	То же	3
5. Отключение	То же	То же	3
6. ВО	То же	То же	2
7. Включение	Номинальное	То же	3
8. Отключение	То же	То же	3
9. ОВ	То же	То же	2
10. Включение	Наибольшее рабочее	0,7 номинального	2
11. Отключение	То же	То же	2
12. ВО	То же	Номинальное	2
13. ОВО	То же	То же	2
14. ОВО	Наименьшее для АПВ	То же	2

Примечание –. При выполнении операций и сложных циклов (поз. 4-9, 12-14) должны быть сняты зачетные осциллограммы.

А.7.6 П, С. Испытание выключателей многократными опробованиями

Многократные опробования - выполнение операций включения и отключения и сложных циклов (ВО без выдержки времени между операциями - для всех выключателей; ОВ и ОВО - для выключателей, предназначенных для работы в режиме АПВ) - должны производиться при различных давлениях сжатого воздуха в приводе и напряжениях на выводах электромагнитов управления с целью проверки исправности действия выключателей согласно таблице А.7.1.

А.7.7. П, С, Т. Контроль наличия утечки газа

Проверка герметичности производится с помощью течеискателя. При контроле наличия утечки щупом течеискателя обследуются места уплотнений стыковых соединений и сварных швов выключателя.

Результат контроля наличия утечки считается удовлетворительным, если выходной прибор течеискателя не показывает утечки. Контроль производится при номинальном давлении элегаза.

А.7.8. П, С. Проверка содержания влаги в элегазе

Содержание влаги в элегазе определяется перед заполнением выключателя элегазом на основании измерения точки росы. Температура точки росы элегаза должна быть не выше минус 50°С.

А.7.9 П, С. Испытания встроенных трансформаторов тока

Испытания должны выполняться в соответствии с А.4.

А.7.10 М. Тепловизионный контроль

При контроле оценивается нагрев контактов и контактных соединений токоведущего контура выключателя. Тепловизионный контроль производится в соответствии с А16.

А.8 Вакуумные выключатели[†]

А.8.1 П, С. Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Измерение должно выполняться в соответствии с таблицей А.14.1.

А.8.2 П, С. Испытание изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц

А.8.2.1 Испытание изоляции выключателя

Значение испытательного напряжения принимается согласно таблице А.3.1.

А.8.2.2 Испытание изоляции вторичных цепей н обмоток электромагнитов управления

Испытание должно выполняться в соответствии с указаниями пункта А.14.2.

А.8.3 П, С. Проверка минимального напряжения срабатывания электромагнитов управления выключателя

Электромагниты управления вакуумных выключателей должны срабатывать:
-электромагниты включения при напряжении не менее 0,85Uном;
-электромагниты отключения при напряжении не менее 0,7Uном.

А.8.4 П, С. Испытание выключателей многократными опробованиями

Число операций и сложных циклов, подлежащих выполнению выключателем при номинальном напряжении на выводах электромагнитов, должно составлять:
-3—5 операций включения и отключения;
-2—3 цикла ВО без выдержки времени между операциями.

[†] Измерение сопротивления постоянному току, определение допустимого износа контактов, измерение временных характеристик выключателей, измерение хода подвижных частей и одновременности замыкания контактов производятся в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.

А.8.5 М. Тепловизионный контроль

При контроле оценивается нагрев контактов и контактных соединений токоведущего контура выключателей. Тепловизионный контроль производится в соответствии с А16.

А.9 Разъединители

А.9.1 П, С. Измерение сопротивления изоляции поводков и тяг, выполненных из органических материалов

Измерение должно выполняться мегаомметром на напряжение 2500 В.

Результаты измерений сопротивления изоляции должны быть не ниже значений, приведенных в таблице А.6.1

А.9.1.1 Измерение сопротивления изоляции многоэлементных изоляторов

Измерение должно выполняться согласно А.12.

А.9.1.2 Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и электромагнитов управления

Измерение должно выполняться в соответствии с таблицей А.14.1.

А.9.2 П, С. Испытание изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц

А.9.2.1 Испытание основной изоляции

Изоляция, состоящая из одноэлементных опорных изоляторов, должна подвергаться испытаниям согласно указаниям таблицы А.3.1.

Изоляция, состоящая из многоэлементных изоляторов, должна подвергаться испытаниям согласно указаниям раздела А.12.

А.9.2.2 Испытание изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Испытание должно выполняться в соответствии с А.14.2.

А.9.3 П, С. Измерение сопротивления постоянному току контактной системы разъединителей

Измерение должно выполняться между точками "контактный вывод - контактный вывод". Результаты измерений сопротивлений должны соответствовать заводским нормам, а при их отсутствии - данным таблицы А.9.1.

Т а б л и ц а А.9.1 – Допустимые значения сопротивлений контактных систем разъединителей

Тип разъединителя	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Допустимое значение сопротивления, мкОм
РЛН	35-220	600	220
Остальные типы	Все классы напряжения	600	175
		1000	120
		1500-2000	50

А.9.4 П, С. Измерение контактных давлений в разъемных контактах

Результаты измерений должны соответствовать заводским нормам.

А.9.5 П, С. Проверка работы разъединителя

Разъединители с ручным управлением должны быть проверены выполнением 5 операций включения и 5 операций отключения.

Разъединители с дистанционным управлением должны быть также проверены выполнением 5 операций включения и такого же числа операций отключения при номинальном напряжении на выводах электромагнитов и электродвигателей управления.

А.9.6 П, С, Т. Проверка работы механической блокировки

Блокировка не должна позволять оперирование главными ножами при включенных заземляющих ножах и наоборот.

А.9.7 М. Тепловизионный контроль

При контроле оценивается нагрев контактов и контактных соединений токоведущего контура. Тепловизионный контроль производится в соответствии с А16.

А.10 Комплектные распределительные устройства внутренней и наружной установки‡

А.10.1 П, С. Измерение сопротивления изоляции

А.10.1.1 Измерение сопротивления изоляции элементов из органических материалов

Измерения производятся мегаомметром на напряжение 2500 В.

Сопротивление изоляции должно быть не ниже значений, приведенных в таблице А.6.1.

А.10.1.2 Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей

Измерение производится мегаомметром на напряжение 500-1000 В в соответствии с таблицей А 14.1.

А.10.2 П, С. Испытание повышенным напряжением частоты 50 Гц

А.10.2.1 Испытание изоляции первичных цепей ячеек

Испытательное напряжение устанавливается согласно таблице А.3.1. Продолжительность приложения испытательного напряжения для фарфоровой изоляции 1 мин.

Если изоляция ячеек содержит элементы из твердых органических материалов, продолжительность приложения испытательного напряжения составляет 5 мин.

Все выдвижные элементы с выключателями устанавливаются в рабочее положение, включают выключатели; выдвижные элементы с разрядниками, силовыми и измерительными трансформаторами выкатываются в контрольное положение. Испытание повышенным напряжением производится до присоединения силовых кабелей.

А.10.2.2 Испытание изоляции вторичных цепей

Испытание должно выполняться в соответствии с указаниями пункта А.14.2.

А.10.3 П, С, Т. Проверка соосности и величины вхождения подвижных контактов в неподвижные

А.10.3.1 Проверка соосности контактов

Несоосность контактов не должна превышать 4-5 мм. Вертикальный люфт ламелей разъединяющих контактов выкатной тележки должен быть в пределах 8-14 мм.

А.10.3.2 Вхождение подвижных контактов в неподвижные

Вхождение подвижных контактов в неподвижные должно быть не менее 15 мм, запас хода - не менее 2 мм.

А.10.4 П, С. Измерение сопротивления постоянному току

А.10.4.1 Измерение сопротивления постоянному току разъемных контактов

Сопротивление разъемных контактов не должно превышать значений, приведенных в таблице А.10.1.

---

‡ Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией испытываются в соответствии с требованиями технической документации изготовителя для каждого типа КРУЭ

Т а б л и ц а А.10.1 - Допустимые значения сопротивлений постоянному току элементов КРУ

Измеряемый элемент*	Допустимые значения сопротивления
1Втычные контакты первичной цепи	Допустимые значения сопротивления контактов приведены в заводских инструкциях. В случаях, если значения сопротивления контактов не приведены в заводских инструкциях, они должны быть не более: для контактов на 400 А - 75 мкОм; для контактов на 630 А - 60 мкОм; для контактов на 1000 А - 50 мкОм; для контактов на 1600 А - 40 мкОм; для контактов на 2000 А и выше - 33 мкОм
2 Связь заземления выдвижного элемента с корпусом	Не более 0,1 Ом

* Измерение выполняется, если позволяет конструкция КРУ.

А.10.5 П, С. Контроль сборных шин

Контроль контактных соединений сборных шин должен выполняться согласно 12.4..

А.10.6 П, С. Механические испытания

Испытания включают 5-кратное вкатывание и выкатывание выдвижных элементов с проверкой соосности разъединяющих контактов главной цепи, работы шторочного механизма, блокировок, фиксаторов.

А.11 Комплектные экранированные токопроводы (смонтированные) 6 кВ и выше

А.11.1 П, К. Измерение сопротивления изоляции

Измерение производится мегаомметром на напряжение 2500 В.

Сопротивление изоляции, измеренное при вводе токопровода в эксплуатацию, используется в качестве исходного для последующего контроля, проводимого при капитальном ремонте генераторов или КРУ

А.11.2 П, К. Испытание изоляции токопровода повышенным напряжением промышленной частоты

Значение испытательного напряжения для изоляции токопровода при отсоединенных обмотках генераторов и силовых трансформаторов приведены в таблице А.3.1. Для токопроводов с общим для всех трех фаз экраном испытательное напряжение прикладывается поочередно к каждой фазе токопровода при остальных фазах, соединенных с заземленным кожухом.

Длительность приложения испытательного напряжения фарфоровой изоляции составляет 1 мин

Если изоляция токопровода содержит элементы из твердых органических материалов, продолжительность приложения испытательного напряжения составит 5 мин.

Испытания в эксплуатации производятся при капитальном ремонте генераторов или КРУ.

А.11.3 П, К. Проверка качества выполнения соединений шин и экранов

Проверка качества выполнения соединений шин токопроводов должна производиться в соответствии с требованиями инструкции завода-изготовителя.

Проверка качества сварных соединений при монтаже токопроводов должна выполняться в соответствии с инструкцией по сварке алюминия или, при наличии соответствующей установки, методом рентгено- или гаммаскопии, или способом, рекомендованным заводом-изготовителем.

Швы сварных соединений шин и экранов должны отвечать следующим требованиям:

-не допускаются трещины, прожоги, незаваренные кратеры и непровары, составляющие более 10% длины шва при глубине более 15% толщины свариваемого металла;

-суммарное значение непровара, подрезов, газовых пор, окисных и вольфрамовых включений сварных шин и экранов из алюминия и его сплавов в каждом рассматриваемом сечении

должно быть не более 15% толщины свариваемого металла. В эксплуатации состояние сварных контактных соединений определяется визуально. Контроль осуществляется при капитальном ремонте генераторов или КРУ.

А.11.4 П, К. Проверка устройств искусственной вентиляции токопровода

Проверка производится согласно инструкции завода-изготовителя.

А.11.5 П, К, М. Проверка отсутствия короткозамкнутых контуров в токопроводах генераторного напряжения

Проверка при вводе токопроводов в эксплуатацию и при капитальных ремонтах производится согласно таблице А.11.1. Между ремонтами проверка может быть заменена тепловизионным контролем, проводимым в соответствии с А16.

Таблица А.11.1 – Критерии отсутствия короткозамкнутых контуров в токопроводах

Конструкция токопровода	Проверяемый узел	Критерий оценки состояния	Примечание
С непрерывными экранами	Изоляция экранов или коробов токопровода от корпуса трансформатора и генератора при:		
	-непрерывном воздушном зазоре (щели) между экранами токопровода и корпусом генератора;	Отсутствие металлического замыкания между экранами и корпусом генератора	При визуальном осмотре
	-односторонней изоляции уплотнений экранов и коробов токопровода от корпуса трансформатора и генератора;	Целостность изоляционных втулок, отсутствие касания поверхностями экранов или коробов (в местах изолировки) корпусов трансформатора и генератора	При визуальном осмотре
	-двусторонней изоляции уплотнений съемных экранов и коробов токопровода, подсоединенных к корпусу трансформатора и генератора	Сопротивление изоляции съемного экрана или короба относительно корпуса трансформатора и генератора при демонтированных стяжных шпильках и заземляющих проводниках должно быть не менее 10 кОм	Измеряется мегаомметром на напряжение 500-1000 В
Секционированные	Изоляция резиновых компенсаторов экранов токопроводов от корпуса трансформатора и генератора	Зазор в свету между болтами соседних нажимных колец резинового компенсатора должен быть не менее 5 мм	При визуальном осмотре
	Изоляция резиновых уплотнений съемных и подвижных экранов	Сопротивление изоляции экрана относительно металлоконструкций при демонтированных стяжных шпильках должно быть не менее 10 кОм	Измеряется мегаомметром на напряжение 500-1000 В
Все типы с двухслойными прокладками станин экранов	Изоляционные прокладки станин экранов	Сопротивление изоляции прокладок относительно металлоконструкций должно быть не менее 10 кОм	1 Измеряется мегаомметром на напряжение 500-1000 В 2 Состояние изоляционных втулок болтов крепления станин проверяется визуально
Все типы	Междуфазные тяги разъединителей и заземлителей	Тяги должны иметь изоляционные вставки или другие элементы, исключающие образование короткозамкнутого контура	При визуальном осмотре

А.11.6 П, К, Т, М. Контрольный анализ газа на содержание водорода из токопровода

При анализе проверяется содержание водорода в токопроводах. Содержание водорода в экранированных токопроводах должно быть менее 1%.

А.12 Сборные и соединительные шины

А.12.1 П, К. Измерение сопротивления изоляции подвесных и опорных фарфоровых изоляторов

Измерение производится мегаомметром на напряжение 2500 В только при положительной температуре окружающего воздуха.

При монтаже изоляторов сопротивление изоляции измеряется непосредственно перед установкой изоляторов.

Сопротивление каждого изолятора или каждого элемента многоэлементного изолятора должно быть не менее 300 Мом.

А.12.2 П, К. Испытание изоляции шин повышенным напряжением частоты 50 Гц

Значения испытательного напряжения приведены в таблице А.3.1.

Вновь устанавливаемые многоэлементные или подвесные изоляторы должны испытываться повышенным напряжением 50 кВ частоты 50 Гц, прикладываемым к каждому элементу изолятора.

Длительность приложения испытательного напряжения — 1 мин.

А.12.3 М. Тепловизионный контроль

Тепловизионный контроль производится в соответствии с А16.

А.12.4 Контроль контактных соединений

А.12.4.1 П, К Контроль затяжки болтовых контактных соединений

Измеряется затяжка болтов КС, выполненных с применением соединительных плашечных, петлевых переходных, соединительных переходных, ответвительных, аппаратных зажимов; проверка производится в соответствии с инструкцией по их монтажу.

А.12.4.2 М. Измерение переходных сопротивлений

Периодичность контроля - не реже 1 раза в 6 лет.

При удовлетворительных результатах тепловизионного контроля контроль и проверки по п. А.12.3 могут не производиться.

А.13 Токоограничивающие сухие реакторы

А.13.1 П, К, Т. Измерение сопротивления изоляции обмоток относительно болтов крепления

Измерение производится мегаомметром на напряжение 1000-2500 В. Значение сопротивления изоляции вновь вводимых в эксплуатацию реакторов должно быть не менее 0,5 МОм и составлять не менее 0,1 МОм в процессе эксплуатации.

А.13.2 П, К. Испытание опорных изоляторов реактора повышенным напряжением промышленной частоты

Испытательное напряжение опорных изоляторов полностью собранного реактора принимается согласно таблице А.3.1.

Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин.

Испытание опорных изоляторов реакторов повышенным напряжением промышленной частоты может производиться совместно с изоляторами ошиновки ячейки.

А.14 Аппараты, вторичные цепи и электропроводка на напряжение до 1000 В

А.14.1 П, Т, М. Измерение сопротивления изоляции

Значения сопротивления изоляции должны быть не менее приведенных в таблице А.14.1.

Таблица А.14.1 – Значения сопротивления изоляции

Испытуемый элемент	Напряжение мегаомметра, В	Наименьшее допустимое значение сопротивления изоляции, МОм
1. Шины постоянного тока на щитах управления и в распределительных устройствах (при отсоединенных цепях)	1000-2500	10
2. Вторичные цепи каждого присоединения и цепи питания приводов выключателей и разъединителей 1)	1000-2500	1
3. Цепи управления, защиты, автоматики и измерений, а также цепи возбуждения машин постоянного тока, присоединенные к силовым цепям	1000-2500	1
4. Вторичные цепи и элементы при питании от отдельного источника или через разделительный трансформатор, рассчитанные на рабочее напряжение 60 В и ниже 2)	500	0,5
5. Электропроводки, в том числе осветительные сети 3)	1000	0,5
6. Распределительные устройства 4, щиты и токопроводы	1000-2500	0,5

Примечания:

1) Измерение производится со всеми присоединенными аппаратами (катушки приводов, контакторы, пускатели, автоматические выключатели, реле, приборы, вторичные обмотки трансформаторов тока и напряжения и т. п.).

2) Должны быть приняты меры для предотвращения повреждения устройств, в особенности, микроэлектронных и полупроводниковых элементов.

3) Сопротивление изоляции измеряется между каждым проводом и землей, а также между каждыми двумя проводами.

4) Измеряется сопротивление изоляции каждой секции распределительного устройства.

А.14.2 П, Т. Испытания повышенным напряжением частоты 50 Гц

Значение испытательного напряжения для цепей релейной защиты, электроавтоматики и других вторичных цепей со всеми присоединенными аппаратами (катушки приводов, автоматы, магнитные пускатели, контакторы, реле, приборы и т.п.) принимается равным 1000 В.[1] Осветительные сети испытываются указанным напряжением в тех случаях, когда проводка имеет пониженный по сравнению с нормой уровень изоляции. В остальных случаях испытание может быть произведено мегаомметром на напряжение 2500 В.

[1] При текущем ремонте (Т) допускается испытание выпрямленным напряжением 2500 В с использованием мегаомметра или специальной установки.

Продолжительность приложения испытательного напряжения составляет 1 мин.

Вторичные цепи, рассчитанные на рабочее напряжение 60 В и ниже, а также цепи, содержащие устройства с микроэлектронными элементами напряжением 1000 В частоты 50 Гц, не испытываются.

А.14.3 П, Т. Проверка действия максимальных, минимальных или независимых расцепителей автоматов

Работа расцепителей должна соответствовать заводским данным и требованиям обеспечения защитных характеристик.

А.14.4 П, Т. Проверка работы контакторов и автоматов при пониженном напряжении оперативного тока

Значение напряжения срабатывания и количество операций приведены в таблице А.14.2.

Таблица А.14.2

Операция	Напряжение на шинах оперативного тока	Количество операций
Включение	$0{,}9U_{ном}$	5
Отключение	$0{,}8\ U_{ном}$	5

А.14.5 П, Т. Проверка предохранителей, предохранителей-разъединителей

Плавкая вставка предохранителя должна быть калиброванной.

Контактное нажатие в разъемных контактах предохранителя-разъединителя должно соответствовать заводским данным и измеренному при приемке.

Проверка работы предохранителя-разъединителя производится выполнением 5 циклов ВО.

А.15 Силовые кабельные линии[1]

[1] Измерение температуры кабелей, контроль состояния антикоррозионного покрытия трубопроводов кабелей высокого давления, испытание подпитывающих агрегатов и устройств автоматического подогрева концевых муфт производятся в соответствии с заводскими инструкциями.

А.15.1 П, К, М. Измерение сопротивления изоляции

Измерение производится мегаомметром на напряжение 2500 В. У силовых кабелей на напряжение 1 кВ и ниже значение сопротивления изоляции должно быть не ниже 0,5 МОм. У силовых кабелей на напряжение 2-500 кВ сопротивление изоляции не нормируется.

А.15.2 П, К, М. Испытание изоляции кабелей повышенным выпрямленным напряжением

А.15.2.1 Испытательные напряжения, длительность испытаний, токи утечки и их асимметрия

Испытательное напряжение принимается в соответствии с таблицей А.15.1.

Таблица А.15.1 – Испытательное выпрямленное напряжение, кВ, для силовых кабелей

Категория испытания	Кабели с бумажной изоляцией на напряжение, кВ									
	до 1	2	3	6	10	20	35	110	150	220
П	6	12	18	36	60	100	175	285	347	510
К	2,5	10-17	15-25	36	60	100	175	285	347	510
М	-	10-17	15-25	36	60	100	175	285	347	510

Категория испытаний	Кабели с пластмассовой изоляцией на напряжение, кВ						Кабели с резиновой изоляцией на напряжение, кВ		
	0,66*	1*	3	6	10	110	3	6	10
П	3,5	5,0	15	36	60	285	6	12	20
К	-	2,5	7,5	36	60	285	6	12	20
М	-	-	7,5	36	60	285	6**	12**	20**

* Испытание выпрямленным напряжением одножильных кабелей с пластмассовой изоляцией без брони (экранов), проложенных на воздухе, не производится.

** После ремонтов, не связанных с перемонтажом кабеля, изоляция проверяется мегаомметром на напряжение 2500 В, а испытание повышенным выпрямленным напряжением не производится.

Разрешается техническому руководителю энергопредприятия в процессе эксплуатации (М) исходя из местных условий как исключение уменьшать уровень испытательного напряжения для кабельных линий напряжением 6—10 кВ до 4Uном.

Для кабелей на напряжение до 35 кВ с бумажной и пластмассовой изоляцией длительность приложения полного испытательного напряжения при приемосдаточных испытаниях составляет 10 мин, а в процессе эксплуатации — 5 мин.

Для кабелей с резиновой изоляцией на напряжение 3—10 кВ длительность приложения полного испытательного напряжения 5 мин. Кабели с резиновой изоляцией на напряжением до 1 кВ испытаниям повышенным напряжением не подвергаются.

Для кабелей на напряжение 110—220 кВ длительность приложения полного испытательного напряжения при приемосдаточных испытаниях и в эксплуатации составляет 15 мин.

Допустимые токи утечки в зависимости от испытательного напряжения и допустимые значения коэффициента асимметрии при измерении тока утечки приведены в таблице А.15.2. Абсолютное значение тока утечки не является браковочным показателем. Кабельные линии с удовлетворительной изоляцией должны иметь стабильные значения токов утечки. При проведении испытания ток утечки должен уменьшаться. Если не происходит уменьшения значения тока утечки, а также при его увеличении или нестабильности тока испытание производить до выявления дефекта, но не более чем 15 мин.

При смешанной прокладке кабелей в качестве испытательного напряжения для всей кабельной линии принимать наименьшее из испытательных напряжений по таблице А.15.1.

Таблица А.15.2 – Токи утечки и коэффициенты асимметрии для силовых кабелей

Кабели напряжением, кВ	Испытательное напряжение, кВ	Допустимые значения токов утечки, мА	Допустимые значения коэффициента асимметрии, (I_{max}/I_{min})
6	36	0,2	8
	45	0,3	8
10	50	0,5	8
	60	0,5	8
20	100	1,5	10
35	140	1,8	10
	150	2,0	10
	175	2,5	10
110	285	Не нормируется	Не нормируется
150	347	То же	То же
220	510	-"-	-"-

А.15.2.2 Периодичность испытаний в процессе эксплуатации

Кабели на напряжение 2-35 кВ:

а) 1 раз в год - для кабельных линий в течение первых 2 лет после ввода в эксплуатацию, а в дальнейшем:

-1 раз в 2 года - для кабельных линий, у которых в течение первых 2 лет не наблюдалось аварийных пробоев и пробоев при профилактических испытаниях и 1 раз в год для кабельных линий, на трассах которых производились строительные и ремонтные работы и на которых систематически происходят аварийные пробои изоляции;

-1 раз в 3 года - для кабельных линий на закрытых территориях (подстанции, заводы и др.);

-во время капитальных ремонтов оборудования для кабельных линий, присоединенных к агрегатам, и кабельных перемычек 6-10 кВ между сборными шинами и трансформаторами в ТП и РП;

б) допускается не проводить испытания:

-для кабельных линий длиной до 100 м, которые являются выводами из РУ и ТП на воздушные линии и состоят из двух параллельных кабелей;

-для кабельных линий со сроком эксплуатации более 15 лет, на которых удельное число отказов из-за электрического пробоя составляет 30 и более отказов на 100 км в год;

-для кабельных линий, подлежащих реконструкции или выводу из работы в ближайшие 5 лет;

в) допускается распоряжением технического руководителя энергопредприятия устанавливать другие значения периодичности испытаний и испытательных напряжений:

-для питающих кабельных линий со сроком эксплуатации более 15 лет при числе соединительных муфт более 10 на 1 км длины;

-для кабельных линий на напряжение 6-10 кВ со сроком эксплуатации более 15 лет, на которых смонтированы концевые заделки только типов КВВ и КВБ и соединительные муфты местного изготовления, при значении испытательного напряжения не менее 4Uном и периодичности не реже 1 раза в 5 лет;

-для кабельных линий на напряжение 20-35 кВ в течение первых 15 лет испытательное напряжение должно составлять 5Uном, а в дальнейшем - 4Uном.

Кабели на напряжение 110-220 кВ:

-через 3 года после ввода в эксплуатацию и в последующем 1 раз в 5 лет.

Кабели на напряжение 3-10 кВ с резиновой изоляцией:

а) в стационарных установках - 1 раз в год;

б) в сезонных установках - перед наступлением сезона;

в) после капитального ремонта агрегата, к которому присоединен кабель.

А.15.3 П, К. Определение целостности жил кабелей и фазировка кабельных линий

Производится в эксплуатации после окончания монтажа, перемонтажа муфт или соединения жил кабеля.

А.15.4 П. Определение сопротивления жил кабеля

Производится для линий на напряжение 20 кВ и выше.

Сопротивление жил кабелей постоянному току, приведенное к удельному значению (на 1 мм2 сечения, 1 м длины, при температуре 20°С), должно быть не более 0,01793 Ом для медной и 0,0294 Ом для алюминиевой жил. Измеренное сопротивление (приведенное к удельному значению) может отличаться от указанных значений не более чем на 5%.

А.15.5 П. Определение электрической рабочей емкости кабелей

Определение производится для линий на напряжение 20 кВ и выше.

Измеренная емкость, приведенная к удельному значению (на 1 м длины), должна отличаться от значений при заводских испытаниях не более чем на 5%.

А.15.6 М. Контроль степени осушения вертикальных участков

Контроль степени осушения вертикальных участков производится по решению технического руководителя энергопредприятия.

Контроль производится для кабелей с пропитанной вязким составом бумажной изоляцией на напряжение 20-35 кВ путем измерения и сопоставления нагрева металлических оболочек в разных точках вертикального участка линии. Разность в нагреве отдельных точек при токах, близких к номинальным, не должна быть более 2-3°С.

А.15.7 П, К. Измерение токораспределения по одножильным кабелям

Неравномерность распределения токов по токопроводящим жилам и оболочкам (экранам) кабелей не должна быть более 10%.

А.15.8 П, К. Проверка заземляющего устройства

Проверка заземляющего устройства производится в соответствии с разделом 28.

На линиях всех напряжений измеряется сопротивление заземления концевых муфт и заделок, а на линиях на напряжение 110-220 кВ - также металлических конструкций кабельных колодцев и подпиточных пунктов. В эксплуатации сопротивление заземления измеряется при капитальном ремонте заземляющих устройств, а целостность металлической связи между заземлителями кабельных линий на напряжение 110 кВ и выше и нейтралью трансформатора - 1 раз в 3-5 лет.

А.15.9 П, К, М. Испытание пластмассовой оболочки (шланга) кабелей на напряжение 110 кВ и выше повышенным выпрямленным напряжением

При испытаниях выпрямленное напряжение 10 кВ прикладывается между металлической оболочкой (экраном) и землей в течение 1 мин. Испытания проводятся перед вводом в эксплуатацию, через 1 год после ввода в эксплуатацию и затем через каждые 3 года.

А.15.10 П. Испытание напряжением переменного тока частоты 50 Гц

Такое испытание допускается для кабельных линий на напряжение 110-220 кВ взамен испытания выпрямленным напряжением.

Испытание производится напряжением (1,00-1,73)Uном. Допускается производить испытания путем включения кабельной линии на номинальное напряжение Uном. Длительность испытания - по согласованию потребителя с предприятием-изготовителем.

А.16 Тепловизионный контроль электрооборудования

А.16.1 Общие положения

А.16.1.1 При тепловизионном контроле электрооборудования следует применять тепловизоры с разрешающей способностью не хуже 0,1°С предпочтительно со спектральным диапазоном 8-12 μм.

А.16.1.2 В разделе применяются следующие понятия:

Превышение температуры - разность между измеренной температурой нагрева и температурой окружающего воздуха;

Избыточная температура - превышение измеренной температуры контролируемого узла над температурой аналогичных узлов других фаз, находящихся в одинаковых условиях;

Коэффициент дефектности - отношение измеренного превышения температуры контактного соединения к превышению температуры, измеренному на целом участке шины (провода), отстоящем от контактного соединения на расстоянии не менее 1 м;

Контакт - токоведущая часть аппарата, которая во время операции размыкает и замыкает цепь, или в случае скользящих или шарнирных контактов сохраняет непрерывность цепи;

Контактное соединение - токоведущее соединение (болтовое, сварное, выполненное методом обжатия), обеспечивающее непрерывность токовой цепи.

А.16.1.3 Оценка теплового состояния электрооборудования и токоведущих частей в зависимости от условий их работы и конструкции может осуществляться: по нормированным температурам нагрева (превышениям температуры), избыточной температуре, коэффициенту дефектности, динамике изменения температуры во времени, с изменением нагрузки, путем сравнения измеренных значений температуры в пределах фазы, между фазами, с заведомо исправными участками и т.п., в соответствии с указаниями отдельных пунктов раздела.

А.16.1.4 Предельные значения температуры нагрева и ее превышения приведены в таблице. А.16.1.

Таблица А.16.1 – Допустимые температуры нагрева

Контролируемые узлы	Наибольшее допустимое значение	
	Температура нагрева, °С	Превышение температуры, °С
1. Токоведущие (за исключением контактов и контактных соединений) и нетоковедущие металлические части:		
не изолированные и не соприкасающиеся с изоляционными материалами	120	80
изолированные или соприкасающиеся с изоляционными материалами классов нагревостойкости по ГОСТ 8865-93:		
Y	90	50
A	100	60
E	120	80
B	130	90
F	155	115
H	180	140
2. Контакты из меди и медных сплавов:		
- без покрытий, в воздухе/в изоляционном масле	75/80	35/40
- с накладными серебряными пластинами, в воздухе/в изоляционном масле	120/90	80/50
- с покрытием серебром или никелем, в воздухе/в изоляционном масле	105/90	65/50
- с покрытием серебром толщиной не менее 24 мкм	120	80
- с покрытием оловом, в воздухе/в изоляционном масле	90/90	50/50
3. Контакты металлокерамические вольфрамо- и молибденосодержащие в изоляционном масле: на основе меди/на основе серебра	85/90	45/50

Окончание таблицы А.16.1

Контролируемые узлы	Наибольшее допустимое значение	
	Температура нагрева, °С	Превышение температуры, °С
4. Аппаратные выводы из меди, алюминия и их сплавов, предназначенные для соединения с внешними проводниками электрических цепей:		
- без покрытия	90	50
- с покрытием оловом, серебром или никелем	105	65
5. Болтовые контактные соединения из меди, алюминия и их сплавов:		
- без покрытия, в воздухе/в изоляционном масле	90/100	50/60
- с покрытием оловом, в воздухе/в изоляционном масле	105/100	65/60
- с покрытием серебром или никелем, в воздухе/в изоляционном масле	115/100	75/60
6. Предохранители переменного тока на напряжение 3 кВ и выше:		
соединения из меди, алюминия и их сплавов в воздухе без покрытий/с покрытием оловом		
- с разъемным контактным соединением, осуществляемым пружинами	75/95	35/55
- с разборным соединением (нажатие болтами или винтами), в том числе выводы предохранителя	90/105	50/65
металлические части, используемые как пружины		
- из меди	75	35
- из фосфористой бронзы и аналогичных сплавов	105	65
7. Изоляционное масло в верхнем слое коммутационных аппаратов	90	50
8. Встроенные трансформаторы тока:		
- обмотки	-	10
- магнитопроводы	-	15
9. Болтовое соединение токоведущих выводов съемных вводов в масле/в воздухе	-	85/65
10. Соединения устройств РПН силовых трансформаторов из меди, ее сплавов и медесодержащих композиций без покрытия серебром при работе на воздухе/в масле:		
- с нажатием болтами или другими элементами, обеспечивающими жесткость соединения	-	40/25
- с нажатием пружинами и самоочищающиеся в процессе переключения	-	35/20
- с нажатием пружинами и не самоочищающиеся в процессе переключения	-	20/10
11. Токоведущие жилы силовых кабелей в режиме длительном/аварийном при наличии изоляции:		
- из поливинилхлоридного пластика и полиэтилена	70/80	-
- из вулканизирующегося полиэтилена	90/130	-
- из резины	65/-	-
- из резины повышенной теплостойкости	90/-	-
- с пропитанной бумажной изоляцией при язкой/обедненной пропитке и номинальном напряжении, кВ:		
1 и 3	80/80	-
6	65/75	-
10	60/-	-
20	55/-	-
35	50/-	-

Примечание - Данные, приведенные в таблице, применяют в том случае, если для конкретных видов оборудования не установлены другие нормы.

Для контактов и болтовых КС нормативами таблицы А.16.1 следует пользоваться при токах нагрузки (0,6-1,0) Іном после соответствующего пересчета.

Пересчет превышения измеренного значения температуры к нормированному осуществляется исходя из соотношения:

$$\frac{\Delta T_{\text{ном}}}{\Delta T_{\text{раб}}} = \left(\frac{I_{\text{ном}}}{I_{\text{раб}}}\right)^2 \quad \frac{\Delta T_{\text{ном}}}{\Delta T_{\text{раб}}} = \left(\frac{I_{\text{ном}}}{I_{\text{раб}}}\right)^2,$$

где ΔТном - превышение температуры при Іном; ΔТраб - то же, при Іраб.

Тепловизионный контроль электрооборудования и токоведущих частей при токах нагрузки 0,3Іном и ниже не способствует выявлению дефектов на ранней стадии их развития.

А.16.1.5 Для контактов и болтовых КС при токах нагрузки (0,3-0,6) Іном оценка их состояния проводится по избыточной температуре. В качестве норматива используется значение температуры, пересчитанное на 0,5Іном.

Для пересчета используется соотношение:

$$\frac{\Delta T_{0,5}}{\Delta T_{\text{раб}}} = \left(\frac{0{,}5I_{\text{ном}}}{I_{\text{раб}}}\right)^2 \quad \frac{\Delta T_{0,5}}{\Delta T_{\text{раб}}} = \left(\frac{0{,}5I_{\text{ном}}}{I_{\text{раб}}}\right)^2,$$

где ΔТ0,5 - избыточная температура при токе нагрузки 0,5Іном.

При оценке состояния контактов и болтовых КС по избыточной температуре и токе нагрузки 0,5Іном различают следующие области по степени неисправности.

Избыточная температура 5-10°С

Начальная степень неисправности, которую следует держать под контролем и принимать меры по ее устранению во время проведения ремонта, запланированного по графику.

Избыточная температура 10-30°С

Развившийся дефект. Принять меры по устранению неисправности при ближайшем выводе электрооборудования из работы.

Избыточная температура более 30°С

Аварийный дефект. Требует немедленного устранения.

А.16.1.6 Оценку состояния сварных и выполненных обжатием КС рекомендуется производить по избыточной температуре или коэффициенту дефектности.

А.16.1.7 При оценке теплового состояния токоведущих частей различают следующие степени неисправности, исходя из приведенных значений коэффициента дефектности:

-1,2 - начальная степень неисправности, которую следует держать под контролем;

-1,2-1,5 - развившийся дефект. Принять меры по устранению неисправности при ближайшем выводе электрооборудования из работы;

-более 1,5 - аварийный дефект. Требует немедленного устранения.

А.16.1.8 Принимается следующая периодичность проведения тепловизионного контроля.

Электрооборудование распределительных устройств на напряжение:

-35 кВ и ниже - 1 раз в 3 года;

-110-220 кВ - 1 раз в 2 года.

Распределительные устройства (РУ) всех напряжений при усиленном загрязнении электрооборудования - ежегодно.

Внеочередной ИК-контроль электрооборудования РУ всех напряжений проводится после стихийных воздействий (значительные ветровые нагрузки, КЗ на шинах РУ, землетрясения, сильный гололед и т.п.).

А.16.2 Силовые трансформаторы, автотрансформаторы, масляные реакторы (в дальнейшем трансформаторы)

Термографическое обследование трансформаторов напряжением 110 кВ и выше производится при решении вопроса о необходимости их капитального ремонта. Снимаются термограммы поверхностей бака трансформатора в местах расположения отводов обмоток, по высоте бака, периметру трансформатора, верхней его части, в местах болтового крепления колокола бака, системы охлаждения и их элементов и т.п. При обработке термограмм сравниваются между собой нагревы крайних фаз, нагревы однотипных трансформаторов, динамика изменения нагревов во времени и в зависимости от нагрузки, определяются локальные нагревы, места их распо-

ложения, сопоставляются места нагрева с расположением элементов магнитопровода, обмоток, а также определяется эффективность работы систем охлаждения.

А.16.3 Электромагнитные трансформаторы напряжения

Измеряются температуры нагрева на поверхности фарфоровых покрышек. Значения температуры, измеренные в одинаковых зонах покрышек трех фаз, не должны отличаться между собой более чем на 0,3°С.

А.16.4 Выключатели

При контроле контактов и контактных соединений измеряются температуры нагрева контактов и контактных соединений (таблица А.16.2), соединений камер и модулей между собой и ошиновкой.

А.16.5 Разъединители и отделители

А.16.5.1 Контактные соединения

Предельные значения температуры нагрева КС не должны превышать данных, приведенных в п. 5 таблицы А.16.1.

А.16.5.2 Контакты

Предельные значения температуры нагрева контактов не должны превышать данных, приведенных в п. 2 таблицы А.16.1.

А.16.5.3 Выводы разъединителей и отделителей

Предельные значения температуры нагрева выводов из меди, алюминия и их сплавов, предназначенных для соединения с внешними проводниками, не должны превышать данных, приведенных в п. 4 таблицы А.16.1.

Таблица А.16.2 – Объем тепловизионного контроля контактов и контактных соединений выключателей

Вид выключателя	Измеряемый контактный узел	Предельная температура нагрева*	Точка контроля
Маломасляные выключатели (6-10 кВ) серий ВМГ-133, ВМП-10 и им подобные	Шина - токоведущий вывод Вывод - гибкая связь Гибкая связь - свеча Шина-нижн. контакт бака Дугогасительная камера	пп. 4 и 5 (**)	Болтовое КС соответствующего узла Поверхность корпуса выключателя в зоне размещения дугогасительной камеры
Маломасляные выключатели110 кВ и выше серий ВМТ, МГ-110 и им подобные	Шина - токоведущий вывод Токопровод неподвижного контакта к фланцу выключателя Роликовый токосъем Дугогасительная камера	пп. 4 и 5 (**) (**)	Болтовое КС узла Верхний фланец выключателя Поверхность фарфоровой покрышки в зоне размещения токосъема и дугогасительной камеры
Баковые масляные выключатели	Шина-токоведущ. вывод Дугогасительная камера	пп. 4 и 5 (**)	Болтовое КС узла Поверхность бака выключателя в зоне размещения дугогасительной камеры
Элегазовые выключатели	Рабочие и дугогасительные контакты	(**)	То же
Вакуумные выключатели	То же	(**)	"

* Указанные пункты относятся к таблице А.16.1.

** Оценка состояния осуществляется путем сравнения измеренных значений температур на поверхности баков (покрышек) фаз выключателей. Не должны иметь место локальные нагревы в точках контроля.

А.16.6 Закрытые и комплектные распределительные устройства и экранированные токопроводы

А.16.6.1 Контакты и контактные соединения аппаратов и токоведущих частей ячеек КРУ и КРУН

Контроль осуществляется, если позволяет конструкция устройства. Предельные значения температуры нагрева контактов и контактных соединений аппаратов и токоведущих частей приведены в соответствующих разделах приложения.

А.16.6.2 Выявление короткозамкнутых контуров в экранированных токопроводах

При тепловизионном контроле обращают внимание как на возникновение локальных очагов тепловыделения, так и на температуры нагрева кожухов (экранов) и мест их подсоединения к трансформаторам, генератору и металлоконструкциям.

Предельное значение температуры нагрева металлических частей токопроводов, находящихся на высоте и доступных для прикосновения человека, не должно превышать 60°С.

А.16.7 Сборные и соединительные шины

А.16.7.1 Контактные соединения

Предельные значения температуры нагрева болтовых контактных соединений не должны превышать данных, приведенных в п. 5 таблицы А.16.1.

Оценка состояния нагрева сварных контактных соединений, выполненных методом обжатия, производится согласно п.п. А.16.1.5 и А.16.1.6.

А.16.7.2 Изоляторы шинных мостов

Тепловизионный контроль изоляторов рекомендуется производить при повышенной влажности воздуха.

По высоте фарфора изолятора не должно быть локальных нагревов.

А.16.8 Токоограничивающие сухие реакторы

Превышение температуры нагрева контактных соединений не должно быть более 65°С.

А.16.9 Вентильные разрядники и ограничители перенапряжений

А.16.9.1 Элементы разрядника

Признаки исправного состояния вентильного разрядника с шунтирующими резисторами при тепловизионном контроле:

-верхние элементы в месте расположения шунтирующих резисторов нагреты одинаково во всех фазах;

-распределение температуры по элементам фазы разрядника практически одинаково (в пределах 0,5-5°С в зависимости от количества элементов в разряднике), а для многоэлементных разрядников может наблюдаться плавное снижение температуры нагрева шунтирующих резисторов элементов, начиная с верхнего.

А.16.9.2 Элементы ограничителей перенапряжений

При тепловизионном контроле фиксируются значения температуры по высоте и периметру покрышки элемента, а также зоны с локальными нагревами.

Оценка состояния элементов ограничителей осуществляется путем пофазного сравнения измеренных температур.

А.16.10 Предохранители

А.16.10.1 Контактные соединения

Предельные значения температуры нагрева контактных соединений предохранителей не

должны превышать данных, приведенных в п. 6 таблицы А.16.1.

А.16.10.2 Определение состояния плавкой вставки

Не должно наблюдаться локальных нагревов в средней части изоляционной трубки предохранителя.

А.16.11 Аппараты, вторичные цепи и электропроводка на напряжение до 1000 В

А.16.11.1 Контакты и контактные соединения

Тепловизионный контроль осуществляется в силовых цепях, шкафах и сборках 0,4 кВ с подсоединенными коммутационными аппаратами, трансформаторами тока, кабелями и т.п.

Предельные значения температуры нагрева контактов коммутационных аппаратов не должны превышать данных, указанных в п. 2 таблицы А.16.1, а контактных соединений - в п.п. 4 и 5 таблицы А.16.1.

А.16.11.2 Оценка теплового состояния силовых кабелей 0,4 кВ

Предельные значения температуры нагрева токоведущих жил кабелей, измеренные в местах их подсоединения к коммутационным аппаратам (при исправном состоянии последних), в зависимости от марки кабеля не должны превышать данных, приведенных в п. 11 таблицы А.16.1.

Приложение Б
(обязательное)

Техническое обслуживание устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации систем питания СН ГЭС

Б.1 Виды технического обслуживания устройств РЗА

Б.1.1 Период эксплуатации устройства или срок его службы до списания определяется износом устройства до такого состояния, когда восстановление его становится нерентабельным. В срок службы устройства, начиная с проверки при новом включении, входит, как правило, несколько межремонтных периодов, каждый из которых может быть подразделен на характерные с точки зрения надежности этапы: период приработки, период нормальной эксплуатации и период износа.

Устанавливаются следующие виды технического обслуживания устройств РЗА:

-проверка при новом включении (наладка);

-первый профилактический контроль;

-профилактический контроль;

-профилактическое восстановление (ремонт);

-тестовый контроль;

-опробование;

-технический осмотр.

Кроме того, в процессе эксплуатации может проводиться внеочередная или послеаварийная проверка.

Б.1.2 Проверки при новом включении устройств РЗА, в том числе вторичных цепей, измерительных трансформаторов и элементов приводов коммутационных аппаратов, относящихся к устройствам РЗА, проводятся:

-перед включением вновь смонтированных устройств;

-после реконструкции действующих устройств, связанной с установкой новой дополнительной аппаратуры, переделкой находящейся в работе аппаратуры, или после монтажа новых вторичных цепей.

Если проверка при новом включении проводилась сторонней наладочной организацией, то включение новых и реконструированных устройств РЗА без приемки их персоналом, обслуживающим эти устройства, запрещается.

Б.1.3 Профилактический контроль устройств РЗА проводится в целях выявления и устранения возникающих в процессе эксплуатации возможных неисправностей его элементов, способных вызвать излишние срабатывания или отказы срабатывания устройств РЗА.

Первый после включения устройства РЗА в эксплуатацию профилактический контроль выполняется главным образом в целях выявления и устранения приработочных отказов, возникающих в начальный период эксплуатации.

Б.1.4 Профилактическое восстановление производится в целях проверки исправности аппаратуры и цепей, соответствия уставок и характеристик реле заданным, восстановления износившейся аппаратуры и ее частей, проверки устройства РЗА в целом.

Б.1.5 Опробование производится в целях проверки работоспособности устройств РЗА.

Опробование может производиться с помощью встроенных элементов опробования либо имитацией срабатывания пусковых органов устройств РЗА.

Тестовый контроль проводится для микроэлектронных и микропроцессорных устройств, имеющих соответствующие встроенные средства тестового контроля.

Б.1.6 Внеочередная проверка проводится при частичных изменениях схем или реконструкции устройств РЗА, при необходимости изменения уставок или характеристик реле и устройств, а также для устранения недостатков, обнаруженных при проведении опробования.

Б.1.7 Послеаварийная проверка выполняется для выяснения причин отказов функционирования или неясных действий устройств РЗА. Внеочередная и послеаварийная проверки проводятся по программам, составленным, утвержденным техническим руководителем ГЭС.

Б.1.8 Периодические технические осмотры проводятся в целях проверки состояния аппаратуры и цепей РЗА, а также соответствия положения накладок и переключающих устройств режиму работы оборудования.

Б.2 Периодичность технического обслуживания устройств РЗА

Б.2.1 Все устройства, включая вторичные цепи, измерительные трансформаторы и элементы приводов коммутационных аппаратов, относящихся к устройствам РЗА, должны периодически подвергаться техническому обслуживанию.

В зависимости от типа устройств РЗА и условий их эксплуатации в части воздействия различных факторов внешней среды цикл технического обслуживания установлен от трех до восьми лет.

Под циклом технического обслуживания понимается период эксплуатации устройства между двумя ближайшими профилактическими восстановлениями, в течение которого выполняются в определенной последовательности установленные виды технического обслуживания.

Б.2.2 Для устройств РЗА электрических станций цикл технического обслуживания зависит от категории помещений, в которых они установлены.

К I категории относятся закрытые, сухие отапливаемые помещения с наличием незначительной вибрации и запыленности, в которых отсутствуют ударные воздействия (ГЩУ, БЩУ, релейные щиты).

Ко II категории относятся помещения с большим диапазоном колебаний температуры окружающего воздуха, незначительной вибрацией, наличием одиночных ударов, возможностью существенного запыления (панели РУСН 0,4 кВ, релейные отсеки КРУ 6 кВ).

Помещения III категории характеризуются наличием постоянной большой вибрацией (камера АГП, зона вблизи вращающихся машин).

Цикл технического обслуживания устройств РЗА в зависимости от категории помещения, где установлено устройство, принят равным соответственно восьми, шести и трем годам.

Цикл технического обслуживания расцепителей автоматических выключателей принят равным шести годам.

Указанная продолжительность цикла технического обслуживания устройств РЗА решением технического руководителя ГЭС может быть увеличена или сокращена в зависимости от конкретных условий эксплуатации, длительности эксплуатации с момента ввода в работу, фактического состояния конкретного устройства.

Б.2.3 Допускается с целью совмещения проведения технического обслуживания устройств РЗА с ремонтом основного оборудования перенос запланированного вида технического обслуживания на срок до двух лет.

Б.2.4 Первый профилактический контроль устройств РЗА, дистанционного управления и сигнализации должен проводиться через 10-15 мес. после включения устройства в эксплуатацию.

Б.2.5 Периодичность технического обслуживания аппаратуры и вторичных цепей устройств дистанционного управления и сигнализации принимается такой же, как для соответствующих устройств РЗА.

Б.2.6 Периодичность технических осмотров аппаратуры и вторичных цепей устанавливается в соответствии с местными условиями, но не реже двух раз в год.

Б.2.7 Тестовый контроль (опробование) устройств на микроэлектронной базе должен проводиться не реже одного раза в 12 мес.

Б.2.8 Опробование устройств АВР вводов питания СН должно проводиться оперативным персоналом не реже одного раза в год.

Необходимость и периодичность проведения опробований других устройств РЗА определяются местными условиями и утверждаются техническим руководителем ГЭС.

Б.3 Состав работ при техническом обслуживании устройств РЗА

Б.Б.3.1 Новое включение

Б.3.1.1 Подготовительные работы .

Б.3.1.2 Внешний осмотр аппаратуры, монтажных проводов и рядов зажимов.

Б.3.1.3 Проверка соответствия проекту смонтированных устройств.

Б.3.1.4 Внутренний осмотр, чистка и проверка механической части аппаратуры.

Б.3.1.5 Предварительная проверка сопротивления изоляции отдельных узлов устройств РЗА (трансформаторов тока и напряжения, приводов коммутационных аппаратов, контрольных кабелей, панелей защит и т.д.).

Б.3.1.6 Проверка электрических характеристик устройств, комплектов и аппаратов. Работы по проверке электрических характеристик должны завершаться выставлением и проверкой уставок и режимов, задаваемых службами РЗА.

После окончания проверки производится сборка всех цепей, связывающих проверяемое устройство с другими цепями, подключением жил кабелей к рядам зажимов панелей, шкафов.

Б.3.1.7 Измерение и испытание изоляции устройств в полной схеме.

Б.3.1.8 Проверка взаимодействия элементов устройств: проверка правильности взаимодействия реле защиты, электроавтоматики, управления и сигнализации. при напряжении оперативного тока, равном 0,8 номинального значения. Проверка взаимодействия реле проводится в соответствии с принципиальной схемой.

Б.3.1.9 Комплексная проверка устройств при номинальном напряжении оперативного тока и при подаче на устройство параметров аварийного режима от постороннего источника и полностью собранных цепях устройства при закрытых кожухах реле, при этом возможность воздействия на другие устройства РЗА и коммутационные аппараты должна быть исключена.

При комплексной проверке необходимо производить измерение полного времени действия каждой из ступеней устройства и проверять правильность действия сигнализации.

Б.3.1.10 Проверка взаимодействия проверяемого устройства с другими включенными в работу устройствами защиты, электроавтоматики, управления и сигнализации и действия устройства на коммутационную аппаратуру (при номинальном напряжении оперативного тока).

После окончания проверки произвести подключение цепей связи с другими устройствами с последующей проверкой действия от выходного реле проверяемого устройства на коммутационную аппаратуру.

После проверки действия проверяемого устройства на коммутационные аппараты работы в оперативных цепях не должны производиться.

Б.3.1.11 Проверка устройств рабочим током и напряжением является окончательной проверкой схемы переменного тока и напряжения, правильности включения и поведения устройств.

Перед проверкой устройств рабочим током и напряжением следует произвести:

осмотр всех реле и других аппаратов, рядов зажимов и перемычек на них;

установку накладок, переключателей, испытательных блоков и других оперативных элементов в положения, при которых исключается воздействие проверяемого устройства на другие устройства и коммутационные аппараты.

Б.3.1.12 Подготовка устройств релейной защиты, электроавтоматики, управления и сигнализации к включению, при этом выполняется:

-повторный осмотр реле, режим работы которых изменялся при проверке рабочим током и напряжением;

-проверка положения флажков указательных реле, испытательных блоков и других оперативных устройств, а также перемычек на рядах выводов;

-проверка показаний контрольных устройств;

-запись в журнале релейной защиты о результатах проверки, состоянии проверенных устройств и о возможности включения их в работу;

-оформление паспорта-протоколы;

-инструктаж дежурного персонала по вводимым в работу устройствам и особенностям их эксплуатации, сдача этих устройств и инструкции по обслуживанию дежурному персоналу.

Б.3.2 Первый профилактический контроль

Б.3.2.1 Подготовительные работы.

Б.3.2.2 Внешний осмотр.

Б.3.2.3 Предварительная проверка заданных уставок проводиться при закрытых кожухах реле и крышках автоматических выключателей в целях определения работоспособности элементов и отклонения параметров срабатывания от заданных. Если при проверке уставок параметры срабатывания выходят за пределы допустимых отклонений, то проводится анализ причин отклонения и при необходимости разборка, восстановление или замена аппаратуры.

Б.3.2.4 Внутренний осмотр и проверка механической части релейной и коммутационной аппаратуры.

Б.3.2.5 Проверка электрических характеристик элементов.

Б.3.2.6 Измерение и испытание изоляции.

Б.3.2.7 Проверка взаимодействия элементов устройства.

Б.3.2.8 Комплексная проверка устройств.

Б.3.2.9 Проверка взаимодействия проверяемого устройства с другими устройствами защиты, электроавтоматики, управления и сигнализации и действия устройства на коммутационную аппаратуру проводится в соответствии с принципиальной схемой.

Б.3.2.10 Проверка устройств рабочим током и напряжением.

Б.3.2.11 Подготовка устройств релейной защиты, электроавтоматики, управления и сигнализации к включению, при этом выполняется:

-повторный осмотр реле, режим работы которых изменялся при проверке рабочим током и напряжением;

-проверка положения флажков указательных реле, испытательных блоков, накладок, рубильников, кнопок, сигнальных ламп, а также перемычек на рядах выводов;

-проверка показаний контрольных устройств;

-запись в журнале релейной защиты о результатах проверки, состоянии проверенных устройств и о возможности включения их в работу.

Б.3.3 Профилактическое восстановление

Б.3.3.1 Подготовительные работы.

Б.3.3.2 Внешний осмотр

Б.3.3.3 Предварительная проверка заданных уставок.

Б.3.3.4 Внутренний осмотр.

Б.3.3.5 Проверка электрических характеристик.

Б.3.3.6 Проверка взаимодействия элементов в устройства.

Б.3.3.7 Измерение и испытание изоляции.

Б.3.3.8 Комплексная проверка устройств.

Б.3.3.9 Проверка взаимодействия проверяемого устройства с другими.

Б.3.3.10 Проверка устройств рабочим током и напряжением.

Б.3.3.11 Подготовка устройств к включению.

Б.3.4 Профилактический контроль

Б.3.4.1 Подготовительные работы.

Б.3.4.2 Внешний осмотр.

Б.3.4.3 Внутренний осмотр.

Б.3.4.4 Измерение и испытание изоляции.

Б.3.4.5 Комплексная проверка устройств.

Б.3.4.6 Проверка действия выходных реле на коммутационный аппарат.

Б.3.4.7 Проверка устройств рабочим током и напряжением.

Б.3.4.8 Подготовка устройств к включению.

Б.3.5 Тестовый контроль

Б.3.5.1 Тестовый контроль производится для устройств на микроэлектронной базе в соответствии с инструкцией завода-изготовителя

Б.3.5.2 При проведении наладочных работ, первого профилактического контроля и профилактического восстановления устройств РЗА на микроэлектронной базе тестовый контроль проводится дважды - после проверки блока питания и после проверки устройства рабочим током и напряжением. При проведении профилактического контроля тестовый контроль проводится один раз – после проверки рабочим током и напряжением.

Б.3.6 Опробование

Б.3.6.1 Подготовительные работы включают:

-подготовку исполнительных схем, инструкций, паспортов-протоколов и рабочих тетрадей;

-допуск к работе и принятие мер для исключения воздействия проверяемого устройства на другие устройства (разборка цепей).

Б.3.6.2 Проверка работоспособности элементов устройства:

-опробование элементов действием защиты на коммутационную аппаратуру;

-проверка надежной работы элементов управления приводов от устройств РЗА или от руки.

Б.3.6.3 Подготовка устройств к включению:

-восстановление цепей связи проверяемого устройства с другими устройствами;

-проверка положения флажков указательных реле, испытательных блоков, накладок, рубильников, кнопок, сигнальных ламп и других оперативных элементов;

-запись в журнале релейной защиты о результатах проверки, состоянии проверенного устройства и о возможности включения его в работу.

Б.3.7 Технический осмотр

При техническом осмотре необходимо визуально контролировать:

-отсутствие внешних повреждений устройства и его элементов;

-состояние креплений устройств на панелях, проводов на рядах зажимов и на выводах устройств;

-наличие надписей и позиционных обозначений;

-положение флажков указательных реле, испытательных блоков, накладок, рубильников, кнопок и других оперативных элементов, состояние сигнальных ламп.

Приложение В
(рекомендуемое)

Объем технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования в системах питания СН ГЭС

Таблицы по объему технологических параметров представлены следующим образом.

В графах таблицы отмечаются:

-знаком "+" функции, выполняемые с помощью традиционных технических средств;

-знаком "*" функции, выполняемые с помощью программно-технического комплекса (ПТК).

Наличие знаков "*" и "+" только в графах, относящихся или к ПТК, или к традиционным техническим средствам, означает выполнение той или иной функции соответствующим видом технических средств.

Наличие знаков "*" и "+" одновременно в одной горизонтальной строке означает:

-отмеченные функции для конкретного измеренного параметра выполняются в системе контроля и управления (СКУ), построенных как на традиционных технических средствах, так и с применением ПТК;

-в СКУ, построенных с одновременным применением традиционных технических средств и ПТК, приоритет имеет знак "*", т.е. традиционные технические средства не применяются (дублирование отдельных измерений в исключительных случаях традиционными техническими средствами отмечается в графе "Примечание").

Для традиционных технических средств знак "+" в одной строке таблицы означает в графах:

-"Постоянно" (графы 3, 10 и 14) — измерение с помощью одноканального прибора;

-"Регистрация" (графы 6, 13 и 17) — измерение и регистрацию с помощью многоканального регистрирующего прибора;

-"Постоянно" и "Регистрация" (графы 3 и 6, 10 и 13, 14 и 17) — измерение и регистрацию с помощью одноканального прибора;

-"По требованию" (графы 4, 11 и 15) — вызывной контроль точек измерения с помощью ручного переключателя на измерительный прибор (регистрация в этом случае не предусматривается);

-"Сигнализация" (графы 5, 8, 12, 16 и 19) — возможность ее реализации одновременно с любым видом измерения и регистрации.

Сигнализация на повышение или понижение обозначается соответственно "↑" или "↓" для любых технических средств.

Знак "+" в графе 21 "По месту" означает представление информации по месту как для традиционных технических средств, так и для ПТК.

Знак "+" в графе 22 "Автоматическое регулирование" означает, что значение параметра поддерживается с помощью системы авторегулирования, выполненной как на традиционных технических средствах, так и с помощью ПТК.

Т а б л и ц а В.1 – Электротехническое оборудование

№ п.п.	Контролируемый параметр, объект, событие	Место представления информации																			Автоматическое регулирование	Примечание
		БЩУ (ГрЩУ)							МЩУ (по решению проектной организации)				ЦЩУ							По месту		
		Традиционные технические средства				ПТК			Традиционные технические средства				Традиционные технические средства				ПТК					
		Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивация	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивация			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Г.1 Трансформаторы собственных нужд																						При наличии РПН объем контроля согласно разделу 10.3.4
1	Активная мощность на стороне питания	+				*		*					+				*		*			Только для трансформаторов, питающих шины 6 кВ
2	Токи в обмотке генераторного напряжения, фазы А (В, С)	+				*	↑	*					+				*	↑	*			
3	Ток в одной (одноименной) фазе каждой из расщепленных обмоток подключенных к секциям собственных нужд (при наличии на стороне потребления разделения на секции)	+				*	↑	*					+				*	↑	*			Трансформаторы (автотрансформаторы) мощностью 1000 кВ·А и выше и герметизированные трансформаторы (автотрансформаторы) мощностью 160 кВ·А и выше
4	Прекращение принудительной циркуляции масла		+		+		*	*	*							+		*	*	*		Для систем охлаждения с принудительной циркуляцией воздуха и масла (ДЦ) и с принудительной циркуляцией воды и масла (Ц)
5	Прекращение принудительной циркуляции охлаждающей воды		+		+		*	*	*							+		*	*	*		Для систем охлаждения ДЦ, Ц
6	Включение резервного источника питания		+		+		*	*	*							+		*	*	*		Для систем охлаждения с принудительной циркуляцией воздуха и естественной – масла (Д), ДЦ, Ц
7	Включение резервного охладителя		+		+		*	*	*							+		*	*	*		Для систем охлаждения Д, ДЦ, Ц
8	Температура верхних слоев мас-	+				*	↑	*					+				*	↑	*			

Т а б л и ц а В.1 – Электротехническое оборудование

№ п.п.	Контролируемый параметр, объект, событие	Место представления информации																			Автоматическое регулирование	Примечание
		БЩУ (ГрЩУ)							МЩУ (по решению проектной организации)				ЩЩУ							По месту		
		Традиционные технические средства				ПТК			Традиционные технические средства				Традиционные технические средства				ПТК					
		Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивация	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивация			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
	ла в баке трансформатора																					
Г.2 Трансформаторы (автотрансформаторы) с регулированием под нагрузкой (РПН)																						
1	Поддержание напряжения на стороне потребления в установленных пределах	+				*	↑↓	*									*	↑↓	*		+	Автоматическое регулирование
2	Число срабатываний РПН							*											*	+		
3	Неисправность цепей управления РПН			+			*	*							+			*	*			
4	Работа РПН заблокирована (при недопустимых температурных режимах масла контактора и недопустимых перегрузках)			+			*	*							+			*	*			
5	Положение переключателя ответвлений устройства РПН			+		*		*							+			*	*			
6	Температура верхних слоев масла			+		*	↑	*							+			*	*			
7	Понижение уровня масла в расширителе трансформатора и в отсеке расширителя устройства РПН ниже допустимого			+			*	*						+			*	*				
8	Прекращение принудительной циркуляции масла		+		+		*	*	*							+		*	*	*		. Для систем охлаждения ДЦ, Ц
9	Прекращение принудительной		+		+		*	*	*							+		*	*	*		Для систем охлаждения ДЦ, Ц

Т а б л и ц а В.1 – Электротехническое оборудование

№ п.п.	Контролируемый параметр, объект, событие	Место представления информации																			Автоматическое регулирование	Примечание
		БЩУ (ГрЩУ)							МЩУ (по решению проектной организации)				ЩЩУ							По месту		
		Традиционные технические средства				ПТК			Традиционные технические средства				Традиционные технические средства				ПТК					
		Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивация	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивация			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
	циркуляции охлаждающей воды																					
10	Включение резервного источника питания		+		+		*	*	*							+		*	*	*		Для систем охлаждения Д, ДЦ
11	Включение резервного охладителя		+		+		*	*	*							+		*	*	*		Для систем охлаждения Д, ДЦ
12	Отключение вентиляторов обдува для системы охлаждения Д			+			*	*							+			*	*			
13	Прекращение работы системы охлаждения ДЦ			+			*	*							+			*	*			
14	Включение резервного охладителя системы ДЦ			+			*	*							+			*	*			
15	Включение резервного источника питания системы охлаждения ДЦ			+			*	*							+			*	*			
16	Неисправность системы охлаждения Ц			+			*	*							+			*	*			
17	Включение резервного источника питания системы охлаждения Ц			+			*	*							+			*	*			
18	Прекращение работы всех рабочих электронасосов системы охлаждения Ц			+			*	*							+			*	*			
19	Срабатывание газовой защиты			+			*	*							+			*	*			
20	Работа КИВ для трансформаторов (автотрансформаторов), ре-			+			*	*							+			*	*			

Т а б л и ц а В.1 – Электротехническое оборудование

№ п.п.	Контролируемый параметр, объект, событие	Место представления информации																			Автоматическое регулирование	Примечание
		БЩУ (ГрЩУ)							МЩУ (по решению проектной организации)				ЦЩУ							По месту		
		Традиционные технические средства				ПТК			Традиционные технические средства				Традиционные технические средства				ПТК					
		Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивация	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивация			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
	акторов напряжением 500, 750 кВ																					
21	Длительность переключения РПН						↑	*										↑	*			
22	Управление РПН «автомат.»					*		*									*	*	*			
Г.3 Шины собственных нужд ГЭС																						
Г.3.1 На каждой секции 6 кВ																						
1	Междуфазное напряжение	+				*							+									
2	Три фазных напряжения		+			*	↑↓	*						+			*	↑↓	*			
3	Три междуфазных напряжения	+				*	↑↓	*					+									
Г.3.2 На каждой секции 0,4 кВ																						
1	Одно междуфазное напряжение	+				*	↑↓	*					+				*	↑↓	*			

Т а б л и ц а В.2 – Аккумуляторные установки

№ п.п.	Контролируемый параметр, объект, событие	Место представления информации																			Автоматическое регулирование	Примечание
		ЩУ аккумуляторной установки							МЩУ				ЦЩУ							По месту		
		Традиционные технические средства				ПТК			Традиционные технические средства				Традиционные технические средства				ПТК					
		Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивация	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивация			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	Напряжение на линии резервного питания системы постоянного тока	+															*	↓	*	+		
2	Напряжения на входе зарядно-подзарядного устройства (агрегата бесперебойного питания), измеряемые поочередно																*	↓	*			
3	Ток в цепи аккумуляторной батареи	+															*		*			В обоих направлениях
4	Ток в цепи зарядного устройства (агрегата бесперебойного питания)	+															*		*			
5	Ток подзарядного устройства (агрегата бесперебойного питания)	+															*		*			
6	Ток в выходной цепи стабилизатора (ток нагрузки)	+															*		*			
7	Сопротивление изоляции в сети постоянного тока		+	+											+			*	*			
8	Напряжение на аккумуляторной батарее	+															*	↑↓	*			
9	Напряжение на шинах нагрузки	+															*	↑↓	*			
10	Неисправность на ЩПТ			+											+			*	*			Обобщенный сигнал
11	Повышение напряжения на шинах ЩПТ												+		+			*	*			
12	Понижение напряжения на шинах ЩПТ												+		+			*	*			

Библиография

[1] Правила работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации: /Утв. Приказом Минтопэнерго России от 19.02.2000 № 49; зарегистрированы Минюстом России 16.03.2000, регистр. номер 2150

[2] ППБ 01-03 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации: /Утв. Приказом Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий от 18.06.03 № 313. Зарегистрировано в Минюсте России 27.06.03, рег. № 4838

обозначение стандарта

УДК _____ ОКС ОКП

Ключевые слова: система питания собственных нужд, электрооборудование, организация, эксплуатация, техническое обслуживание, норма, требование, персонал, контроль

Руководитель организации-разработчика
Некоммерческое партнерство «Гидроэнергетика России»

Исполнительный директор Р.М. Хазиахметов

Руководитель разработки Главный эксперт В.С. Серков

Соисполнители
Филиал ОАО «Инженерный центр ЕЭС»- «Фирма ОРГРЭС»

Директор В.А. Купченко

Руководитель разработки Начальник ЦИГЭС В.Н. Байков

Начальник ЦИЭ Ю.Н. Орлов

Исполнители Бригадный инженер В.С. Гончарова

Ведущий инженер Н.П. Сантурян

gost.e-ecolog.ru