



СТАНДАРТ ПРЕДПРИЯТИЯ

ГП «Moldelectrica»

**ОБЪЕМ И НОРМЫ  
ИСПЫТАНИЙ И ИЗМЕРЕНИЙ  
ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ  
ЭНЕРГОСИСТЕМЫ**

Шифр:

Страница 1 из 131

Ревизия 0

**ОБЪЕМ И НОРМЫ  
ИСПЫТАНИЙ И ИЗМЕРЕНИЙ  
ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ**

Кишинев 2019



СТАНДАРТ ПРЕДПРИЯТИЯ

ГП «Moldelectrica»

Шифр:

Страница 2 из 130

**ОБЪЕМ И НОРМЫ  
ИСПЫТАНИЙ И ИЗМЕРЕНИЙ  
ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ  
ЭНЕРГОСИСТЕМЫ**

Ревизия 0

Утверждаю:

Генеральный директор

\_\_\_\_\_ Г.Б. Димов

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019г

Согласовано:  
Главный инженер

Согласовано:  
Начальник ПТС

\_\_\_\_\_ В.И. Молдован

\_\_\_\_\_ И.Л. Пэдурару

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019г

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019г

Сведения о стандарте предприятия

1. РАЗРАБОТАН

Центральной службой изоляции и защиты от перенапряжений  
ГП «Moldelectrica»

2. ВЗАМЕН

РД 34.45-51.300-97

«Объем и нормы испытания электрооборудования»

Замечания и предложения по НТД направлять в центральную службу изоляции и защиты от перенапряжений ГП «Moldelectrica».

Издан на русском языке

**Право собственности:**

*Настоящий документ является собственностью ГП «Moldelectrica» и не может быть частично или полностью воспроизведен, тиражирован и распространен без письменного разрешения руководства ГП «Moldelectrica».*

## Оглавление

1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СТАНДАРТА .....	5
2. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ .....	5
3. ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ.....	8
4. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ .....	13
5. ОБЩИЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ИСПЫТАНИЯМ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ .....	16
6. СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ, АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ И РЕАКТОРЫ .....	18
7. ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА .....	34
8. ТРАНСФОРМАТОРЫ НАПРЯЖЕНИЯ.....	40
9. МАСЛЯНЫЕ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ .....	46
10. ЭЛЕГАЗОВЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ.....	49
11. ВАКУУМНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ.....	52
12. РАЗЪЕДИНИТЕЛИ, ОТДЕЛИТЕЛИ И КОРОТКОЗАМЫКАТЕЛИ .....	54
13. КОМПЛЕКТНЫЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА ВНУТРЕННЕЙ И НАРУЖНОЙ УСТАНОВКИ, ВЫСОКОВОЛЬТНЫЕ ОТСЕКИ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ (ТП) .....	55
14. КОМПЛЕКТНЫЕ ЭКРАНИРОВАННЫЕ ТОКОПРОВОДЫ 6кВ И ВЫШЕ .....	58
15. КОМПЛЕКТНЫЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА В МЕТАЛЛИЧЕСКОЙ ОБОЛОЧКЕ С ЭЛЕГАЗОВОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ (КРУЭ) .....	59
16. СБОРНЫЕ И СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ ШИНЫ, ЖЕСТКАЯ ОШИНОВКА .....	61
17. ТОКООГРАНИЧИВАЮЩИЕ СУХИЕ РЕАКТОРЫ .....	62
18. КОНДЕНСАТОРЫ.....	62
19. ВЕНТИЛЬНЫЕ РАЗРЯДНИКИ И ОГРАНИЧИТЕЛИ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ .....	63
20. ВВОДЫ И ПРОХОДНЫЕ ИЗОЛЯТОРЫ.....	65
21. ПРЕДОХРАНИТЕЛИ, ПРЕДОХРАНИТЕЛИ-РАЗЪЕДИНИТЕЛИ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1000 В.....	68
22. ТРАНСФОРМАТОРНОЕ МАСЛО .....	69
23. АППАРАТЫ, ВТОРИЧНЫЕ ЦЕПИ И ЭЛЕКТРОПРОВОДКА НА НАПРЯЖЕНИЕ ДО 1000 В.....	92
24. АККУМУЛЯТОРНЫЕ БАТАРЕИ .....	94
25. ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВА .....	99
26. СИЛОВЫЕ КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ .....	105
27. ВОЗДУШНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ .....	109

28. КОНТАКТНЫЕ СОЕДИНЕНИЯ ПРОВОДОВ, ГРОЗОЗАЩИТНЫХ ТРОСОВ, СБОРНЫХ И СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ ШИН.....	115
29. СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО ТОКА .....	117
30. АГРЕГАТЫ И ИСТОЧНИКИ БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ.....	118
31. ТЕПЛОВИЗИОННЫЙ КОНТРОЛЬ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ.....	119
32. ПЕРИОДИЧНОСТЬ ИСПЫТАНИЙ И ИЗМЕРЕНИЙ.....	124
Библиография.....	129

## 1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СТАНДАРТА

1.1 В Стандарте приведены периодичность, объём и нормы испытаний трансформаторов, выключателей и другого электрооборудования электрических сетей.

1.2 Стандарт разработан на основе РД 34.45-51.300-97 «Объём и нормы испытаний электрооборудования», NTI-TEL-R-002-2007-01”Încercările și măsurătorile la echipamente electrice din cadrul RET”, СТП 09110.20.366-08 «Нормы и объём испытаний электрооборудования Белорусской энергосистемы», а также других НТД и содержит требования, уточненные с учетом многолетнего опыта эксплуатации электрооборудования энергосистемы. В настоящий стандарт включены также требования к испытаниям для новых видов эксплуатируемого электрооборудования.

1.3 Стандарт предназначен для инженерно-технического персонала, занимающегося эксплуатацией, техническим диагностированием, техническим обслуживанием и ремонтом электрооборудования ГП «Moldelectrica».

## 2. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящем Стандарте использованы нормативные ссылки на следующие документы:

ГОСТ 1.5-2001 Межгосударственная система стандартизации. Стандарты межгосударственные, правила и рекомендации по межгосударственной стандартизации. Общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению.

ГОСТ 10693-81 Вводы конденсаторные герметичные на номинальные напряжения 110 кВ и выше. Общие технические условия.

ГОСТ 11362-96 Нефтепродукты и смазочные материалы. Число нейтрализации. Метод потенциометрического титрования.

ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов

ГОСТ 13003-88 Масла изоляционные. Метод определения газостойкости в электрическом поле.

ГОСТ 13840-68 Канаты стальные арматурные 1х7. Технические условия.

ГОСТ 1516.1-76 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 500 кВ. Требования к электрической прочности изоляции.

ГОСТ 1516.3-96 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции.

ГОСТ 1547-84 Масла и смазки. Методы определения наличия воды.

ГОСТ 15581-80 Конденсаторы связи и отбора мощности для линий электропередач. Технические условия.

ГОСТ 17216-2001 Чистота промышленная. Классы чистоты жидкостей.

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

ГОСТ 18995.2-73 Продукты химические жидкие. Метод определения показателя преломления.

ГОСТ 19121-73 Нефтепродукты. Метод определения содержания серы сжиганием в ламп.

ГОСТ 20287-91 Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания.

ГОСТ 20911-89 Техническая диагностика. Термины и определения.

ГОСТ 21046-2015 Нефтепродукты отработанные. Общие технические условия.

ГОСТ 2517-2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб.

ГОСТ 28640-90 Масла минеральные электроизоляционные. Метод определения ароматических углеводородов.

ГОСТ 2917-76 Масла и присадки. Метод определения коррозионного воздействия на металлы.

ГОСТ 31873-2012 Нефть и нефтепродукты. Методы ручного отбора проб.

ГОСТ 33-2000 Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости.

ГОСТ 3484.1-88 Трансформаторы силовые. Методы электромагнитных испытаний.

ГОСТ 3484.3-88 Трансформаторы силовые. Методы измерений диэлектрических параметров изоляции.

ГОСТ 3722-2014 Подшипники качения. Шарики стальные. Технические условия.

ГОСТ 3900-85 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности.

ГОСТ 4333-2014 Нефтепродукты. Методы определения температур вспышки и воспламенения в открытом тигле.

ГОСТ 5985-79 Нефтепродукты. Метод определения кислотности и кислотного числа.

ГОСТ 6307-75 Нефтепродукты. Метод определения наличия водорастворимых кислот и щелочей.

ГОСТ 6356-75 Нефтепродукты. Метод определения температуры вспышки в закрытом тигле.

ГОСТ 6370-83 Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей.

ГОСТ 6581-75 Материалы электроизоляционные жидкие. Методы электрических испытаний.

ГОСТ 667-73 Кислота серная аккумуляторная. Технические условия.

ГОСТ 6709-72 Вода дистиллированная. Технические условия.

ГОСТ 7822-75 Масла нефтяные. Метод определения растворенной воды.

ГОСТ 8.217-2003 Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы тока. Методика поверки.

ГОСТ 859-2014 Медь. Марки.

ГОСТ 8865-93 Системы электрической изоляции. Оценка нагревостойкости и классификация.

ГОСТ 9.602-2005 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии

ГОСТ 981-75 Масла нефтяные. Метод определения стабильности против окисления.

ГОСТ ИСО 4407-2006 Чистота промышленная. Определение загрязненности жидкости методом счета частиц с помощью оптического микроскопа.

ГОСТ ИСО 6619-2013 Нефтепродукты и смазки. Число нейтрализации. Метод потенциометрического титрования

ГОСТ ИЕС 60947-1-2014 Аппаратура распределения и управления низковольтная. Часть 1. Общие правила.

ГОСТ Р 51069-97 Нефть и нефтепродукты. Метод определения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API ареометром.

ГОСТ Р 51947-2002 Нефть и нефтепродукты. Определение серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектроскопии.

ГОСТ Р 53203-2008 Нефтепродукты. Определение серы методом рентгенофлуоресцентной спектроскопии с дисперсией по длине волны.

ГОСТ Р 53708-2009 Нефтепродукты. Жидкости прозрачные и непрозрачные. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости.

ГОСТ Р 54331-2011 Жидкости для применения в электротехнике. Неиспользованные нефтяные изоляционные масла для трансформаторов и выключателей. Технические условия.

ГОСТ Р 54426-2011 (МЭК 60480:2004) Руководство по проверке и обработке

элегаза (SF<sub>6</sub>), взятого из электрооборудования, и технические требования к его повторному использованию.

ГОСТ Р 55015-2012 Трансформаторы силовые Испытания баков на герметичность.

ГОСТ Р 55025-2012 Кабели силовые с пластмассовой изоляцией на номинальное напряжение от 6 до 35 кВ включительно. Общие технические условия.

ГОСТ Р 55195-2012 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции.

ГОСТ Р 55494-2013 Масла изоляционные. Обнаружение коррозионной серы. Испытание на серебряной полоске.

Закон республики Молдова « О метрологии» №19 от 04.03. 2016г.

ГОСТ EN 12766-1-2014 Нефтепродукты и отработанные масла. Определение полихлорированных бифенилов (PCB) и родственных соединений. Часть 1. Разделение и определение выделенных родственных PCB методом газовой хроматографии (GC) с использованием электрозахватного детектора (ECD).

ГОСТ EN 12766-2-2014 Нефтепродукты и отработанные масла. Определение полихлорированных бифенилов (PCB) и родственных соединений. Часть 2. Определение содержания PCB.

ГОСТ EN 12766-3-2014 Нефтепродукты и отработанные масла. Определение полихлорированных бифенилов (PCB) и родственных соединений. Часть 3. Определение и вычисление содержания полихлорированных терфенилов (PCT) и полихлорированных бензилтолуолов (PCBT) методом газовой хроматографии (GC) с использованием электрозахватного детектора (ECD).

ГОСТ Р EN ИСО 2719-2008 Нефтепродукты. Методы определения температуры вспышки в закрытом тигле Пенски-Мартенса.

ГОСТ Р МЭК 60156-2013 Жидкости изоляционные. Определение напряжения пробоя на промышленной частоте.

ГОСТ Р МЭК 60247-2013 Жидкости изоляционные. Определение относительной диэлектрической проницаемости, тангенса угла диэлектрических потерь (tg delta) и удельного сопротивления при постоянном токе.

ГОСТ Р МЭК 60628-2013 Жидкости изоляционные. Определение газостойкости под действием электрического напряжения и ионизации.

ГОСТ Р МЭК 60666-2013 Масла изоляционные нефтяные. Обнаружение и определение установленных присадок.

ГОСТ Р МЭК 60814-2013 Жидкости изоляционные. Бумага и прессованный картон, пропитанные маслом. Определение содержания воды автоматическим кулонометрическим титрованием по Карлу Фишеру.

ГОСТ Р МЭК 61125-2013 Жидкости изоляционные неиспользованные на основе углеводородов. Методы определения стойкости к окислению.

ГОСТ Р МЭК 61198-2013 Масла изоляционные нефтяные. Методы определения 2-фурфурола и родственных соединений.

ГОСТ Р МЭК 61619-2013 Жидкости изоляционные. Определение загрязнения полихлорированными бифенилами (PCB) методом газовой хроматографии на капиллярной колонке.

ГОСТ Р МЭК 62021-1-2013 Жидкости изоляционные. Определение кислотности. Часть 1. Метод автоматического потенциометрического титрования.

ТР ТС 030/2012 О требованиях к смазочным материалам, маслам и специальным жидкостям

Примечание - При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов (сводов правил и/или классификаторов) в информационной системе общего пользования - на официальном сайте национального органа РМ по стандартизации..

## 3. ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

### 3.1 Термины и определения

В настоящем стандарте применяются следующие термины и определения:

**аппарат электрический:** Электротехническое устройство, предназначенное для включения или отключения электрических цепей, контроля электрических и неэлектрических параметров этих цепей, а также для их защиты и управления.

**высоковольтные испытания:** Экспериментальное определение качественных и (или) количественных характеристик свойств объекта испытаний, проводимые с заданными точностью и достоверностью для определения технического состояния электрооборудования при подаче либо возникновении на оборудовании следствием обратной трансформации напряжения 1000 В и выше.

**значение показателя качества масла, ограничивающее область нормального состояния:** Значение, которое гарантирует надежную работу масла в электрооборудовании, при этом достаточно минимально необходимого контроля показателей качества.

Минимально необходимый контроль – объем контроля, установленный как минимально необходимый в соответствующих разделах настоящего Стандарта по контролю маслонаполненного оборудования определенного вида (типа).

**измерение:** Совокупность операций по применению технического средства, хранящего единицу величины, обеспечивающих нахождение соотношения измеряемой величины с ее единицей в явном или неявном виде и получение значения этой величины.

**исправное состояние:** Состояние электрооборудования, при котором оно соответствует всем требованиям конструкторской и нормативно-технической документации.

**испытание:** Техническая операция, заключающаяся в определении одной или нескольких характеристик данной продукции в соответствии с установленной процедурой.

**испытательное выпрямленное напряжение:** Амплитудное значение выпрямленного напряжения, прикладываемого к электрооборудованию в течение заданного времени при определенных условиях испытания.

**испытательное напряжение промышленной частоты:** Действующее значение напряжения переменного тока 50 Гц, которое должна выдерживать в течение заданного времени внутренняя и/или внешняя изоляция электрооборудования при определенных условиях.

**кабели с пластмассовой изоляцией:** Кабели с изоляцией из поливинилхлоридного пластиката или сшитого полиэтилена, с наружной оболочкой или защитным шлангом из поливинилхлоридного пластиката и кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена с защитным шлангом из полиэтилена.

**комплексное диагностическое обследование:** Комплекс мероприятий, проводимый по специальным программам для получения объективной и достоверной информации о техническом состоянии оборудования, его функциональных узлов и систем

расширенными методами диагностирования с целью определения его пригодности к эксплуатации по правилам, установленным НТД, разработки рекомендаций по рациональной эксплуатации и ремонту.

**контроль неразрушающий:** Контроль свойств и параметров объекта (изделия), при котором не нарушается пригодность объекта (изделия) к использованию по назначению и не возникают предпосылки повреждения продукции.

**контроль периодический:** Контроль, при котором поступление информации о контролируемых параметрах происходит через установленные интервалы времени.

**контроль технического состояния (контроль):** Проверка соответствия значений параметров объекта требованиям технической документации и определение на этой основе одного из заданных видов технического состояния в данный момент времени.

*Примечание:* Видами технического состояния являются, например, исправное, работоспособное, неисправное, неработоспособное и т.п. в зависимости от значений параметров в данный момент времени.

**минимально необходимый контроль:** Объем контроля установленный как минимально необходимый в соответствующих разделах настоящего стандарта по контролю оборудования определенного вида (типа).

**мониторинг:** Непрерывный контроль параметров объекта с применением автоматизированных средств (систем), обеспечивающих сбор, хранение и обработку информации в реальном времени.

**надежность:** Свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования.

*Примечание - Надежность является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость или определенные сочетания этих свойств.*

**напряжение линейное:** Напряжение между фазными проводами электрической сети.

**напряжение номинальное:** Напряжение, на которое спроектирована сеть или оборудование и к которому относят их рабочие характеристики.

**напряжение фазное:** Напряжение между фазным проводом и нейтралью.

**наработка:** Продолжительность или объем работы объекта.

**неисправное состояние:** Состояние объекта, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической и(или) конструкторской (проектной) документации

**неработоспособное состояние:** Состояние объекта, при котором значение хотя бы одного показателя, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативной технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

*Примечание - Для сложных объектов возможно деление их неработоспособных состояний. При этом из множества неработоспособных состояний выделяют частично*

*неработоспособные состояния, при которых объект способен частично выполнять требуемые функции.*

**объекты электроэнергетики:** Имущественные объекты, непосредственно используемые в процессе производства, передачи электрической энергии.

**показатель предельного состояния:** Количественная характеристика одного или нескольких свойств, составляющих (определяющих) предельное состояние объекта;

**предельно допустимое значение параметра (предельное значение):** Наибольшее или наименьшее значение параметра, которое может иметь работоспособное электрооборудование.

**предельное состояние:** Состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

**работоспособное состояние:** Состояние объекта, при котором значения всех показателей, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствует требованиям нормативной технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

**резервное электрооборудование:** Электрооборудование, находящееся на хранении на территории или вне территории энергообъекта, предназначенное для замены аналогичного оборудования.

**ремонт по техническому состоянию:** Ремонт, при котором объем и момент начала ремонта определяются техническим состоянием, при этом, контроль технического состояния выполняется в объеме, установленном документацией производителя оборудования или требованиями НТД.

**ресурс:** Суммарная наработка объекта от начала его эксплуатации или возобновления эксплуатации после ремонта до перехода в предельное состояние.

**срок службы:** Календарная продолжительность эксплуатации от начала эксплуатации объекта или ее возобновления после ремонта до его перехода в предельное состояние.

**тепловизионный инфракрасный (ИК) контроль:** Дистанционное (бесконтактное) наблюдение, измерение и регистрация пространственного/пространственно-временного распределения радиационной температуры объектов путем формирования временной последовательности термограмм и определения температуры поверхности объекта по известным коэффициентам излучения и параметрам съемки (в том числе температура окружающей среды, пропускание атмосферы, дистанция наблюдения).

**технический руководитель субъекта электроэнергетики:** Лицо в штате организации собственника (эксплуатирующей организации), уполномоченное принимать решения и отдавать распоряжения по всем техническим вопросам касательно оборудования данного объекта электроэнергетики.

**техническая диагностика (диагностика):** Область знаний, охватывающая теорию, методы и средства определения технического состояния объектов.

**техническое диагностирование (диагностирование):** Определение технического состояния объекта.

**ультрафиолетовый контроль:** Метод дистанционного неразрушающего контроля высоковольтного электротехнического оборудования, посредством визуализации источников ультрафиолетового излучения от дефектов, сопровождающихся процессами электроразрядного характера, состоящий из определенного объема и последовательности мероприятий по применению средств ультравизионного контроля, для наблюдения, измерения и регистрации дефектов электроразрядного характера в изоляции высоковольтного электрооборудования при дистанционном диагностировании.

**физико-химический анализ:** Экспериментальное определение содержания (концентрации) одного или ряда компонентов вещества в пробе физическими, физико-химическими, химическими или другими методами, а также физические испытания образцов с целью определения физических и химических параметров нормируемых величин.

**хроматографический анализ газов, растворенных в масле:** Хроматографическое разделение смеси газов, выделенных из трансформаторного масла, с определением компонентов, разделенных с помощью механизмов разделения. Процесс, основанный на многократном повторении актов сорбции и десорбции вещества при перемещении его в потоке подвижной фазы вдоль неподвижного сорбента.

### 3.2 Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте применяются следующие сокращения:

АБ – аккумуляторная батарея;

АБП – агрегаты и источники бесперебойного питания;

АПВ – автоматическое повторное включение выключателя;

АРГ – анализ растворенных в масле газов;

АСУ ТП – автоматическая система управления технологическим процессом;

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высшее напряжение;

ВО – цикл «включение-отключение» выключателя;

ВТ – выпрямительный трансформатор;

ВУ – выпрямительная установка;

ВЧ – высокочастотное возбуждение;

ГОСТ – межгосударственный стандарт;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

ЗУ – заземляющее устройство;

ИК – инфракрасный;

КДО - комплексное диагностическое обследование;

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

КРУН – комплектные распределительные устройства наружной установки;

КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;

КС – контактное соединение;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

КУ – конденсаторная установка;

МИ – методика измерений;

НВИ – низковольтные импульсы;

НН – низшее напряжение;

НТД – нормативно-техническая документация;

ОВ – цикл «отключение-включение» выключателя;

ОВО – цикл «отключение-включение-отключение» выключателя;

ОПН – ограничитель перенапряжений;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПБВ – переключение без возбуждения;

ПИН – прибор для измерения напряжения;

ПС – подстанция;

ПТ – последовательный трансформатор;

ПТЭ – Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей;

ПУЭ – Правила устройства электроустановок;

РЗА – релейная защита и автоматика;

РК – компенсирующий реактор;

РПН – регулирование под нагрузкой;

РУ – распределительное устройство;

СЗ – степень загрязненности;

СН – среднее напряжение;

СОПТ – система оперативного постоянного тока;

СПЭ – сшитый полиэтилен;

ТИ – типовая инструкция;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТУ – технические условия;

УШР – управляемый шунтирующий реактор;

ФКУ – фильтрокомпенсирующее устройство;

ХАРГ – хроматографический анализ растворенных в масле газов;

ХХ – холостой ход;

ЧР – частичный разряд;

ШУ – шкаф управления;

ЭВ – элегазовый выключатель;

ЭМЧ – электромагнитная части;

FRA – частотный метод определения деформации обмоток трансформатора (реактора);

$U_{ном}$  – номинальное линейное напряжение;

$U_0$  – номинальное фазное напряжение.

## 4. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

4.1 Настоящим стандартом следует руководствоваться при вводе электрооборудования в работу и в процессе его эксплуатации. Наряду с настоящим стандартом следует руководствоваться действующими документами [1] – [4], а также инструкциями изготовителей электрооборудования.

4.2 Настоящим стандартом предусматриваются как традиционные испытания, положительно зарекомендовавшие себя в течение многих лет, так и испытания, широко применяемые в последние годы и подтвердившие свою эффективность, как правило, не требующие вывода оборудования из работы и позволяющие определять степень развития и опасность возможных дефектов на ранних стадиях.

4.3 В настоящем стандарте 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;

С – при среднем ремонте;

Т – при текущем ремонте электрооборудования;

М – между ремонтами;

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

Периодичность межремонтных испытаний и измерений электрооборудования, если она не указана в соответствующих разделах данного стандарта, устанавливается разделом 32

4.4 В настоящем стандарте 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, учитывая динамику и скорость изменения показателей. 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 настоящем стандарте допустимым изменениям. Выход значений параметров за установленные границы (предельные значения) следует рассматривать как признак наличия дефектов, которые могут привести к отказу оборудования.

4.5 В качестве исходных значений контролируемых параметров при вводе в эксплуатацию нового электрооборудования принимают значения, указанные в паспорте или протоколе испытаний изготовителя. При эксплуатационных испытаниях в качестве исходных принимаются значения параметров, определенные испытаниями при вводе в эксплуатацию нового электрооборудования. Качество проводимого капитального ремонта оценивается сравнением результатов испытаний после ремонта с данными, указанными в паспорте или протоколе испытаний изготовителя. После капитального или восстановительного ремонта, а также реконструкции, проведенных на специализированном ремонтном предприятии, в качестве исходных для контроля в процессе дальнейшей эксплуатации принимаются значения, полученные по окончании ремонта (реконструкции).

4.6 Кроме испытаний, предусмотренных настоящим стандартом, все электрооборудование должно пройти осмотр непосредственно перед проведением испытаний, проверку работы механической части и другие испытания согласно инструкциям по его эксплуатации и ремонту.

4.7 Требования по объёму и периодичности испытаний резервного электрооборудования, а также его частей и деталей должны определяться инструкциями изготовителей электрооборудования. При отсутствии таких указаний в инструкциях объем испытаний определяется настоящим стандартом, а периодичность испытаний электрооборудования, определяются главным инженером ГП «Moldelectrica».

4.8 Испытание повышенным напряжением промышленной частоты производится для электрооборудования на напряжение до 35 кВ включительно.

При отсутствии необходимой испытательной аппаратуры переменного тока допускается испытывать электрооборудование распределительных устройств напряжением до 20 кВ, за исключением основной изоляции кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена, повышенным выпрямленным напряжением, которое должно быть равно полторакратному значению испытательного напряжения промышленной частоты.

4.9 Электрооборудование и изоляторы на номинальное напряжение, превышающее номинальное напряжение электроустановки, в которой они эксплуатируются, могут испытываться 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 выпрямленным напряжением или напряжением промышленной частоты производить с отсоединением кабельных линий от трансформаторов тока при наличии технической возможности.

Испытание выпрямленным напряжением изоляторов и трансформаторов тока, соединенных с силовыми кабелями 6-10 кВ, может производиться вместе с кабелями.

4.10 После полной замены масла в маслонаполненном электрооборудовании его изоляция должна быть подвергнута повторным испытаниям в соответствии с настоящим стандартом.

4.11 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 настоящем стандарте. Допускается применение испытаний и измерений, не предусмотренных настоящим стандартом, при условии, что уровень испытательных воздействий не превысит указанного в настоящем стандарте.

4.12 Устройства релейной защиты и электроавтоматики проверяются в объёме и по нормам, приведенным в соответствующих нормативно-технических документах.

4.13 Местные инструкции по эксплуатации должны быть приведены в соответствие с настоящим стандартом.

4.14 Объём и сроки испытания электрооборудования могут изменяться главным инженером ГП «Moldelectrica» в зависимости от производственной важности и надёжности оборудования при наличии соответствующих обоснований.

4.15 В настоящем стандарте приведены типовые общие требования по объёмам и нормам испытаний электрооборудования. По типам электрооборудования, не приведенным в настоящем стандарте для получения необходимых данных по объёмам и нормам отдельных испытаний и проверок следует использовать официальные материалы изготовителей конкретных типов электрооборудования.

4.16 В настоящем стандарте не приводятся методики испытаний и метрологические требования, так как они отражены в других материалах (инструкциях, методических указаниях, пособиях и т.п.).

4.17 Комплексное диагностическое обследование (КДО) технического состояния электрооборудования рекомендуется проводить:

- для электрооборудования, выработавшего нормативные сроки службы;
- для электрооборудования, находящегося в эксплуатации, в сложных для оценки технического состояния случаях, когда анализ результатов мониторинга, регламентных измерений, выполняемых в соответствии с типовыми объемами и нормами не дают определенного результата, а также в случаях поиска места и определения причин неисправности или отказа.

КДО проводится с целью определения стратегии дальнейшей эксплуатации, объема и технологии проведения работ по капитальному ремонту электрооборудования.

При проведении КДО для выявления дефектов оборудования используют как положения, изложенные в настоящем стандарте, так и специальные методы, редко используемые в эксплуатации, которые требуют применения специального оборудования, расходных материалов, специальной подготовки персонала.

Рекомендуемые объемы проведения КДО приведены в соответствующих разделах настоящего стандарта по отдельным видам электрооборудования с указанием основных и дополнительных проверок и испытаний.

Необходимость проведения КДО электрооборудования с расширением объема испытаний определяется решением главного инженера ГП «Moldelectrica» на основе результатов анализа плановых испытаний/измерений и проводится по специальным программам с учетом требований настоящего стандарта и нормативных документов, отражающих специальные методы контроля и испытаний.

При необходимости для проведения КДО привлекаются специализированные организации, допущенные в установленном порядке к проведению технического диагностирования.

4.18 Отдельные виды испытаний и измерений в соответствии с настоящим стандартом проводятся по решению главного инженера ГП «Moldelectrica». Основанием для принятия такого решения могут быть:

- выработка оборудованием нормативного срока службы;
- отрицательные результаты по другим видам испытаний и измерений;
- невозможность выявления причины возникновения дефекта другими видами испытаний и измерений.
- увеличение количества отказов оборудования.

## **5. ОБЩИЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ИСПЫТАНИЯМ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ**

5.1 Испытания электрооборудования должны производиться с соблюдением требований [3] и [6].

Требования к персоналу и меры безопасности при проведении испытаний электрооборудования с подачей повышенного напряжения от постороннего источника должны соответствовать разделу 15 [4].

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.

5.2 Электрические испытания изоляции электрооборудования необходимо проводить при температуре изоляции не ниже плюс 5 °С, кроме оговоренных в настоящем стандарте случаев, когда измерения следует проводить при более высокой температуре. В отдельных случаях (например, при приемо-сдаточных испытаниях, при проведении аварийно-восстановительных работ) по решению главного инженера ГП «Moldelectrica» 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 короткие сроки при температуре изоляции не ниже 5 °С.

При отборе трансформаторного масла важно учитывать состояние окружающей среды: нежелательно отбирать масло при относительной влажности атмосферного воздуха выше 70% и температуре отбираемого масла ниже 5 °С, атмосферных осадках, т.к. это

может привести к искажению представительности отбираемой пробы масла и, как следствие, результатов испытаний и анализов. В случае необходимости отбора масла при условиях хуже указанных полученные результаты не могут гарантировать соответствие нормативным значениям в дальнейшей эксплуатации. Повторный, контрольный отбор необходимо выполнить при ближайших благоприятных погодных условиях.

5.3 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 фиксация показаний мегаомметра производится через 60 с после начала измерений. Если в соответствии с настоящим стандартом требуется определение коэффициента абсорбции (R60»/R15»), фиксация показаний производится дважды: через 15 с и 60 с после начала измерений.

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

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

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

5.6 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, источники питания, обеспечивающие синусоидальную форму напряжения.

5.7 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 нуля и отключается.

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

5.8 До и после испытания изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц или выпрямленным напряжением следует измерять сопротивление изоляции.

5.9  $\text{tg} \delta$  основной изоляции измеряется при напряжении 10 кВ у электрооборудования с номинальным напряжением 10 кВ и выше и при напряжении, равном номинальному, у остального электрооборудования.

5.10 Электрооборудование, забракованное при внешнем осмотре, независимо от результатов испытаний должно быть заменено или отремонтировано.

5.11 Отбраковка электрооборудования по состоянию изоляции должна проводиться только на основании рассмотрения всего комплекса измерений, а также с учетом указаний, приведенных в соответствующих разделах настоящего стандарта.

## **6. СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ<sup>1</sup>, АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ И РЕАКТОРЫ<sup>2</sup>**

### **6.1 П. Определение условий включения трансформаторов**

#### **6.1.1 Контроль при вводе в эксплуатацию новых трансформаторов и трансформаторов, прошедших капитальный или восстановительный ремонт со сменой обмоток и изоляции (первое включение)**

Контроль осуществляется по специальной программе, утвержденной главным инженером ГП «Moldelectrica» в соответствии с требованиями настоящего раздела, инструкций изготовителей и рекомендациями [8–11].

#### **6.1.2 Контроль при вводе в эксплуатацию трансформаторов, прошедших капитальный ремонт в условиях эксплуатации (без смены обмоток и изоляции)**

Контроль осуществляется по специальной программе, утвержденной главным инженером ГП «Moldelectrica» в соответствии с требованиями настоящего раздела и указаниями, изложенными в [12].

#### **6.1.3 Контроль при вводе в эксплуатацию трансформаторов, находившихся в отключенном состоянии более трех месяцев**

Контроль осуществляется для трансформаторов напряжением 35 кВ и выше по п 6.4.1, и 6.5 настоящего стандарта.

### **6.2 П, К, М. Хроматографический анализ газов, растворенных в масле**

Контроль производится:

- для класса напряжения 35 кВ - у трансформаторов собственных нужд и трансформаторов, имеющих среднегодовую нагрузку не менее 50 % от номинальной, по списку утвержденному главным инженером ГП «Moldelectrica»
- для классов напряжения 110 кВ и выше – у всех трансформаторов.

Методики отбора проб, подготовки и проведения хроматографического анализа газов, растворенных в масле приведены в [13] и [14].

Состояние трансформаторного оборудования рекомендуется оценивать путем сопоставления измеренных данных с граничными значениями концентрации газов в масле, по скорости роста концентрации газов в масле, по соотношениям концентраций диагностических газов (пар газов) и графическому критерию с учетом эксплуатационных факторов в соответствии с рекомендациями [15], [16] и других действующих нормативных документов по диагностированию силовых трансформаторов.

Для шунтирующих реакторов оценка состояния по результатам анализа газов, растворенных в масле, производится по инструкциям изготовителей.

Анализ растворенных в масле газов должен осуществляться в следующие сроки:

- трансформаторы напряжением 35 кВ (трансформаторы собственных нужд и трансформаторы, имеющие среднегодовую нагрузку не менее 50 % от номинальной) после включения их в работу – в течение первых 3 суток, через 1 и 6 мес. после включения и далее – не реже 1 раза в 6 мес.;
- все трансформаторы напряжением 35 кВ, независимо от нагрузки, после

<sup>1</sup> На трансформаторах с кабельными вводами объем испытаний определяется конструктивными особенностями и рекомендациями изготовителя.

<sup>2</sup> Далее – трансформаторы.

включения их в работу следует контролировать в течение первых 3 суток;

- все трансформаторы 35 кВ и выше - перед вводом в работу, перед началом и после завершения капитального и восстановительного ремонта трансформатора;

- трансформаторы напряжением 110 кВ и выше после включения их в работу - в течение первых 3 суток, через 10 дней, 1, 3 и 6 месяцев после включения и далее - не реже 1 раза в 6 мес.

Для трансформаторов с предполагаемым дефектом периодичность отбора проб масла устанавливается в каждом конкретном случае, исходя из состава и концентрации газов, скорости их нарастания в соответствии с рекомендациями [15], [16] и настоящего подраздела.

### **6.3 П, К, М. Оценка влажности твердой изоляции**

Производится у трансформаторов напряжением 110 кВ и выше.

Допустимое значение влагосодержания твердой изоляции вновь вводимых трансформаторов и трансформаторов, прошедших капитальный ремонт, - не выше 1 %, а эксплуатируемых трансформаторов - не выше 2 % по массе.

Для трансформаторов, отработавших установленные нормативно технической документацией сроки, допускается значение влагосодержания твердой изоляции трансформаторов, прошедших капитальный ремонт, - 2 %, а эксплуатируемых трансформаторов - 4 % по массе.

Определение влагосодержания твердой изоляции трансформаторов проводится:

- перед вводом трансформаторов в эксплуатацию и при капитальном ремонте при появлении признаков увлажнения, установленных измерениями и/или при продолжительности пребывания активной части трансформатора на воздухе, превышающей установленные в пункте 9.1 [12];

- в период выполнения капитального ремонта, предусматривающего проведение работ по подсушке/промывке твердой изоляции. Технология контроля степени осушенности твердой изоляции (порядок отбора проб/образцов изоляции, точки отбора и порядок интерпретации данных) определяется с учетом выбранной технологии обработки изоляции трансформаторов в период капитального ремонта и излагается в описательной части технологии процесса сушки и промывки твердой изоляции, являющейся неотъемлемой составляющей проекта производства работ на выполнение капитального ремонта трансформатора.

Определение влагосодержания твердой изоляции трансформаторов проводится приоритетно по анализу влагосодержания заложенных в бак образцов изоляции (при их наличии). При их отсутствии точка отбора пробы (образца) твердой изоляции и порядок их отборов оговаривается в проекте производства работ на выполнение капитального ремонта и/или монтажа трансформатора.

В процессе эксплуатации трансформатора допускается оценка влагосодержания твердой изоляции расчетным путем по результатам измерения тангенса угла диэлектрических потерь изоляции обмоток и масла, произведенных на прогревом до 60 °С трансформаторе, согласно рекомендаций [17], [18].

Использование в расчетах тангенса угла диэлектрических потерь масла проводится при показателях масла, удовлетворяющих пунктам 1, 2, 4, 6, 7, 9 таблицы 22.4 настоящего стандарта.

Отбор проб масла на влагосодержание рекомендуется проводить в период максимальных ожидаемых значений, с прогревом не менее чем до 60 °С работающего трансформатора.

Допускается производить оценку влагосодержания твердой изоляции иными инструментальными методами, реализуемыми без вскрытия бака трансформатора.

Влагосодержание твердой изоляции в процессе эксплуатации допускается не определять, если влагосодержание масла, проба которого отобрана из трансформатора,

прогрето до 60 °С, не превышает 10 г/т.

В случае нарушения условий транспортирования или хранения трансформатора при пусконаладочных испытаниях дополнительно проводится проверка влагосодержания образцов изоляции согласно [17].

Периодичность контроля влагосодержания твердой изоляции расчетными способами или иными инструментальными методами, реализуемыми без вскрытия бака трансформатора в процессе эксплуатации: первый раз - через 12 лет после включения и в дальнейшем – 1 раз в 6 лет.

## **6.4 Измерение сопротивления изоляции**

### **6.4.1 П, К, Т, М. Измерение сопротивления изоляции обмоток**

Измерение сопротивления изоляции обмоток трансформаторов производится по ГОСТ 3484.3-88.

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 (пункт 4.5 настоящего стандарта), должно быть не менее 50 % по отношению к значениям, указанным изготовителем. В случае отсутствия значений изготовителя – по отношению к первично измеренным значениям.

Для трансформаторов на напряжение до 35 кВ включительно мощностью до 10 000 кВА и дугогасящих реакторов сопротивление изоляции обмоток должно быть не ниже 300 МОм при температуре обмотки 20 °С.

При вводе в эксплуатацию и в процессе эксплуатации сопротивление изоляции измеряется как по схемам, применяемым изготовителем (по ГОСТ 3484.3-88), так 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.

Измерения по зонам проводят для трансформаторов напряжением 110 кВ и выше на трансформаторе, залитом маслом, через 0,5 - 2 суток после заливки. В трансформаторах с принудительной циркуляцией масла в этот период следует произвести перемешивание масла путем включения насосов.

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

- а) 10 °С - у трансформаторов напряжением до 110 кВ включительно;
- б) 20 °С - у трансформаторов напряжением 330-400 кВ;
- в) близкой (разница не более 5 °С) к температуре, указанной в паспорте - для реакторов 400 кВ и выше.

В случае необходимости прогрев трансформаторов производить, руководствуясь инструкцией по прогреву.

В процессе эксплуатации измерения сопротивления изоляции обмоток трансформаторов производятся с периодичностью:

- для трансформаторов напряжением 6 - 35 кВ - перед вводом в работу новых трансформаторов, перед началом и после завершения капитального и восстановительного ремонта трансформатора и далее 1 раз в 2 года;
- трансформаторы напряжением 110 кВ и выше перед вводом в работу новых трансформаторов, перед началом и после завершения капитального и восстановительного ремонта трансформатора и далее ежегодно;

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

данных всех испытаний.

**6.4.2 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 должны производиться в случае осмотра активной части трансформатора или через специальный проходной изолятор на баке трансформатора (при его наличии). Используются мегаомметры на напряжение 1000 В.

**Примечание** - На трансформаторах, имеющих проходной изолятор, измерения проводятся в межремонтный период при появлении дефектов электрического и/или термического характера, выявленных по результатам анализа растворенных в масле газов.

Измеренные значения сопротивления изоляции стяжных шпилек, бандажей, полубандажей ярем и прессующих колец относительно активной стали и ярмовых балок, а также ярмовых балок относительно активной стали, должны быть не менее 2 МОм, а сопротивление изоляции ярмовых балок не менее 0,5 МОм.

### **6.5 П, К, Т, М. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь ( $\text{tg}\delta$ ) изоляции обмоток**

Измерения тангенса угла диэлектрических потерь ( $\text{tg}\delta$ ) изоляции обмоток трансформаторов производятся по ГОСТ 3484.3-88 для трансформаторов напряжением 110 кВ и выше.

По решению главного инженера ГП «Moldelectrica» измерения могут производиться на масляных трансформаторах напряжением 35 кВ и ниже.

Значения  $\text{tg}\delta$  изоляции обмоток вновь вводимых в эксплуатацию трансформаторов и трансформаторов, прошедших капитальный ремонт, приведенные в соответствии с рекомендациями [10] к температуре испытаний, при которой определялись исходные значения (пункт 4.5 настоящего стандарта), с учетом влияния  $\text{tg}\delta$  масла не должны отличаться от значений, указанных изготовителем в сторону ухудшения более чем на 50 %.

Измеренные (при температуре изоляции 20 °С и выше) значения  $\text{tg}\delta$  изоляции обмоток вновь вводимых в эксплуатацию трансформаторов и трансформаторов прошедших капитальный ремонт, не превышающие 1 %, считаются удовлетворительными и их сравнение с исходными данными не требуется.

Для трансформаторов, отработавших установленные нормативно технической документацией сроки, допускается максимальное значение  $\text{tg}\delta$  изоляции обмоток, измеренного при 20 °С, не более 1,5 %.

При вводе в эксплуатацию и в процессе эксплуатации  $\text{tg}\delta$  изоляции измеряется как по схемам, применяемым изготовителем, так и дополнительно по зонам изоляции (например, ВН - корпус, НН - корпус, ВН - НН) с подсоединением вывода «экран» измерительного моста к свободным обмоткам или баку. В процессе эксплуатации допускается проводить только измерения по зонам изоляции.

Измерение  $\text{tg}\delta$  обмоток должно производиться при температуре изоляции не ниже:

а) 10 °С - у трансформаторов напряжением до 110 кВ включительно;

б) 20 °С - у трансформаторов напряжением 330-400 кВ;

в) 60 °С - для всех трансформаторов при выполнении оценки влагосодержания твёрдой изоляции расчётным путём.

В процессе эксплуатации измерения значения  $\text{tg}\delta$  изоляции обмоток трансформаторов производятся с периодичностью не реже 1 раза в год, а также при неудовлетворительных результатах испытаний масла (область «риска», пункт 23.3.1) и/или анализа газов, растворенных в масле и в объёме комплексного диагностического обследования. Результаты измерений  $\text{tg}\delta$  изоляции обмоток в процессе эксплуатации, включая динамику их изменения, должны учитываться при комплексном рассмотрении

данных всех испытаний.

## **6.6 Оценка состояния бумажной изоляции обмоток**

### **6.6.1 М. Оценка по наличию фурановых соединений и соотношения $\text{CO}_2/\text{CO}$ в масле**

Оценка производится у трансформаторов напряжением 110 кВ и выше, если дефект вероятен по другим методам испытаний.

Оценка производится по методикам, приведенным в пункте 22.6.2 настоящего стандарта, либо по иным аттестованным методикам испытаний в соответствии с пунктом 22.6.1.

Значение содержания фурановых производных в трансформаторном масле, ограничивающее область нормального состояния оборудования, должно быть не более 0,0006 % массы.

Достижение значений соотношения  $\text{CO}_2/\text{CO}$  более 30 в сочетании с влагосодержанием масла более 30 г/т указывает на полное исчерпание ресурса бумажной изоляции обмоток (показатель предельного состояния).

В случае достижения содержания фурановых производных и (или) соотношения  $\text{CO}_2/\text{CO}$  указанных выше значений необходимо выполнить испытания бумажной изоляции по пункту 6.6.2.

Отбор проб масла на содержание фурановых производных из трансформаторов напряжением 110 кВ и выше производится с периодичностью 1 раз в 5 лет. Отбор следует проводить до замены силикагеля в адсорбционных и термосифонных фильтрах, а также обработки масла (дегазации, регенерации и пр.), но не ранее, чем через 6 месяцев после замены.

### **6.6.2 К. Оценка по степени полимеризации**

Оценка по степени полимеризации целлюлозы, влияющей на механическую прочность бумажной изоляции, производится у трансформаторов напряжением 110 кВ и выше согласно рекомендаций [12], [13], [20].

Отбор образцов твердой изоляции производится в случае, если по косвенным методам оценки имеются достаточные основания ожидать значительного износа твердой изоляции.

Косвенная оценка состояния твердой изоляции осуществляется по следующим показателям:

- наличие в трансформаторном масле фурановых производных, в том числе фурфурола;
- результаты хроматографического анализа растворенных в масле фурановых соединений, газов  $\text{CO}$  и  $\text{CO}_2$  в соответствии с рекомендациями подраздела 6.2 настоящего стандарта;
- результаты физико-химического анализа масла (пункты 1, 2, 4, 6-9 таблицы 22.4);
- результаты измерения диэлектрических параметров изоляции ( $R_{60}$ ,  $\text{tg}\delta$ ).

Ресурс бумажной изоляции обмоток считается исчерпанным при снижении степени полимеризации бумаги до 250 единиц (показатель предельного состояния) и менее.

**Примечание** - Степень полимеризации исходной (новой) изоляции должна быть не менее 1250 единиц **согласно** [26]. При нормальном состоянии изоляции степень полимеризации находится в пределах 600-800 **единиц** [27].

У ответственных трансформаторов напряжением 35 кВ, отработавших установленные нормативно-технической документацией сроки, оценка состояния бумажной изоляции обмоток по степени полимеризации и определение фурановых соединений проводится при комплексных диагностических обследованиях.

## **6.7 Испытание изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц**

### **6.7.1 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. Если при монтаже проходные изоляторы (вводы) 6-35 кВ устанавливались на трансформатор без предварительных высоковольтных испытаний вводов, то испытание изоляции обмоток вместе с проходными изоляторами (вводами) обязательно.

При капитальном ремонте с полной сменой обмоток и изоляции испытание повышенным напряжением обязательно для трансформаторов всех типов и классов напряжения. Значение испытательного напряжения равно значению напряжения, используемому изготовителем. При капитальном ремонте с частичной сменой изоляции или при реконструкции трансформатора значение испытательного напряжения равно 0,9 от значения, используемого изготовителем.

Значения испытательных напряжений приведены в таблицах 6.1 и 6.2.

Продолжительность приложения испытательного напряжения составляет 1 мин.

Трансформаторы разрешается испытывать напряжениями, указанными в таблицах 6.1 и 6.2, лишь в тех случаях, если они не превышают напряжения, которым данный трансформатор был испытан изготовителем.

### **6.7.2 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.

## **6.8 П, К, М. Измерение сопротивления обмоток постоянному току**

Измерения сопротивления обмоток трансформаторов постоянному току производятся по ГОСТ 3484.1-88. Измерения производятся на всех ответвлениях, если в паспорте трансформатора нет других указаний.

При необходимости измерения температуры обмоток в межремонтный период измерения сопротивления обмоток трансформаторов постоянному току проводятся на рабочем ответвлении трансформатора.

Измерения сопротивления обмоток трансформаторов постоянному току в межремонтный период проводятся в случае комплексного диагностического обследования трансформатора, а также, если на наличие дефекта указывают средства периодического контроля, осуществляемого на работающем трансформаторе, такие как анализ растворенных в масле газов, физико-химический анализ масла, тепловизионный контроль, осмотр и проверка РПН.

На трансформаторах с устройствами РПН измерения в процессе эксплуатации проводятся с периодичностью:

- трансформаторы напряжением 35 кВ и выше - 1 раз в 4 года;

Для трансформаторов 6-10 кВ измерения сопротивления обмоток трансформаторов постоянному току проводятся при капитальном ремонте.

У трансформаторов с устройствами РПН и ПБВ перед измерением сопротивлений

обмоток постоянному току необходимо произвести не менее 3-х полных циклов переключения. 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 технической документации изготовителя, следует руководствоваться нормой на допустимое расхождение, приведенное в паспорте трансформатора.

Таблица 6.1. Испытательные напряжения промышленной частоты электрооборудования классов напряжения до 35 кВ с нормальной и облегченной изоляцией для электрооборудования, разработанного до 1 января 2014 г. (по ГОСТ 1516.1–76 и ГОСТ 1516.3–96)

Класс напряжения электрооборудования (обмотки трансформатора), кВ	Испытательное напряжение <sup>1)</sup> , 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 <sup>2)</sup>		
	При изготовлении	При вводе в эксплуатацию	В эксплуатации	При изготовлении	Перед вводом в эксплуатацию и в эксплуатации	
					Фарфоровая изоляция	Другие виды изоляции
До 0,69	5,0/3,0 <sup>3)</sup>	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)

<sup>1)</sup> Если при изготовлении электрооборудование было испытано напряжением, отличающимся от указанного, испытательные напряжения при вводе в эксплуатацию и в эксплуатации должны быть соответственно скорректированы.

<sup>2)</sup> Испытательные напряжения, указанные в виде дроби, распространяются на электрооборудование: числитель - с нормальной изоляцией, знаменатель - с облегченной изоляцией.

<sup>3)</sup> 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.

Таблица 6.2. Испытательные напряжения промышленной частоты электрооборудования классов напряжения до 35 кВ с нормальной и облегченной изоляцией для электрооборудования, разработанного после 1 января 2014 г. (по ГОСТ Р 55195–2012)

Класс напряжения электрооборудования (обмотки трансформатора), кВ	Испытательное напряжение <sup>1), 2)</sup> , кВ					
	Силовые трансформаторы, шунтирующие и дугогасящие реакторы			Аппараты, трансформаторы тока и напряжения, токоограничивающие реакторы, изоляторы (за исключением керамических), вводы, конденсаторы связи, экранированные токопроводы, сборные шины, КРУ и КТП		Керамические изоляторы
	При изготовлении	При вводе в эксплуатацию	В эксплуатации	При изготовлении	При вводе в эксплуатацию и в эксплуатации	При изготовлении, при вводе в эксплуатацию и в эксплуатации
До 0,69	5 (3) <sup>3)</sup> / 5 <sup>4)</sup>	4,5 / 4,5	4,3 / 4,3	– <sup>5)</sup>	– <sup>5)</sup>	– <sup>5)</sup>
3	10 / 18	9,0 / 16,2	8,5 / 15,3	10 / 20 [12 / 23] <sup>6)</sup>	9 / 18	10 / 20
6	20 / 25	18,0 / 22,5	17,0 / 21,3	20 (28) <sup>7)</sup> / 28 [23 / 32]	18 (25,2) <sup>7)</sup> / 25,2	20 (28) <sup>7)</sup> / 28
10	28 / 35	25,2 / 31,5	23,8 / 29,8	28 (38) <sup>7)</sup> / 38 [32 / 45]	25,2 (34,2) <sup>7)</sup> / 34,2	28 (38) <sup>7)</sup> / 38
15	38 / 45	34,2 / 40,5	32,3 / 38,3	38 (50) <sup>7)</sup> / 50 [45 / 60]	34,2 (45) <sup>7)</sup> / 45	38 (50) <sup>7)</sup> / 50
20	50 / 55	45,0 / 49,5	42,5 / 46,8	50 / 65 [60 / 75]	45 / 58,5	50 / 65
35	80 / 85	72,0 / 76,5	68,0 / 72,3	80 / 95 [95 / 120] <sup>8)</sup>	72 / 85,5	80 / 95

- <sup>1)</sup> Для электрооборудования, разработанного с 1 января 1999 г. до 1 января 2014 г., распространяется действие ГОСТ 1516.3–96; для разработанного до 1 января 1999 г. – ГОСТ 1516.1–76 (см. таблицу 9.1 настоящего стандарта).
- <sup>2)</sup> Если изготовитель произвел испытание электрооборудование напряжением, отличающимся от указанного (например, согласно ГОСТ 1516.1–76 или ГОСТ 1516.3–96), испытательные напряжения при вводе в эксплуатацию и в эксплуатации должны быть соответственно скорректированы.
- <sup>3)</sup> Значение в скобках – для электрооборудования с облегченной изоляцией (уровень изоляции  $a$ ) по ГОСТ Р 55195–2012).
- <sup>4)</sup> В числителе указаны значения для электрооборудования с нормальной изоляцией с уровнем изоляции  $a$  и с облегченной изоляцией с уровнем изоляции  $a$  по ГОСТ Р 55195–2012; в знаменателе – для электрооборудования с нормальной изоляцией с уровнем изоляции  $b$  по ГОСТ Р 55195–2012.
- <sup>5)</sup> Значения испытательных напряжений не нормированы в ГОСТ Р 55195–2012. См. нормативные документы и эксплуатационную документацию на конкретные виды оборудования.
- <sup>6)</sup> В квадратных скобках указаны значения испытательных напряжений между контактами разъединителей, предохранителей, а также КРУ с двумя разрывами на полюс. В остальных случаях – см. значения, указанные без квадратных скобок.
- <sup>7)</sup> Для опорных изоляторов категорий размещения 2, 3 и 4.
- <sup>8)</sup> 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.

### **6.9 П, К. Проверка коэффициента трансформации**

Проверка коэффициента трансформации производится по ГОСТ 3484.1-88 на всех положениях переключателей ответвлений.

Коэффициент трансформации, измеренный при вводе трансформатора в эксплуатацию, не должен отличаться более чем на 2 % (если иное не указано в документации изготовителя) 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.

При капитальных ремонтах коэффициент трансформации проверяется в случае замены или ремонта обмоток трансформатора.

### **6.10 П, К. Проверка группы соединения обмоток трехфазных трансформаторов и полярности выводов однофазных трансформаторов.**

Проверка группы соединения обмоток трансформаторов производится по ГОСТ 3484.1-88.

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

Измерения производятся при вводе в эксплуатацию, в эксплуатации - в случае отсутствия заводской документации (заводской таблички) на трансформатор и после капитального ремонта - в случае изменения или разборки схемы соединения или замены обмоток.

### **6.11 П, К. Фазировка трансформаторов**

Перед первым включением в работу нового или вышедшего из ремонта оборудования (при изменении внешней силовой схемы присоединения трансформатора) должна производиться его фазировка.

### **6.12 П, К. Измерение потерь холостого хода при малом напряжении**

Измерения потерь холостого хода проводятся по ГОСТ 3484.1-88.

Измерения производятся у трансформаторов мощностью 1 000 кВА и более при напряжении, подводимом к обмотке низшего напряжения, равном указанному в протоколе испытаний, проведенных изготовителем (паспорте). Измерения потерь холостого хода трансформаторов мощностью до 1 000 кВА производятся после капитального ремонта с полной или частичной расширкой магнитопровода. У трехфазных трансформаторов потери холостого хода измеряются при однофазном возбуждении по схемам, применяемым изготовителем.

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

В отдельных случаях по согласованию с предприятием-изготовителем могут быть допущены большие отличия.

Измерения в процессе эксплуатации производятся исходя из результатов анализа растворенных в масле газов и при наличии подозрений на наличие витковых замыканий.

Измеренные значения не должны превышать исходные (паспортные) значения более чем на 30 % - для всех трансформаторов.

Если перед этими измерениями проводились работы, связанные с протеканием по обмоткам постоянного тока или через трансформатор протекал ток несимметричного КЗ, то

перед проведением измерений при малом напряжении необходимо снять остаточное намагничивание магнитной системы трансформатора. Допускается не проводить размагничивание, когда соотношения потерь не отличаются более чем на 5 % по сравнению с предыдущими.

### **6.13 П, К, М. Измерение сопротивления короткого замыкания ( $Z_k$ ) трансформатора**

Измерения производятся у трансформаторов мощностью 125000 кВА и более. По решению главного инженера ГП «Moldelectrica» эти измерения могут проводиться и для трансформаторов мощностью менее 125000 кВА

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

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

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

В процессе эксплуатации измерения  $Z_k$  производятся после воздействия на трансформатор тока КЗ, превышающего 70 % расчетного значения, используемого изготовителем, а также в объеме комплексного диагностического обследования.

### **6.14 Оценка состояния переключающих устройств**

#### **6.14.1 К. Переключающие устройства с ПБВ (переключение без возбуждения)**

Оценка состояния переключающих устройств производится в соответствии с указаниями, изложенными в [12], [23].

В устройствах с ПБВ проверяют состояние:

- контактного узла и привода;
- контактных пружин.

В устройствах ПБВ барабанного типа (П6 и др.) проверяют усилие, развиваемое контактными пружинами, которое должно быть в пределах 20-50 Н (2-5 кгс).

#### **6.14.2 П, К, Т. Переключающие устройства с РПН (регулирование под нагрузкой)**

Оценка состояния переключающих устройств при вводе трансформаторов в эксплуатацию и капитальном ремонте производится в соответствии с требованиями инструкций изготовителя и указаниями, изложенными в [17], [28] и инструкции по эксплуатации конкретного переключающего устройства.

Текущие ремонты устройств РПН с выводом их из работы следует проводить совместно с текущими ремонтами трансформаторов не реже 1 раза в год (если иное не оговорено документацией изготовителя), а также после определенного числа переключений, указанного в инструкции изготовителя данного устройства РПН.

Масло из бака контакторов устройств РПН должно испытываться на пробивное напряжение по пункту 1 таблицы 22.4 и п 4 таблицы 22.1 после определенного числа переключений, указанного в инструкции изготовителя данного устройства РПН, но не реже 1 раза в год. Масло из бака контакторов устройств РПН, работающих в не автоматическом режиме допускается испытывать на соответствие требованиям пункта 1, 4 таблицы 22.4 – 1 раз в 2 года.

Анализ масла из бака контакторов устройств РПН всех трансформаторов на соответствие пунктам 2-9 таблицы 22.4 необходимо проводить не реже 1 раза в 4 года.

При значениях показателей по пунктам 1, 4, 5 таблицы 22.4, превышающих нормируемые значения, масло должно быть осушено, очищено или заменено.

При неудовлетворительных показателях по пунктам 2, 3, 6-9 таблицы 22.4 масло должно быть заменено.

Отбор пробы масла из бака контактора устройства РПН для проведения анализа растворенных в масле газов проводится при неудовлетворительных результатах АРГ масла, отобранного из бака трансформатора.

Оценка результатов производится в соответствии с [15], рекомендациями изготовителя устройства РПН, и архивными материалами технического диагностирования переключающего устройства.

### **6.15 П, К. Испытание бака на герметичность**

Испытания баков трансформаторов на герметичность проводятся в соответствии с ГОСТ Р 55015-2012. Испытанию подвергаются все трансформаторы, кроме герметизированных и не имеющих расширителя.

Испытания производятся:

- 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.

Испытания в процессе эксплуатации производятся для трансформаторов, оборудованных высоковольтными вводами протяжного типа, верхний узел герметизации которых находится выше уровня масла в баке-расширителе трансформатора, при неудовлетворительных результатах испытаний масла из бака трансформатора на газосодержание (по пункту 10 таблицы 22.4).

При работах связанных с заменой резиновых уплотнений испытания бака трансформатора на герметичность обязательны

Бак трансформатора считают выдержавшим испытания на герметичность, если в течение нормированного времени снаружи бака не обнаружено течей масла или не произошло падения избыточного нормированного давления.

### **6.16 П, К, Т, М. Проверка устройств охлаждения**

Проверка устройств охлаждения при вводе в эксплуатацию, текущем ремонте трансформаторов и в межремонтный период производится в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы охлаждения, входящей в комплект технической документации изготовителя данного трансформатора, а при капитальном ремонте – в соответствии с требованиями, изложенными в [12], [23] и [24].

### **6.17 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 инструкций изготовителя и указаниями, изложенными в [12], [23].

### **6.18 П, К. Проверка и испытания газового реле, реле давления и струйного реле**

Проверка и испытания производятся в соответствии с инструкциями по эксплуатации

соответствующих реле.

Проверка работоспособности газового реле, установленного на трансформаторах с пленочной защитой, путем нагнетания в него воздуха запрещается.

Величина уставки газового реле должна соответствовать требованиям эксплуатационной документации на трансформатор. При отсутствии в эксплуатационной документации указаний, следует принять уставку, соответствующую максимальной чувствительности, исключавшую срабатывание реле при пуске и остановке насосов системы охлаждения.

### **6.19 П, К, М. Проверка средств защиты масла**

Проверка воздухоосушителя, установок азотной и пленочной защит масла, термосифонного и адсорбционного фильтров при вводе трансформатора в эксплуатацию, и капитальном ремонте и в процессе эксплуатации производится в соответствии с требованиями документации изготовителя, местными инструкциями и указаниями, изложенными в [12], [23-25].

Адсорбент, загружаемый в воздухоосушитель и фильтры трансформаторов, должен иметь остаточное влагосодержание не более 0,5 % массы.

### **6.20 М. Тепловизионный контроль состояния трансформаторов**

Тепловизионный контроль производится у трансформаторов напряжением 6 кВ и выше в соответствии с рекомендациями, изложенными в [29] и разделом 31 настоящего стандарта.

Для трансформаторов и автотрансформаторов, у которых по результатам анализа газов, растворенных в масле, концентрации метана, этана и этилена превышают граничные значения или приближаются к ним периодичность тепловизионного контроля определяется решением главного инженера ГП «Moldelectrica». Целесообразно проводить ИК-контроль при максимально возможной нагрузке трансформатора и дополнительно на холостом ходу.

### **6.21 Испытание трансформаторного масла**

#### **6.21.1 П. Испытание остатков масла в баке трансформаторов, поставляемых без масла**

При испытаниях проверяется пробивное напряжение и влагосодержание остатков масла. Пробивное напряжение должно быть не менее 50 кВ, а влагосодержание не более 0,002 % (20 г/т).

Результаты испытаний учитываются при комплексной оценке состояния трансформатора после транспортировки.

#### **6.21.2 П. Испытание масла в процессе хранения трансформаторов**

У трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно, находящихся на хранении, проба масла испытывается в соответствии с требованиями таблиц 22.2 или 22.3 (пункт 1,4) не реже 1 раза в год.

У трансформаторов напряжением 110 кВ и выше, находящихся на хранении, масло испытывается в соответствии с требованиями таблиц 22.2 или 22.3 (пункты 1-4) не реже 1 раза в год.

У трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно, ранее бывших в эксплуатации и находящихся на хранении, проба масла испытывается в соответствии с требованиями таблицы 22.4 (пункт 1,4) не реже 1 раза в год, с учетом подраздела 22.3.

У трансформаторов напряжением 110 кВ и выше, ранее бывших в эксплуатации и находящихся на хранении, масло испытывается в соответствии с требованиями таблицы 22.4 (пункты 1-6) не реже 1 раза в год, с учетом подраздела 22.3.

#### **6.21.3 П, К. Испытание масла перед вводом трансформаторов в эксплуатацию**

При вводе в эксплуатацию трансформаторов масло должно быть испытано в

соответствии с требованиями раздела 22 настоящего стандарта.

У трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно масло испытывается согласно требованиям пунктов 1, 4, 6 таблицы 22.2.

У трансформаторов напряжением 110 кВ и выше масло испытывается согласно требованиям пунктов 1-8, 10, 11 таблицы 22.2 или пунктов 1-8, 11-12 таблицы 22.3. Определение пункта 10 таблиц 22.2 или 22.3 выполняют только для трансформаторов с пленочной защитой. По решению Главного инженера ГП «Moldelectrica» испытания масла по пункту 11 таблиц 22.2 или 22.3 могут не производиться.

#### **6.21.4 М. Испытание масла в процессе эксплуатации трансформаторов**

У трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно масло испытывается по требованиям пункта 1 таблицы 22.4 в течение первого месяца эксплуатации - 1 раз в первой половине, 1 раз во второй половине месяца и через 1 год. В дальнейшем масло испытывается по требованиям пунктов 1-4 таблицы 22.4 не реже 1 раза в 2 года с учетом требований пунктов 22.3.1, 22.3.2 и рекомендациями подраздела 22.6 настоящего стандарта.

У трансформаторов напряжением 110 кВ и выше масло испытывается по требованиям таблицы 22.4 (пункты 1-7), а у трансформаторов с пленочной защитой масла - дополнительно по пункту 10 той же таблицы, в следующие сроки после ввода в эксплуатацию:

- трансформаторы 110 кВ - через 10 дней и 1 мес.;
- трансформаторы 330-400 кВ - через 10 дней, 1 и 3 мес.

В дальнейшем масло из трансформаторов напряжением 110 кВ и выше испытывается не реже 1 раза в 2 года согласно требованиям пунктов 1-4 таблицы 22.4 и не реже 1 раза в 4 года согласно требованиям пунктов 1-8 таблицы 22.4 (у трансформаторов с пленочной защитой дополнительно по пункту 10 таблицы 22.4) с учетом требований пунктов 22.3.1, 22.3.2 и рекомендациями подраздела 22.6 настоящего стандарта.

Испытание масла по требованиям пункта 3 таблицы 22.4 может не производиться, если с рекомендуемой периодичностью проводятся испытания по пункту 6.2 настоящего стандарта.

### **6.22 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.

### **6.23 П, К, М. Испытание вводов**

Испытания вводов производятся в соответствии с разделом 20 настоящего стандарта.

### **6.24 Испытание встроенных трансформаторов тока**

Испытания производятся в соответствии с пунктом 7.1.8 настоящего стандарта.

### **6.25 Объем испытаний при комплексном диагностическом обследовании трансформаторов**

Комплексное диагностическое обследование (КДО) трансформаторов проводится по отдельным программам с учетом требований [31] и рекомендаций пункта 4.20 настоящего стандарта.

КДО силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов рекомендуется проводить:

- для оборудования, отработавшего установленные нормативной документацией сроки, - по решению главного инженера ГП «Moldelectrica», вне зависимости от технического состояния;

- при обнаружении динамики изменений диагностических параметров в сторону ухудшения в рамках планового контроля или мониторинга;
- при вводе в эксплуатацию резервной фазы, либо из аварийного резерва;
- при необходимости проведения капитального ремонта;
- при необходимости уточнения уровня и характера развития дефекта расширенными методами контроля, не выполняемыми в рамках регламентного диагностирования.

При необходимости для проведения КДО силовых трансформаторов привлекаются организации, специализирующиеся в области технического диагностирования силовых трансформаторов.

Рекомендательными при КДО трансформаторов являются следующие инструментальные измерения:

- испытания и измерения по пунктам 6.2-6.6; 6.8-6.9; 6.12-6.14; 6.16; 6.20-6.21, 6.27 настоящего раздела;
- измерение уровня частичных разрядов при работе силового трансформатора под нагрузкой и в режиме холостого хода (акустическим и электрическим методами);
- измерение уровня вибрации на стенке бака силового трансформатора под нагрузкой и в режиме холостого хода;
- измерение вибрационных характеристик элементов системы охлаждения;
- определение механического состояния (деформации) обмоток трансформатора (реактора) частотным методом (FRA), методом низковольтных импульсов (НВИ), методами вибродиагностики;
- тепловизионные измерения в различных режимах работы трансформатора;
- испытания трансформаторного масла для оценки качества жидкого диэлектрика по методикам, указанным в подразделе 22.6.

Перечень дополнительных испытаний и инструментальных измерений, необходимые условия и создаваемые режимы для проведения измерений, набор необходимых измерительных схем определяются решением главного инженера ГП «Moldelectrica» по результатам рассмотрения плановых испытаний/измерений обследуемого трансформатора и предварительно поставленного диагноза, с последующим их включением в программу по комплексному диагностическому обследованию.

### **6.26 Измерение характеристик частичных разрядов<sup>3</sup>**

Контроль изоляции обмоток по характеристикам частичных разрядов (ЧР) распространяется на трансформаторы классов напряжений от 110 кВ до 400 кВ.

Для трансформаторов классов напряжений 35 кВ контроль изоляции обмоток по характеристикам частичных разрядов проводится при обнаружении дефектов электрического характера на основании анализа растворенных в масле газов.

Можно использовать диагностические системы, позволяющие проводить измерение ЧР, как перед выводом трансформатора в ремонт, так и в процессе эксплуатации под рабочим напряжением.

Перечень контролируемых по ЧР трансформаторов и применяемые при этом измерительные системы устанавливаются по решению главного инженера ГП «Moldelectrica».

### **6.27 Объём испытаний при отключении трансформатора по газовой защите**

При возникновении технологического нарушения (аварийного отключения трансформатора газовой защитой или срабатывания газовой защиты на сигнал) необходимо обеспечить проведение следующих испытаний и измерений до принятия решения о вводе

<sup>3</sup>Выполняется по решению главного инженера ГП «Moldelectrica». (П, К, М)

трансформатора в работу:

– при срабатывании газовой защиты на сигнал или отключение (при появлении газа в газовом реле) провести отбор пробы газа из газового реле с последующим ее анализом согласно требований [15], [27] и [28].

– при срабатывании газовой защиты на сигнал или отключение провести отбор пробы масла из бака трансформатора на физико-химический анализ по показателям пунктов 1, 2, 4, 6 таблицы 22.4 и дополнительно пункта 10 таблицы 22.4 для трансформаторов с пленочной защитой);

– при срабатывании газовой защиты на сигнал или отключение провести отбор пробы масла из бака трансформатора на анализ растворенных газов в соответствии с рекомендациями подраздела 6.2 настоящего стандарта;

– при срабатывании газовой защиты на отключение провести испытания по пунктам 6.4.1, 6.5, 6.8, 6.23 настоящего стандарта;

– при срабатывании газовой защиты устройства РПН на сигнал провести отбор пробы масла из бака РПН на физико-химический анализ по показателям пунктов 1, 2, 4 таблицы 22.4.

Необходимость расширения объема измеряемых параметров при отключении трансформаторов по газовой защите до принятия решения о его вводе в работу определяется главным инженером ГП «Moldelectrica».

## 7. ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА

### 7.1 Маслонаполненные электромагнитные трансформаторы тока

#### 7.1.1 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 6-10 кВ - при испытаниях ячеек (присоединений), где они установлены;

- на трансформаторах тока 35-110 кВ – 1 раз в 4 года;

- на трансформаторах тока 330 кВ и выше с бумажно-масляной изоляцией(без уравнительных обкладок) и изоляцией конденсаторного типа - 1 раз в год;

Измеренные значения сопротивления изоляции должны быть не менее приведенных в таблице 7.1.1.

Таблица 7.1.1. Допустимые сопротивления изоляции маслонаполненных электромагнитных трансформаторов тока

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	3000/1000	-	-	50 (1)/50 (1)	-
330-400	5000/3000	3000/1000	1000/500	50 (1)/50 (1)	1/1

Примечание - В числителе указаны значения сопротивления изоляции трансформаторов тока при вводе в эксплуатацию, в знаменателе - в процессе эксплуатации.

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

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

### 7.1.2 П, К, М. Измерение tgδ изоляции

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

В процессе эксплуатации измерения производятся:

- на трансформаторах тока напряжением 35-110 кВ - 1 раз в 4 года;

- на трансформаторах тока 330 кВ и выше с бумажно-масляной изоляцией (без уравнительных обкладок) и изоляцией конденсаторного типа - 1 раз в год;

У каскадных трансформаторов тока tgδ основной изоляции измеряется для трансформаторов тока в целом. При неудовлетворительном результате таких измерений tgδ дополнительно проверяется по ступеням.

Измеренные значения, приведённые к температуре 20 °С, должны быть не более указанных в таблице 7.1.2. Температурный пересчет осуществляется в соответствии с «Методикой по испытанию трансформаторов тока»

Таблица 7.1.2. Предельные значения tgδ основной изоляции трансформаторов тока

Тип изоляции	Предельные значения tgδ, %, основной изоляции трансформаторов тока на номинальное напряжение, кВ, приведенные к температуре 20 °С						
	3-15	20-35	110	220	330	500	750
Бумажно-бакелитовая	3,0/12,0	2,5/8,0	2,0/5,0	-	-	-	-
Основная бумажно-масляная и конденсаторная изоляция	-	2,5/4,5	2,0/3,0	1,0/1,5	Не более 150 % от измеренного изготовителем, но не выше 0,8. Не более 150 % от измеренного при вводе в эксплуатацию, но не выше 1,0.		
Основная бумажно-масляная и конденсаторная изоляция для ТТ типа IOSK			0,5/1				

Примечание - В числителе указаны значения tgδ основной изоляции трансформаторов тока при вводе в эксплуатацию, в знаменателе - в процессе эксплуатации.

### 7.1.3 П, К, М. Испытание повышенным напряжением частоты 50 Гц

#### 7.1.3.1 П. Испытание повышенным напряжением основной изоляции

Испытание проводится на трансформаторах тока на напряжение до 35 кВ включительно.

Значение испытательного напряжения основной изоляции принимается в соответствии с таблицами 6.1 и 6.2.

Длительность испытания трансформаторов тока – 1 мин.

Допускается проведение испытаний трансформаторов тока совместно с ошиновкой.

#### 7.1.3.2 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.

#### **7.1.4 П, К. Снятие характеристик намагничивания**

Характеристика снимается повышением напряжения на всех вторичных обмотках, расположенных на отдельных сердечниках. Характеристика снимается до начала насыщения, но не выше 1800 В. При наличии у обмоток ответвлений характеристика снимается на рабочем ответвлении. Мощность испытательного источника должна обеспечить синусоидальность подаваемого на обмотку напряжения вплоть до начала насыщения сердечника.

В 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 изготовителем или от измеренных на исправном трансформаторе тока, однотипном с проверяемым, не должны превышать 10 %.

При послеаварийных проверках следует учитывать возможность наличия остаточного намагничивания аperiodической составляющей тока КЗ.

#### **7.1.5 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 %.

#### **7.1.6 П, К. Измерение сопротивления вторичных 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 температуре, при которой проводились измерения изготовителем. При сравнении с другими фазами измерения на всех фазах должны проводиться при одной и той же температуре.

#### **7.1.7 П, К, М. Испытания трансформаторного масла**

При вводе в эксплуатацию трансформаторов тока трансформаторное масло перед и после заливки (доливки) в трансформаторы должно быть испытано в соответствии с требованиями раздела 22 настоящего стандарта.

Перед заливкой (доливкой) в оборудование масло испытывается на соответствие требованиям подпунктов 1-8 таблицы 22.2 (для свежих масел), таблицы 22.3 (для регенерированных масел).

В процессе эксплуатации трансформаторное масло из трансформаторов тока напряжением до 35 кВ допускается не испытывать.

Масло из трансформаторов тока 35 кВ и выше испытывается согласно требованиям подпунктов 1-4 таблицы 22.4 с учётом подраздела 22.3.2– 1 раз в 2 года (для трансформаторов тока герметичного исполнения – согласно инструкции изготовителя). При неудовлетворительных результатах масло дополнительно испытывается по п 5-7 таблицы 22.4.

У маслonaполненных каскадных трансформаторов тока оценка состояния трансформаторного масла в каждой ступени проводится по нормам, соответствующим рабочему напряжению трансформатора тока.

Необходимость проведения хроматографического анализа растворенных в масле газов для трансформаторов тока на напряжение 110 кВ и выше определяется главным инженером ГП «Moldelectrica» по результатам замеров проводимых в объеме М. Оценка результатов хроматографического анализа растворенных в масле газов проводится в соответствии с рекомендациями изготовителя и местным опытом технического диагностирования трансформаторов тока.

Для трансформаторов тока типа IOSK периодичность отбора проб масла на ХАРГ -1 раз в 5 лет.

### **7.1.8 П, К, М. Испытания встроенных трансформаторов тока**

Испытания встроенных трансформаторов тока производятся по подпунктам 7.1.1, 7.1.3., 7.1.4- 7.1.6.

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 со вторичными цепями. Измеренное сопротивление изоляции должно быть не менее 1 МОм.

### **7.1.9 М. Тепловизионный контроль**

Тепловизионный контроль трансформаторов тока производится в соответствии с указаниями [24] и раздела 31 настоящего стандарта. Контроль проводится при наличии технической возможности.

### **7.1.11 М. Измерение уровня частичных разрядов**

Измерение уровня частичных разрядов производится у трансформаторов тока на напряжение 110 кВ и выше выполняется по решению главного инженера ГП «Moldelectrica».

## **7.2 Элегазовые электромагнитные трансформаторы тока**

### **7.2.1 П, К, М. Измерение сопротивления изоляции**

Измерение сопротивления основной изоляции трансформаторов тока производится, если это позволяет конструкция трансформатора тока, мегаомметром на 2500 В, а измерения вторичных контуров - мегаомметром на 1000 В.

Измерение сопротивления изоляции вторичных обмоток трансформаторов тока относительно цоколя при вводе в эксплуатацию производится как отдельно, так и совместно с токовыми цепями.

Измерения сопротивления изоляции вторичных обмоток трансформаторов тока относительно цоколя при капитальных ремонтах и в межремонтный период производится вместе с токовыми цепями и сравнивается с предыдущими замерами.

Измеренные значения сопротивления изоляции отдельного трансформатора тока должны быть не менее приведенных в документации изготовителя. В процессе эксплуатации измерения производятся:

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

- на трансформаторах тока 110 кВ и выше - при отсутствии контроля изоляции под рабочим напряжением - не реже 1 раза в 4 года, если иное не установлено документацией изготовителя.

### **7.2.2 П, К, М. Испытание повышенным напряжением частоты 50 Гц**

#### **7.2.2.1 П. Испытание повышенным напряжением основной изоляции**

Испытание проводится на трансформаторах тока на напряжением до 35 кВ включительно.

Значение испытательного напряжения основной изоляции принимается в соответствии с таблицами 6.1 и 6.2.

Длительность испытания трансформаторов тока – 1 мин.

Допускается проведение испытаний трансформаторов тока совместно с ошиновкой.

#### **7.2.2.2 П, К, М. Испытание повышенным напряжением изоляции вторичных обмоток**

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

Продолжительность приложения испытательного напряжения – 1 мин.

### **7.2.3 П, К. Снятие характеристик намагничивания**

Характеристика снимается повышением синусоидального напряжения на всех вторичных обмотках, расположенных на отдельных сердечниках. Характеристика снимается 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 изготовителем или от измеренных на исправном трансформаторе тока, однотипном с проверяемым, не должны превышать 10 %.

При послеаварийных проверках следует учитывать возможность наличия остаточного намагничивания сердечников трансформатора тока апериодической составляющей тока КЗ. Поэтому при послеаварийных проверках необходимо проводить размагничивание сердечников. Рекомендуется снимать характеристики до и после размагничивания.

### **7.2.4 П, К. Измерение коэффициента трансформации**

Отклонение измеренного коэффициента от указанного в паспорте или от измеренного на исправном трансформаторе тока, однотипном с проверяемым, не должно превышать 2 %. Перед измерениями рекомендуется произвести размагничивание трансформатора согласно ГОСТ 8.217-2003 (пункт 9.3).

### **7.2.5 П, К. Измерение сопротивления вторичных 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 температуре, при которой проводились измерения изготовителем. При сравнении с другими фазами измерения на всех фазах должны проводиться при одной и той же температуре.

### **7.2.6 П, К. Испытания элегаза или газовой смеси, заполняющей трансформатор тока**

#### **7.2.6.1 Проверка содержания влаги в элегазе**

Проверке влагосодержания подлежит товарный элегаз в случае отсутствия сертификата изготовителя и бывший в употреблении элегаз, предназначенные для заполнения или дозаполнения газоизолированных отсеков. Массовая доля воды должна быть не более 0,0015 % (что соответствует точке росы минус 40 °С при атмосферном давлении) для элегаза изготовленного в соответствии с [31]. В случае предъявления изготовителем повышенных требований к качеству элегаза, по сравнению с указанными в настоящем стандарте, влагосодержание такого элегаза должно соответствовать требованиям изготовителя.

Влагосодержание элегаза, находящегося в отсеке трансформатора тока, подлежит измерению перед вводом трансформатора тока в эксплуатацию (после проведения в необходимых случаях первоначального заполнения или дозаполнения трансформатора тока элегазом или газовой смесью). Наибольшее допустимое содержание влаги внутри газоизолированного отсека трансформатора тока должно быть таким, чтобы точка росы была не выше, чем минус 5 °С для измерения при температуре плюс 20 °С и номинальном давлении элегаза. Соответствующая поправка должна быть сделана для измерения влагосодержания, выполненного при других температурах, если иная величина влагосодержания не предусмотрена изготовителем трансформатора тока.

При превышении норматива влагосодержания в элегазе, находящемся в газоизолированном отсеке трансформатора тока, необходимо произвести откачку элегаза, осушку отсека и заполнение элегазом. Откачанный из отсека элегаз может быть восстановлен и использован в соответствии с указаниями производителей трансформаторов

тока и рекомендаций ГОСТ Р 54426-2011.

Влагосодержание в элегазе, предназначенном для повторного применения, должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 54426-2011.

#### **7.2.6.2 Проверка срабатывания электроконтактного устройства приборов контроля плотности элегаза (газовой смеси)**

Проверка срабатывания электроконтактного устройства приборов контроля плотности элегаза (газовой смеси) производится для каждой из групп контактов устройства при искусственном снижении контролируемого прибором давления до величин предупредительной и аварийной сигнализации. Значения указанных величин должны определяться по показаниям контрольного манометра и в дальнейшем приведены к температуре плюс 20 °С. Полученные таким образом значения должны соответствовать нормативу, указанному в руководстве по эксплуатации трансформатора тока.

#### **7.2.6.3 Проверка давления заполнения элегазом или газовой смесью газоизолированных отсеков трансформатора тока контрольным манометром**

Проверка давления заполнения элегазом или газовой смесью газоизолированных отсеков ТТ должна производиться контрольным манометром класса точности не ниже 0,6.

Измеренная величина давления, приведенная к температуре плюс 20 °С, находится в диапазоне, установленном изготовителем.

#### **7.2.7 М. Тепловизионный контроль**

Тепловизионный контроль трансформаторов тока производится в соответствии с указаниями [24] и раздела 31 настоящего стандарта. Контроль производится при наличии технической возможности.

### **7.3. Электромагнитные трансформаторы тока с литой твёрдой изоляцией**

#### **7.3.1 П, К, М. Измерение сопротивления изоляции**

Измерение сопротивления основной изоляции трансформаторов тока производится мегаомметром на 2500 В.

Измерение сопротивления изоляции вторичных обмоток трансформаторов тока относительно друг друга производится мегаомметром на 1000 В.

В процессе эксплуатации измерения производятся:

- на трансформаторах тока 6-35 кВ - при ремонтных работах в ячейках (присоединениях), где они установлены;
- на трансформаторах тока 110 кВ и выше - при отсутствии контроля изоляции под рабочим напряжением – не менее 1 раза в 4 года, если иное не предусмотрено документацией изготовителя.

Измеренные значения сопротивления изоляции должны быть не менее приведенных в документации изготовителя.

#### **7.3.2 П, К, М. Испытание повышенным напряжением частоты 50 Гц**

##### **7.3.2.1 П. Испытание повышенным напряжением основной изоляции**

Испытание проводится на трансформаторах тока на напряжение до 35 кВ включительно.

Значение испытательного напряжения основной изоляции принимается в соответствии с таблицами 6.1 и 6.2.

Длительность испытания трансформаторов тока - 1 мин.

Допускается проведение испытаний трансформаторов тока совместно с ошиновкой.

##### **7.3.2.2 П, К, М. Испытание повышенным напряжением изоляции вторичных обмоток**

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

Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин.

### **7.3.3 П, К. Снятие характеристик намагничивания**

Характеристика снимается повышением синусоидального напряжения на всех вторичных обмотках, расположенных на отдельных сердечниках. Характеристика снимается 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 изготовителем или от измеренных на исправном трансформаторе тока, однотипном с проверяемым, не должны превышать 10 %.

При послеаварийных проверках следует учитывать возможность наличия остаточного намагничивания апериодической составляющей тока КЗ.

### **7.3.4 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 %. Перед измерениями рекомендуется произвести размагничивание трансформатора согласно ГОСТ 8.217-2003 (пункт 9.3).

### **7.3.5 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 температуре, при которой проводились измерения изготовителем. При сравнении с другими фазами измерения на всех фазах должны проводиться при одной и той же температуре.

### **7.3.6 М. Тепловизионный контроль**

Тепловизионный контроль трансформаторов тока производится в соответствии с указаниями [24] и раздела 31 настоящего стандарта. Контроль проводится при наличии технической возможности.

## **8. ТРАНСФОРМАТОРЫ НАПРЯЖЕНИЯ**

### **8.1 Маслонаполненные трансформаторы напряжения**

#### **8.1.1 Маслонаполненные электромагнитные трансформаторы напряжения**

##### **8.1.1.1 П, К, М. Измерение сопротивления изоляции обмоток**

Измерение сопротивления изоляции обмоток 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. Сопротивление изоляции обмоток ВН трансформаторов напряжения 35 кВ и выше с изоляцией нулевого вывода на напряжение до 1000 В допускается измерять с помощью мегаомметра на 500 В.

В процессе эксплуатации измерения производятся:

- на трансформаторах напряжения 6-35 кВ - при проведении ремонтных работ в ячейках (присоединениях), где они установлены;
- на трансформаторах напряжения 110 кВ и выше – 1 раз в 4 года.
- на трансформаторах напряжением 110 кВ и выше старше 20 лет – 1 раз в 2 года.

Измеренные значения сопротивления изоляции при вводе в эксплуатацию и в эксплуатации должны быть не менее приведенных в таблице 8.1. В процессе эксплуатации

допускается проведение измерений сопротивления изоляции вторичных обмоток совместно с вторичными цепями.

Таблица 8.1. Допустимые сопротивления изоляции трансформаторов напряжения

Класс напряжения, кВ	Допустимые сопротивления изоляции, МОм, не менее		
	Основная изоляция	Вторичные обмотки*	Связующие обмотки
3-35	100	50 (1)	1
110-500	300	50 (1)	1

Пр и м е ч а н и е - \*Сопротивления изоляции вторичных обмоток приведены: без скобок - при отключенных вторичных цепях; в скобках - совместно с подключенными вторичными цепями.

При отбраковке ТН только по сопротивлению изоляции обмоток, указывающему на увлажнение, необходим восстановительный ремонт с сушкой и модернизацией защиты от увлажнения, заменой масла, резиновых уплотнений, проверкой качества уплотнений в соответствии с Типовой инструкцией по эксплуатации ТН и удалением шлама

#### **8.1.1.2 П. Испытание повышенным напряжением частоты 50 Гц**

Испытание проводится на трансформаторах напряжения до 35 кВ включительно.

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

Значение испытательного напряжения основной изоляции принимается в соответствии с таблицами 6.1 и 6.2.

Длительность испытания трансформаторов напряжения - 1 мин.

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

Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин.

#### **8.1.1.3 П, М. Измерение сопротивления обмоток постоянному току**

Измерение сопротивления обмоток постоянному току производится у первичных, вторичных и связующих обмоток трансформаторов напряжения.

Необходимость проведения измерения сопротивления обмоток постоянному току в процессе эксплуатации определяется главным инженером ГП «Moldelectrica».

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 температуре испытаний изготовителя. При сравнении с другими фазами измерения на всех фазах должны проводиться при одной и той же температуре.

#### **8.1.1.4 П, К, М. Испытание трансформаторного масла**

При вводе в эксплуатацию трансформаторов напряжения масло должно быть испытано в соответствии с требованиями раздела 22 настоящего стандарта.

Перед заливкой (доливкой) в оборудование масло испытывается на соответствие требованиям подпунктов 1-8 таблицы 22.2 (для свежих масел), таблицы 22.3 (для регенерированных масел).

После заливки (доливки) в оборудование масло испытывается на соответствие требованиям подпунктов 1, 4, 5, таблицы 22.2 (для свежих масел), таблицы 22.3 (для регенерированных масел).

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

У трансформаторов напряжения 110-400 кВ трансформаторное масло испытывается 1 раз в 2 года.

В процессе эксплуатации масло испытывается на соответствие требованиям таблицы 22.4, пунктов 1-4 с учетом разделов 22.3.1, 22.3.2 и 22.6. При неудовлетворительных результатах дополнительно проводятся испытания по п. 5-7 таблицы 22.4.

Для трансформаторов напряжения 110 кВ и выше старше 10 лет масло дополнительно испытывается на соответствие требованиям таблицы 22.4 пункта 6.

**Трансформаторы напряжения, забракованные по показателям пункта 6 таблицы 22.4, восстановлению не подлежат и должны быть заменены**

У маслonaполненных каскадных трансформаторов напряжения оценка состояния масла в отдельных ступенях проводится по нормам, соответствующим рабочему напряжению ступени.

Необходимость проведения хроматографического анализа растворенных в масле газов для трансформаторов напряжения 110 кВ и выше определяется главным инженером ГП «Moldelectrica». Оценка результатов хроматографического анализа растворенных в масле газов проводится в соответствии с рекомендациями изготовителя и местным опытом технического диагностирования трансформаторов напряжения.

#### **8.1.1.5 М. Тепловизионный контроль**

Тепловизионный контроль трансформаторов напряжения производится в соответствии с указаниями [24] и раздела 31 настоящего стандарта. Контроль проводится при наличии технической возможности.

#### **8.1.1.6 М. Измерение уровня частичных разрядов**

Измерение уровня частичных разрядов производится у трансформаторов напряжения 110 кВ и выше по решению главного инженера ГП «Moldelectrica».

### **8.1.2 Маслонаполненные ёмкостные трансформаторы напряжения**

#### **8.1.2.1 П, К, М. Испытания конденсаторов делителей напряжения**

Испытания конденсаторов делителей напряжения проводятся в соответствии с требованиями раздела 18 настоящего стандарта.

#### **8.1.2.2 П, М. Измерение сопротивления изоляции электромагнитного устройства**

Измерение сопротивления изоляции обмоток проводится мегаомметром на 2500 В.

Периодичность установлена следующая:

- Первый раз через 4 года после ввода в эксплуатацию;
- В дальнейшем 1 раз в 6 лет.

Сопротивление изоляции не должно отличаться от указанного в паспорте более чем на 30 % в худшую сторону, но должно быть не менее 300 МОм.

#### **8.1.2.3 П, К, М. Измерение сопротивления обмоток постоянному току**

При вводе в эксплуатацию измерение сопротивления обмоток постоянному току производится на всех выводах вторичных обмоток.

Необходимость проведения измерения сопротивления обмоток постоянному току в процессе эксплуатации определяется главным инженером ГП «Moldelectrica».

Измеренные значения, приведенные к температуре при испытаниях изготовителя, не должны отличаться от указанных в паспорте более чем на 2 %.

#### **8.1.2.4 П, К, М. Испытания трансформаторного масла из электромагнитного устройства**

Испытания проводятся при наличии технической возможности. Перед вводом в эксплуатацию определяется пробивное напряжение масла из электромагнитного устройства. Значение пробивного напряжения масла должно быть не менее 35 кВ.

При вводе в эксплуатацию трансформаторное масло для заливки (доливки) электромагнитного устройства должно быть испытано в соответствии с требованиями раздела 22.

В процессе эксплуатации трансформаторное масло из электромагнитного устройства испытывается при получении неудовлетворительных результатов испытаний по п. 8.1.2.2 и

п. 8.1.2.5 согласно требованиям таблицы 22.4 (подпункты 1-4) с учётом разделов 22.3.1., 22.3.2 и 22.6. настоящего стандарта. При неудовлетворительных результатах дополнительно проводятся испытания по пунктам 5-7 таблицы 22.4.

Необходимость проведения хроматографического анализа растворенных в масле газов для трансформаторов напряжения 110 кВ и выше определяется главным инженером ГП «Moldelectrica». Оценка производится в соответствии с рекомендациями изготовителя и местным опытом диагностирования состояния трансформаторов напряжения.

#### **8.1.2.5 М. Тепловизионный контроль**

Тепловизионный контроль трансформаторов напряжения производится в соответствии с указаниями [24] и раздела 31 настоящего стандарта. Контроль проводится при наличии технической возможности.

#### **8.1.2.6 М. Измерение уровня частичных разрядов**

Измерение уровня частичных разрядов производится у трансформаторов напряжения 110 кВ и выше по решению главного инженера ГП «Moldelectrica».

## **8.2 Элегазовые трансформаторы напряжения**

### **8.2.1 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 трансформаторов напряжения производится мегаомметром на напряжение 1000 В.

В процессе эксплуатации измерения производятся:

- на трансформаторах напряжения 3-35 кВ - при проведении ремонтных работ в ячейках (присоединениях), где они установлены;
- на трансформаторах напряжения 110 кВ и выше – 1 раз в 4 года.

Измеренные значения сопротивления изоляции при вводе в эксплуатацию и в эксплуатации должны быть не менее приведенных в документации изготовителя. В случае отсутствия данной информации в документации изготовителя могут быть использованы значения, приведенные в таблице 8.2.1.

В процессе эксплуатации допускается проведение измерений сопротивления изоляции вторичных обмоток совместно с вторичными цепями.

Таблица 8.2.1. Допустимые сопротивления изоляции элегазовых трансформаторов напряжения

Класс напряжения, кВ	Допустимые сопротивления изоляции, МОм, не менее		
	основная изоляция	вторичные обмотки*	связующие обмотки
35-400	300	50(1)	1

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

### **8.2.2 П. Испытание повышенным напряжением частоты 50 Гц**

Испытание проводится на трансформаторах напряжения на напряжение до 35 кВ включительно.

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

Значение испытательного напряжения основной изоляции принимается в соответствии с таблицами 6.1 и 6.2.

Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин.

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

Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин.

### **8.2.3 П. Измерение сопротивления обмоток постоянному току**

Измерение сопротивления обмоток постоянному току производится у первичных и вторичных обмоток трансформаторов напряжения.

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 температуре испытаний изготовителя. При сравнении с другими фазами измерения на всех фазах должны проводиться при одной и той же температуре.

## **8.2.4 П, К, Т. Испытания элегаза или газовой смеси, заполняющей трансформатор напряжения**

### **8.2.4.1 Проверка содержания влаги в элегазе**

Проверке влагосодержания подлежит товарный элегаз в случае отсутствия сертификата изготовителя и бывший в употреблении элегаз, предназначенные для заполнения или дозаполнения газоизолированных отсеков трансформаторов напряжения. Массовая доля воды должна быть не более 0,0015 % (что соответствует точке росы минус 40 °С при атмосферном давлении) для элегаза изготовленного в соответствии с [36]. В случае предъявления изготовителем повышенных требований к качеству элегаза, по сравнению с указанными в настоящем стандарте, влагосодержание такого элегаза должно соответствовать требованиям изготовителя.

Влагосодержание элегаза, находящегося в отсеке трансформатора напряжения, подлежит измерению перед вводом трансформатора напряжения в эксплуатацию (после проведения в необходимых случаях первоначального заполнения или дозаполнения трансформатора напряжения элегазом или газовой смесью). Наибольшее допустимое содержание влаги внутри газоизолированного отсека трансформатора напряжения должно быть таким, чтобы точка росы была не выше, чем минус 5 °С для измерения при температуре плюс 20 °С и номинальном давлении элегаза. Соответствующая поправка должна быть сделана для измерения влагосодержания, выполненного при других температурах, если иная величина влагосодержания не предусмотрена изготовителем трансформатора напряжения.

При превышении норматива влагосодержания в элегазе, находящемся в газоизолированном отсеке трансформатора напряжения, необходимо произвести откачку элегаза, осушку отсека и заполнение элегазом. Откачанный из отсека элегаз может быть восстановлен и использован в соответствии с указаниями производителей трансформаторов напряжения и рекомендаций ГОСТ Р 54426-2011.

Влагосодержание в элегазе, предназначенном для повторного применения, должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 54426-2011.

### **8.2.4.2 Проверка срабатывания электроконтактного устройства приборов контроля плотности элегаза (газовой смеси)**

Проверка срабатывания электроконтактного устройства приборов контроля плотности элегаза (газовой смеси) производится для каждой из групп контактов устройства при искусственном снижении контролируемого прибором давления до величин предупредительной и аварийной сигнализации. Значения указанных величин должны

определяться по показаниям контрольного манометра и в дальнейшем приведены к температуре плюс 20 °С. Полученные таким образом значения должны соответствовать нормативу, указанному в руководстве по эксплуатации ТН.

#### **8.2.4.3 П, С Проверка давления заполнения элегазом или газовой смесью газоизолированных отсеков ТН контрольным манометром**

Проверка давления заполнения элегазом или газовой смесью газоизолированных отсеков ТН должна производиться контрольным манометром класса точности не ниже 0,6 и проверяться с периодичностью 1 раз в 5 лет.

Измеренная величина давления, приведенная к температуре плюс 20 °С, находится в диапазоне, установленном изготовителем.

#### **8.2.5 М. Тепловизионный контроль**

Тепловизионный контроль трансформаторов напряжения производится в соответствии с указаниями [24] и раздела 31 настоящего стандарта. Контроль проводится при наличии технической возможности.

#### **8.2.6 М. Измерение уровня частичных разрядов.**

Измерение уровня частичных разрядов производится у трансформаторов напряжения 110 кВ и выше по решению главного инженера ГП «Moldelectrica».

### **8.3 Трансформаторы напряжения с литой твёрдой изоляцией**

#### **8.3.1 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 производится мегаомметром на напряжение 1000 В.

Сопротивление изоляции обмоток ВН трансформаторов напряжения 35 кВ и выше с изоляцией нулевого вывода на напряжение до 1000 В допускается измерять с помощью мегаомметра на 500 В.

В процессе эксплуатации испытания проводятся при плановых ремонтных работах в ячейках (присоединениях), где они установлены.

Измеренные значения сопротивления изоляции при вводе в эксплуатацию и в эксплуатации должны быть не менее приведенных в документации изготовителя.

#### **8.3.2 П. Испытание повышенным напряжением частоты 50 Гц**

Испытание проводится на трансформаторах на напряжение до 35 кВ включительно.

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

Значение испытательного напряжения основной изоляции принимается в соответствии с таблицами 6.1 и 6.2.

Длительность испытания трансформаторов напряжения - 1 мин.

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

Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин.

#### **8.3.3 П. Измерение сопротивления обмоток постоянному току**

Измерение сопротивления обмоток постоянному току производится у первичных и вторичных обмоток трансформаторов напряжения.

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 температуре испытаний изготовителя. При сравнении с другими фазами измерения на всех фазах должны проводиться при одной и той же температуре.

### 8.3.4 М. Тепловизионный контроль

Тепловизионный контроль трансформаторов напряжения производится в соответствии с указаниями [24] и раздела 31 настоящего стандарта. Контроль проводится при наличии технической возможности.

### 8.3.5 М. Измерение уровня частичных разрядов.

Измерение уровня частичных разрядов производится у трансформаторов напряжения 110 кВ и выше по решению главного инженера ГП «Moldelectrica».

## 9. МАСЛЯНЫЕ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

### 9.1 П, К, Измерение сопротивления изоляции

#### 9.1.1 Измерение сопротивления изоляции подвижных и направляющих частей, выполненных из органических материалов

Сопротивление изоляции должно быть не ниже значений, приведенных в таблице 9.1. Измерение сопротивления изоляции должно выполняться мегаомметром на напряжение 2500 В.

Таблица 9.1. Наименьшие допустимые значения сопротивления изоляции подвижных частей, выполненных из органических материалов

Вид испытания	Сопротивление изоляции, МОм, на номинальное напряжение, кВ		
	3-10	15-150	330 и выше
П	1000	3000	5000
С	300	1000	3000

#### 9.1.2 Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и электромагнитов управления

Измерение должно выполняться в соответствии с таблицей 23.1.

### 9.2 Испытания вводов

Испытания должны выполняться согласно указаниям раздела 20.

### 9.3 П, К. Испытание изоляции повышенным напряжением частоты 50Гц

#### 9.3.1 Испытание опорной изоляции и изоляции выключателей относительно корпуса

Испытание проводится на оборудовании напряжением до 35 кВ включительно.

Значение испытательного напряжения для выключателей каждого класса напряжения принимается в соответствии с таблицами 6.1 и 6.2.

Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин.

Кроме того, аналогичному испытанию должна подвергаться изоляция межконтактных разрывов маломасляных выключателей 6-35 кВ.

#### 9.3.2 Испытание изоляции вторичных цепей

Испытание должно выполняться в соответствии с разделом 23, пункт 2.

### 9.4 П, К, М. Оценка состояния внутрибаковой изоляции и изоляции дугогасительных устройств баковых масляных выключателей 35 кВ

Оценка производится у баковых масляных выключателей на напряжение 35 кВ в том случае, если при измерении tgδ вводов на полностью собранном выключателе получены

повышенные значения по сравнению с нормами, приведенными в таблице 20.1.

Внутрибаковая изоляция и изоляция дугогасительных устройств подлежат сушке, если исключение влияния этой изоляции снижает измеренный  $\text{tg}\delta$  более чем на 4 % (абсолютное значение).

## **9.5 Измерение сопротивления постоянному току**

### **9.5.1 П, С, Т. Измерение сопротивления токоведущего контура контактной системы**

Измерения сопротивления постоянному току производятся пофазно.

При проведении измерений следует руководствоваться данными изготовителя.

### **9.5.2 П, С. Измерение сопротивления шунтирующих резисторов дугогасительных устройств**

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

### **9.5.3 П, С. Измерение сопротивления обмоток электромагнитов управления**

Измеренные значения сопротивлений обмоток электромагнитов должны соответствовать нормам изготовителя.

## **9.6 П, К. 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 должны соответствовать данным его изготовителя.

## **9.7 П, К. Измерение хода подвижных частей, вжима контактов при включении, одновременности замыкания и размыкания контактов выключателей**

При проведении измерений следует руководствоваться данными изготовителя.

## **9.8 П, К, Т. Проверка регулировочных и установочных характеристик механизмов приводов и выключателей**

Проверка производится в объёме и по нормам инструкций изготовителя и паспортов для каждого типа привода и выключателя.

## **9.9 П, К, Т. Проверка действия механизма свободного расцепления**

Механизм свободного расцепления привода должен позволять произвести 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.

## **9.10 П, С. Проверка минимального напряжения срабатывания выключателей**

Проверка минимального напряжения срабатывания производится пополюсно у выключателей с пополюсными приводами.

Минимальное напряжение срабатывания электромагнитов должно быть не более значений, указанных в таблице 9.2.

Таблица 9.2. Минимальные значения напряжения срабатывания электромагнитов выключателей

Тип питания	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.

### 9.11 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.

### 9.12 П, С, Т. Испытания трансформаторного масла выключателей

При вводе в эксплуатацию выключателей масло должно быть испытано в соответствии с требованиями раздела 22.

Испытания должны выполняться при вводе выключателей в эксплуатацию после монтажа, среднего, текущего и внепланового ремонтов и проводиться по требованиям таблицы 22.2 и 22.3 пункты 1,4 и 5, если ремонт осуществляется со сливом масла из выключателя, и таблицы 22.4 пункты 1, 4 и 5, 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.

В процессе эксплуатации испытания трансформаторного масла баковых выключателей на напряжение 110 кВ и выше при выполнении ими предельно допустимого без ремонта числа коммутаций (отключений и включений) токов КЗ или токов нагрузки должны производиться в соответствии с требованиями таблицы 22.4 пункты 1, 4 и 5.

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 подготовленным к заливке в электрооборудование маслом, отвечающим требованиям таблицы 22.3.

У баковых выключателей на напряжение 35 кВ при всех ремонтах должны проводиться испытания масла согласно требованиям таблицы 22.4 пункт 1.

У баковых выключателей на напряжение 110 кВ и выше испытания масла согласно требованиям таблицы 22.4 (пункт 1) должны проводиться не реже одного раза в 4 года.

Проба масла из бакового выключателя должна браться после слива конденсата из бака.

### 9.13 Испытания встроенных трансформаторов тока

Испытания должны выполняться в соответствии с указаниями раздела 8.

## **9.14 М. Тепловизионный контроль**

При контроле оценивается нагрев рабочих и дугогасительных контактов, а также контактных соединений токоведущего контура выключателя. Тепловизионный контроль производится в соответствии с указаниями [24] и раздела 31 настоящего стандарта. Контроль проводится при наличии технической возможности.

## **9.15 Комплексное диагностическое обследование**

КДО проводится на выключателях напряжением 110 кВ и выше с учетом рекомендаций пункта 4.22 настоящего стандарта.

# **10. ЭЛЕГАЗОВЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ**

## **10.1 П, С. Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления**

Измерение должно выполняться в соответствии с таблицей 23.1.

## **10.2 Испытание изоляции**

Испытание должно выполняться в соответствии с указаниями изготовителя.

## **10.3 Измерение сопротивления постоянному току**

### **10.3.1 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 конструктивное исполнение аппарата).

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

Измеренные значения сопротивлений должны соответствовать нормам изготовителя.

### **10.3.2 П, С, Т. Измерение сопротивления элементов в цепях привода**

Измеренные значения сопротивлений должны соответствовать нормам изготовителя.

## **10.4 П, С. Проверка минимального напряжения срабатывания выключателей**

Выключатели должны срабатывать при напряжении не более  $0,7 U_{ном}$  при питании привода от источника постоянного тока;  $0,65 U_{ном}$  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.

## **10.5 П, С. Испытания конденсаторов делителей напряжения**

Испытания должны выполняться согласно указаниям раздела 18.

Значение измеренной емкости должно соответствовать норме изготовителя.

## **10.6 П, С. Проверка характеристик выключателя**

При проверке работы элегазовых выключателей должны определяться характеристики, предписанные инструкциями изготовителя. 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 10.3.

Значения собственных времен отключения и включения должны обеспечиваться при номинальном давлении элегаза в дугогасительных камерах выключателя, и номинальному напряжению на выводах цепей электромагнитов управления.

### **10.7 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 напряжениях на выводах электромагнитов управления с целью проверки исправности действия выключателей согласно таблице 10.1.

Таблица 10.1. Условия и число опробований выключателей при наладке

Операция или цикл	Напряжение на выводах электромагнитов	Число операций и циклов
1. Включение	Номинальное	3
2. Отключение	То же	3
3. ВО	«	2
4. Включение	«	3
5. Отключение	«	3
6. ВО	«	2
7. Включение	«	3
8. Отключение	«	3
9. ОВ	«	2
10. Включение	0,7 номинального	2
11. Отключение	То же	2
12. ВО	Номинальное	2
13. ОВО	То же	2
14. ОВО	«	2

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

### **10.8 П, С, Т. Контроль наличия утечки газа**

Проверка герметичности газоизолированных отсеков ЭВ производится с помощью течеискателя. При контроле наличия утечки щупом течеискателя обследуются места уплотнений стыковых разъёмных соединений и сварных швов выключателя. В необходимых случаях (множественные мелкие дефекты в сварных швах, неблагоприятные погодные условия и др.) допускается локализация предполагаемой зоны с неудовлетворительным показателем газоплотности укрывным материалом.

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

Контроль герметичности газоизолированных отсеков ЭВ может производиться другими аттестованными в установленном порядке методами.

### **10.9 П, С, Т. Проверка содержания влаги в элегазе**

Проверке влагосодержания подлежит товарный элегаз в случае отсутствия сертификата изготовителя и бывший в употреблении элегаз, предназначенные для заполнения или дозаполнения газоизолированных отсеков ЭВ. Массовая доля воды должна быть не более 0,0015 % (что соответствует точке росы минус 40 °С при атмосферном давлении) для элегаза изготовленного в соответствии с [36]. В случае предъявления изготовителем элегазового выключателя повышенных требований к качеству элегаза, по сравнению с указанными ТУ, влагосодержание такого элегаза должно соответствовать этим требованиям.

Влагосодержание элегаза, находящегося в газоизолированном отсеке ЭВ подлежит измерению перед вводом ЭВ в эксплуатацию (после проведения в необходимых случаях первоначального заполнения ЭВ элегазом или газовой смесью), **а также с периодичностью один раз в пять лет**. Наибольшее допустимое содержание влаги внутри газоизолированного отсека ЭВ должно быть таким, чтобы точка росы была не выше, чем минус 5 °С для измерения при температуре плюс 20 °С и номинальном давлении элегаза. Соответствующая поправка должна быть сделана для измерения влагосодержания, выполненного при других температурах, если иная величина влагосодержания не предусмотрена изготовителем ЭВ.

При превышении норматива влагосодержания в элегазе, находящемся в газоизолированном отсеке ЭВ, необходимо произвести откачку элегаза, осушку отсека и заполнение элегазом. Откачанный из отсека элегаз может быть восстановлен и использован в соответствии с указаниями производителей ЭВ и рекомендаций ГОСТ Р 54426-2011.

Влагосодержание в элегазе, предназначенном для повторного применения, должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 54426-2011.

### **10.10 П, С Т. Проверка срабатывания электроконтактного устройства приборов контроля плотности элегаза (газовой смеси)**

Проверка срабатывания электроконтактного устройства приборов контроля плотности элегаза (газовой смеси) производится для каждой из групп контактов устройства при искусственном снижении контролируемого прибором давления до величин предупредительной и аварийной сигнализации. Значения указанных величин должны определяться по показаниям контрольного манометра и в дальнейшем приведены к температуре плюс 20 °С. Полученные таким образом значения должны соответствовать нормативу, указанному в руководстве по эксплуатации ЭВ.

### **10.11 П, С Проверка давления заполнения элегазом или газовой смесью газоизолированных отсеков элегазовых выключателей контрольным манометром**

Проверка давления заполнения элегазом или газовой смесью газоизолированных отсеков ЭВ должна производиться контрольным манометром класса точности не ниже 0,6.

Измеренная величина давления, приведенная к температуре плюс 20 °С, находится в диапазоне, установленном изготовителем.

### **10.12 П, С, Т. Проверка состояния системы обогрева элементов элегазового выключателя**

#### **10.12.1 Проверка состояния нагревательных элементов систем антиконденсатного и низкотемпературного обогрева элементов элегазового выключателя**

Проверка состояния нагревательных элементов систем антиконденсатного и

низкотемпературного обогрева элементов элегазового выключателя производится для нагревательных элементов шкафа привода и аппаратного шкафа с учетом конструктивного исполнения выключателя. Электрическое сопротивление нагревательных элементов и величина уставки устройства управляющего системой обогрева и контролирующего его работу, должно соответствовать величинам, указанным изготовителем ЭВ в эксплуатационной документации.

#### **10.12.2 Проверка состояния нагревательных элементов систем обогрева резервуаров элегазового бакового выключателя**

Проверка состояния нагревательных элементов систем обогрева резервуаров ЭВ производится для всех нагревательных элементов, установленных на ЭВ. Электрическое сопротивление нагревательных элементов и величина уставки устройства управляющего системой обогрева и контролирующего его работу, должно соответствовать величинам, указанным изготовителем ЭВ в эксплуатационной документации

### **10.13 П, С, Т. Проверка регулировочных и установочных характеристик механизмов приводов и выключателей**

Проверка характеристик (зазоров в узлах привода, ходов штоков исполнительных элементов привода, степени сжатия пружин, хода штока привода и др.) производится в объёме и по нормам указанным в эксплуатационной документации ЭВ.

### **10.14 П, С. Испытания встроенных трансформаторов тока**

Испытания должны выполняться в соответствии с указаниями раздела 7.

### **10.15 М. Тепловизионный контроль**

При контроле оценивается нагрев контактов и контактных соединений токоведущего контура выключателя. Тепловизионный контроль производится в соответствии с указаниями [29] и разделом 31 настоящего стандарта. Контроль проводится при наличии технической возможности.

### **10.16 Комплексное диагностическое обследование**

КДО проводится на генераторных выключателях и выключателях напряжением 110 кВ и выше с учетом рекомендаций пункта 4.22 настоящего стандарта.

## **11. ВАКУУМНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ**

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 изготовителя.

### **11.1 П, С. Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления**

Измерение должно выполняться в соответствии с таблицей 23.1.

### **11.2 П, С. Испытание изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц**

#### **11.2.1 Испытание изоляции выключателя**

Испытание проводится на оборудовании напряжением до 35 кВ включительно. Испытывается изоляция выключателя и изоляция межконтактных разрывов.

Значение испытательного напряжения для выключателей каждого класса напряжения

принимается в соответствии с таблицами 6.1 и 6.2.

Продолжительность испытания 1 мин.

Если вакуумный выключатель шунтирован ОПН, последний перед испытаниями должен быть отключён.

### **11.2.2 Испытание изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления**

Испытание должно выполняться в соответствии с указаниями раздела 23.2.

## **11.3 Измерение сопротивления постоянному току**

### **11.3.1 П, С, Т. Измерение сопротивления главной цепи**

Значения сопротивлений главной цепи должны соответствовать нормам, указанных в документации изготовителя.

### **11.3.2 П, С, Т. Измерение сопротивления элементов в цепях привода**

Измеренные значения сопротивлений должны соответствовать нормам изготовителя или сопротивлению аналогичных элементов однопольных выключателей, но не менее 1 МОм (таблица 23.1, пункт 2 настоящего стандарта).

## **11.4 П, С. Регулировка одновременности замыкания (размыкания) контактов**

Выключатели, конструкция которых допускает регулировку одновременности замыкания или размыкания контактов должны регулироваться в соответствии с инструкцией изготовителя.

## **11.5 П, С. Проверка минимального напряжения срабатывания электромагнитов управления выключателя**

Электромагниты управления вакуумных выключателей должны срабатывать при следующих уровнях напряжения:

- электромагниты включения при напряжении не менее  $0,85 U_{ном}$ ;
- электромагниты отключения при напряжении не менее  $0,7 U_{ном}$ .

## **11.6 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.

## **11.7 М. Тепловизионный контроль**

При контроле оценивается нагрев контактов и контактных соединений токоведущего контура выключателей. Тепловизионный контроль производится в соответствии с указаниями [29] и разделом 31 настоящего стандарта. Контроль проводится при наличии технической возможности.

## **11.8 Комплексное диагностическое обследование**

КДО проводится на выключателях напряжением 110 кВ и выше с учетом рекомендаций пункта 4.22 настоящего стандарта.

## **12. РАЗЪЕДИНИТЕЛИ, ОТДЕЛИТЕЛИ И КОРОТКОЗАМЫКАТЕЛИ**

### **12.1 П, С. Измерение сопротивления изоляции проводов 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 9.1.

#### **12.1.1 Измерение сопротивления изоляции многоэлементных изоляторов**

Измерение должно выполняться согласно указаниям пункта 16.1

#### **12.1.2 Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и электромагнитов управления**

Измерение должно выполняться в соответствии с таблицей 23.1.

### **12.2 П, С. Испытание изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц**

#### **12.2.1 Испытание основной изоляции**

Испытание проводится на оборудовании напряжением до 35 кВ включительно.

Значение испытательного напряжения основной изоляции для одноэлементных опорных изоляторов принимается в соответствии с таблицами 6.1 и 6.2.

Изоляция, состоящая из многоэлементных изоляторов, должна подвергаться испытаниям согласно указаниям пункта 16.2.

Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин.

#### **12.2.2 Испытание изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления**

Испытание должно выполняться в соответствии с указаниями пункта 23.2.

### **12.3 П, С. Измерение сопротивления постоянному току**

#### **12.3.1 Измерение сопротивления контактной системы разъединителей и отделителей**

Измерение должно выполняться между точками «контактный вывод - контактный вывод». Результаты измерений сопротивлений должны соответствовать нормам изготовителя, а при их отсутствии - данным таблицы 12.1.

Таблица 12.1. Допустимые значения сопротивлений контактных систем разъединителей

Номинальный ток, А	Допустимое значение сопротивления, мкОм
600	175
1000	120
1500-2000	50

#### **12.3.2 Измерение сопротивления обмоток электромагнитов управления отделителей и короткозамыкателей**

Результаты измерений сопротивлений обмоток должны соответствовать нормам изготовителя.

### **12.4 П, С. Измерение контактных давлений в разъёмных контактах**

Результаты измерений должны соответствовать нормам изготовителя.

## **12.5 П, С. Проверка работы разъединителя, отделителя и короткозамыкателя**

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

Аппараты 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.

## **12.6 П, С. Определение временных характеристик**

Определение временных характеристик обязательно для отделителей и короткозамыкателей.

Результаты измерений должны соответствовать нормам изготовителя.

## **12.7 П, С, Т. Проверка работы механической блокировки**

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

## **12.8 К, М. Проверка целостности фарфоровой изоляции**

При выявлении сколов фарфора, трещин в армировочных швах опорных изоляторов разъединителей и при их капитальном ремонте проводится виброакустический неразрушающий контроль опорных изоляторов.

Виброакустический контроль опорных изоляторов разъединителей на подстанциях 330 – 400 кВ проводится с периодичностью 1 раз в 2 года.

По решению главного инженера ГП «Moldelectrica» данный вид контроля может проводиться при вводе разъединителей в работу.

## **12.9 М. Тепловизионный контроль**

При контроле оценивается нагрев контактов и контактных соединений токоведущего контура. Тепловизионный контроль производится в соответствии с указаниями [29] и раздела 31 настоящего стандарта. Контроль проводится при наличии технической возможности.

# **13. КОМПЛЕКТНЫЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА ВНУТРЕННЕЙ И НАРУЖНОЙ УСТАНОВКИ, ВЫСОКОВОЛЬТНЫЕ ОТСЕКИ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ (ТП)<sup>4</sup>**

## **13.1 П, М. Измерение сопротивления изоляции**

**13.1.1 Измерение сопротивления изоляции элементов из органических материалов**

Измерения производятся мегаомметром на напряжение 2500 В.

Сопротивление изоляции должно быть не ниже значений, приведенных в таблице 9.1.

**13.1.2 Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей**

Измерение производится мегаомметром на напряжение 500-1000 В в соответствии с таблицей 23.1.

---

<sup>4</sup>Объем и нормы испытаний элементов КРУ и высоковольтных отсеков ТП (выключатели, силовые и измерительные трансформаторы, разрядники, разъединители, кабели и т.п.) приведены в соответствующих разделах настоящего стандарта.

## 13.2 П, М. Испытание повышенным напряжением частоты 50 Гц

### 13.2.1 Испытание изоляции первичных цепей ячеек

Испытание проводится на оборудовании напряжением до 35 кВ включительно.

Значение испытательного напряжения принимается в соответствии с таблицами 6.1 и 6.2.

Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 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.

### 13.2.2 Испытание изоляции вторичных цепей

Испытание должно выполняться в соответствии с указаниями раздела 23.2.

## 13.3 П, С, Т. Проверка соосности и величины вхождения подвижных контактов в неподвижные

### 13.3.1 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.

### 13.3.2 Вхождение подвижных контактов в неподвижные

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

## 13.4 П, С. Измерение сопротивления постоянному току

### 13.4.1 Измерение сопротивления постоянному току разъёмных контактов

Сопротивление разъёмных контактов не должно превышать значений, приведенных в таблице 13.1.

## 13.5 П, С. Контроль сборных шин

Контроль контактных соединений сборных шин должен выполняться согласно указаниям раздела 16.

## 13.6 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.

Таблица 13.1. Допустимые значения сопротивлений постоянному току элементов КРУ

Измеряемый элемент*	Допустимые значения сопротивления
1. Вычные контакты первичной цепи	Допустимые значения сопротивления контактов приведены в инструкциях изготовителя.  В случаях, если значения сопротивления контактов не приведены в инструкциях изготовителя, 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 выдвигного элемента с корпусом	Не более 0,1 Ом

Пр и м е ч а н и е - \* Измерение выполняется, если позволяет конструкция КРУ.

### **13.7 П, С. Тепловизионный контроль контактов и контактных соединений аппаратов и токоведущих частей ячеек**

Контроль осуществляется в соответствии с [24] и разделом 31 настоящего стандарта. Контроль проводится при наличии технической возможности.

## **14. КОМПЛЕКТНЫЕ ЭКРАНИРОВАННЫЕ ТОКОПРОВОДЫ 6кВ И ВЫШЕ<sup>5</sup>**

### **14.1 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 КРУ.

### **14.2 П, К. Испытание изоляции токопровода повышенным напряжением частоты 50 Гц**

Испытание проводится на оборудовании напряжением до 35 кВ включительно.

Значение испытательного напряжения при отсоединенных обмотках силовых трансформаторов принимается в соответствии с таблицами 6.1 и 6.2. Для токопроводов с общим для всех трех фаз экраном испытательное напряжение прикладывается поочередно к каждой фазе токопровода при остальных фазах, соединенных с заземленным кожухом.

Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин.

### **14.3 П, К. Проверка качества выполнения соединений шин и экранов**

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

### **14.4 М. Тепловизионный контроль**

При контроле оценивается нагрев контактов и контактных соединений токоведущего контура. Тепловизионный контроль производится в соответствии с указаниями [23] и раздела 31 настоящего стандарта. Контроль проводится при наличии технической возможности.

### **14.5 М. Контроль частичных разрядов**

Контроль частичных разрядов производится по решению главного инженера ГП «Moldelectrica» при наличии технической возможности.

---

<sup>5</sup>Объем и нормы испытаний оборудования, встроенного в токопровод (измерительные трансформаторы, коммутационная аппаратура, вентильные разрядники и т.п.), приведены в соответствующих разделах настоящего стандарта.

В этом разделе приведены объем и периодичность испытаний смонтированных токопроводов.

## **15. КОМПЛЕКТНЫЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА В МЕТАЛЛИЧЕСКОЙ ОБОЛОЧКЕ С ЭЛЕГАЗОВОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ (КРУЭ)<sup>6</sup>**

### **15.1 П, С. Измерение сопротивления главной токоведущей цепи**

Измерения должны проводиться в соответствии со схемой измерения сопротивления участков главной токовой цепи, приведённой изготовителем в эксплуатационной документации на КРУЭ.

Измеренное сопротивление не должно превышать значений, указанных в документации изготовителя.

### **15.2. П, С. Измерение сопротивления изоляции главной токоведущей цепи**

Измерения производятся мегаомметром на напряжение 2500 В.

Сопротивление изоляции должно быть не ниже значений, приведенных в таблице 9.1.

### **15.3 П, К. Испытание электрической прочности изоляции главных цепей**

Изоляция главных цепей КРУЭ должна подвергаться высоковольтным испытаниям переменным напряжением после монтажа или ремонта, затрагивающего изоляцию главных цепей. Испытания проводятся при номинальном давлении элегаза (смеси). Испытаниям подлежат все вновь вводимые или отремонтированные ячейки. Испытания проводятся с помощью испытательных установок переменного напряжения промышленной частоты или резонансного типа. Допускается выполнение испытаний переменным напряжением частотой до 400 Гц. Величина и порядок приложения испытательного напряжения, этапы и очередность испытания ячеек определяются технической программой испытаний, составляемой с учетом положений ГОСТ 1516.3-96, ГОСТ Р 54828-2011 и требований изготовителей КРУЭ. Секции, которые в этих случаях не подвергаются испытаниям, отделенные от испытываемой части выключателем или разъединителем, должны быть заземлены.

Допускается выполнение испытаний КРУЭ после завершения ремонтно-восстановительных работ пониженной, по отношению к одноминутному нормированному, величиной испытательного напряжения, согласованной с главным инженером ГП «Moldelectrica». Испытания должны сопровождаться контролем уровня частичных разрядов. Контроль уровня допускается выполнять с применением имеющихся в наличии электрического, акустического или высокочастотного методов измерений частичных разрядов. КРУЭ считается выдержавшим испытания, если в процессе испытаний отсутствовали пробои изоляции и не выявлены частичные разряды помимо уровня шума. В случае пробоя должно проводиться повторное испытание отремонтированного объема КРУЭ с контролем частичных разрядов.

### **15.4 П, С. Испытание на герметичность**

Испытания должны проводиться на КРУЭ, заполненном до номинального давления тем же газом и в тех же условиях, которые используются в эксплуатации.

---

<sup>6</sup>Объём и нормы испытаний основного технологического оборудования КРУЭ (выключатели, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, ОПН и т.п.) приведены в соответствующих разделах настоящего стандарта.

Допустимое значение расхода элегаза на утечки – не более 0,5 % в год от общей массы элегаза.

Испытание на герметичность проводится с целью подтверждения того, что расход газа на утечки  $F$  не превышает нормированного изготовителем значения допустимого расхода газа на утечки  $F_p$ .

Таблица 15.1. Допустимый расход элегаза на утечки

Температура окружающей среды, °С	Допустимый расход на утечки, $F_p$ .
+40 и +50	3 $F_p$
20 ± 2	$F_p$
-5 /-10 /-15 /-25 /-30/-40	3 $F_p$
-50	6 $F_p$
- 60	10 $F_p$

При контроле наличия утечки щупом течеискателя обследуются места уплотнений разъёмных соединений и сварных швов и уплотнений подвижных частей разъединителей заземлителей и выключателей. В необходимых случаях (множественные мелкие дефекты в сварных швах, неблагоприятные погодные условия и др.) допускается локализация предполагаемой зоны с неудовлетворительным показателем газоплотности укрывным материалом.

Контроль производится с помощью течеискателя с чувствительностью не менее  $10^2$  Па см<sup>3</sup>/с [32]. Результат контроля считается удовлетворительным, если выходной прибор течеискателя не показывает утечки.

Контроль может производиться также с помощью стационарных непрерывных систем контроля (датчиков) или специальных тепловизоров.

### 15.5 П, С, Т. Проверка содержания влаги в элегазе

Проверке влагосодержания подлежит товарный элегаз в случае отсутствия сертификата изготовителя и бывший в употреблении элегаз, предназначенные для заполнения или дозаполнения газоизолированных отсеков КРУЭ. Массовая доля воды должна быть не более 0,0015 % (что соответствует точке росы минус 40 °С при атмосферном давлении) для элегаза изготовленного в соответствии [36]. В случае предъявления изготовителем элегазового выключателя повышенных требований к качеству элегаза, по сравнению с указанными ТУ, влагосодержание такого элегаза должно соответствовать этим требованиям.

Влагосодержание элегаза, находящегося в отсеке КРУЭ подлежит измерению перед вводом КРУЭ в эксплуатацию (после проведения в необходимых случаях первоначального заполнения или дозаполнения КРУЭ элегазом или газовой смесью). Для предотвращения конденсации наибольшее допустимое содержание влаги внутри газоизолированных отсеков КРУЭ должно быть таким, чтобы точка росы была не выше, чем минус 5 °С для измерения при температуре плюс 20 °С и номинальном давлении элегаза. Соответствующая поправка должна быть сделана для измерения влагосодержания, выполненного при других температурах, если иная величина влагосодержания не предусмотрена изготовителем КРУЭ.

При превышении норматива влагосодержания в элегазе, находящемся в газоизолированном отсеке КРУЭ, необходимо произвести откачку элегаза, осушку отсека и заполнение элегазом. Откачаный из отсека элегаз может быть восстановлен и использован в соответствии с указаниями производителей КРУЭ и рекомендаций ГОСТ Р 54426-2011.

Влагосодержание в элегазе, предназначенном для повторного применения, должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 54426-2011.

### **15.6 П, С, Т. Проверка срабатывания электроконтактного устройства приборов контроля плотности элегаза (газовой смеси)**

Проверка срабатывания электроконтактного устройства приборов контроля плотности элегаза (газовой смеси) производится для каждой из групп контактов устройства при искусственном снижении контролируемого прибором давления до величин предупредительной и аварийной сигнализации. Значения указанных величин должны определяться по показаниям контрольного манометра и в дальнейшем приведены к температуре плюс 20 °С. Полученные таким образом значения должны соответствовать нормативу, указанному в руководстве по эксплуатации КРУЭ.

### **15.7 П, С. Проверка давления заполнения элегазом или газовой смесью газоизолированных отсеков КРУЭ контрольным манометром**

Проверка давления заполнения элегазом или газовой смесью газоизолированных отсеков КРУЭ должна производиться контрольным манометром класса точности не ниже 0,6.

Измеренная величина давления, приведенная к температуре плюс 20 °С, находится в диапазоне, установленном изготовителем

### **15.8 П, С, Т. Проверка работы электромагнитной блокировки**

Электромагнитная блокировка включает в себя блокировку между высоковольтными аппаратами в пределах ячейки КРУЭ, блокировку от включенных заземлителей шин и блокировку от ручного управления высоковольтными аппаратами. Цепи блокировки собираются на вторичных контактах ВВ аппаратов в соответствии со схемами, предоставленными изготовителем КРУЭ. Проверка заключается в разрешении управления отдельным аппаратом при выполнении условий блокировки или запрете управления, если условия не выполнены. Проверка проводится для всех аппаратов КРУЭ.

### **15.9 П, С. Контроль и испытания на механическую работоспособность**

Проверка характеристик (зазоров в узлах приводов, ходов штоков исполнительных элементов приводов, степени сжатия пружин, и др.) производится в объеме и по нормам, указанным в эксплуатационной документации на КРУЭ.

### **15.10 М. Проверка отсутствия частичных разрядов**

Проверка отсутствия частичных разрядов производится по решению главного инженера ГП «Moldelectrica».

## **16. СБОРНЫЕ И СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ ШИНЫ, ЖЕСТКАЯ ОШИНОВКА**

### **16.1 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.

## **16.2 П, К. Испытание изоляции шин повышенным напряжением частоты 50 Гц**

Испытание проводится на оборудовании напряжением до 35 кВ включительно. Значение испытательного напряжения принимается в соответствии с таблицами 6.1 и

6.2.

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

Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин.

## **16.3 Проверка состояния вводов, опорных и проходных изоляторов**

Производится в соответствии с положениями раздела 20.

## **16.4 М. Тепловизионный контроль**

Тепловизионный контроль производится в соответствии с указаниями [23] и раздела 31 настоящего стандарта. Контроль проводится при наличии технической возможности.

## **16.5 Контроль контактных соединений**

Контроль производится в соответствии с положениями раздела 27.

# **17. ТОКООГРАНИЧИВАЮЩИЕ СУХИЕ РЕАКТОРЫ**

## **17.1 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.

## **17.2 П, К. Испытание опорных изоляторов реактора повышенным напряжением частоты 50 Гц**

Испытание проводится на оборудовании напряжением до 35 кВ включительно.

Значение испытательного напряжения принимается в соответствии с таблицами 6.1 и

6.2.

Испытание опорных изоляторов реакторов повышенным напряжением частоты 50 Гц может производиться совместно с изоляторами ошиновки ячейки.

Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин.

# **18. КОНДЕНСАТОРЫ**

Объём и нормы проверок и испытаний, приведенные ниже, распространяются на конденсаторы связи, конденсаторы отбора мощности, конденсаторы для делителей напряжения.

## **18.1 П, С, Т, М. Проверка состояния конденсатора**

Производится путем визуального контроля.

При обнаружении течи (капельной или иной) жидкого диэлектрика конденсатор бракуется независимо от результатов остальных испытаний.

## **18.2 П, С. Измерение сопротивления разрядного резистора конденсаторов**

Сопротивление разрядного резистора не должно превышать 100 МОм.

### **18.3 П, С, М. Измерение емкости**

Емкость измеряется у каждого отдельно стоящего конденсатора с выводом его из работы или под рабочим напряжением (путем измерения емкостного тока или распределения напряжения на последовательно соединенных конденсаторах).

Измерение емкости конденсаторов связи и отбора мощности проводится не реже 1 раза в 4 года, если иное не предусмотрено документацией изготовителя. Измерение должно производиться при температуре окружающего воздуха  $(25\pm 10)$  °С и переменном напряжении (действующее значение) не ниже 10 кВ. Значение измеренной емкости должно соответствовать указанному в паспорте с учетом допустимого отклонения измеренных значений  $\pm 5\%$  от паспортных значений, либо значений отклонений, указанных в паспорте конденсатора связи.

При контроле конденсаторов под рабочим напряжением оценка их состояния производится сравнением измеренных значений емкостного тока или напряжения конденсатора с исходными данными или значениями, полученными для конденсаторов других фаз (присоединений).

### **18.4 П, С, М. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь**

Измерение производится на конденсаторах связи, конденсаторах отбора мощности и конденсаторах делителей напряжения.

Значение измеренного  $\text{tg}\delta$  должно соответствовать указанному в документации изготовителя. Измеренное значение  $\text{tg}\delta$  не должно превышать 0,3% (при температуре 20°С) при первом включении и 0,8% в эксплуатации.

Измерение  $\text{tg}\delta$  конденсаторов связи и отбора мощности проводится не реже 1 раза в 4 года, если иное не предусмотрено документацией изготовителя. Измерение должно производиться при температуре окружающего воздуха  $(25\pm 10)$  °С и переменном напряжении (действующее значение) не ниже 10 кВ.

### **18.5 П. Испытание повышенным напряжением частоты 50 Гц**

Изолирующая подставка для конденсатора связи испытывается в соответствии с ГОСТ 15581-80 напряжением 42 кВ, частоты 50 Гц в течение 1 мин.

### **18.6 М. Тепловизионный контроль конденсаторов**

Тепловизионный контроль производится в соответствии с указаниями [23] и раздела 31 настоящего стандарта. Контроль проводится при наличии технической возможности.

## **19. ВЕНТИЛЬНЫЕ РАЗРЯДНИКИ И ОГРАНИЧИТЕЛИ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ<sup>7</sup>**

### **19.1 П, , М. Измерение сопротивления разрядников и ограничителей перенапряжения**

Измерение проводится:

- на разрядниках и ОПН с номинальным напряжением менее 3 кВ — мегаомметром на напряжение 1000 В;
- на разрядниках и ОПН с номинальным напряжением 3 кВ и выше — мегаомметром на напряжение 2500 В.

Измерение сопротивления проводится перед включением в работу и при выводе в

плановый ремонт оборудования, к которому подключены защитные аппараты, но не реже 1 раза в 6 лет для разрядников и ОПН, установленных на ПС, РП, ТП.

Сопротивление разрядников типов РВП, РВО, GZ должно быть не менее 1000 МОм, а для РВН должно соответствовать требованиям изготовителя.

Сопротивление элементов разрядников типа РВС должно соответствовать требованиям инструкции изготовителя.

Сопротивление изоляции изолирующих оснований разрядников с регистраторами срабатывания и без измеряется мегаомметром на напряжение 1000—2500 В. Значение измеренного сопротивления изоляции должно быть не менее 1 МОм.

Сопротивление ограничителей перенапряжений с номинальным напряжением до 3 кВ должно быть не менее 1000 МОм, если иное не установлено изготовителем. ОПН 0,38 – 0,66 кВ норма сопротивления от 0,8 до 30 МОм.

Сопротивление ограничителей перенапряжений с номинальным напряжением 3—35 кВ должно соответствовать требованиям инструкций изготовителей и не должно отличаться более чем на  $\pm 30\%$  от данных, приведенных в паспорте или полученных в результате предыдущих измерений в эксплуатации.

Сопротивление ограничителей перенапряжений с номинальным напряжением 110 кВ и выше должно быть не менее 3000 МОм (если другая норма не указана в инструкции изготовителя) и не должно отличаться более чем на  $\pm 30\%$  от данных, приведенных в паспорте или полученных в результате предыдущих измерений в эксплуатации.

## **19.2 П, М. Измерение тока проводимости вентильных разрядников**

Измерение проводится на выпрямленном напряжении у разрядников с шунтирующими резисторами перед вводом в работу. Внеочередное измерение тока проводимости проводится для окончательной оценки состояния разрядника в случае, когда при измерении мегаомметром обнаружено изменение сопротивления на величину более указанной в пункте 19.1.

Значения допустимых токов проводимости вентильных разрядников приведены в таблице 19.2.

Таблица 19.2. Допустимые токи проводимости вентильных разрядников при выпрямленном напряжении

Тип разрядника или элемента	Испытательное выпрямленное напряжение, кВ	Ток проводимости при температуре разрядника 20 °С, мкА	
		не менее	не более
РВС-15	16	450	620
РВС-15*	16	200	340
РВС-20	20	450	620
РВС-20*	20	200	340
РВС-33	32	450	620
РВС-35	32	450	620
РВС-35*	32	200	340

\* Разрядники для сетей с изолированной нейтралью и компенсацией емкостного тока замыкания на землю, выпущенные после 1975 г.

П р и м е ч а н и е - Для приведения токов проводимости разрядников к температуре плюс 20 °С следует внести поправку, равную 3% на каждые 10 градусов отклонения (при температуре больше 20 °С поправка отрицательная).

У вентильных разрядников на напряжение 110 кВ. ежегодно перед началом грозового сезона производится замер тока проводимости под рабочим напряжением.

### **19.3 П, М. Измерение тока проводимости ограничителей перенапряжений**

Измерение тока проводимости ограничителей перенапряжений производится:

1. Перед вводом в эксплуатацию:

для ограничителей класса напряжения 3—110 кВ при приложении наибольшего длительно допустимого фазного напряжения;

для ограничителей класса напряжения 330, 400 кВ при напряжении 100 кВ частоты 50 Гц.

2. В процессе эксплуатации:

для ограничителей класса напряжения 35 кВ 1 раз в 4 года;

для ограничителей класса напряжения 110 кВ и выше под рабочим напряжением 1 раз в год перед грозовым сезоном;

для ограничителей, установленных в нейтрали трансформатора 110 кВ, при выводе трансформатора из работы для испытаний, но не реже 1 раза в 6 лет;

для ограничителей класса напряжения 110 кВ и выше при выводе из работы на срок более 3 мес.

Методика проведения измерения тока проводимости, а также его предельные значения, при которых ограничитель выводится из работы, указаны в инструкции изготовителя.

### **19.4 П, К, М. Тепловизионный контроль вентильных разрядников и ограничителей перенапряжений**

Производится у вентильных разрядников с шунтирующими сопротивлениями и ограничителей перенапряжений в соответствии с указаниями [23] и раздела 31 настоящего стандарта. Контроль проводится при наличии технической возможности.

## **20. ВВОДЫ<sup>8</sup> И ПРОХОДНЫЕ ИЗОЛЯТОРЫ**

### **20.1 П, К, М. Измерение сопротивления изоляции**

Производится измерение сопротивления изоляции измерительного конденсатора ПИН (С<sub>2</sub>) мегаомметром на 2500 В, и последних слоев изоляции (С<sub>3</sub>) мегаомметром на напряжение 2500 В, если нет других указаний изготовителя.

Значения сопротивления изоляции при вводе в эксплуатацию должны быть не менее 1000 МОм, в процессе эксплуатации - не менее 500 МОм.

Периодичность измерений для вводов 35-400 кВ – через 1 год после ввода в эксплуатацию и далее:

- 35-110 кВ - 1 раз в 4 года;

- 330-400 кВ - 1 раз в 2 года;

- 110-400 кВ со сроком службы 20 лет и более – ежегодно.

<sup>8</sup>Испытания вводов 35-500 кВ с RIP, RBP, RIN изоляцией производятся по методике изготовителя..

Для вводов с твердой изоляцией, измерения сопротивления изоляции производится по рекомендациям инструкции изготовителя и методическим указаниям по диагностике высоковольтных вводов.

Измерение сопротивления изоляции вводов трансформаторов следует проводить с учетом требований п.6.7.1.

## 20.2 П, К, М. Измерение $\text{tg}\delta$ и емкости изоляции

Производится измерение  $\text{tg}\delta$  и емкости:

- основной изоляции вводов при напряжении 10 кВ;
- изоляции измерительного конденсатора ПИН ( $C_2$ ) или (и) последних слоев изоляции ( $C_3$ ) при напряжении 5 кВ (3 кВ для вводов, изготовленных по ГОСТ 10693-81), если изготовителем не запрещается измерение  $C_3$ .

- измерение  $C_3$  и  $\text{tg}\delta_3$  для RIP изоляции во избежание повреждения ввода не производится если в инструкции изготовителя нет других указаний.

Предельные значения  $\text{tg}\delta$  приведены в таблице 20.1.

Предельное увеличение емкости основной изоляции составляет 5 % измеренного при вводе в эксплуатацию.

Периодичность измерений для вводов 35-400 кВ – через 1 год после ввода в эксплуатацию и далее:

- 35-110 кВ - 1 раз в 4 года;
- 330-400 кВ - 1 раз в 2 года;
- 110-400 кВ со сроком службы 20 лет и более – ежегодно.

Таблица 20.1. Предельные значения  $\text{tg}\delta$  вводов

Тип и зона изоляции ввода	Предельные значения $\text{tg}\delta$ , %, для вводов номинальным напряжением, кВ			
	35	110-150	220	330-750
Бумажно-масляная изоляция ввода:				
- основная изоляция ( $C_1$ ) и изоляция конденсатора ПИН ( $C_2$ );	-	0,7/1,5	0,6/1,2	0,6/1,0
- последние слои изоляции ( $C_3$ ).	-	1,2/3,0	1,0/2,0	0,8/1,5
Твердая изоляция ввода с масляным заполнением*:				
- основная изоляция ( $C_1$ ).	1,0/1,5	1,0/1,5	-	-
Бумажно-бакелитовая изоляция ввода с мастичным заполнением:				
- основная изоляция ( $C_1$ )	3,0/9,0	-	-	-
RIP – изоляция вводов*:				
- основная изоляция ( $C_1$ )	1/1,2		0,7/1,2	
- основная изоляция ( $C_1$ ) для вводов производства АВВ выпущенных после 2017			0,7/0,7	

Примечание - \* - согласно документации изготовителя.

1. В числителе указаны значения  $\text{tg}\delta$  изоляции при вводе в эксплуатацию, в знаменателе - в процессе эксплуатации.

2. Уменьшение  $\text{tg}\delta$  основной изоляции герметичного ввода по сравнению с результатами предыдущих измерений на  $\Delta\text{tg}\delta(\%) \geq 0,3$  является показанием для проведения дополнительных испытаний, указанных в [15], с целью определения причин снижения  $\text{tg}\delta$ . Для твердой изоляции предельное значение  $\text{tg}\delta_1$  не должно быть ниже 0,25 %, а в случае резкого роста  $\text{tg}\delta_1$  более чем на 0,2 % за год необходима консультация изготовителя [40].

3. Нормируются значения  $\text{tg}\delta$ , приведенные к температуре 20 °С. Приведение производится в соответствии с инструкцией по эксплуатации вводов.

4. Знак «-» означает отсутствие предельного значения.

### **20.3 П, К. Испытание повышенным напряжением частоты 50 Гц**

Испытание проводится на оборудовании напряжением до 35 кВ включительно.

Значение испытательного напряжения для проходных изоляторов и вводов, испытываемых отдельно или после установки на оборудование, принимается в соответствии с таблицами 6.1 и 6.2.

Испытание вводов, установленных на силовых трансформаторах, производится совместно с испытанием обмоток этих трансформаторов. Значение испытательного напряжения принимается в соответствии с таблицами 6.1 и 6.2.

Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин.

### **20.4 П, К. Испытание избыточным давлением**

Испытание избыточным давлением производится на негерметичных маслonaполненных вводах напряжением 110 кВ и выше избыточным давлением масла 0,1 МПа с целью проверки уплотнений.

Продолжительность испытания 30 мин. Допускается снижение давления за время испытаний не более 5 кПа.

### **20.5 П, К, М. Испытание масла из вводов**

При вводе в эксплуатацию вводов масло должно быть испытано в соответствии с требованиями раздела 22.

Перед заливкой во вводы изоляционное масло должно отвечать требованиям таблицы 22.2.

Доливаемое во вводы масло должно отвечать требованиям пункта 22.3.

Определение физико-химических характеристик масла из негерметичных вводов производится по требованиям таблицы 22.4 (подпункты 1-4):

- для вводов 110 кВ - 1 раз в 4 года;

Определение физико-химических характеристик масла из негерметичных вводов согласно таблице 22.4 (подпункты 5-9) производится при получении неудовлетворительных результатов испытаний по таблице 22.4 (подпункты 1-4). Объем необходимого расширения испытаний определяется главным инженером ГП «Moldelectrica»

Контроль масла герметичных вводов производится при получении неудовлетворительных результатов по подпунктам 20.1 или (и) 20.2, или (и) 20.7, а также при повышении давления во вводе сверх допустимых значений, регламентированных документацией изготовителя на вводы. Объем испытаний определяется главным инженером ГП «Moldelectrica» исходя из конкретных условий. Предельные значения параметров масла - в соответствии с требованиями таблицы 22.4.

Необходимость проведения хроматографического анализа растворенных в масле газов определяется главным инженером ГП «Moldelectrica» по совокупности результатов испытаний ввода. Оценка результатов - в соответствии с рекомендациями изготовителя, [15], [18], [20] и архивными материалами технического диагностирования состояния вводов.

## **20.6 М. Проверка манометра**

У герметичных вводов проверка манометра заключается в замене на поверенный манометр. Замена осуществляется в срок не превышающий межповерочный интервал.

## **20.7 М. Тепловизионное обследование**

Тепловизионный контроль вводов производится в соответствии с указаниями [23] и раздела 31 настоящего стандарта. Контроль проводится при наличии технической возможности.

## **20.8 Комплексное диагностическое обследование**

Комплексное диагностическое обследование вводов всех выключателей и силовых трансформаторов напряжением 110 кВ и выше проводится при КДО указанного силового оборудования и аппаратов с учетом рекомендаций пункта 4.22 настоящего стандарта.

Комплексное диагностическое обследование вводов проводится в объеме испытаний и измерений настоящего раздела.

# **21. ПРЕДОХРАНИТЕЛИ, ПРЕДОХРАНИТЕЛИ-РАЗЪЕДИНИТЕЛИ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1000 В**

## **21.1 П, К. Испытание опорной изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц**

Испытание проводится на оборудовании напряжением до 35 кВ включительно.

Значение испытательного напряжения опорной изоляции предохранителя, предохранителя-разъединителя принимается в соответствии с таблицами 6.1 и 6.2.

Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин.

## **21.2 П, К. Проверка целостности плавкой вставки предохранителя**

Проверяются:

- омметром - целостность плавкой вставки;
- визуально - наличие калибровки на патроне.

## **21.3 П, К. Измерение сопротивления постоянному току токоведущей части патрона предохранителя- разъединителя**

Измеренное значение сопротивления должно соответствовать значению номинального тока в калибровке на патроне.

## **21.4 П, К. Измерение контактного нажатия в разъемных контактах предохранителя-разъединителя**

Измеренное значение контактного нажатия должно соответствовать данным изготовителя.

## **21.5 П, К. Проверка состояния дугогасительной части патрона предохранителя-разъединителя**

Измеряется внутренний диаметр дугогасительной части патрона предохранителя-разъединителя.

Измеренное значение диаметра внутренней дугогасительной части патрона должно соответствовать данным изготовителя.

## **21.6 П, К. Проверка работы предохранителя-разъединителя**

Выполняется 5 циклов операций включения и отключения предохранителя-разъединителя.

Выполнение каждой операции должно быть успешным с одной попытки.

## **21.7 М. Тепловизионный контроль**

Производится в соответствии с указаниями [29] и раздела 31 настоящего стандарта. Контроль проводится при наличии технической возможности.

# **22. ТРАНСФОРМАТОРНОЕ МАСЛО**

## **22.1 Контроль качества трансформаторных масел при приеме и хранении**

Поступающая на предприятие партия трансформаторного масла должна сопровождаться паспортом качества и подвергнута лабораторным испытаниям в соответствии с требованиями настоящего стандарта и [2].

Нормативные значения показателей качества для свежего масла в зависимости от его марки, приводятся в таблице 22.1. Таблица составлена на основании требований действующих ГОСТ Р 54331-2011 и [36] - [38] к качеству свежих трансформаторных масел на момент разработки настоящего стандарта.

При поставке новых марок трансформаторных масел, не указанных в таблице 22.1, качество масла должно отвечать требованиям ГОСТ Р 54331-2011.

Порядок отбора проб и организации испытаний при приеме трансформаторного масла от поставщиков определяется требованиями действующих нормативных документов по эксплуатации масел изготовителей электрооборудования и/или ГП «Moldelectrica».

### **22.1.1 Контроль трансформаторного масла после транспортирования**

Из транспортной емкости отбирается проба масла в соответствии с требованиями ГОСТ 2517-2012 или ГОСТ 31873-2012.

Проба трансформаторного масла подвергается лабораторным испытаниям по показателям качества 2, 3, 4, 8, 9, 10, 14, 15 из таблицы 22.1.

Показатели качества 2, 3, 4, 9, 15 определяются до слива масла из транспортной емкости, а 8, 10 и 14 можно определять после слива масла.

Показатели 12 и 13 таблицы 22.1 определяются при арбитражном контроле или по решению главного инженера ГП «Moldelectrica».

### **22.1.2 Контроль трансформаторного масла, слитого в резервуары**

Трансформаторное масло, слитое в резервуары маслохозяйства, подвергается лабораторным испытаниям по показателям качества 2, 3, 9, 15 из таблицы 22.1 сразу после его приема из транспортной емкости.

### **22.1.3 Контроль трансформаторного масла, находящегося на хранении**

Находящееся на хранении масло испытывается по показателям качества 2, 3, 4, 5, 8, 9, 10, 14, 15 из таблицы 22.1 с периодичностью не реже 1 раза в 4 года.

### **22.1.4 Расширение объёма контроля**

Показатели качества масла из таблицы 22.1, не указанные в подпунктах 22.1.1-22.1.3, а также показатели качества по ГОСТ Р 54331-2011 определяются в случае необходимости, по решению главного инженера ГП «Moldelectrica».

### **22.1.5 Применение требований**

В случае возникновения разногласий при определении качества трансформаторного масла при приеме от поставщиков, по причинам изменения технических требований к качеству изготовителя масла и несоответствия требованиям таблицы 22.1, необходимо руководствоваться требованиями к качеству масла ГОСТ Р 54331-2011.

## **22.2 Контроль качества трансформаторных масел при их заливке в электрооборудование**

### **22.2.1 Требования к свежему трансформаторному маслу**

Свежие трансформаторные масла, подготовленные к заливке (доливу) в новое электрооборудование, должны удовлетворять требованиям таблицы 22.2.

### **22.2.2 Требования к регенерированным и очищенным маслам**

Регенерированные и (или) очищенные эксплуатационные масла, а также их смеси со свежими маслами, подготовленные к заливке (доливу) в электрооборудование после ремонта, должны удовлетворять требованиям таблицы 22.3.

### **22.2.3 Требования к контролю качества масла при подготовке к заливке.**

Порядок отбора проб и организации испытаний при подготовке трансформаторного масла к заливке (доливу) в электрооборудование определяется требованиями действующих нормативных документов по эксплуатации масел изготовителей электрооборудования и/или ГП «Moldelectrica».

## **22.3 Контроль качества трансформаторных масел при их эксплуатации в электрооборудовании**

### **22.3.1 Объём и периодичность испытаний**

Объём и периодичность проведения испытаний масла указаны в разделах на конкретные виды электрооборудования и разделе 32 настоящего стандарта, нормативные значения показателей качества приводятся в таблице 22.4.

На основании полученных результатов лабораторных испытаний масла определяют области его эксплуатации:

- область «нормального состояния масла» (интервал от предельно допустимых значений после заливки масла в электрооборудование, приведенных в таблице 22.2 или 22.3, столбец 4, и до значений, ограничивающих область нормального состояния масла в эксплуатации, приведенных в таблице 22.4, столбец 3), когда состояние качества масла гарантирует надежную работу электрооборудования и при этом достаточно минимально необходимого контроля показателей качества 1 - 4 из таблицы 22.4, по решению главного инженера ГП «Moldelectrica» дополнительно в сокращенный анализ может быть включен показатель 5 таблицы 22.4;

- область «риска» (интервал от значений, ограничивающих область нормального состояния масла, приведенных в таблице 22.4, столбец 3, до предельно допустимых значений показателей качества масла в эксплуатации, приведенных в таблице 22.4, столбец 4), когда ухудшение даже одного показателя качества масла приводит к снижению надежности работы электрооборудования и требуется более учащенный и расширенный контроль для прогнозирования срока его службы и (или) принятия специальных мер по восстановлению эксплуатационных свойств масла с целью предотвращения его замены и вывода электрооборудования в ремонт.

Таблица 22.1. Показатели качества товарных трансформаторных масел

Номер пункта	Показатель	Марка масла					Требования ГОСТ Р 54331-2011	Номер стандарта на метод испытаний
		ГК [41]	ВГ [43]	Т-1500У [42]	Nyro 11GX	Nyro 10XN		
1	Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с, не более: – при плюс 50 °С – при плюс 40 °С – при минус 30 °С	9 - 1200	9 - 1200	- 11 1300	9 11 1800	9 12 800	9 12 1200	ГОСТ 33-2000, ГОСТ Р 53708-2009.
2	Кислотное число, мг КОН на 1 г масла, не более	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	ГОСТ 5985-79, ГОСТ Р МЭК 62021-1-2013.
3	Температура вспышки в закрытом тигле, °С, не ниже	135	135	135	135	140	135	ГОСТ 6356-75, ГОСТ Р ЕН ИСО 2719-2008.
4	Содержание водорастворимых кислот и щелочей	-	-	-	-	-	-	ГОСТ 6307-75.
5	Содержание механических примесей	Отс.	Отс.	Отс.	Отс.	Отс.	Отс.	ГОСТ 6370-83.
6	Температура застывания, °С, не выше	-45	-45	-45	-45	-45	-45	ГОСТ 20287-91.
7	Испытание коррозионного воздействия на пластинки из меди марки М1К или М2 по ГОСТ 859	Выдерживает	Выдерживает	Выдерживает	Выдерживает	Выдерживает	Выдерживает	ГОСТ 2917-76.
8	Тангенс угла диэлектрических потерь, %, не более при 90 °С	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	ГОСТ 6581-75.

Номер пункта	Показатель	Марка масла					Требования ГОСТ Р 54331-2011	Номер стандарта на метод испытаний
		ГК [41]	ВГ [43]	Т-1500У [42]	Nyro 11GX	Nyro 10XN		
9	Плотность при 20 °С*, кг/м <sup>3</sup> , не более	895	895	885	895	895	895	ГОСТ 3900-85, ГОСТ Р 51069-97, ГОСТ Р ИСО 3675-2007.
10	Стабильность против окисления: – масса летучих кислот, мг КОН на 1 г масла, не более	0,04	0,04	0,07	0,04	0,04	0,04	ГОСТ 981-75, ГОСТ Р 54331-2011.
	– содержание осадка, % массы, не более	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	
	– кислотное число окисленного масла, мг КОН на 1 г масла, не более	0,10	0,10	0,15	0,10	0,10	0,10	
11	Стабильность против окисления, индукционный период, ч, не менее	150	150	150	-	-	-	ГОСТ Р МЭК 61125-2013.
12	Содержание серы, %, не более	-	-	0,45	-	-	-	ГОСТ Р 54331-2011**
13	Наличие коррозионной серы	Отс.	Отс.	Отс.	Отс.	Отс.	Отс.	ГОСТ 2917-76, ГОСТ Р 55494-2013, ГОСТ Р 54331-2011
14	Содержание антиокислительной присадки АГИДОЛ-1 (2,6-дитретбутил-	0,25-0,40	0,2	0,2	0,25	0,25	0,25-0,40	ГОСТ Р МЭК 60666-2013, [45], [50].

Номер пункта	Показатель	Марка масла					Требования ГОСТ Р 54331-2011	Номер стандарта на метод испытаний
		ГК [41]	ВГ [43]	Т-1500У [42]	Nyro 11GX	Nyro 10XN		
	4-метилфенол или ионол), %, не менее							
15	Внешний вид	Чистое, прозрачное, свободное от видимых частиц загрязнения и осадков, желтого или светло коричневого цвета						ГОСТ Р 54331-2011.

П р и м е ч а н и е - При внесении изменений изготовителем масла в документы, определяющие технические требования к качеству масла, необходимо внести изменения в данную таблицу; при возникновении разночтений приоритетным являются требования изготовителя масла. «Отс.» – обозначает отсутствие, « - « - обозначает, что значение показателя не нормируется изготовителем масла, требования ГОСТ Р 54331-2011 приведены только для обычных трансформаторных масел.

\* При измерении плотности при 15 °С, нормируемое значение устанавливается требованиями стандарта, технических условий или спецификации соответствия изготовителя масла;

\*\* Допускается определение данного показателя по ГОСТ 19121-73, ГОСТ Р ЕН ИСО 14596-2008, ГОСТ Р 51947-2002 или ГОСТ Р 53203-2008.

Таблица 22.2. Требования к качеству свежих масел, подготовленных к заливке в новое электрооборудование

Номер пункта	Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла		Примечание
			предназначенного к заливке в электрооборудование	после заливки в электрооборудование	
1	Пробивное напряжение по ГОСТ 6581-75, кВ, не менее	Электрооборудование: – до 15 кВ включительно	30	25	Допускается определение по ГОСТ Р МЭК 60156-2013.  Если коэффициент вариации, рассчитанный по ГОСТ 6581-75, превышает 20 %, то результат испытаний – неудовлетворительный.
		– свыше 15 кВ до 35 кВ включительно	35	30	
		– свыше 35 кВ до 150 кВ включительно	60	55	
		– свыше 150 кВ до 500 кВ включительно	65	60	
		– 750 кВ	70	65	
2	Кислотное число по ГОСТ 5985-79, мг КОН/г масла, не более*	Электрооборудование: – до 35 кВ включительно	0,02	0,02	Допускается определение по ГОСТ Р МЭК 62021-1–2013.
		– свыше 35 кВ	0,01	0,01	

Номер пункта	Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла		Примечание
			предназначенного к заливке в электрооборудование	после заливки в электрооборудование	
3	Температура вспышки в закрытом тигле по ГОСТ 6356-75, °С, не менее	Электрооборудование всех видов и классов напряжений	135	135	При применении специального масла для выключателей значение данного показателя определяется стандартом на марку масла. Допускается определение по ГОСТ Р ЕН ИСО 2719-2008.
4	Влагосодержание по ГОСТ Р МЭК 60814-2013, % массы (мг/кг, г/т), не более*	Трансформаторы с пленочной или азотной защитой, герметичные маслонаполненные вводы, герметичные измерительные трансформаторы	0,001 (10)	0,001 (10)	Допускается определение по ГОСТ 7822-75 или хроматографическим методом по [12] или [46].
		Силовые и измерительные трансформаторы без специальных защит масла, негерметичные маслонаполненные вводы	0,0015 (15)	0,0015 (15)	
5	Содержание механических примесей по ГОСТ 6370-83, %,	Электрооборудование до 35 кВ включительно	Отсутствие (10)	Отсутствие (11)	Допускается определение данного показателя по ГОСТ ИСО 4407-2006

Номер пункта	Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла		Примечание
			предназначенного к заливке в электрооборудование	после заливки в электрооборудование	
	(класс промышленной чистоты по ГОСТ 17216-2001, не более)	Масляные выключатели вне зависимости класса напряжения	Отсутствие (12)	Отсутствие (12)	с последующим перерасчетом по Прил. Г ГОСТ 17216-2001.  Класс промышленной чистоты по Таблице1 ГОСТ 17216-2001 определяется по значению класса фракции с наибольшим значением.
	Класс промышленной чистоты по ГОСТ 17216-2001, не более	Электрооборудование свыше 35 кВ до 750 кВ включительно	8	9	
6	Тангенс угла диэлектрических потерь при 90 °С по ГОСТ 6581-75, %, не более**	Силовые и измерительные трансформаторы 35 кВ  Силовые и измерительные трансформаторы свыше 35 кВ до 750 кВ включительно, маслонаполненные вводы 35 кВ и выше	1,7  0,5	2,0  0,7	Проба масла дополнительной обработке не подвергается.  Допускается определение по ГОСТ Р МЭК 60247-2013.

Номер пункта	Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла		Примечание
			предназначенного к заливке в электрооборудование	после заливки в электрооборудование	
7	Содержание водорастворимых кислот и щелочей по ГОСТ 6307-75, рН водной вытяжки, не менее ***	Электрооборудование всех видов и классов напряжений	6,0	6,0	Возможно качественное определение с индикатором.
8	Содержание антиокислительной присадки АГИДОЛ-1 (2,6-дитретбутил-4-метилфенол или ионол) по ГОСТ Р МЭК 60666-2013, % массы, не менее	Силовые и измерительные трансформаторы 35 кВ и выше, маслонаполненные вводы 110 кВ и выше	0,20	Снижение не более чем на 10% от исходного значения до залива	Допускается определение по [45], [50].
9	Температура застывания, ГОСТ 20287-91, °С, не более	Электрооборудование, заливаемое специальным маслом (арктическим)	-60	-60	
10	Газосодержание по [47], % объёма, не более	Трансформаторы с пленочной защитой, герметичные маслонаполненные вводы	0,5	1,0	Допускается определение по [46], норма до залива не является браковочной, определение обязательно.
11	Стабильность против окисления по ГОСТ 981-75:	Силовые и измерительные трансформаторы,	В соответствии с требованиями		Для свежего масла допускается определение по

Номер пункта	Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла		Примечание
			предназначенного к заливке в электрооборудование	после заливки в электрооборудование	
	кислотное число окисленного масла, мг КОН/г масла, не более; содержание осадка, % массы, не более	маслонаполненные вводы 110 кВ и выше	стандарта на конкретную марку масла, допущенного к применению в данном оборудовании		ГОСТ Р МЭК 61125-2013.

Примечание – \* Влагосодержание в силовых и измерительных трансформаторов без специальных защит масла, негерметичных маслонаполненных вводах по решению технического руководителя может устанавливаться не более 0,002(20) для масел марок Т-750, Т-1500, ТКп и ТСп (ТСО), а для масляных выключателей влагосодержание - отсутствие по ГОСТ 1547-84 (качественно).

\*\* Допускается применять для заливки силовых трансформаторов до 35 кВ включительно трансформаторное масло ТКп по ТУ-38.101.980-81 и ТКп по ТУ 38.401.5849-92, а также их смеси с другими свежими маслами, если значение tgδ при 90 °С не будет превышать 2,2 % до заливки и 2,6 % после заливки и кислотного числа не более 0,02 мг КОН/г, при полном соответствии остальных показателей качества требованиям таблицы 31.2.

\*\*\* Для масла с деактивирующей присадкой (например Т-1500У) рН может быть более 8,0 и основанием для браковки не является.

Таблица 22.3. Требования к качеству регенерированных и очищенных масел, подготовленных к заливке в электрооборудование после его ремонта\*

Номер пункта	Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла		Примечание
			предназначенного к заливке в электрооборудование	после заливки в электрооборудование	
1	Пробивное напряжение по ГОСТ 6581-75, кВ, не менее	Электрооборудование:			Допускается определение по ГОСТ Р МЭК 60156-2013.  Если коэффициент вариации, рассчитанный по ГОСТ 6581-75, превышает 20 %, то результат испытаний – неудовлетворительный.
		– до 15 кВ включительно	30	25	
		– свыше 15 кВ до 35 кВ включительно	35	30	
		– свыше 35 кВ до 150 кВ включительно	60	55	
		– свыше 150 кВ до 500 кВ включительно	65	60	
	– 750 кВ	70	65		
2	Кислотное число по ГОСТ 5985-79, мг КОН/г масла, не более	Силовые трансформаторы до 35 кВ включительно	0,05	0,05	Допускается определение по ГОСТ Р МЭК 62021-1–2013.
		Силовые трансформаторы до 35 кВ включительно, заливаемых маслами марок ГК, ВГ, Nytro 11GX и 10XN	0,03	0,03	
		Силовые и измерительные трансформаторы свыше 35 кВ до 500 кВ включительно	0,02	0,02	

Номер пункта	Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла		Примечание
			предназначенного к заливке в электрооборудование	после заливки в электрооборудование	
		Силовые и измерительные трансформаторы свыше 500 кВ до 750 кВ включительно	0,01	0,01	
3	Температура вспышки в закрытом тигле, по ГОСТ 6356-75, °С, не менее	Силовые трансформаторы до 35 кВ включительно	130	130	При применении специального масла для выключателей значение данного показателя определяется стандартом на марку масла.  Допускается определение по ГОСТ Р ЕН ИСО 2719-2008.
		Силовые и измерительные трансформаторы свыше 35 кВ до 750 кВ включительно	135	135	
4	Влагосодержание по ГОСТ Р МЭК 60814-2013, % массы (мг/кг, г/т), не более **	Трансформаторы с пленочной или азотной защитой, герметичные измерительные трансформаторы	0,001 (10)	0,001 (10)	Допускается определение по ГОСТ 7822-75 или хроматографическим методом по [12] и [46].
		Силовые и измерительные трансформаторы без специальных защит масла	0,0015 (15)	0,0015 (15)	

Номер пункта	Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла		Примечание
			предназначенного к заливке в электрооборудование	после заливки в электрооборудование	
5	Содержание механических примесей: по ГОСТ 6370-83, % (класс чистоты по ГОСТ 17216-2001, не более);	Электрооборудование до 35 кВ включительно	Отсутствие (10)	Отсутствие (11)	Допускается определение данного показателя по ГОСТ ИСО 4407-2006 с последующим перерасчетом по Прил. Г ГОСТ 17216-2001.
		Масляные выключатели вне зависимости класса напряжения	Отсутствие (12)	Отсутствие (12)	
	Класс промышленной чистоты по ГОСТ 17216-2001, не более	Электрооборудование свыше 35 кВ до 750 кВ включительно	8	9	Класс промышленной чистоты по Таблице1 ГОСТ 17216-2001 определяется по значению класса фракции с наибольшим значением (по «худшей» фракции).
6	Тангенс угла диэлектрических потерь при 90°C по ГОСТ 6581-75, %, не более	Силовые трансформаторы до 35 кВ включительно	5,0	6,0	Проба масла дополнительной обработке не подвергается. Допускается определение по ГОСТ Р МЭК 60247-2013.
		Силовые трансформаторы до 35 кВ включительно, заливаемые маслами марок ГК, ВГ, Nytro 11GX и 10XN	1,5	1,7	

Номер пункта	Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла		Примечание
			предназначенного к заливке в электрооборудование	после заливки в электрооборудование	
		Силовые и измерительные трансформаторы свыше 35 кВ до 500 кВ включительно	1,5	1,7	
		Силовые и измерительные трансформаторы свыше 500 кВ до 750 кВ включительно	0,5	0,7	
7	Содержание водорастворимых кислот и щелочей по ГОСТ 6307-75, рН водной вытяжки, не менее	Электрооборудование всех видов и классов напряжений	6,0	6,0	Возможно качественное определение с индикатором.
8	Содержание антиокислительной присадки АГИДОЛ-1 (2,6-дитретбутил-4-метилфенол или ионол), по ГОСТ Р МЭК 60666-2013, % массы, не менее	Силовые и измерительные трансформаторы от 35 кВ до 750 кВ включительно	0,20	Снижение не более чем на 10% от исходного значения до залива	Допускается определение по [45], [50]. Для очищенных эксплуатационных масел значение данного показателя не является браковочным, определение обязательно.

Номер пункта	Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла		Примечание
			предназначенного к заливке в электрооборудование	после заливки в электрооборудование	
9	Температура застывания по ГОСТ 20287-91, °С, не выше	Электрооборудование, заливаемое специальным маслом (арктическим)	-60	-60	
10	Газосодержание по [47], % объёма, не более	Трансформаторы с пленочной защитой, герметичное электрооборудование	0,5	1,0	Допускается определение данного показателя по [46], значение данного показателя до залива не является браковочным, определение обязательно.
11	Стабильность против окисления по ГОСТ 981-75: – кислотное число окисленного масла, мг КОН/г масла, не более – массовая доля осадка, %, не более	Силовые и измерительные трансформаторы 110 кВ и выше	0,2  Отсутствие	-  -	Условия процесса: 130 °С, 30 ч, 50 мл/мин O <sub>2</sub> .  Данный показатель определяется только для регенерированных масел.
12	Содержание серы по ГОСТ 19121-73, %, не более	Электрооборудование: – до 35 кВ включительно	0,60	0,60	Определение рекомендуется только для смесей масел и

Номер пункта	Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла		Примечание
			предназначенного к заливке в электрооборудование	после заливки в электрооборудование	
		– свыше 35 кВ до 500 кВ включительно	0,35	0,35	регенерированных масел. Возможно определение по ГОСТ Р ЕН ИСО 14596-2008, ГОСТ Р 51947-2002 и ГОСТ Р 53203-2008.
		– свыше 500 кВ до 750 кВ включительно	0,30	0,30	
13	Наличие коррозионной серы по ГОСТ 2917-76	Электрооборудование 110 кВ и выше	Отсутствие	-	Возможно определение по ГОСТ Р 55494-2013, ГОСТ Р 54331-2011.

Примечание – \* Применение регенерированных и очищенных эксплуатационных масел для заливки высоковольтных вводов после ремонта не допускается, данное электрооборудование заливается после ремонта свежими маслами, отвечающими требованиям таблицы 31.2.

\*\* Влагосодержание в силовых и измерительных трансформаторах без специальных защит масла, негерметичных маслонаполненных вводах по решению технического руководителя может устанавливаться не более 0,002(20) для масел марок Т-750, Т-1500, ТКп и ТСП (ТСО), а для масляных выключателей влагосодержание - отсутствие по ГОСТ 1547-84 (качественно).

Таблица 22.4. Требования к качеству эксплуатационных масел

Номер пункта	Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Значение показателя качества масла		Примечание
			ограничивающее область нормального состояния	предельно допустимое	
1	Пробивное напряжение по ГОСТ 6581-75, кВ, не менее	<p>Электрооборудование:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– до 15 кВ включительно</li> <li>– свыше 15 кВ до 35 кВ включительно</li> <li>– свыше 35 кВ до 150 кВ включительно</li> <li>– свыше 150 кВ до 500 кВ включительно</li> <li>750 кВ</li> </ul>	-	20	<p>Допускается определение по ГОСТ Р МЭК 60156-2013.</p> <p>Если коэффициент вариации, рассчитанный по ГОСТ 6581-75, превышает 20 %, то результат испытаний – неудовлетворительный.</p>
			-	25	
			40	35	
			50	45	
			60	55	
2	Кислотное число по ГОСТ 5985-79, мг КОН/г масла, не более	Силовые и измерительные трансформаторы, негерметичные маслonaполненные вводы	0,05 (0,07)	0,15	<p>Допускается определение по ГОСТ Р МЭК 62021-1–2013.</p> <p>Значение кислотного числа, ограничивающее область нормального состояния - 0,07 мг КОН/г, может устанавливаться по решению технического руководителя для масел марок Т-750, Т-1500, Т-1500У, ТКп и ТСп (ТСО).</p>

Номер пункта	Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Значение показателя качества масла		Примечание
			ограничивающее область нормального состояния	предельно допустимое	
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 Р МЭК 60814-2013, % массы (мг/кг, 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)  0,0020 (20)	0,0020 (20)  0,0025 (25)	Допускается определение по ГОСТ 7822-75 или хроматографическим методом по [12] и [46].
5	Содержание механических примесей**:  ГОСТ 6370-83, % (класс промышленной чистоты по ГОСТ 17216-2001, не более);	Электрооборудование до 35 кВ включительно  Масляные выключатели вне зависимости от класса напряжения	Отсутствие (12)  -	Отсутствие (12)  Отсутствие (13)	Допускается определение по ГОСТ ИСО 4407-2006 с последующим перерасчетом по Прил. Г ГОСТ 17216-2001. Класс промышленной чистоты по таблице 1 ГОСТ 17216-2001

Номер пункта	Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Значение показателя качества масла		Примечание
			ограничивающее область нормального состояния	предельно допустимое	
	Класс промышленной чистоты по ГОСТ 17216-2001, не более	Электрооборудование свыше 35 кВ до 750 кВ включительно	10	11	определяется по значению класса фракции с наибольшим значением (по «худшей» фракции).
6	Тангенс угла диэлектрических потерь по ГОСТ 6581-75, %, не более,  при температуре 90 °С	Силовые и измерительные трансформаторы, высоковольтные вводы:  – 110-150 кВ включительно  – 220-500 кВ включительно  – 750 кВ  Силовые и измерительные трансформаторы, высоковольтные вводы 110 кВ и выше, залитые маслами марок ГК, ВГ, Nytro 11GX и 10XN	12  8  3  3	15  10  5  5	Проба масла дополнительной обработке не подвергается.  Допускается определение по ГОСТ Р МЭК 60247-2013.
7	Содержание водорастворимых кислот и щелочей по ГОСТ 6307-75 , рН водной вытяжки, не менее	Силовые трансформаторы, герметичные высоковольтные вводы, герметичные измерительные трансформаторы до 750 кВ включительно	5,5	-	Допускается качественное определение с индикатором.

Номер пункта	Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Значение показателя качества масла		Примечание
			ограничивающее область нормального состояния	предельно допустимое	
		Негерметичные высоковольтные вводы и измерительные трансформаторы до 500 кВ включительно	5,2	-	
8	Содержание антиокислительной присадки АГИДОЛ-1 (2,6-дитретбутил-4-метилфенол или ионол) ГОСТ Р МЭК 60666-2013, % массы, не менее***	Силовые и измерительные трансформаторы 35 кВ и выше, маслонаполненные вводы 110 кВ и выше	0,1	-	Допускается определение по [45], [50].
9	Общее содержание шлама, % массы, не более	Силовые и измерительные трансформаторы, негерметичные высоковольтные вводы, 110 кВ и выше	-	0,005	Определение проводят по [12], [48] и [52] при достижении любого из показателей по пунктам 2, 6, 7 таблицы 31.4 значения, ограничивающего область нормального состояния.
10	Газосодержание по [47], % объёма, не более	Трансформаторы с пленочной защитой, герметичное электрооборудование	2	4	Допускается определение по [46].

Примечание – \* Испытание масла по пункту 3 настоящей таблицы может не производиться, если с рекомендуемой периодичностью проводится хроматографический анализ растворенных в масле газов.

\*\*Для масляных выключателей испытания по пункту 4 и 5 настоящей таблицы дополнительно выполняют по решению главного инженера ГП «Moldelectrica» при достижении значения, ограничивающего область нормального состояния, по пункту 1 настоящей таблицы.

\*\*\* Для электрооборудования, залитого маслами марок ГК, ВГ, Nyrto 11GX и 10XN, со сроком службы более 20 лет и/или при достижении значения, ограничивающего область нормального состояния, любого из показателей по пунктам 2, 6, 7 таблицы 22.4 рекомендуемая периодичность определения содержания антиокислительной присадки не менее 1 раза в 2 года.

### **22.3.2 Расширенные испытания трансформаторного масла**

Решение о расширении объема испытаний показателей качества масел и (или) учащении периодичности контроля принимается главным инженером ГП «Moldelectrica».

### **22.3.3 Требования к трансформаторным маслам, доливаемым в электрооборудование**

Трансформаторные масла, доливаемые в электрооборудование в процессе его эксплуатации, должны удовлетворять требованиям таблицы 22.4, столбец 3 (значение, ограничивающее нормальное состояние масла).

Долив в высоковольтные вводы эксплуатационного трансформаторного масла из бака трансформатора допускается, если это предусмотрено руководством по эксплуатации изготовителя высоковольтного ввода, после выполнения испытаний на соответствие требованиям таблицы 22.4 (пункты 1-6). Долив в высоковольтные вводы в иных случаях выполняют свежим маслом, соответствующим требованиям таблицы 22.2.

### **22.3.4 Требования к контролю качества масла при обработке во время эксплуатации.**

Порядок отбора проб и организации испытаний трансформаторного масла при очистке или регенерации во время эксплуатации в электрооборудовании определяется требованиями действующих нормативных документов по эксплуатации масел изготовителей электрооборудования и/или ГП «Moldelectrica»..

## **22.4 Контроль качества отработанных трансформаторных масел**

### **22.4.1 Требования по замене трансформаторного масла**

Трансформаторные масла, не отвечающие требованиям таблицы 22.4 (предельно-допустимые значения), качество которых не может быть восстановлено во время ремонта электрооборудования, подлежат замене.

Замена масла осуществляется в соответствии с требованиями действующих нормативных документов по эксплуатации масел изготовителей электрооборудования и/или ГП «Moldelectrica».

### **22.4.2 Требования к отработанным маслам**

Отработанные трансформаторные масла, подлежащие сдаче для переработки в специализированные организации, должны удовлетворять требованиям ГОСТ 21046-2015.

## **22.5 Область применения трансформаторных масел**

Трансформаторные масла, полностью отвечающие требованиям [39] и ГОСТ Р 54331-2011 по показателям качества, указанным в таблице 22.1 рекомендуется применять без ограничения области применения.

Трансформаторные масла, не отвечающие полностью требованиям ГОСТ Р 54331-2011 по показателям качества, указанным в таблице 22.1 рекомендуется применять в электрооборудовании напряжением до 35 кВ включительно.

Трансформаторное масло определенной марки рекомендуется применять без смешения с маслами других марок. В случае необходимости смешения трансформаторных масел разных марок необходимо иметь официальное подтверждение о совместимости этих марок масел от изготовителя электрооборудования или экспертной организации [59].

**Для оценки совместимости трансформаторных масел различных марок необходимо выполнить испытания пробных смесей масел в аккредитованной лаборатории по специальной программе, разработанной в соответствии с требованиями действующих нормативных документов по эксплуатации масел, и утвержденной главным инженером ГП «Moldelectrica».**

Область применения регенерированных и очищенных трансформаторных масел, в зависимости от их качества, определяется в соответствии с требованиями таблицы 22.3.

Электрооборудование, залитое трансформаторным маслом, содержащим деактивирующие присадки (масло марки Т-1500У), допускается доливать маслами марок ГК, ВГ, Nuro 11GX и 10XN. Область применения и порядок смешения трансформаторных масел приведены в [59].

## **22.6 Контроль качества трансформаторных масел с применением дополнительных методов испытаний и измерений**

### **22.6.1 Требования к новым методам испытаний и измерений**

Новые методы испытаний или измерений для определения показателей качества трансформаторных масел, не указанных в таблицах 22.1 – 22.4, рекомендуется применять при комплексном диагностическом обследовании электрооборудования, для определения качества новых марок трансформаторных масел, не указанных в таблице 22.1, в том числе их экологических и гигиенических свойств, при испытаниях масел на совместимость при смешении, для определения причин возникновения дефектов или повреждения маслonaполненного электрооборудования.

Методики измерений должны быть аттестованы, а средства измерений внесены в Реестр средств измерений и поверены в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

### **22.6.2 Рекомендуемые дополнительные методы испытаний качества трансформаторных масел**

При применении дополнительных методов испытаний рекомендуется определение следующих показателей качества масла:

- показатель преломления по ГОСТ 18995.2-73;
- относительная диэлектрическая проницаемость по ГОСТ Р МЭК 60247-2013;
- удельное сопротивление при постоянном токе по ГОСТ Р МЭК 60247-2013;
- содержание ароматических углеводородов по ГОСТ 28640-90;
- межфазное натяжение масло-вода по ГОСТ Р 55413-2013 и [49];
- определение содержания деактивирующих присадок и продуктов старения методом ИК-спектроскопии по ГОСТ Р МЭК 60666-2013 или ВЭЖХ по [48], [50];
- оптическая мутность [51];
- определение содержания меди и других металлов [52];
- активность воды [52];
- содержание полихлорированных бифенилов по ГОСТ Р МЭК 61619-2013, ГОСТ EN 12766-1-2014, ГОСТ EN 12766-2-2014, ГОСТ EN 12766-3-2014;
- газообразование под воздействием электрического поля по ГОСТ 13003-88 и ГОСТ Р МЭК 60628-2013;
- содержание производных фурана по [53], [54], [55], [12] или ГОСТ Р МЭК 61198 - 2013;
- содержание серы [52], [56];
- старение под воздействием электрического поля и структурно-групповой состав [57].

Критерии оценки качества и нормативные значения определяются непосредственной практикой применения данных показателей, по некоторым показателям критерии оценки приведены в [52].

### **22.6.3 Применение МИ (методик измерений)**

По решению главного инженера ГП «Moldelectrica» для определения показателей качества трансформаторного масла допускается применение собственных МИ или МИ сторонних организаций, если им официально присвоен код регистрации в реестре методик измерений ГП «Moldelectrica», показатели точности в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.563-2009 не хуже, чем у методов указанных в таблицах 22.1 – 22.4, и МИ имеют актуальный срок действия.

## **23. АППАРАТЫ, ВТОРИЧНЫЕ ЦЕПИ И ЭЛЕКТРОПРОВОДКА НА НАПРЯЖЕНИЕ ДО 1000 В**

### **23.1 П, Т. Измерение сопротивления изоляции**

Значения сопротивления изоляции должны быть не менее приведенных в таблице 23.1.

### **23.2 П, Т. Испытания повышенным напряжением частоты 50 Гц**

При включении после монтажа и после капитального ремонта значение испытательного переменного напряжения для цепей РЗА и других вторичных цепей со всеми присоединенными аппаратами (катушки приводов, автоматы, магнитные пускатели, контакторы, реле, приборы и т.п.) принимается равным 1000 В.

Испытания проводятся в течение 1 мин.

Кроме того, напряжением 1000 В в течение 1 мин. должна быть испытана изоляция между жилами контрольного кабеля тех цепей, где имеется повышенная вероятность замыкания между жилами с серьезными последствиями (цепи газовой защиты, цепи конденсаторов, используемых как источник оперативного тока, вторичные цепи трансформаторов тока с номинальным значением тока 1 А и т.п.)

Осветительные сети испытываются указанным напряжением в тех случаях, если сопротивление изоляции оказалось ниже 1 МОм, но не ниже 0,5 МОм.

В последующей эксплуатации изоляция вторичных цепей должна испытываться напряжением 1000 В переменного тока в течение 1 мин. или выпрямленным напряжением 2500 В с использованием мегаомметра или специальной установки.

Вторичные цепи, рассчитанные на рабочее напряжение 60 В и ниже, напряжением 1000 В частоты 50 Гц, не испытываются

### **23.3 П, Т. Проверка действия максимальных, минимальных или независимых расцепителей автоматов**

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

Таблица 23.1.

Испытуемый элемент	Напряжение мегаомметра, В	Наименьшее допустимое значение сопротивления изоляции, МОм
1. Шины постоянного тока на щитах управления и в распределительных устройствах (при отсоединённых цепях)	1000-2500	10
2. Вторичные цепи каждого присоединения и цепи питания приводов выключателей и разъединителей <sup>1)</sup>	1000-2500	1
3. Цепи управления, защиты, автоматики и измерений, а также цепи возбуждения машин постоянного тока, присоединённые к силовым цепям	1000-2500	1
4. Вторичные цепи и элементы при питании от отдельного	500	0,5

источника или через разделительный трансформатор, рассчитанные на рабочее напряжение 60 В и ниже <sup>2)</sup>		
5. Электропроводки, в том числе осветительные сети <sup>3)</sup>	1000	0,5
6. Распределительные устройства, <sup>4)</sup> щиты и токопроводы	1000-2500	0,5

Примечание - 1) Измерение производится со всеми присоединёнными 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, микропроцессорных, микроэлектронных и полупроводниковых элементов.

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

4) Измеряется сопротивление изоляции каждой секции распределительного устройства.

### **23.4 П, Т. Проверка работы контакторов и автоматов при пониженном напряжении оперативного тока**

Значение напряжения срабатывания и количество операций приведены в таблице 23.2.

Таблица 23.2.

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

### **23.5 П, Т. Проверка предохранителей, предохранителей-разъединителей**

Плавкая вставка предохранителя должна быть калиброванной.

Контактное нажатие в разъёмных контактах предохранителя-разъединителя должно соответствовать данным изготовителя и измеренному при приёмке.

Проверка работы предохранителя-разъединителя производится выполнением 5 циклов ВО.

### **23.6 М. Тепловизионный контроль**

Тепловизионный контроль производится в соответствии с указаниями [29] и раздела 31 настоящего стандарта. Контроль проводится при наличии технической возможности.

## 24. АККУМУЛЯТОРНЫЕ БАТАРЕИ

### 24.1 П, К. Проверка ёмкости аккумуляторной батареи

Ёмкость аккумуляторной батареи при температуре 20 °С должна соответствовать данным изготовителя.

### 24.2 П, К, М. Проверка напряжения аккумуляторной батареи при толковых токах

Значения напряжения на выводах аккумуляторной батареи (при отключённом подзарядном агрегате) при разряде в течение не более 5 с с наибольшим током (но не более 2,5 тока одночасового режима разряда) без участия концевых элементов должны сопоставляться с результатами предыдущих измерений и не могут снижаться более чем на 0,4 В на каждый элемент от напряжения в момент, предшествующий толчку. Для приёмников постоянного тока должны обеспечиваться необходимые уровни напряжения.

Испытания проводятся 1 раз в год.

### 24.3 П, К, Т. Проверка плотности электролита

Проверка плотности электролита полностью заряженного аккумулятора в каждом элементе в конце заряда и в режиме постоянного подзаряда должна проводиться в соответствии с инструкцией по эксплуатации изготовителя.

Для батарей типа СК, СН проверка в контрольных элементах должна производиться не реже 1 раза в месяц. Для батарей других типов в соответствии с инструкцией по эксплуатации изготовителя.

### 24.4 П, К, Т. Измерение напряжения каждого элемента батареи

Контроль напряжения выполняется на всех аккумуляторах батареи.

Напряжение отстающих элементов в конце контрольного разряда не должно отличаться более чем на 1-1,5 % от среднего напряжения остальных элементов, а количество отстающих элементов не должно превышать 5 % их общего числа.

Напряжение в конце разряда должно соответствовать требованиям инструкции изготовителя.

### 24.5 П, К, Т, М. Химический анализ электролита

Серная кислота, предназначенная для приготовления электролита, должна отвечать требованиям ГОСТ 667-73 для высшего сорта.

Требования к серной кислоте и электролитудля аккумуляторных батарей типа С (СК); СН (СНК) приведены в таблице 33.1.

При текущем ремонте (Т) и между ремонтами (М) допускается контроль только по подпункты4 и 8 таблицы 33.1.

Таблица 33.1. Нормы на характеристики серной кислоты и электролита для аккумуляторных батарей типа С (СК); СН (СНК)

Показатель	Нормы для серной кислоты высшего сорта	Нормы для электролита	
		Разведенная свежая кислота для заливки в аккумуляторы	Предельно допустимые концентрации компонентов в электролите из работающего аккумулятора

Показатель	Нормы для серной кислоты высшего сорта	Нормы для электролита	
		Разведенная свежая кислота для заливки в аккумуляторы	Предельно допустимые концентрации компонентов в электролите из работающего аккумулятора
1 Внешний вид	Прозрачная	Прозрачная	
2 Интенсивность окраски (определяется колориметрическим способом), мл	0,6	0,6	1
3 Плотность при температуре 20 °С, г/см <sup>3</sup>	1,83÷1,84	1,18±0,005	1,2÷1,21
4 Содержание железа, %, не более	0,005	0,006	0,008
5 Содержание нелетучего остатка после прокаливания, %, не более	0,02	0,03	-
6 Содержание окислов азота, %, не более	0,00003	0,00005	-
7 Содержание мышьяка, %, не более	0,00005	0,00005	-
8 Содержание хлористых соединений, %, не более	0,0002	0,0003	0,0005
9 Содержание марганца, %, не более	0,00005	0,00005	-
10 Содержание меди, %, не более	0,0005	0,0005	-
11 Содержание веществ, восстанавливающих марганцево-кислый калий, мл 0,01 Н раствора KMnO <sub>4</sub> , не более	4,5	-	-
12 Содержание суммы тяжелых металлов в пересчете на свинец, %, не более	0,01	-	-

Качество электролита для ниже перечисленных импортных аккумуляторных батарей (в том числе произведённых на заводах на территории Российской Федерации) контролируется в соответствии с инструкцией по эксплуатации изготовителя.

Для электролита аккумуляторных батарей типа GROE, OPzS содержание примесей не должно превышать значений, указанных в таблице 33.2.

Таблица 33.2. Нормы содержания примесей в электролите

Вид загрязняющей примеси	Значение, г/литр
Хлор	0,006

Железо	0,030
Медь	0,001
Азот	0,050
Органические вещества	0,050
Другие примеси	0,002

Для электролита аккумуляторных батарей типа Vb VARTA содержание примесей не должно превышать значений, указанных в таблице 33.3.

Таблица 33.3. Предельно допустимые содержания примесей в электролите, предназначенном для заполнения аккумуляторных батарей типа Vb VARTA

№ п/п	Вид загрязняющей примеси	Масса, мг/л, не более	
		Всего	Каждого
1	Платиновые металлы	0,05	
2	Медь	0,5	
3	Прочие металлы сероводородной группы, напр. мышьяк, сурьма, олово, висмут (кроме свинца)	Каждого	1
		Всего	2
4	Марганец, хром, титан	Каждого	0,2
5	Железо		30
6	Прочие металлы сернистокислой аммониевой группы, напр. кобальт, никель (кроме алюминия и цинка)	Каждого	1
		Всего	2
7	Хлор, фтор, бром, йод	Всего	5
8	Азот в форме аммиака		50
9	Азот в иной форме, напр. в форме азотной кислоты		10
10	Двуокись серы или сероводород		20
11	Летучие органические кислоты (в пересчёте на уксусную кислоту)		20
12	Окисляемые органические вещества в количестве, соответствующем расходу KMnO4		30
Фракция, остающаяся после выпаривания серной кислоты, удаления дымящихся продуктов и отжига остатка, не должна составлять более 250 мг/л.			

Примечание - Дистиллированная вода или паровой конденсат, применяемые для приготовления электролита и доливок аккумуляторов, должны соответствовать требованиям ГОСТ 6709-72, если иное не оговорено документацией изготовителя.

Анализ электролита кислотной аккумуляторной батареи должен проводиться ежегодно по пробам, взятым из контрольных элементов. Количество контрольных элементов должно быть установлено техническим руководителем субъекта электроэнергетики в зависимости от состояния батареи, но не менее 10 %. Нумерация контрольных банок аккумуляторных батарей должны ежегодно меняться. При контрольном разряде пробы электролита должны отбираться в конце разряда.

### **33.6 П, К, Т. Измерение сопротивления изоляции батареи**

Измерение сопротивления изоляции ошиновки и токоведущих частей батареи перед заливкой электролита производится мегаомметром на напряжение 1000 В. После заливки электролита и в ходе эксплуатации батареи измерение производится штатным устройством контроля изоляции.

Сопротивление изоляции новой батареи на напряжение до 110 В должно быть не менее 60 кОм, батареи на напряжение 220 В - не менее 150 кОм.

Сопротивление изоляции батареи в эксплуатации должно быть не менее указанного в таблице 33.4, если иное не указано в инструкции изготовителя.

Таблица 33.4. Сопротивление изоляции батареи в эксплуатации

Напряжение батареи, В	24	48	60	110	220
Сопротивление изоляции, кОм	15	25	30	50	100

### **33.7 М. Измерение высоты осадка (шлама) в элементах**

Для АБ с прозрачным корпусом должно быть свободное пространство не менее 10 мм между осадком и нижним краем положительных пластин

### **33.8 Комплексное диагностическое обследование**

Комплексное диагностическое обследование (КДО) аккумуляторной батареи проводится по отдельным программам с учетом рекомендаций пункта 4.22 настоящего стандарта.

Комплексное диагностическое обследование аккумуляторной батареи рекомендуется проводить:

- в случае отсутствия динамики изменений диагностируемых параметров в сторону ухудшения после 12 лет с начала эксплуатации силового оборудования, а в дальнейшем 1 раз в 4-6 лет по решению технического руководителя на основании результатов периодического регламентного контроля;

- для оборудования, отработавшего установленные нормативной документацией сроки, - по решению технического руководителя, вне зависимости от технического состояния;

- при обнаружении динамики изменений диагностируемых параметров в сторону ухудшения в рамках планового контроля или мониторинга;

- при необходимости проведения капитального ремонта.

При необходимости для проведения КДО технического состояния привлекаются организации, специализирующиеся в области технического обслуживания аккумуляторных батарей.

Комплексное диагностическое обследование аккумуляторной батареи включает в себя следующие работы:

- анализ проектной документации и протоколов испытаний;
- составление исполнительной схемы соединений аккумуляторной батареи (щита постоянного тока (ЩПТ) и токораспределительной сети (щита управления, релейного щита, РУ-6, 10 кВ, ОРУ-35, 110, 220 кВ). На схеме указываются параметры;

- проведение внешнего осмотра элементов аккумуляторной батареи для определения наличия осадка, газовыделения в банках, сколов и грязи на поверхности;

- проверку состояния контактных соединений банок аккумуляторной батареи;

- определение технического состояния аккумуляторной батареи путём измерения внутреннего сопротивления аккумуляторной батареи двухимпульсным методом при выключенных подзарядных устройствах. Из соотношения среднего измеренного и

паспортного значений сопротивлений элемента аккумуляторной батареи (с учётом коэффициента приведения удельного сопротивления аккумулятора к температуре, при которой проводились измерения) рассчитывается ёмкость аккумуляторной батареи. Выявляются неисправные элементы аккумуляторной батареи посредством поэлементного измерения напряжений;

- проверку состояния аккумуляторной батареи выполняется по пунктам 33.1 ÷ 33.7;
- тепловизионный контроль производится в соответствии с указаниями [29] и приложения Д настоящего стандарта.

Методы проверки состояния аккумуляторной батареи, измерения параметров аккумуляторной батареи, проведение необходимых измерений, результаты измерений и расчётов должны быть отражены в соответствующих протоколах.

По результатам проведения КДО должно быть составлено заключение о состоянии аккумуляторной батареи.

## 25. ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВА

### 25.1 П. Проверка выполнения элементов заземляющего устройства

Проверка конструктивного выполнения заземляющего устройства на ОРУ электростанций и подстанций производится после монтажа до засыпки грунта и присоединения естественных заземлителей и заземляемых элементов (оборудования, конструкций, сооружений).

Проверка заземляющих устройств на ВЛ производится у всех опор в населенной местности и, кроме того, не менее, чем у 2 % опор от общего числа опор с заземлителями.

Сечения и проводимости элементов заземляющего устройства должны соответствовать Правилам устройства электроустановок.

### 25.2 П, К, М. Проверка соединений заземлителей с заземляемыми элементами, а также естественных заземлителей с заземляющим устройством

Проверка производится путем простукивания мест соединений молотком и осмотра для выявления обрывов и других дефектов. Производится измерение переходных сопротивлений (при исправном состоянии контактного соединения сопротивление не превышает 0,05 Ом).

Проверка состояния цепей и контактных соединений между заземлителями и заземляемыми элементами, а также соединений естественных заземлителей с заземляющим устройством производится после каждого ремонта и реконструкции заземляющих устройств, но не реже 1 раза в 12 лет.

### 25.3 М. Проверка коррозионного состояния элементов заземляющего устройства, находящихся в земле

На ОРУ подстанций проверка производится вблизи нейтралей силовых трансформаторов, мест заземления короткозамыкателей, разрядников и ограничителей перенапряжений, а также выборочно у стоек конструкций и в местах, где заземлители наиболее подвержены коррозии.

В закрытых распределительных устройствах осмотр элементов заземлителей со вскрытием грунта производится по решению главного инженера ГП «Moldelectrica».

На ВЛ выборочная проверка со вскрытием грунта на глубину не менее 0,7 м. производится не менее чем у 2 % опор от общего числа опор с заземлителями. Указанную проверку следует производить на ВЛ в населенной местности, на участках с наиболее агрессивными, оползневыми, выдуваемыми и плохо проводящими грунтами.

Элемент заземлителя должен быть заменен, если разрушено более 50 % его сечения.

Проверка коррозионного состояния производится не реже 1 раза в 12 лет.

Таблица 25.1. Наибольшие допустимые сопротивления заземляющих устройств

Вид электроустановки	Характеристика заземляемого объекта	Характеристика заземляющего устройства	Сопротивление, Ом
1. Электроустановки напряжением выше 1 кВ, кроме ВЛ <sup>1)</sup>	Электроустановка сети с глухозаземленной эффективно заземленной нейтралью	Искусственный заземлитель с подсоединенными естественными заземлителями	0,5

Вид электроустановки	Характеристика заземляемого объекта	Характеристика заземляющего устройства	Сопrotивление, Ом												
	<p>Электроустановка сети с изолированной нейтралью при использовании заземляющего устройства только для установки выше 1 кВ</p> <p>Электроустановка сети с изолированной нейтралью при использовании заземляющего устройства для электроустановки до 1 кВ</p> <p>Подстанция с высшим напряжением 20-35 кВ при установке молниеотвода на трансформаторном портале</p> <p>Отдельно стоящий молниеотвод</p>	<p>Искусственный заземлитель вместе с подсоединенными естественными заземлителями</p> <p>Искусственный заземлитель с подсоединенными естественными заземлителями</p> <p>Заземлитель подстанции</p> <p>Обособленный заземлитель</p>	<p><math>250/I^{(2)}</math>, но не более 10</p> <p><math>125/I^{(2)}</math>, при этом должны быть выполнены требования к заземлению установки до 1 кВ</p> <p>4, без учета заземлителей, расположенных вне контура заземления ОРУ</p> <p>80</p>												
2. Электроустановки напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью, кроме ВЛ <sup>3)</sup>	<p>Электроустановка с глухозаземленными нейтралью генераторов или трансформаторов или выводами источников однофазного тока</p>	<p>Искусственный заземлитель с подключенными естественными заземлителями и учетом использования заземлителей повторных заземлений нулевого провода ВЛ до 1 кВ при количестве отходящих линий не менее двух при напряжении источника, В:</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <tr> <td>трех-фазный</td> <td>одно-фазный</td> <td></td> </tr> <tr> <td>660</td> <td>380</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>380</td> <td>220</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>220</td> <td>127</td> <td>8</td> </tr> </table> <p>Заземлитель, расположенный в непосредственной близости от нейтрали генератора или трансформатора или вывода источника однофазного тока при напряжении источника, В:</p>	трех-фазный	одно-фазный		660	380	2	380	220	4	220	127	8	
трех-фазный	одно-фазный														
660	380	2													
380	220	4													
220	127	8													

Вид электроустановки	Характеристика заземляемого объекта	Характеристика заземляющего устройства		Сопротивление, Ом	
		трех-фазный	одно-фазный		
		660	380	15	
		380	220	30	
		220	127	60	
3. ВЛ напряжением выше 1 кВ <sup>4)</sup>	1. Опоры, имеющие грозозащитный трос или другие устройства молниезащиты.	Заземлитель опоры при удельном эквивалентном сопротивлении $\rho$ , Ом·м:			
		до 100;		10 <sup>5)</sup>	
		более 100 до 500;		15 <sup>5)</sup>	
		более 500 до 1000;		20 <sup>5)</sup>	
		более 1000 до 5000;		30 <sup>5)</sup>	
	2. Железобетонные и металлические опоры ВЛ 3-20 кВ в населенной местности. 3. Опоры ВЛ 35 кВ. 4. Опоры ВЛ 110 кВ и выше, на которых установлены силовые или измерительные трансформаторы, разъединители, предохранители и другие аппараты.	более 5000		6·10 <sup>-3</sup> ρ <sup>5)</sup>	
		Опоры ВЛ 3-35 кВ, на которых установлены силовые или измерительные трансформаторы, разъединители, предохранители и другие аппараты.		30	
		Опоры ВЛ железобетонные и металлические опоры ВЛ 3-20 кВ в ненаселенной местности		Заземлитель опоры при удельном сопротивлении грунта $\rho$ , Ом/м:	
				до 100;	30 <sup>5)</sup>
				более 100	0,3ρ <sup>5)</sup>

Вид электроустановки	Характеристика заземляемого объекта	Характеристика заземляющего устройства		Сопротивление, Ом
4. ВЛ напряжением до 1 кВ <sup>3)</sup>	Опора ВЛ с устройством грозозащиты  Опоры с повторными заземлителями нулевого рабочего провода	Заземлитель опоры для грозозащиты		30
		Общее сопротивление заземления всех повторных заземлений при напряжении источника, В:		
		трех-фазный	одно-фазный	
		660	380	5
		380	220	10
		220	127	20
		Заземлитель каждого из повторных заземлений при напряжении источника, В:		
		трех-фазный	одно-фазный	
		660	380	15
		380	220	30
		220	127	60

Примечание - <sup>1)</sup> Для электроустановок выше 1 кВ при удельном сопротивлении грунта  $\rho$  более 500 Ом·м допускается увеличение сопротивления в  $0,002\rho$  раз, но не более десятикратного.

2) I - расчетный ток замыкания на землю, А.

В качестве расчетного тока принимается:

- в сетях без компенсации емкостного тока - ток замыкания на землю;

- в сетях с компенсацией емкостного тока:

- для заземляющих устройств, к которым присоединены дугогасящие реакторы, - ток, равный 125 % номинального тока этих реакторов;

- для заземляющих устройств, к которым не присоединены дугогасящие реакторы, - ток замыкания на землю, проходящий в сети при отключении наиболее мощного из дугогасящих реакторов или наиболее разветвленного участка сети.

3) Для установок и ВЛ напряжением до 1 кВ при удельном сопротивлении грунта  $\rho$  более 100 Ом·м допускается увеличение указанных выше норм в  $0,01\rho$  раз, но не более десятикратного.

4) Сопротивление заземлителей опор ВЛ на подходах к подстанциям должно соответствовать требованиям Правил устройства электроустановок.

5) Для опор высотой более 50 м на участках ВЛ, защищенных тросами, сопротивление заземлителей должно быть в 2 раза меньше приведенных в таблице.

### **25.4 П, К, М. Измерения сопротивления заземляющих устройств подстанций и воздушных линий электропередачи**

Наибольшие допустимые значения сопротивления заземляющих устройств приведены в таблице 25.1.

Измерение сопротивления заземляющих устройств подстанций производится после монтажа, переустройства и капитального ремонта, но не реже 1 раза в 12 лет.

Измерение производится после присоединения естественных заземлителей.

На воздушных линиях электропередачи измерения производятся:

а) при напряжении выше 1 кВ:

- на опорах с разрядниками, разъединителями и другим электрооборудованием — после монтажа, переустройства, ремонтов, а также в эксплуатации не реже 1 раза в 6 лет;

- выборочно у 2 % опор от общего числа опор с заземлителями в населенной местности, на участках ВЛ с наиболее агрессивными или плохо проводящими грунтами — после монтажа, переустройства, ремонтов, а также в эксплуатации не реже 1 раза в 12 лет;

- на тросовых опорах ВЛ 110 кВ и выше при обнаружении на них следов перекрытий или разрушений изоляторов электрической дугой (кроме регионов с низкопроводящими грунтами);

б) при напряжении до 1 кВ:

- на опорах с заземлителями грозозащиты — после монтажа, переустройства, ремонтов, а также в эксплуатации не реже 1 раза в 6 лет;

- на опорах с повторными заземлениями нулевого провода — после монтажа, переустройства, ремонтов, а также в эксплуатации не реже 1 раза в 6 лет;

- выборочно у 2 % опор от общего количества опор с заземлителями в населенной местности, на участках ВЛ с наиболее агрессивными или плохо проводящими грунтами — после монтажа, переустройства, ремонтов, а также в эксплуатации не реже 1 раза в 12 лет.

### **25.5 П, К, М. Измерение напряжения прикосновения (в электроустановках, выполненных по нормам на напряжение прикосновения)**

Измерение напряжения прикосновения производится после монтажа, переустройства и капитального ремонта заземляющего устройства, но не реже 1 раза в 6 лет. Измерение производится при присоединенных естественных заземлителях и тросах ВЛ.

Напряжение прикосновения измеряется в контрольных точках, в которых эти величины определены расчетом при проектировании. Под длительностью воздействия напряжения понимается суммарное время действия релейной защиты (резервной – у рабочих мест, основной – для остальной территории) и собственного времени отключения выключателя.

Предельно допустимые значения напряжений прикосновения при аварийном режиме электроустановок выполненных по нормам на напряжение прикосновения напряжением до 1000 В с глухозаземленной или изолированной нейтралью и выше 1000 В с изолированной нейтралью не должны превышать значений, указанных в таблице 2 ГОСТ 12.1.038.

Предельно допустимые значения напряжения прикосновения при аварийном режиме электроустановок с частотой тока 50 Гц, напряжением выше 1000 В, с глухим заземлением нейтрали приведены в таблице 3 ГОСТ 12.1.038.

### **25.6 П, К, М. Проверка напряжения на заземляющем устройстве РУ электростанций и подстанций при стекании с него тока замыкания на землю**

Проверка (расчетная) производится после монтажа, переустройства, но не реже 1 раза в 12 лет для электроустановок напряжением выше 1 кВ в сети с эффективно заземленной нейтралью.

Напряжение на заземляющем устройстве:

- не ограничивается для электроустановок, с которых исключен вынос потенциалов за пределы зданий и внешних ограждений электроустановки;

- не более 10 кВ, если предусмотрены меры по защите изоляции отходящих кабелей связи и телемеханики и по предотвращению выноса потенциалов;
- не более 5 кВ во всех остальных случаях.

### **25.7 П, М. Проверка цепи фаза-нуль (цепи зануления) в электроустановках до 1 кВ с глухим заземлением нейтрали**

Проверка производится одним из следующих способов:

- непосредственным измерением тока однофазного замыкания на корпус или нулевой провод;
- измерением полного сопротивления петли фаза-нуль с последующим вычислением тока однофазного замыкания.

Для вновь сооружаемых и реконструируемых электроустановок переменного тока с глухозаземленной нейтралью напряжением до 1000 В, начиная с 1 января 2003 года, выбор параметров устройств защиты осуществляется по допустимому времени защитного автоматического отключения (пункт 1.7.79 ПУЭ 7 издание).

Требования пункта 1.7.79 ПУЭ 7 издания рекомендуется применять и для действующих электроустановок, если это повышает надёжность установки или если ее модернизация направлена на обеспечение требований безопасности.

Для электроустановок введенных в действие до 1 января 2003 года кратность тока однофазного замыкания на землю по отношению к номинальному току плавкой вставки или расцепителя автоматического выключателя должна превышать не менее чем:

В 3 раза номинальный ток плавкого элемента ближайшего предохранителя;

В 3 раза номинальный ток нерегулируемого расцепителя или уставку регулируемого расцепителя выключателя, имеющего обратно зависимую от тока характеристику.

При защите сетей АВ, имеющими электромагнитный расцепитель (отсечку), проводимость указанных проводников должна обеспечить ток не ниже уставки тока мгновенного срабатывания, умноженного на коэффициент, учитывающий разброс (по данным изготовителя), и на коэффициент запаса 1,1. При отсутствии данных изготовителя для АВ с номинальным током до 100 А кратность тока КЗ относительно уставки следует принимать не менее 1,4, а для АВ с номинальным током более 100 А – не менее 1,25.

В электроустановках до 1 кВ проверка полного сопротивления петли фаза-нуль производится не реже 1 раза в 6 лет.

Проверка цепи фаза-нуль должна также производиться при подключении новых потребителей и выполнении работ, вызывающих изменение сопротивления цепи.

### **25.8 Комплексное диагностическое обследование**

Комплексное диагностическое обследование (КДО) ЗУ проводится по отдельным программам с учетом требований [60] и рекомендаций пункта 4.22 настоящего стандарта.

Комплексное диагностическое обследование заземляющих устройств рекомендуется проводить после монтажа, переустройства и капитального ремонта оборудования на подстанциях и линиях электропередачи, если возможно изменение ЗУ в результате проведенных работ, но не реже 1 раза в 12 лет.

При проверке состояния ЗУ в полном объеме должны быть выполнены следующие виды работ:

- сбор исходных данных и визуальный контроль;
- измерение сопротивления металловсвязей;
- определение потенциалов и токов нормального режима;
- определение исполнительной схемы заземляющего устройства;
- определение удельного сопротивления грунта;
- определение сопротивления заземляющего устройства;

- определение напряжения на заземляющем устройстве;
- определение напряжения прикосновения;
- определение распределения потенциалов и токов промышленной частоты по элементам заземляющего устройства при установившихся токах КЗ;
- определение тепловой устойчивости заземлителей, заземляющих проводников и экранов кабелей;
- определение распределения импульсных напряжений при коротких замыканиях на землю, ударах молнии в молниеотводы и протекании токов через ограничители перенапряжений;
- определение коррозионного состояния заземляющих проводников и заземлителей.

Методы проверки состояния ЗУ, измерения параметров ЗУ, проведение необходимых измерений, результаты измерений и расчётов должны быть отражены в соответствующих протоколах [60].

По результатам проведения КДО должно быть составлено заключение о состоянии ЗУ.

## **26. СИЛОВЫЕ КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ<sup>9</sup>**

### **26.1 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 с бумажной пропитанной изоляцией на напряжение 2÷500 кВ сопротивление изоляции не нормируется.

Измерение сопротивления изоляции у кабелей с изоляцией из СПЭ не требуется, но допускается с целью проверки отсутствия на кабеле оставленных заземлений, закороток и т.п. перед подачей рабочего напряжения.

### **26.2 П, К, М. Испытание изоляции кабелей с пластмассовой и бумажной пропитанной изоляцией 6-35 кВ повышенным напряжением СНЧ 0,1 Гц**

Испытания КЛ 6-35 кВ с пластмассовой и бумажной пропитанной изоляцией, а также КЛ 6-35 кВ с бумажной пропитанной изоляцией, имеющих вставки с кабелем с пластмассовой изоляцией в процессе эксплуатации проводятся переменным напряжением СНЧ 0,1 Гц.

По решению главного инженера ГП «Moldelectrica» в случае отсутствия установок СНЧ 0,1 Гц, отсутствия возможности привлечения для испытания КЛ сторонних организаций, обладающих установками СНЧ, в целях незамедлительного восстановления электроснабжения допускается проведение испытаний основной изоляции КЛ повышенным напряжением частоты 50 Гц согласно нормам ГОСТ Р 55025-2012 и документации изготовителя.

Применение для испытаний установок СНЧ, генерирующих напряжение частотой, отличной от 0,01 Гц, допускается при условии согласования их применения и методики испытаний изготовителем кабеля.

Уровень и соответствующая длительность приложения испытательного напряжения СНЧ 0,1 Гц и частоты 50 Гц принимаются в соответствии со значениями таблицы 26.1.

<sup>9</sup>Измерение температуры кабелей, контроль состояния антикоррозионного покрытия трубопроводов кабелей высокого давления, испытание подпитывающих агрегатов и устройств автоматического подогрева концевых муфт производятся в соответствии с инструкциями изготовителя.

Таблица 26.1 Величина и длительность испытательного переменного напряжения, прикладываемого к жилам кабелей с бумажной пропитанной и пластмассовой изоляцией.

U <sub>0</sub> /U <sub>ном</sub> , кВ	Испытательное напряжение частотой 0,1 Гц (кВ) при времени его приложения			Испытательное рабочее напряжение частотой 50 Гц, кВ.
	15 мин	30 мин	60 мин	U <sub>0</sub> - 24 часа или 2U <sub>0</sub> – 60 мин
3,5/6	18	15	11	3,5 кВ - 24 часа или 7 кВ – 60 мин
6/10	30	25	18	6 кВ - 24 часа или 12 кВ – 60 мин
8,7/15	45	37	27	8,7 кВ - 24 часа или 17,4 кВ – 60 мин
12/20	60	50	36	12 кВ - 24 часа или 24 кВ – 60 мин
20/35	105	85	60	20 кВ - 24 часа или 40 кВ – 60 мин

В процессе эксплуатации испытания КЛ 6-35 кВ проводятся через год после ввода в эксплуатацию, а в дальнейшем:

- для КЛ с бумажной пропитанной изоляцией, у которых в течение первых двух лет не наблюдалось аварийных пробоев и пробоев при профилактических испытаниях – не реже 1 раза в 5 лет;

- для КЛ с пластмассовой изоляцией, у которых в течение первых двух лет не наблюдалось аварийных пробоев и пробоев при профилактических испытаниях – не реже 1 раза в 9 лет;

- для КЛ с пластмассовой и бумажной пропитанной изоляцией, на трассах которых производились строительные и ремонтные работы и на которых систематически происходят аварийные пробои изоляции - непосредственно после выполнения аварийно-восстановительных работ и далее 1 раз в год.

Допускается не проводить испытание:

- КЛ длиной до 100м, являющимися выводами из РУ и ТП на воздушные линии и состоящими из двух параллельных кабелей;

- для КЛ 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;

- КЛ, подлежащих реконструкции или выводу из работы в ближайшие 5 лет.

### **26.3 П, К, М. Испытание изоляции кабелей с бумажной пропитанной, резиновой изоляцией и кабелей с изоляций из поливинилхлоридного пластиката повышенным выпрямленным напряжением**

При невозможности проведения испытаний КЛ 6-35 кВ с бумажной пропитанной изоляцией и изоляцией из поливинилхлоридного пластиката повышенным напряжением СНЧ 0,1 Гц или рабочим напряжением частотой 50 Гц допускается их испытание повышенным выпрямленным напряжением.

Уровень испытательного напряжения для кабелей с изоляцией из поливинилхлоридного пластиката напряжением 6-35 кВ должен составлять  $4U_0$ . Время приложения испытательного напряжения – 15 мин.

Уровень и длительность приложения испытательного выпрямленного напряжения для испытаний кабелей с бумажной пропитанной и резиновой изоляцией принимаются в соответствии со значениями таблицы 26.2.

Токи утечки приведены в таблице 26.3.

Таблица 26.2 Величина и длительность испытательного выпрямленного напряжения, прикладываемого к жилам кабелей и КЛ с бумажной пропитанной и резиновой изоляцией

Номинальное напряжение, кВ	Уровень испытательного напряжения, кВ / длительность, мин
<b>КЛ 6-10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией</b>	
6	36 кВ / 5 мин
10	60 кВ / 5 мин
<b>КЛ 6-10 кВ с резиновой изоляцией</b>	
6	12 кВ / 5 мин
10	20 кВ / 5 мин

Таблица 26.3. Токи утечки и коэффициенты асимметрии для силовых кабелей с бумажной пропитанной изоляцией

Кабели напряжением, кВ	Испытательное напряжение, кВ	Допустимые значения токов утечки, мА	Допустимые значения коэффициента асимметрии, $(I_{max}/I_{min})$
6	36	0,2	8
10	60	0,5	8

Изоляция считается выдержавшей электрическое испытание повышенным напряжением в том случае, если не было пробоя, перекрытий по поверхности. В случае несоблюдения одного из этих факторов считается, что изоляция электрического испытания не выдержала.

В процессе эксплуатации испытания кабели 6-10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией и изоляцией из поливинилхлоридного пластиката испытания проводят в сроки, установленные в п.26.2. Кабелей с резиновой изоляцией напряжением 6-10 кВ - 1 раз в 5 лет.

## **26.4 П, К. Определение целостности жил кабелей и фазировка кабельных линий.**

Производится в эксплуатации после окончания монтажа, ремонта муфт или соединений жил кабеля.

## **26.5 П. Определение сопротивления жил кабеля**

Производится для линий на напряжение 35 кВ и выше.

Сопротивление жил кабелей постоянному току, приведенное к удельному значению (на 1 мм<sup>2</sup> 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 %.

## **26.6 П, К. Измерение токораспределения по одножильным кабелям**

Неравномерность распределения токов по токопроводящим жилам и оболочкам (экранам) кабелей не должна быть более 10 %. Контроль производится при параллельном соединении в одной фазе 2-х и более кабелей.

## **26.7 П, К, М. Проверка заземляющего устройства**

Проверка заземляющего устройства производится в соответствии с разделом 25.

На линиях всех напряжений измеряются переходные сопротивления заземления концевых муфт и заделок относительно брони (экрана) КЛ и ЗУ электроустановки к которой подключена кабельная линия. В эксплуатации переходные сопротивления заземления и целостность металлической связи между заземлителями кабельных линий и нейтралью трансформатора измеряются при капитальном ремонте заземляющих устройств, но не реже одного раза в 12 лет.

## **26.8 П, К, М. Испытание пластмассовой защитной оболочки кабелей повышенным выпрямленным напряжением**

При испытаниях выпрямленное напряжение 10 кВ прикладывается между металлическим экраном или броней и заземлителем в течение 1 мин., если иное не оговорено изготовителем.

Испытание проводится для КЛ 6 кВ и выше перед вводом в эксплуатацию, через 1 год после ввода в эксплуатацию, затем через каждые 3 года, а также после ремонта защитной оболочки, после проведения земляных работ в охранной зоне КЛ, в случаях опасного сближения инструмента или землеройной техники с КЛ.

## **26.9 П, К, М Тепловизионный контроль**

Контроль производится в соответствии с [указаниями \[29\]](#) и раздела 31 настоящего стандарта.

В процессе эксплуатации тепловизионный контроль проводится:

- на КЛ 6 кВ и выше - вместе с электрооборудованием распределительных устройств (при условии возможности проведения телевизионного контроля КЛ под нагрузкой);

Внеочередной тепловизионный контроль КЛ проводится при выявлении признаков развивающегося дефекта другими методами контроля (ЧР, tgδ, ток в заземлителе экрана и др.).

## 26.10 Комплексное диагностическое обследование

КДО проводится на КЛ с учетом рекомендаций пункта 4.22 настоящего стандарта.

## 27. ВОЗДУШНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

### 27.1 П, М. Измерения на трассе воздушной линии, проходящей в лесных массивах, зонах зеленых насаждений

Ширина просек должна соответствовать [1].

Производится проверка ширины просеки в соответствии с [58]. На ВЛ с неизолированными проводами проверка ширины просеки производится не реже 1 раза в 6 лет.

### 27.2 Контроль расположения фундаментов опор, состояния оснований опор и фундаментов.

#### 27.2.1 П. Контроль расположения элементов опор

Производятся измерения (выборочно): заглубления железобетонных, многогранных, композитных опор, фундаментов в грунте, расположения в плане фундаментов металлических опор и железобетонных опор на оттяжках, а также расположения ригелей и анкеров оттяжек.

Измеренные значения на ВЛ 35 – 400 кВ не должны превышать допусков, приведенных в таблице 27.1 и в проектах конкретных ВЛ. Измерения выполняются на 3 % общего количества установленных опор.

Заглубление в грунт стоек железобетонных опор, железобетонных приставок ВЛ 0,38 — 10 кВ должно быть не ниже проектных значений, но не менее 1,5 м для опор ВЛ 0,38 кВ и 1,7 м для опор ВЛ 6 — 10 кВ. Для опор ВЛ 35 кВ и выше заглубление определяется проектом.

Проверка заглубления в грунт железобетонных опор производится на анкерных и анкерно-угловых опорах и на 20 % промежуточных опор.

Таблица 27.1. Допуски на расположение сборных фундаментов и свай опор на ВЛ напряжением 35 – 400 кВ, мм

Наименование	Свободстоящие опоры	Опоры с оттяжками
Расстояние между осями подножников в плане	±20	±50
Разность вертикальных отметок верха подножников	20	20
Смещение центра подножника в плане	-	50
Зазор между опорной плитой ствола опоры и фундаментом	Не допускается	-

Примечание - \* Количество прокладок для компенсации разности отметок должно быть не более четырех общей толщиной не более 40 мм; площадь и конфигурация прокладок должны соответствовать конструкции опорных частей опоры.

#### 27.2.2 П, М. Контроль состояния фундаментов

Определяются размеры сколов и трещин фундаментов, отклонения размещения анкерных болтов, а также их размеров.

Измеренные значения не должны превышать приведенные в [58] и проектах ВЛ.

Зазоры между опорной пятой опоры и фундаментом не допускаются.

Коррозия анкерных болтов фундаментов не должна превышать 20 % от проектного сечения.

Периодичность оценки состояния фундаментов - при проведении осмотров ВЛ.

### 27.3 П.М. Контроль положения опор

Измеряются отклонения опор вдоль и поперек оси ВЛ, положение траверс на опорах.

Допустимые значения отклонений и смещений опор и отклонений траверс приведены в таблицах 27.2 (П) и 27.3 (М).

Таблица 27.2. Допустимые отклонения (П) положения опор и их элементов на ВЛ 35 – 400 кВ

Наименование	Предельные значения отклонения для опор, мм		
	Железобетонных и композитных	Металлических (решетчатых и многогранных)	Деревянных
1. Отклонение верха стойки опоры от вертикальной оси вдоль и поперек ВЛ (Н – высота стойки):	Н/100 – для порталных опор  Н/150 – для одностоечных опор	Н/200	Н/100
2. Смещение опоры перпендикулярно оси ВЛ (выход из створа): - для одностоечных опор при длине пролета, м: до 200 более 200 от 200 до 300 более 300 - для порталных металлических опор на оттяжках при длине пролета, м: до 250 более 250 - для порталных железобетонных опор	100 мм 200 мм - - - - - 200мм	100 мм - 200 мм 300 мм 200 мм 300 мм -	100 мм 200 мм - - - - -
3. Вертикальное отклонение конца траверсы (длина траверсы L, мм)	L/100 – для одностоечных опор	-	L/50
4. Отклонение конца траверсы промежуточной опоры вдоль ВЛ; для угловой опоры – относительно биссектрисы угла поворота ВЛ (длина траверсы L, мм)	L/100 – для одностоечных опор	100 мм	L/50
5. Отклонение от проектного расстояния между стойками порталной опоры Отклонение оси траверсы порталной опоры с оттяжками от горизонтальной оси (длина траверсы L): до 15 м более 15 м	100 мм  L/150 L/250	-  L/150 L/250	-  - -

Таблица 27.3. Допустимые отклонения (М) положения опор и их элементов на ВЛ 35-400 кВ

Наименование	Предельные значения для опор		
	Железобетонных и композитных	Металлических (решетчатых и многогранных)	Деревянных
1. Отклонение верха стойки опоры от вертикальной оси вдоль и поперек ВЛ (Н – высота стойки, мм):			
- промежуточных;	H/30	H/50	H/30
- анкерных,	H/50	H/100	H/50
- опор ОРУ (вдоль проводов),	H/50	H/100	H/50
- стойки опор под оборудование;	H/100	H/100	H/50
- опор ОРУ (поперек проводов)	H/70	H/70	-
- анкерно-угловых;	H/50	H/100	-
- концевые и угловые;	H/60	H/120	H/50
- переходных	H/60 (высотой до 30 м)	H/140	H/50
2. Прогибы (кривизна) траверс (L длина траверсы, мм)			-
2.1 Вертикальные:			
а) относительно длины консоли для опор:	L/30	L/50	
- промежуточных;	L/50	L/70	
- концевых;	L/50	L/70	
- для анкерных и анкерно-угловых;	L/150	L/70	
- переходных;	L/50	L/70	
- опор ОРУ (вдоль проводов).			
Б) относительно длины пролета траверсы для опор:	L/100	L/150	
- промежуточных;	L/150	L/200	
- концевых;	L/150	L/100	
- для анкерных и анкерно-угловых;	L/150	L/200	
- переходных;	L/50	L/200	
- опор ОРУ (вдоль проводов).			
2.2. Горизонтальные:			
а) относительно длины консоли для опор:	Не нормируется	Не нормируется	
- промежуточных;	Не нормируется	Не нормируется	
- концевых;	Не нормируется	Не нормируется	
- для анкерных и анкерно-угловых;	L/50	L/70	
- переходных;	L/50	L/70	
- опор ОРУ (вдоль проводов).			
Б) относительно длины пролета траверсы для опор:	Не нормируется	Не нормируется	
- промежуточных;	Не нормируется	Не нормируется	
- концевых;	Не нормируется	Не нормируется	
- для анкерных и анкерно-угловых;	L/150	L/200	
- переходных;	L/50	L/200	
- опор ОРУ (вдоль проводов).			

Периодичность измерений – по результатам периодических осмотров после воздействия на ВЛ механических нагрузок, превышающих расчетные значения (ураганный ветер, сверхрасчетное образование гололеда).

## 27.4 Контроль состояния опор

### 27.4.1 П. Измерение прогибов металлоконструкций опор

Измерение прогибов элементов металлических опор и металлических элементов железобетонных опор производится при обнаружении во время осмотров деформации этих элементов. Предельные значения допусков для стрелы прогиба (кривизны) элементов металлических опор и металлических деталей железобетонных опор ВЛ напряжением 35-400 кВ приведены ниже:

Траверса опор	1:300 длины траверсы
Стойка или подкос металлической опоры	1:750 длины стойки (подкоса), но не более 20 мм
Поясные уголки металлических опор в пределах панели и элементов решетки в любой плоскости	1:750 длины элемента

### 27.4.2 П, М. Контроль оттяжек опор

Контроль состояния оттяжек опор и ветровых связей порталных опор выполняется при периодических осмотрах ВЛ. При выявлении ослабленных или перетянутых оттяжек производится измерения тяжения в оттяжках и ветровых связях. Измерения тяжения в оттяжках и ветровых связях производится также после монтажа (замены) опор.

Измеряется тяжение в тросовых оттяжках опор механическим или электронным измерителем тяжения. Измеренное значение тяжения при скорости ветра не более 8 м/с и отклонении положения опор в пределах, приведенных в таблицах 27.2 и 27.3 не должно отличаться от предусмотренного проектом более чем на 20 %.

Контролируется целостность оттяжек, измеряется коррозионный износ тросов методом магнитной или ультразвуковой дефектоскопии. Уменьшение площади сечения троса оттяжки от истирания, обрывов и коррозионного износа не должно превышать 20 %.

Периодичность измерений тяжения в тросовых оттяжках – первый раз на 2 году после ввода в эксплуатацию, далее не реже 1 раза в 12 лет.

Уменьшение площади сечения тросовых оттяжек, находящихся в эксплуатации более 25 лет - по результатам периодических осмотров.

### 27.4.3 М. Контроль коррозионного износа металлических элементов опор

Контролю подлежат металлические опоры и траверсы, металлические элементы железобетонных опор, металлические подножки.

Коррозионный износ металлических элементов опор определяется измерением поперечного сечения металлических элементов.

При сплошной или язвенной коррозии металлоконструкций допустимое отношение фактического сечения металлического элемента (детали) к предусмотренного проектом не должно быть менее:

0,8 – для элементов прокатных профилей.

0,7 – для косынок.

Уменьшение площади сечения анкеров и тросов от истирания, обрывов и коррозионного износа не должно превышать 20 %.

Не допускается сквозное коррозионное поражение, щелевая коррозия с появлением трещин в сварных швах и разрушением сварных швов, трещин в металле.

Периодичность измерений коррозионного износа металлических элементов с момента обнаружения коррозионного износа не реже:

- в зонах 1 и 2 степеней загрязненности (С3) атмосферы 1 раза в 12 лет.

- в зонах 3 и 4 степеней загрязненности (С3) атмосферы 1 раза в 6 лет.

#### 27.4.4 П, М. Измерение дефектов железобетонных опор и приставок

Определяются размеры трещин, прогибов, разрушения бетона железобетонных опор и приставок.

Элементы опор бракуются при значениях прогибов стоек опор, размерах трещин и сквозных отверстий, превышающих приведенные в таблице 27.4.

Периодичность измерений – при проведении периодических осмотров ВЛ.

Производится неразрушающий контроль марки бетона железобетонных стоек склерометром и ультразвуковыми приборами.

Прочность бетона центрифугированных стоек не должна быть ниже 500 кгс/см<sup>2</sup> (В35) или приведенной в проекте конкретной ВЛ.

Прочность бетона вибрированных стоек не должна быть ниже 400 кгс/см<sup>2</sup> (В30) или приведенной в проекте конкретной ВЛ.

Периодичность измерений определяется по решению главного инженера ГП «Moldelectrica».

Таблица 27.4. Предельные значения прогибов и размеров дефектов железобетонных стоек, опор и приставок

Характер дефекта	Предельное значение	
	П	М
1. Центрифугированные стойки опор и приставки на ВЛ 35-750 кВ:		
1.1. Искривление стойки одностоечной свободностоящей опоры	Не допускается	10 см
1.2. Ширина раскрытия продольных и поперечных трещин бетона стойки	Не допускается	0,5 мм
1.3. То же на стойках с напряженной арматурой из стального каната по ГОСТ 13840-68	Не допускается	Не допускается
1.4. Площадь сквозного отверстия в бетоне стойки или скола бетона с обнажением продольной арматуры	Не допускается	100 см <sup>2</sup>
2. Вибрированные стойки и приставки опор на ВЛ 0,38-35 кВ:		
2.1. Отклонение вершины стойки от вертикального положения с учетом поворота в грунте (при отсутствии ветра и гололеда)	15 см	50 см
2.2. Измерение расстояния между стойкой и основанием подкоса анкерно-угловой опоры по сравнению с предусмотренным проектом	15 %	-
2.3. Ширина раскрытия продольных и поперечных трещин	Не допускается	0,5 мм
2.4. Площадь скола бетона с обнажением продольной арматуры	Не допускается	100 см <sup>2</sup>

### 27.5 Контроль проводов

#### 27.5.1 П, К, М. Измерение расстояний от проводов

Производится измерение расстояний от проводов до поверхности земли, до различных объектов и сооружений в местах сближений и пересечений, между проводами разных линий при совместной подвеске проводов при вводе ВЛ в эксплуатацию, капитальном ремонте после замены, перемонтажа или перетяжки проводов (их участков).

Измеренные расстояния должны удовлетворять требованиям ПУЭ, в соответствии с которыми строилась ВЛ, либо производилась её реконструкция.

Измерения расстояний от проводов до поверхности земли производятся после воздействия на ВЛ предельных токовых нагрузок, механических нагрузок и температуре окружающего воздуха выше расчетных значений на пересечениях.

### **27.5.2 П, М. Контроль стрел провеса, расстояний до элементов ВЛ**

Производится измерение стрел провеса проводов и грозозащитных тросов, расстояний от них до элементов опор и между проводами при вводе ВЛ в эксплуатацию, капитальном ремонте после замены, перемонтажа или перетяжки проводов (их участков).

Фактическая стрела провеса не должна отличаться от предусмотренной проектом более чем на 5 % при условии соответствия нормативным значениям расстояний до земли и пересекаемых объектов.

Расстояние по воздуху между проводом и телом опоры, между проводами на транспозиционной опоре и на ответвлениях не должны быть меньше, чем на 10 % от предусмотренных проектом. Разница стрел провеса между проводами разных фаз и между проводами различных ВЛ при совместной подвеске не должна превышать 10 % от проектного значения стрелы провеса.

При определении разрегулировки проводов расщепленной фазы угол разворота фазы не должен превышать  $10^\circ$  от положения, предусмотренного проектом ВЛ, или разность стрел провеса проводов фазы не должна превышать 20 % расстояния между проводами фазы на ВЛ 330-400 кВ.

В процессе эксплуатации измерения стрелы провеса провода производятся после реконструкции ВЛ, перетяжки (перемонтажа) проводов.

### **27.5.3 М. Контроль сечения проводов и грозозащитных тросов.**

Измеряется площадь сечения грозозащитного троса и стального сердечника провода, изменившаяся вследствие обрыва отдельных проволок, фрикционного и коррозионного износа.

Износ грозозащитных тросов и стального сердечника проводов измеряется методом магнитной или ультразвуковой дефектоскопии.

Допускается уменьшение площади поперечного сечения монопроводов и тросов (алюминиевых, медных, бронзовых, стальных, из сплавов) и проводящей части комбинированных проводов и тросов (алюминия в сталеалюминиевых, бронзы в сталебронзовых, алюминиевого сплава в проводах типа АЖС) до:

17 %, но не более четырех проволок при закреплении оборванных или поврежденных проволок бандажами;

50 % при ремонте места повреждения с помощью спиральных ремонтных зажимов или зажимов, монтируемых методом прессования.

При одновременном обрыве и местном повреждении принимается, что местное повреждение трех проволок соответствует обрыву двух проволок.

Периодичность измерений определяется по решению главного инженера ГП «Moldelectrica»

### **27.5.4 П, К, М. Контроль соединений проводов и грозозащитных тросов**

Производится в соответствии с положениями раздела 28 и 31 настоящего стандарта.

## **27.6 Контроль изоляторов и изолирующих подвесок**

### **27.6.1 П, К. Измерение сопротивления фарфоровых изоляторов**

Измерение сопротивления производится в соответствии с требованиями изготовителей.

### **27.6.2 М. Дистанционный контроль фарфоровых и полимерных изоляторов**

Контроль полимерных и фарфоровых изоляторов производится тепловизорами с высокой разрешающей способностью с расстояния, позволяющего визуально различать каждый изолятор гирлянды.

Распределение температур по гирлянде фарфоровых изоляторов соответствует распределению рабочего напряжения. Наибольшие значения температуры будут у изоляторов, примыкающих к проводу ВЛ, наименьшие, равные температуре окружающей

среды, у пробитых изоляторов.

Разность температуры между исправным и дефектным изоляторами в гирлянде обычно находится в пределах 0,3 – 0,5 °С.

Контроль осуществлять при отсутствии влияния солнечной радиации, ветра и иных климатических факторов.

При проведении дистанционного контроля изоляции измерение сопротивления фарфоровых подвесных изоляторов может не выполняться.

Периодичность контроля:

– для ВЛ 35 кВ и выше, ВЛ при степени загрязнения атмосферы IV и выше – на 2-ом году эксплуатации, далее 1 раз в 6 лет -

– для ВЛ ниже 35 кВ – 1 раз в 12 лет.

### **27.7 П, М Контроль линейной арматуры**

Контроль линейной арматуры осуществляется внешним осмотром.

Линейная арматура должна браковаться и подлежать замене, если:

- поверхность арматуры покрыта сплошной коррозией;
- в деталях арматуры имеются трещины, раковины, оплавления, изгибы;
- формы и размеры деталей не соответствуют чертежам;
- оси и другие детали шарнирных сочленений имеют износ более 10 %.

Расстояние между осью гасителя вибрации и местом выхода провода (троса) из поддерживающего или натяжного зажима, точки схода с ролика многороликового подвеса или от края защитной муфты не должно отличаться от проектного значения более чем на ±25 мм.

Расстояния между группами дистанционных распорок не должны отличаться от проектного более чем на ±10 %.

Расстояния между рогами искровых промежутков на грозозащитных тросах не должны отличаться от проектного более чем на ±10 %.

Периодичность измерений – при проведении плановых верховых осмотров ВЛ.

### **27.8 П, К, М. Проверка заземляющего устройства**

Проверка заземляющего устройства производится в соответствии с разделом 25.

### **27.9 Комплексное диагностическое обследование**

КДО проводится на ВЛ 110 кВ и выше с учетом рекомендаций пункта 4.22 настоящего стандарта.

## **28. КОНТАКТНЫЕ СОЕДИНЕНИЯ ПРОВОДОВ, ГРОЗОЗАЩИТНЫХ ТРОСОВ, СБОРНЫХ И СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ ШИН**

### **28.1 М. Тепловизионный контроль контактных соединений**

Производится тепловизионный контроль контактных соединений (КС) токоведущих частей всех исполнений в соответствии с указаниями раздела 31 настоящего стандарта.

### **28.2 П, К. Контроль прессуемых контактных соединений**

Контролируются геометрические размеры и состояние КС проводов и грозозащитных тросов (тросов) ВЛ и шин распределительных устройств.

Геометрические размеры (длина и диаметр спрессованной части корпуса зажима)

не должны отличаться от требуемых технологическими указаниями по монтажу КС.

Стальной сердечник опрессованного соединительного зажима не должен быть смещен относительно симметричного положения более чем на 15 % длины прессуемой части провода.

На поверхности зажима не должно быть трещин, коррозии, механических повреждений.

При приемке в эксплуатацию выборочно контролируется не менее 3 % установленных зажимов каждого типоразмера (марки).

### **28.3 П, К. Контроль контактных соединений, выполненных с применением овальных соединительных зажимов**

Проверяются геометрические размеры и состояние КС проводов и грозозащитных тросов.

Геометрические размеры соединительных зажимов после монтажа не должны отличаться от предусмотренных технологическими указаниями по монтажу зажимов.

На поверхности зажима не должно быть трещин, коррозии (на стальных соединительных зажимах), механических повреждений.

Число витков скрутки скручиваемых зажимов на сталеалюминиевых, алюминиевых и медных проводах не должно составлять менее 4 и более 4,5, а зажимов типа СОАС-95-3 при соединении проводов марки АЖС 70/39 – менее 5 и более 5,5 витков.

При приемке в эксплуатацию ВЛ контролируется выборочно не менее 2 % установленных зажимов каждого типоразмера.

### **28.4 Контроль болтовых контактных соединений**

#### **28.4.1 П, К. Контроль затяжки болтов 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.

### **28.5 П, К. Контроль сварных контактных соединений**

#### **28.5.1 Контроль контактных соединений проводов, выполненных с применением термитных патронов**

Контролируется КС проводов ВЛ и сборных соединительных шин РУ, выполненных с применением термитных патронов.

В сварном соединении не должно быть:

- пережогов наружного повива провода или нарушения сварки при перегибе сваренных концов провода;

- усадочных раковин в месте сварки глубиной более 1/3 диаметра провода из алюминия, сплавов или меди, глубиной более 6 мм – сталеалюминиевого провода сечением 150-600 мм<sup>2</sup>.

#### **28.5.2 Контроль контактных соединений жестких сборных и соединительных шин РУ, выполненных сваркой**

Проверяется состояние сварки КС.

В сварном соединении не должно быть трещин, прожогов, кратеров, непроваров сварного шва более 10 % его длины при глубине более 15 % толщины свариваемого металла; суммарное значение непроваров, подрезов, газовых пор и вольфрамовых включений в швах свариваемых алюминиевых шин должно быть не более 15 % толщины свариваемого металла в каждом рассматриваемом сечении.

## 29. СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО ТОКА

Объёмы и нормы испытаний систем постоянного оперативного тока энергообъектов, включающие щиты постоянного тока, зарядно-подзарядные установки, должны выполняться в соответствии с требованиями разделов 5, 7, 8, 13, 17, 19, 21, 24, 25 настоящего стандарта и инструкций по эксплуатации изготовителей оборудования.

### 29.1 Комплексное диагностическое обследование

Комплексное диагностическое обследование (КДО) СОПТ проводится по отдельным программам с учетом **требований [61]** и рекомендаций пункта 4.22 настоящего стандарта.

Комплексное диагностическое обследование СОПТ рекомендуется проводить:

- в случае отсутствия динамики изменений диагностируемых параметров в сторону ухудшения после 12 лет с начала эксплуатации СОПТ, а в дальнейшем 1 раз в 4-6 лет по решению главного инженера ГП «Moldelectrica» на основании результатов периодического регламентного контроля;

- для оборудования, отработавшего установленные нормативной документацией сроки, по решению главного инженера ГП «Moldelectrica», вне зависимости от технического состояния;

- при обнаружении динамики изменений диагностируемых параметров в сторону ухудшения в рамках планового контроля или мониторинга;

- при необходимости проведения капитального ремонта.

При необходимости для проведения КДО технического состояния привлекаются организации, специализирующиеся в области технического диагностирования СОПТ.

Объем комплексного диагностического обследования СОПТ определяется решением главного инженера ГП «Moldelectrica».

Рекомендуется следующий объем:

- составление исполнительной схемы щита постоянного тока (ЩПТ) и токо-распределительной сети;

- расчёт и измерение токов короткого замыкания (КЗ) в распределительной сети;

- проверка отключающей способности автоматических выключателей и плавких предохранителей;

- проверку чувствительности защитной коммутационной аппаратуры;

- проверку термической стойкости кабелей при металлических КЗ;

- проверку невозгораемости кабелей при отказе основной защиты и срабатывании резервной при металлических КЗ;

- проверку селективности защитных аппаратов;

- проверку состояния контактных соединений;

- определение технического состояния аккумуляторной батареи;

- проверку работоспособности зарядных устройств;

- измерение ёмкости сети на «землю»;

- проверку работоспособности устройства контроля изоляции;

- проверку работоспособности защитных коммутационных аппаратов;

- измерение уровней кондуктивных помех в токораспределительной сети;

- проверку выполнения условий ЭМС при имитации воздействия импульсных помех;

- проверку АБ по пункту 24.8.1;

- тепловизионный контроль электрооборудования производится в соответствии с указаниями **[29]** раздела 31 настоящего стандарта.

По результатам КДО СОПТ должны быть представлены соответствующие протоколы измерений и расчётов, заключение о состоянии СОПТ, ведомость дефектов и рекомендации по устранению дефектов в соответствии с **требованиями [61]**.

## 30. АГРЕГАТЫ И ИСТОЧНИКИ БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ

Объёмы и нормы испытаний агрегатов и источников бесперебойного питания (АБП) должны выполняться в соответствии с требованиями разделов 5, 7, 8, 13, 17, 19, 21, 24, 25 настоящего стандарта и инструкций по эксплуатации изготовителей оборудования.

### 30.1. Комплексное диагностическое обследование

Комплексное диагностическое обследование (КДО) АБП проводится по отдельным программам с учетом **требований [61]** и рекомендаций пункта 4.22 настоящего стандарта.

Комплексное диагностическое обследование агрегатов и источников бесперебойного питания рекомендуется проводить:

- в случае отсутствия динамики изменений диагностируемых параметров в сторону ухудшения после 12 лет с начала эксплуатации силового оборудования, а в дальнейшем 1 раз в 4-6 лет по решению главного инженера ГП «Moldelectrica» на основании результатов периодического регламентного контроля;

- для оборудования, отработавшего установленные нормативной документацией сроки, по решению главного инженера ГП «Moldelectrica», вне зависимости от технического состояния;

- при обнаружении динамики изменений диагностируемых параметров в сторону ухудшения в рамках планового контроля или мониторинга;

- при необходимости проведения капитального ремонта.

При необходимости для проведения КДО технического состояния привлекаются организации, специализирующиеся в области технического диагностирования агрегатов и источников бесперебойного питания.

В объём комплексного диагностического обследования входят следующие работы:

1) Анализ проектной документации и протоколов испытаний агрегатов и источников бесперебойного питания.

2) Составление исполнительной схемы, включающей:

- общую схему;

- схемы электрооборудования агрегатов и источников бесперебойного питания;

- схемы распределительной сети, резервного питания.

3) Измерение токов КЗ, ёмкости сети на землю, тока и напряжения при имитации включения выключателя.

4) Оценка состояния аккумуляторной батареи:

- осмотр токовых выводов и банок АБ;

- выявление отстающих элементов;

- оценка степени износа по внутреннему сопротивлению.

5) Проверка состояния контактных соединений агрегатов и источников бесперебойного питания.

6) Измерения по контролю состояния зарядных устройств АБ.

7) Проверка устройств контроля изоляции и поиска земли.

8) Проверка устройств защиты от перенапряжений.

9) Проверка работоспособности защитных аппаратов.

10) Анализ результатов измерений, проведение расчётов и определение:

- термической стойкости и невозгораемости кабелей;

- чувствительности основной и резервной защит;

- селективности защитных аппаратов.

11) Выполнение тепловизионного контроля электрооборудования в соответствии с указаниями [29] раздела 31 настоящего стандарта.

По результатам технического диагностирования агрегатов и источников бесперебойного питания должны быть представлены соответствующие протоколы измерений и расчётов, заключение о состоянии агрегатов и источников бесперебойного

питания, ведомость дефектов и рекомендации по устранению дефектов в соответствии с требованиями [61].

## **31. ТЕПЛОВИЗИОННЫЙ КОНТРОЛЬ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ**

1 Данный раздел включает в себя процедуру проведения тепловизионного контроля, периодичность и объём измерений контролируемого объекта или совокупности объектов. Периодичность тепловизионной диагностики электрооборудования РУ и ВЛ определена с учетом опыта его эксплуатации, режима работы, внешних и других факторов и отражена в соответствующих рекомендациях.

2 Для проведения тепловизионных измерений при контроле электрооборудования и ВЛ рекомендуется использовать ИК-тепловизоры (допускается применение пирометрических приборов) длинноволнового диапазона 8-12 мкм, чувствительностью не хуже 0,1 °С, угловым разрешением не хуже 1,5 мрад.

3 Выявление дефекта должно осуществляться по возможности на ранней стадии развития, для чего прибор должен обладать достаточной чувствительностью даже при воздействии ряда неблагоприятных факторов, могущих наблюдаться в эксплуатации (влияние отрицательных температур, запыленности, электромагнитных полей и т.п.). При анализе результатов тепловизионного контроля должна осуществляться оценка выявленного дефекта. По полученным результатам тепловизионного контроля решение о замене или ремонте принимается главным инженером ГП «Moldelectrica».

4 В приложении 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.

5 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 приложения.

6 Предельные значения температуры нагрева и ее превышения приведены в таблице А.1.

Для контактов и болтовых КС нормативами таблицы А.1 следует пользоваться при токах нагрузки (0,6-1,0)  $I_{ном}$  после соответствующего пересчета.

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

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

где  $\Delta T_{\text{ном}}$  - превышение температуры при  $I_{\text{ном}}$ ;

$\Delta T_{\text{раб}}$  - то же, при  $I_{\text{раб}}$ ;

$I_{\text{раб}}$  – рабочий ток нагрузки электрооборудования;

$I_{\text{ном}}$  – номинальный ток нагрузки электрооборудования.

Тепловизионный контроль электрооборудования и токоведущих частей ВЛ проводится при токах нагрузки  $0,3I_{\text{ном}}$  и выше.

Тепловизионный контроль электрооборудования при токах нагрузки ниже  $0,3I_{\text{ном}}$  проводится по решению главного инженера ГП «Moldelectrica».

Проведение тепловизионного контроля токоведущих частей ВЛ при токах нагрузки ниже  $0,3I_{\text{ном}}$  нецелесообразно.

Таблица А.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:		
У	90	50
А	105	60
Е	120	80
В	130	90
Ф	155	115
Н	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	85/90	45/50

Контролируемые узлы	Наибольшее допустимое значение	
	Температура нагрева, °С	Превышение температуры, °С
<p>меди/на основе серебра</p> <p>4. Аппаратные выводы из меди, алюминия и их сплавов, предназначенные для соединения с внешними проводниками электрических цепей:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- без покрытия</li> <li>- с покрытием оловом, серебром или никелем</li> </ul> <p>5. Болтовые контактные соединения из меди, алюминия и их сплавов:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- без покрытия, в воздухе/в изоляционном масле</li> <li>- с покрытием оловом, в воздухе/в изоляционном масле</li> <li>- с покрытием серебром или никелем, в воздухе/в изоляционном масле</li> </ul>	<p>90</p> <p>105</p> <p>90/100</p> <p>105/100</p> <p>115/100</p>	<p>50</p> <p>65</p> <p>50/60</p> <p>65/60</p> <p>75/60</p>
<p>6. Предохранители переменного тока на напряжение 3 кВ и выше: соединения из меди, алюминия и их сплавов в воздухе без покрытий/с покрытием оловом</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- с разъемным контактным соединением, осуществляемым пружинами</li> <li>- с разборным соединением (нажатие болтами или винтами), в том числе выводы предохранителя</li> </ul> <p>металлические части, используемые как пружины</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- из меди</li> <li>- из фосфористой бронзы и аналогичных сплавов</li> </ul> <p>7. Изоляционное масло в верхнем слое коммутационных аппаратов</p> <p>8. Встроенные трансформаторы тока:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- обмотки</li> <li>- магнитопроводы</li> </ul> <p>9. Болтовое соединение токоведущих выводов съемных вводов в масле/в воздухе</p> <p>10. Соединения устройств РПН силовых трансформаторов из меди, ее сплавов и медесодержащих композиций без покрытия серебром при работе на воздухе/в масле:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- с нажатием болтами или другими элементами,</li> </ul>	<p>75/95</p> <p>90/105</p> <p>75</p> <p>105</p> <p>90</p> <p>-</p> <p>-</p> <p>-</p> <p>-</p>	<p>35/55</p> <p>50/65</p> <p>35</p> <p>65</p> <p>50</p> <p>10</p> <p>15</p> <p>85/65</p> <p>40/25</p>

Контролируемые узлы	Наибольшее допустимое значение	
	Температура нагрева, °С	Превышение температуры, °С
обеспечивающими жесткость соединения		
- 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 вязкой/обедненной пропитке и номинальном напряжении, кВ:		
1 и 3	80/80	-
6	65/75	-
10	60/-	-
20	55/-	-
35	50/-	-
12. Коллекторы и контактные кольца, незащищенные и защищенные при изоляции классов нагревостойкости:		
A/E/B	-	60/70/80
F/H	-	90/100
13. Подшипники скольжения/качения	80/100	-

Пр и м е ч а н и е - Данные, приведенные в таблице, применяют в том случае, если для конкретных видов оборудования не установлены другие нормы.

7 Для контактов, болтовых КС и спиральной арматуры ВЛ при токах нагрузки (0,3-0,6)  $I_{ном}$  оценка их состояния проводится по избыточной температуре. В качестве норматива используется значение температуры, пересчитанное на  $0,5I_{ном}$ .

Для пересчета используется соотношение:

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

где  $\Delta T_{0,5}$  - избыточная температура при токе нагрузки  $0,5I_{ном}$ ;

$\Delta T_{раб}$  - избыточная температура при рабочем токе  $I_{раб}$ ;

$I_{раб}$  - рабочий ток нагрузки электрооборудования;  $I_{ном}$  - номинальный ток нагрузки

электрооборудования.

Если полученное при расчете значение температуры меньше измеренного, то для анализа состояния КС принимается измеренное значение.

При оценке состояния контактов, болтовых КС и спиральной арматуры ВЛ по избыточной температуре и токе нагрузки  $0,5I_{ном}$  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. Требуется немедленного устранения.

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

9 При оценке теплового состояния токоведущих частей различают следующие степени неисправности исходя из приведенных значений коэффициента дефектности:

Не более 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. Требуется немедленного устранения

10 Принимается следующая периодичность проведения тепловизионного контроля.

Силовые трансформаторы – в сроки, указанные в пункте 6.20 настоящего стандарта.

Электрооборудование распределительных устройств на напряжение:

- 35 кВ и ниже - 1 раз в 3 года

- 110кВ - 1 раз в 2 года

- 330-400 кВ - ежегодно

Вновь вводимое в эксплуатацию электрооборудование РУ - в первый год ввода их в эксплуатацию.

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

Воздушные линии электропередачи - проверка всех видов контактных соединений токоведущих частей ВЛ 35 кВ и выше проводится по решению главного инженера ГП «Moldelectrica»:

11 По решению главного инженера ГП «Moldelectrica» наряду с тепловизионным контролем средств внешней опорной и подвешной изоляции, проводов и линейной арматуры ВЛ классов напряжения 35 кВ и выше может применяться их ультрафиолетовый контроль [61].

## 32. ПЕРИОДИЧНОСТЬ ИСПЫТАНИЙ И ИЗМЕРЕНИЙ

В данном разделе указана периодичность и объем межремонтных испытаний и измерений электротехнического оборудования подстанций, а также объем и периодичность контроля масла из маслonaполненного оборудования. Объем испытаний и измерений, а также контроля трансформаторного масла при хранении, вводе нового оборудования в работу, а также при различных ремонтах в данном разделе не учитывается и указан в соответствующих разделах стандарта.

Таблица 32.1 Условные обозначения применительно к данному разделу

Применяемое обозначение	Расшифровка
1	2
$R_{из}$	Измерение сопротивления изоляции
$tg\delta$	Измерение тангенса угла диэлектрических потерь
C	Измерение емкости
$R_{ом}$	Измерение омического сопротивления
R	Измерение сопротивление элемента РВ или ОПН
$I_{ут}$ (под $U_{раб}$ )	Измерение тока утечки под рабочим напряжением
$I_{пр}$	Измерение тока проводимости
$I_{пр}$ (под $U_{раб}$ )	Измерение тока проводимости под рабочим напряжением
$U_{пов}$	Испытание изоляции повышенным напряжением
$R_{пер}$	Измерение переходного сопротивления контакта между заземляющим устройством и заземляемым элементом
$R_{зз}$	Измерение сопротивления заземляющего устройства
ХАРГ	Хроматографический анализ растворенных в масле газов
ПАО	Определения содержания антиокислительной присадки
ФП	Определение содержания фурановых производных
ОГС	Определение общего газосодержания
$U_{пр}$	Определение пробивного напряжения масла
К.Ч.	Определение кислотного числа
$T_{всп}$	Определение температуры вспышки
Wм	Определение влагосодержания масла
МП	Определение содержания мехпримесей
$tg\delta 90^\circ$	Определение тангенса угла диэлектрических потерь при $90^\circ C$
ВРК	Определение содержания водорастворимых кислот

Таблица 32.2 Периодичность и объем межремонтных испытаний и измерений электротехнического оборудования подстанций

Наименование оборудования	Периодичность контроля	Объем контроля
1	2	3
<b>Силовые трансформаторы, автотрансформаторы, масляные реакторы</b>		
до 35 кВ	1раз в 2 года	$R_{из}$ обмоток
110-400 кВ	ежегодно	$R_{из}$ обмоток
		$tg\delta$ обмоток
		C обмоток

Наименование оборудования	Периодичность контроля	Объем контроля
1	2	3
110-400 кВ	1 раз в 4 года	R <sub>ом</sub> обмоток
	впервые через 12 лет далее 1 раз в 4-6 лет	оценка влажности твердой изоляции
<b>Измерительные трансформаторы</b>		
ТН 6-35 кВ	при проведении работ на присоединениях, но не реже 1 раз в 6 лет	R <sub>из</sub> обмоток
ТН 110-400 кВ	1 раз в 4 года	R <sub>из</sub> обмоток
ТН 110-400 кВ старше 20 лет	1 раз в 2 года	R <sub>из</sub> обмоток
ТН 400 кВ (емкостные)	1 раз в 6 лет	R <sub>из</sub> эл магн устройства
		tgδ делителя U
		C делителя U
ТТ 6-10 кВ	При испытаниях КРУ(КРУН), но не реже 1 раз в 6 лет	R <sub>из</sub> обмоток U <sub>пов</sub>
ТТ 35-110 кВ	1 раз в 4 года	R <sub>из</sub> обмоток
		tgδ обмоток
		C обмоток
ТТ 330-400 кВ с бумажно-масляной изоляцией и изоляцией конденсаторного типа	ежегодно	R <sub>из</sub> обмоток
		tgδ обмоток
		C обмоток
<b>Вводы</b>		
35-110 кВ всех типов	1 раз в 4 года	R <sub>из</sub>
		tgδ
		C
330-400 кВ всех типов	1 раз в 2 года	R <sub>из</sub>
		tgδ
		C
110-400 кВ старше 20 лет и 110 кВ типов ГТВ(ГТТ) II 2001-2003 г.в.	ежегодно	R <sub>из</sub>
		tgδ
		C
<b>Вентильные разрядники и ОПН</b>		
Разрядники 6-35 кВ	при работах на присоединениях, но не реже 1 раза в 6 лет	R
Разрядники 110 кВ	при работах на присоединениях но не реже 1 раза в 6 лет	R
	ежегодно перед грозовым сезоном	I <sub>ут</sub> (под U <sub>раб</sub> )
ОПН 6-10 кВ	при работах на присоединениях, но не реже 1 раза в 6 лет	R
ОПН 35 кВ	при работах на присоединениях, но не реже 1 раза в 6 лет	R
	1 раз в 4 года	I <sub>пр</sub>
ОПН 110-Н	при выводе трансформатора для испытаний, но не реже 1 раза в 6 лет	R
		I <sub>пр</sub>

Наименование оборудования	Периодичность контроля	Объем контроля
1	2	3
ОПН 110-400 кВ	при работах на присоединениях, но не реже 1 раза в 6 лет	R
	ежегодно перед грозовым сезоном	I <sub>пр</sub> (под U <sub>раб</sub> )
<b>Оборудование КРУ (КРУН)</b>		
напряжением 6-10 кВ	1 раз в 6 лет	R <sub>из</sub>
		U <sub>пов</sub>
<b>Заземляющие устройства</b>		
подстанций напряжением до 35 кВ	после каждого ремонта или реконструкции но не реже 1 раз в 12 лет	R <sub>пер</sub> (металлосвязи)
		Вскрытие контура
		R <sub>зу</sub>
подстанций напряжение 110-400 кВ	после каждого ремонта или реконструкции но не реже 1 раз в 12 лет	R <sub>пер</sub> (металлосвязи)
		Вскрытие контура
<b>Конденсаторы связи</b>		
110-400 кВ	1 раз в 4 года	R <sub>из</sub> подставки
		tgδ
		C
330-400 кВ старше 25 лет	1 раз в 2 года	R <sub>из</sub> подставки
		tgδ
		C
<b>Выключатели</b>		
Масляные напряжением 6-10 кВ	при испытаниях КРУ (КРУН) но не реже 1 раза в 6 лет	R <sub>из</sub>
		U <sub>пов</sub> в.т.ч. контактный разрыв
Вакуумные напряжением 6-10 кВ	впервые через 2 года, далее 1 раз в 5 лет	R <sub>из</sub>
		U <sub>пов</sub> в.т.ч. контактный разрыв
Масляные напряжением 35 кВ	при капитальном ремонте, но не реже 1 раза в 6 лет	R <sub>из</sub>
		U <sub>пов</sub> в.т.ч. контактный разрыв
<b>Штыревые изоляторы</b>		
Изоляторы типа ШТ-35 (ОНШ-35-1000) ИШД-35 (ОНШ-35-2000)	не реже 1 раза в 6 лет	R <sub>из</sub>
		U <sub>пов</sub>
<b>Силовые кабельные линии</b>		
КЛ 6-10 кВ с бумажно-масляной изоляцией к ТСН(ДГК)	не реже 1 раза в 4 года	R <sub>из</sub>
		U <sub>пов</sub>
КЛ 6-10 кВ с пластмассовой изоляцией к ТСН(ДГК)	не реже 1 раза в 4 года	R <sub>из</sub>
		U <sub>пов</sub>
КЛ 6-35 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена	?	

Таблица 32.3 Периодичность и объем хроматографических анализов масла из электротехнического оборудования подстанций

Наименование оборудования	Периодичность контроля	Объем контроля
1	2	3
<b>Силовые трансформаторы, автотрансформаторы, масляные реакторы</b>		
35 кВ согласно утвержденного списка	1 раз в год	ХАРГ
110-400 кВ	1 раз в 6 месяцев	ХАРГ
	1 раз в 4 года	ПАО
	1 раз в 5 лет	ФП
35-400 кВ с пленочной защитой масла	1 раз в 2 года	ОГС
Баки ПУ РПН типа РНОА	1 раз в год	ХАРГ
<b>Измерительные трансформаторы</b>		
ТТ 110 кВ типа IOSK	1 раз в 5 лет	ХАРГ

Таблица 32.4 Периодичность и объем контроля масла из электротехнического оборудования негерметичного исполнения подстанций

Наименование оборудования	Периодичность контроля	Объем контроля
1	2	3
<b>Силовые трансформаторы, автотрансформаторы, масляные реакторы</b>		
6-10 кВ	1 раз в 2 года	Упр Wм
35 кВ	1 раз в 2 года	Упр
		К.Ч.
		Твсп
		Wм
	1 раз в 4 года	Упр
		К.Ч.
		Твсп
		Wм
110-400 кВ	1 раз в 2 года	МП
		tgδ 90°
		ВРК
		Упр
	1 раз в 4 года	К.Ч.
		Твсп
		Wм
Бак контактора ПУ РПН	ежегодно	МП
		tgδ 90°
		ВРК
		Упр
		Wм

Наименование оборудования	Периодичность контроля	Объем контроля
1	2	3
<b>Измерительные трансформаторы</b>		
ТТ 35-400 кВ	1 раз в 2 года	Упр
		К.Ч.
		Твсп
		Wм
		tgδ 90°
ТН 110-400 кВ	1 раз в 2 года	Упр
		К.Ч.
		Твсп
		Wм
		tgδ 90°
<b>Выключатели</b>		
Баковые напряжением 35-110 кВ	1 раз в 4 года	Упр
		Wм
		МП
<b>Вводы</b>		
110 кВ с бумажно-масляной изоляцией	1 раз в 4 года	Упр
		К.Ч.
		Твсп
		Wм

## Библиография

- [1] Правила устройства электроустановок. Седьмое издание.
- [2] Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Утверждены приказом Минэнерго РФ от 19.06.2003 № 229. Зарегистрированы в Минюсте РФ 20.06.2003, регистрационный № 4799.
- [3] ЗАКОН РМ №186\_Об охране здоровья и безопасности труда
- [4] Правила техники безопасности при эксплуатации в электроустановках. 1989г.
- [5] Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. 1992г.
- [6] ISSM –В -08-18 Инструкция по охране здоровья и безопасности труда при работе на высоте. 2018г.
- [7] **Методические указания «Организация эксплуатации и технического обслуживания маслохозяйств . Нормы и требования.» 2017г.**
- [8] РД 16 363-87 Трансформаторы силовые. Транспортирование, разгрузка, хранение, монтаж и ввод в эксплуатацию.
- [9] ВСН 342-75 Ведомственные строительные нормы. Инструкция по монтажу силовых трансформаторов напряжением до 110 кВ включительно. Утв. Минмонтажспецстроем СССР 3 марта 1975 г.
- [10] РД 34.46.501 (СО 153-34.46.501) Инструкция по эксплуатации трансформаторов.
- [11] РД 3411-002-49890270-2013. Трансформаторы силовые. Транспортирование, разгрузка, хранение, монтаж и ввод в эксплуатацию.
- [12] СО 34.46.605-2005 (РДИ 34-38-058-91) Типовая технологическая инструкция. Трансформаторы классов напряжения 110-1150 кВ мощностью 80 МВ А и более. Капитальный ремонт.
- [13] СТО 56947007-29.180.010.094-2011 Методические указания по определению содержания газов, растворенных в трансформаторном масле. Утвержден приказом ОАО «ФСК ЕЭС» № 321 от 02.06.2011 г.
- [14] РД 34.46.303-98 (СО 34.46.303-98) Методические указания по подготовке и проведению хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов.
- [15] РД 153-34.0-46.302-00 (СО 34.46.302-00) Методические указания по диагностике развивающихся дефектов по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в трансформаторном масле.
- [16] ЦСО-Д-02-2010М Методические указания по диагностике развивающихся дефектов по результатам хроматографического анализа газов, растворённых в масле шунтирующих реакторов напряжением 500 кВ типа РОДБС-60000/500, РОМБС-60000/500, РОМБСМ-60000/500 производства ОАО «ПК ХК Электрозавод». Утв. ОАО «ПК ХК Электрозавод» 2010 г.
- [17] Методические указания по определению влагосодержания твердой изоляции обмоток силовых трансформаторов (шунтирующих реакторов) по результатам измерения диэлектрических характеристик. Утверждены ОАО РАО «ЕЭС России» 21.06.2007 г.
- [18] СТО 70238424.17.220.20.007-2009 Системы и устройства диагностики состояния оборудования подстанций и ЛЭП. Условия создания. Нормы и требования. Утв. и введен в действие Приказом НП «ИНВЭЛ» от 22.06.2009 № 35.
- [19] СТО РусГидро 02.03.116-2015 Оценка технического (предельного) состояния силовых трансформаторов.
- [20] Методические указания по оценке состояния бумажной изоляции обмоток силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов по степени полимеризации. Утверждены ОАО РАО «ЕЭС России» 13.12.2007 г.
- [21] СТО 56947007- 29.180.091-2011 Типовые технические требования к

трансформаторам, автотрансформаторам (распределительным, силовым) классов напряжения 110 - 750 кВ. Утверждены приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 11.05.2011 № 275.

- [22] Алексеев, Б. А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов. М.: ЭНАС, 2002.
- [23] СТО 56947007-29.180.01.116-2012 Инструкция по эксплуатации трансформаторов. Утвержден приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 02.03.2012 № 113.
- [24] РД 153-34.0-20.363-99 (СО 34.0-20.363-99) Основные положения методики инфракрасной диагностики электрооборудования и ВЛ.
- [25] РД 34.43.105-89 Методические указания по эксплуатации трансформаторных масел.
- [26] Типовая программа комплексного диагностического обследования силовых трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих реакторов 110-750 кВ. – М.: ОАО «ФСК ЕЭС», утв. 28.10.2005 г.
- [27] РД 153-34.0-35.518-2001 (СО 34.35.518-2001). Инструкция по эксплуатации газовой защиты.
- [28] РД 34.46.502 (СО 34.35.518-2001). Инструкция по определению характера внутренних повреждений трансформаторов по анализу газа из газового реле.
- [29] СТО 56947007- 29.180.078-2011 Типовые технические требования к шунтирующим реакторам 500 кВ. Утверждён приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 04.05.2011 № 266.
- [30] ТУ16-90 (ИАЯК. 672000. 047ТУ). Реакторы масляные шунтирующие 500 и 750 кВ. Технические требования.
- [31] ТУ 6-02-1249-83 с изменениями 1,2,3,4,5,6. Элегаз повышенной чистоты.
- [32] СТО 56947007-29.240.35.184-2014 Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. Общие технические условия. Утверждён и введён в действие: Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 16.09.2014 № 400.
- [33] СТО 56947007-29.120.60.115-2012 Токопроводы элегазовые на напряжение 110-500 кВ. Технические требования Утверждён приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 16.02.2012 № 76.
- [34] СО 153-34.35.514 (И 34-70-021-85, РД 34.35.514) Инструкция по эксплуатации средств защиты от перенапряжений.
- [35] Методические указания по эксплуатации высоковольтных вводов с RIP-изоляцией производства ООО «Масса» - завод «Изолятор» на объектах ОАО «ФСК ЕЭС». Утверждены распоряжением ОАО «ФСК ЕЭС» № 898 Р. От 14.12.2011 г.
- [36] ТУ 38.101-1025-85 Масло трансформаторное гидрокрекинга ГК. Технические условия (с изм. 1-5).
- [37] ТУ 38.401-58107-97 Масло трансформаторное Т-1500У. Технические условия.
- [38] ТУ 38.401-58177-99 Масло трансформаторное ВГ. Технические условия (с изм. 1-5).
- [39] МЭК 60296(2012) Жидкости электротехнического назначения. Неотработанные минеральные изоляционные масла для трансформаторов и распределительных устройств. Введ. 2012-02-20, ТС-10, ФГУП «Стандартинформ».
- [40] СТО 56947007-29.180.010.008-2008 Методические указания по определению содержания ионала в трансформаторных маслах методом газовой хроматографии. Утвержден приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 25.06.2007 № 176.
- [41] СО 34.43.107-95 (РД 34.43.107-95) Методические указания по определению содержания воды и воздуха в трансформаторном масле.
- [42] СТО 56947007-29.180.010.007-2008 Методические указания по определению содержания кислорода и азота в трансформаторных маслах методом газовой хроматографии. Утвержден приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 25.06.2007 № 176.
- [43] СТО РусГидро 02.01.112-2015 Гидроэлектростанции. Энергетические масла и маслохозяйства. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования Введ. 2015-03-17.– М: ОАО «РусГидро».

- [44] СТО 56947007-29.180.010.070-2011 Методические указания по определению поверхностного натяжения трансформаторных масел на границе с водой методом отрыва кольца. Утвержден приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 03.02.2011 № 126.
- [45] СО 34.43.208-95 (РД 34.43.208-95) Методика количественного химического анализа. Определение содержания присадок в энергетических маслах методом высокоэффективной жидкостной хроматографии.
- [46] СТО РАО.МУ Приказ РАО ЕЭС России № 497 от 07.08.2007 г. Методические указания по определению оптической мутности трансформаторного масла герметичных вводов 110 кВ и выше силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов.
- [47] МЭК 60422(2013) Масла минеральные изоляционные для электрооборудования. Руководство контролю и сохранению. Введ. 2013-01-10, ТС-10, ФГУП «Стандартинформ».
- [48] СТО 56947007-29.180.010.009-2008 Методические указания по определению содержания фурановых производных в трансформаторных маслах методом газовой хроматографии. Утвержден приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 25.06.2007 №176.
- [49] СО 34.43.206-94 (РД 34.43.206-94) Методика количественного химического анализа. Определение содержания производных фурана в электроизоляционных маслах методом жидкостной хроматографии.
- [50] СО 34.51.304-94 (РД 34.51.304-94) Методические указания по применению в энергосистемах тонкослойной хроматографии для оценки остаточного ресурса твердой изоляции по наличию фурановых соединений в трансформаторном масле.
- [51] Р.А. Липштейн, М.И. Шахнович Трансформаторное масло.– М: Энергоатомиздат, 1983 г.
- [52] СО 34.20.504-94 (РД 34.20.504-94) Типовая инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35-800 кВ.
- [53] СТО 56947007-29.130.15.105-2011 Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок. Утвержден приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 14.10.2011 № 632.
- [54] СТО 56947007-29.240.003-2008 Методические указания по дистанционному оптическому контролю изоляции воздушных линий электропередачи и распределительных устройств переменного тока напряжением 35–1150 кВ. Утверждён приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 28.06.2005 № 4.
- [55] СТО 17330282.27.010.001-2008 Электроэнергетика. Термины и определения. Утвержден приказом РАО «ЕЭС России» от 17.06.2008 № 289.
- [56] СТО 56947007-29.180.01.207-2015 Методика измерения частичных разрядов в маслобарьерной изоляции силового трансформаторного оборудования. Утвержден приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.12.2015 №507.
- [57] СТ-ИА-30.2-2.1-27-02-2016. Область применения и порядок смешения трансформаторных масел. АО «Тюменьэнерго»