Приложение
к приказу ПАО «РусГидро»
от 29.11.2024 № 834_____

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ФЕДЕРАЛЬНАЯ ГИДРОГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ-
РУСГИДРО» (ПАО «РУСГИДРО»)

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

Необратимые термоиндикаторы. Общие технические требования. Оценка технического состояния контактов и контактных соединений электрооборудования и ЛЭП, электродвигателей и гидрогенераторов с помощью термоиндикаторов

СТО РусГидро 02.02.146-2023

Москва – 2023

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 29.06.2015 № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации», а общие положения при разработке и применении стандарта организации – в ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Сведения о Стандарте

1 РАЗРАБОТАН	Акционерное общество «Чукотэнерго» - АО «Чукотэнерго»
2 ВНЕСЕН	Департаментом организации производственной деятельности объектов энергетики ДФО, Департаментом технического регулирования и экологии в соответствии с рекомендацией Комиссии по техническому регулированию ПАО «РусГидро» (протокол от 21.04.2023 № 27)
3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЁН В ДЕЙСТВИЕ	приказом ПАО «РусГидро» от 29.11.2024 № 834
4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ	

Настоящий Стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения ПАО «РусГидро».

Содержание

1Назначение и область применения1
2Нормативные ссылки2
3Термины и определения4
4Сокращения8
5Общие положения8
6Общие технические требования к термоиндикаторам9
7Организация теплового контроля элементов ЭУ с помощью термоиндикаторов12
8Перечень электроустановок и их элементов, на которых рекомендуется осуществлять контроль технического состояния с помощью термоиндикаторов13
9Требования по определению типов термоиндикаторов и контролируемых температур для оценки технического состояния контактов, контактных соединений электрооборудования и ЛЭП17
9.1. Правила выбора термоиндикаторов для оценки технического состояния контактов и контактных соединений внутренних (закрытых) электроустановок17
9.2. Правила выбора термоиндикаторов для оценки технического состояния контактных соединений ОРУ и ВЛ19
9.3. Правила выбора термоиндикаторов для оценки технического состояния электродвигателей и гидрогенераторов20
9.4. Правила выбора термоиндикаторов для оценки технического состояния аккумуляторных батарей 12-36 В21
10 Требования к монтажу термоиндикаторов22
11 Указания по техническому обслуживанию и хранению термоиндикаторов23
12 Методики оценки теплового состояния элементов и узлов электрооборудования с помощью термоиндикаторов25
12.1.Общие положения25
12.2.Оценка состояния контактов и контактных соединений электрооборудования по температуре превышения26
12.3.Оценка состояния контактных соединений по избыточной температуре27
12.4.Оценка состояния элементов электрооборудования по коэффициенту дефектности28
12.5.Оценка теплового состояния контактов выкатных элементов ячеек КРУ 6-35 кВ с применением термоиндикаторов29
12.6.Оценка теплового состояния элементов выключателей переменного тока 6-220 кВ с применением термоиндикаторов30
12.7.Оценка теплового состояния силовых кабелей 0,4-220 кВ с применением термоиндикаторов30
12.8.Оценка теплового состояния электродвигателей 0,4-10 кВ и гидрогенераторов37
12.9.Оценка теплового состояния аккумуляторных батарей 12-36 В39

13 Порядок действий при выявлении фактов срабатывания термоиндикаторов40
Приложение А (справочное) Примеры размещения термоиндикаторов на элементах электрооборудования и подбора контролируемых температур42
Приложение Б (справочное) Протокол теплового контроля контактов и контактных соединений с помощью термоиндикаторов50
Приложение В (справочное) Рекомендации по подбору термоиндикаторов с газовыделяющей термоактивируемой основой53
Приложение Г (справочное) Типовые проектные решения применения термоиндикаторов с термоактивируемой газовыделяющей основой54
Библиография60

Введение

Стандарт организации СТО РусГидро 02.02.146-2023 «Необратимые термоиндикаторы. Общие технические требования. Оценка технического состояния контактов и контактных соединений электрооборудования и ЛЭП, электродвигателей и гидрогенераторов с помощью термоиндикаторов» (далее – Стандарт) разработан в соответствии с требованиями Федерального закона от 29.06.2015 № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации».

Стандарт является нормативным техническим документом ПАО «РусГидро» (далее – Общество).

При разработке Стандарта применены требования действующих в электроэнергетике нормативно-технических документов или отдельных разделов этих документов. Методики по оценке теплового состояния контактов, контактных соединений электрооборудования и ЛЭП разработаны с учетом требований Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (ПТЭ), РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования», РД 153-34.0-20.363-99 «Основные положения методики инфракрасной диагностики электрооборудования и ВЛ», проекта «Требования к объему и нормам испытаний электрооборудования», действующих нормативно-правовых актов, нормативно-технических документов в части эксплуатации и охраны труда при эксплуатации электроустановок. В Стандарт включены апробированные, подтвержденные опытом рекомендации по эксплуатации термоиндикаторов.

Стандарт направлен на повышение безопасности и надежности эксплуатации электроустановок за счет своевременного обнаружения термоиндикаторами дефектов контактов и контактных соединений электрооборудования и ЛЭП, электродвигателей и гидрогенераторов, а также на снижение рисков возникновения возгораний и пожаров в электроустановках.

1 Назначение и область применения

1.1. Настоящий Стандарт устанавливает технические требования к необратимым термоиндикаторам, а также к контролю технического состояния элементов (узлов) электроустановок с использованием термоиндикаторов, и определяет методики, которые следует применять при оценке технического состояния оборудования с помощью термоиндикаторов.

1.2. Требования Стандарта распространяются на необратимые термоиндикаторы, выполненные в форме наклеек с заданным значением температуры цветового перехода. Для использования термоиндикаторов другого типоисполнения требуется наличие иных НТД.

1.3. Стандарт определяет методики контроля технического состояния контактов и контактных соединений электрооборудования, а также отдельных элементов электродвигателей и гидрогенераторов с помощью необратимых термоиндикаторов.

1.4. Требования Стандарта распространяются на электроустановки распределительных устройств 0,4-220 кВ, электродвигатели и гидрогенераторы, находящихся в зоне эксплуатационной ответственности Группы компаний ПАО «РусГидро» на правах собственности, аренды или ином законном основании.

1.5. Стандарт предназначен для обязательного применения в ПАО «РусГидро». Подконтрольные организации ПАО «РусГидро» применяют Стандарт после присоединения к нему в установленном порядке и признании Стандарта внутренним документом подконтрольной организации.

1.6. Требования Стандарта обязательны для выполнения сторонними организациями и физическими лицами, выполняющими работы (оказывающими услуги) в области его применения по договорам с ПАО «РусГидро», его подконтрольными организациями, если такое обязательство закреплено в заключаемых с ними договорах.

1.7. Обязательность применения требований и норм Стандарта ограничена их деятельностью на объектах, расположенных в Российской Федерации, владельцами или инвесторами (застройщиками) которых являются ПАО «РусГидро» и (или) его подконтрольные организации.

1.8. Применение требований Стандарта для целей зарубежной экономической деятельности определяется соответствующим международным соглашением.

1.9. При расхождении требований Стандарта с требованиями локальных нормативных актов и иных документов ПАО «РусГидро», выпущенных до его утверждения, следует руководствоваться требованиями Стандарта.

1.10. При введении в действие (внесении изменений) в нормативные правовые и (или) нормативные технические акты, а также при внесении организацией-изготовителем оборудования изменений в конструкторскую документацию, требования которых отличаются от приведенных в Стандарте, следует руководствоваться требованиями вновь введенных (измененных) документов до внесения в Стандарт соответствующих изменений.

2 Нормативные ссылки

В Стандарте использованы ссылки на следующие нормативные документы:

ГОСТ 15543.1-89 Изделия электротехнические и другие технические изделия. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам.

ГОСТ 8024-90 Аппараты и электротехнические устройства переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Нормы нагрева при продолжительном режиме работы и методы испытаний.

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

ГОСТ 2213-79 Предохранители переменного тока на напряжение 3 кВ и выше. Общие технические условия.

ГОСТ 10434-82 Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования.

ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды (с Изменениями № 1, 2, 3, 4, 5)

ГОСТ IEC 60269-1-2016 Предохранители плавкие низковольтные. Часть 1. Общие требования.

ГОСТ 16708-84 Переключатели (выключатели) пакетные. Общие технические условия.

ГОСТ 2585-81 Выключатели автоматические быстродействующие постоянного тока. Общие технические условия.

ГОСТ 32397-2020 Щитки распределительные для производственных и общественных зданий. Общие технические условия.

ГОСТ 403-73 Аппараты электрические на напряжение до 1000 В. Допустимые температуры нагрева частей аппаратов.

ГОСТ IEC 61439-1-2013 Устройства комплектные низковольтные распределения и управления. Часть 1. Общие требования.

ГОСТ 6815-79 Шинопроводы магистральные и распределительные переменного тока на напряжение до 1000 В. Общие технические условия.

ГОСТ 839-2019 Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия.

ГОСТ Р МЭК 61436-2004 Аккумуляторы и аккумуляторные батареи, содержащие щелочной и другие некислотные электролиты. Аккумуляторы никель-металл-гидридные герметичные.

ГОСТ Р МЭК 60896-22-2015 Батареи свинцово-кислотные стационарные. Часть 22. Типы с регулирующим клапаном. Требования.

ГОСТ 60287-2-1-2009 Кабели электрические. Расчет номинальной токовой нагрузки. Часть 2-1. Тепловое сопротивление. Расчет теплового сопротивления.

ГОСТ Р 53698-2009 Национальный стандарт Российской Федерации. Контроль неразрушающий. Методы тепловые. Термины и определения.

ГОСТ 14312-79 Контакты электрические. Термины и определения.

ГОСТ Р 27.102-2021 Национальный стандарт Российской Федерации. Надежность в технике. Надежность объекта. Термины и определения.

ГОСТ 28779-90 (МЭК 707-81) Материалы электроизоляционные твердые. Методы определения воспламеняемости под воздействием источника зажигания.

ГОСТ 12.1.044-89 Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.

ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

СТО 17330282.27.140.001-2006 Гидроэлектростанции. Методики оценки технического состояния основного оборудования.

ГОСТ Р ИСО 2859-1-2007 Статистические методы. Процедуры выборочного контроля по альтернативному признаку. Часть 1. Планы выборочного контроля последовательных партий на основе приемлемого уровня качества.

ГОСТ Р 50779.12-2021 Статистические методы. Статистический контроль качества. Методы случайного отбора выборок штучной продукции.

Примечание – При пользовании Стандартом целесообразно проверить действие ссылочных документов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет. Если заменен ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого документа с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения Стандарта в ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В Стандарте применены термины по ГОСТ Р 27.102, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1. адгезия: Сцепление поверхностей твёрдых тел.

3.2. аппаратный зажим: Контактная арматура для присоединения проводов к электротехническому оборудованию и ответвительным зажимам.

3.3. вывод (аппаратный вывод) электротехнического изделия (устройства): Часть электротехнического изделия (устройства), предназначенная для электрического соединения его с другими изделиями (устройствами).

3.4. деталь оборудования: Неделимая составная часть конструктивного узла оборудования.

3.5. дефект: Каждое отдельное несоответствие объекта требованиям, установленным документацией.

3.6. диагностический (контролируемый) параметр: Параметр объекта, используемый при его диагностировании.

3.7. закрытые или внутренние электроустановки: Электроустановки, размещенные внутри здания, защищающего их от атмосферных воздействий.

3.8. избыточная температура: Превышение измеренной температуры контролируемого узла одной фазы над температурой аналогичных узлов других фаз (с наименьшей температурой нагрева) или заведомо исправного узла.

3.9. исправное состояние (исправность): Состояние объекта, в котором все параметры объекта соответствуют всем требованиям, установленным в документации на этот объект.

3.10. кабельная линия: Линия для передачи электроэнергии токами промышленной частоты, состоящая из одного или нескольких соединенных между собой без коммутационных аппаратов параллельных силовых кабелей с соединительными, концевыми муфтами и крепежными деталями.

3.11. конструктивный узел оборудования: Составная часть элемента оборудования, состоящая из ряда конструкций и деталей.

3.12. контакт электрической цепи (контакт): Часть электрической цепи, предназначенная для коммутации и проведения электрического тока.

3.13. контактное соединение: Контакт электрической цепи, предназначенный только для проведения электрического тока и не предназначенный для коммутации электрической цепи при заданном действии устройства.

3.14. коэффициент дефектности: Отношение измеренного значения превышения температуры нагрева контактного соединения к значению превышения температуры, измеренной на целом участке шины (провода), отстоящем от контактного соединения на расстоянии не менее 1 м.

3.15. номинальное значение параметра: Значение параметра, определяемое его функциональным назначением и служащее началом отсчета отклонений.

3.16. открытые или наружные электроустановки: Электроустановки, не защищенные зданием от атмосферных воздействий (электроустановки, защищенные только навесами, сетчатыми ограждениями и т.п., рассматриваются как наружные).

3.17. паспорт изделия: Эксплуатационный документ, содержащий сведения, удостоверяющие гарантии изготовителя, значения основных параметров и характеристик (свойств) изделия, а также сведения о сертификации и утилизации изделия.

3.18. периодический осмотр оборудования: Контроль состояния оборудования, осуществляемый в формате технического осмотра лицами, контролирующими его безопасную эксплуатацию, или комиссией, назначаемой техническим руководителем электрической станции, с периодичностью, устанавливаемой НТД.

3.19. повреждение: Событие, заключающееся в нарушении исправного состояния объекта при сохранении работоспособного состояния.

3.20. постоянный контроль состояния оборудования: Контроль технического состояния оборудования, осуществляемый оперативным и оперативно-ремонтным персоналом посредством инструментальных и/или

визуальных наблюдений, проводимых регулярно в режиме, определяемом нормативно-технической документацией.

3.21. превышение температуры: Разность между измеренной температурой нагрева и значением температуры окружающего воздуха[1].

3.22. предельно допустимое значение параметра: Наибольшее или наименьшее значение параметра, которое может иметь работоспособное изделие.

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

3.24. работоспособное состояние: Состояние объекта, в котором значения всех параметров, характеризующих его способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативной и технической документации.

3.25. ремонт: Комплекс технических операций и организационных действий по восстановлению исправного или работоспособного состояния объекта и восстановлению ресурса объекта или его составных частей.

3.26. специализированная организация: Физическое или юридическое лицо, уполномоченное действующим законодательством на проведение работ по обследованиям и мониторингу зданий и сооружений.

3.27. срабатывание термоиндикатора: Необратимое изменение окраски части (частичное срабатывание) или всех (полное срабатывание) термочувствительных элементов термоиндикатора под воздействием температуры.

3.28. срок службы: Календарная продолжительность эксплуатации от начала эксплуатации объекта или ее возобновления после капитального ремонта до момента достижения предельного состояния.

3.29. тепловизионный контроль: Неразрушающий контроль, основанный на бесконтактном измерении теплового излучения и

---

[1] Следует отметить, что значение избыточной температуры более 30 °С, которое может указывать на развитие аварийного дефекта в соответствии с таблицей 7, носит оценочный характер и не имеет достаточного обоснования, что отмечается на основе накопленного опыта эксплуатации по результатам отбраковки контактов по данному критерию. В настоящее время в разработанном Минэнерго России проекте Требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Требования к объему и нормам испытаний электрооборудования», прошедших публичные обсуждения [7], предлагаются измененные критерии при оценке состояния контактов и контактных соединений по избыточной температуре и токе нагрузки $0{,}5I_{ном}$, а именно:

- избыточная температура до 30°С – начальная степень неисправности;
- избыточная температура более 30°С – развившийся дефект.

регистрации температурных полей на поверхности ограждающих конструкций.

3.30. тепловой неразрушающий контроль (тепловой контроль): Неразрушающий контроль, основанный на регистрации температурных полей объекта контроля.

3.31. термоиндикатор: Наклейка, предназначенная для размещения на элементах электрооборудования и необратимо изменяющая свой цвет при нагреве контролируемого элемента выше одной или нескольких заданных температур.

3.32. техническое диагностирование: Определение технического состояния объекта.

Примечание – 1. Задачами технического диагностирования являются: контроль технического состояния, поиск места и определения причин отказа (неисправности), прогнозирования технического состояния. 2. Термин применяют в наименованиях и определениях понятий, когда решаемые задачи технического диагностирования равнозначны или основной задачей является поиск мест и определение причин отказа (неисправности). Термин «контроль технического состояния» применяется, когда основной задачей технического диагностирования является определение вида технического состояния.

3.33. технологическая карта: Организационно-технологический документ, разрабатываемый для выполнения технологического процесса и определяющий состав операций и средств механизации, требования к качеству, трудоемкость, ресурсы и мероприятия по безопасному производству работ.

3.34. токоведущая часть: Проводящая часть ЭУ, находящаяся в процессе ее работы под рабочим напряжением, в том числе нулевой рабочий проводник.

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

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

3.37. элемент оборудования: Составная часть единицы оборудования и/или технической системы, выполняющая определенные технологические функции.

4 Сокращения

АКБ – аккумуляторная батарея;
БСК – батареи статических конденсаторов;
ВЛ – воздушная линия;
ВН - высшее напряжение;
ВРУ – вводное распределительное устройство;
ГАЭС – гидроаккумулирующая электростанция;
ГЭС – гидравлическая электростанция;
ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
ЗИП - запасные части, инструменты и принадлежности;
КЛ – кабельная линия электропередачи;
КРУ – комплектное распределительное устройство;
КРУЭ – элегазовое комплектное распределительное устройство;
КС – контактные соединения;
ЛР – линейный разъединитель;
ЛЭП – линия электропередачи;
МУ – методические указания;
НКУ – низковольтное устройство распределения и управления;
НН – низшее напряжение;
НПА – нормативный правовой акт;
НТД – нормативно-техническая документация;
ОРД – организационно-распорядительная документация;
ОРУ – открытое распределительное устройство;
ПС – подстанция;
РД – руководящий документ;
РП – распределительный пункт;
СН – среднее напряжение;
ТИ – типовая инструкция;
ТП – трансформаторная подстанция;
ТЭС – тепловая электрическая станция;
ШР – шинный разъединитель;
ЭУ – электроустановка.

5 Общие положения

5.1. Тепловой контроль с помощью необратимых термоиндикаторов является видом теплового неразрушающего контроля элементов (узлов) электрооборудования.

5.2. Тепловой контроль с применением термоиндикаторов проводится с целью своевременного выявления дефектов элементов электрооборудования, снижения количества случаев технологических нарушений, возгораний и пожаров.

5.3. Применение термоиндикаторов позволяет осуществлять тепловой контроль элементов (узлов) электроустановок с момента установки термоиндикаторов и фиксировать факт кратковременного или длящегося нагрева поверхности выше одной или нескольких заданных температур.

5.4. Термоиндикаторы позволяют организовать тепловой контроль недоступных или труднодоступных для тепловизора элементов электрооборудования.

5.5. Термоиндикаторы позволяют реализовывать методологию оценки состояния контактов и контактных соединений электрооборудования и ЛЭП согласно требованиям [1], [2].

5.6. Применение термоиндикаторов позволяет проводить оценку состояния узлов электрооборудования оперативным, ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом при техническом осмотре, техническом обслуживании и ремонте электрооборудования.

5.7. Термоиндикаторы позволяют осуществлять контроль элементов электрооборудования, работающих только в изоляционной среде атмосферного воздуха. Термоиндикаторы не предназначены для применения в масле, элегазе, вакууме, изоляционных жидкостях или других средах.

5.8. Для формирования автоматического сигнала о превышении пороговой температуры используется термоиндикатор с термоактивируемой газовыделяющей основой. При достижении пороговой температуры термоактивируемая газовыделяющая основа выделяет сигнальный газ, который улавливается специализированным газовым датчиком. Датчик формирует тревожное извещение и передает его в систему верхнего уровня.

6 Общие технические требования к термоиндикаторам

6.1. Для оценки теплового состояния контактов и контактных соединений электрооборудования и ЛЭП используются необратимые термоиндикаторы с заданной температурой изменения цвета.

6.2. Требования Стандарта не распространяются на все виды обратимых термоиндикаторов, то есть таких индикаторов, которые

восстанавливают исходную окраску при охлаждении ниже пороговой температуры.

6.3. Требования Стандарта не распространяются на термоиндикаторы нагрева, на которых не указана точная температура срабатывания, например:

– термоиндикаторные краски;

– термоиндикаторные лаки;

– термоиндикаторные карандаши и маркеры.

6.4. Конструктивно необратимый термоиндикатор представляет собой гибкую самоклеящуюся пластину, выполненную из композиционного материала. В центральной части термоиндикатора нанесен термочувствительный материал в форме круга или прямоугольника (рис.1), полосы или иной фактуры.

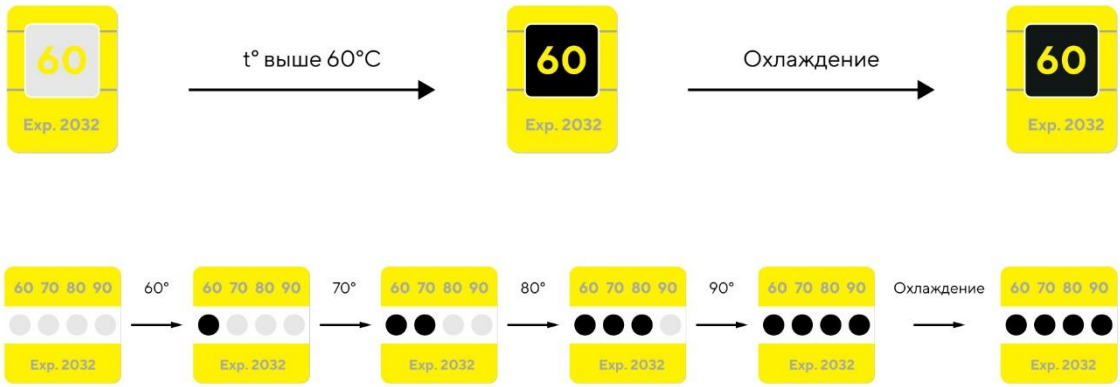


Рисунок 1 – Внешний вид и принцип работы необратимых термоиндикаторов

6.5. Термоиндикаторы могут быть выполнены в однотемпературном и многотемпературном исполнении.

6.6. Термоиндикаторы являются невосстанавливаемыми изделиями и подлежат замене после изменения цвета термочувствительного материала.

6.7. Цветовой переход (срабатывание) термоиндикатора при достижении пороговой температуры должен быть от белого цвета к чёрному (или от белого цвета к чёрному с обозначением температуры срабатывания).

6.8. Термочувствительный элемент термоиндикатора должен обладать следующими характеристиками:

– отсутствие возвращения исходной окраски при выдержке сработавшего термоиндикатора при минимальной температуре эксплуатации в течение 30 дней;

– время цветового перехода при достижении поверхностью заданной пороговой температуры – не более 2 секунд.

6.9. Использование термоиндикаторов не должно негативно сказываться на надежности и безопасности эксплуатации электрооборудования, а также препятствовать его осмотру и проведению диагностических работ.

6.10. Толщина термоиндикатора должна составлять не более 0,5 мм.

6.11. В зависимости от типа контролируемого оборудования термоиндикаторы должны обладать следующими характеристиками:

Параметр	**Контактные соединения аппаратных зажимов ОРУ и ВЛ**	**Контакты и контактные соединения ЗРУ**	**Электродвигатели и гидрогенераторы**
Адгезия (FINAT TM1 после 24 часов), не менее, Н/ 25 мм	15	28	30
Устойчивость к воздействию жидкостей	Атмосферные осадки	Растворители, смазочные материалы	Минеральные масла, вода, смазочные материалы, растворители
Устойчивость к ультрафиолету	Высокая устойчивость	-	-
Площадь термочувствительного элемента, мм^2	не менее 3 000	Для однотемпературных термоиндикаторов – не менее 100; Для многотемпературных термоиндикаторов – не менее 25	-
Цвет окантовки	Световозвращающая окантовка серебристого цвета	В соответствии с маркировкой фаз (жёлтый, зелёный, красный, синий)	Жёлтый

6.12. Термоиндикаторы не должны поддерживать горение и должны классифицироваться как трудногорючие вещества в соответствии с ГОСТ 12.1.044.

6.13. Электрическая прочность термоиндикаторов в соответствии с ГОСТ 6433.3 должна составлять не менее 15 кВ/мм.

6.14. В состав термоиндикаторов не должны входить вещества с классом опасности выше 4-го в соответствии с ГОСТ 12.1.007.

6.15. Срок службы термоиндикаторов должен быть не менее 10 лет с даты изготовления.

6.16. Маркировка термоиндикатора должна включать температуру или температуры изменения цвета в градусах Цельсия и год окончания назначенного срока службы. Маркировка должна быть выполнена способом, обеспечивающим ее сохранность и читаемость в течение всего срока службы.

6.17. Материал термоиндикаторов (клеевой слой, основа и пр.) должен обеспечивать возможность их установки при температуре окружающего воздуха выше 5 °С.

6.18. Приемо-сдаточные испытания проводят по двуступенчатому нормальному плану контроля по ГОСТ Р ИСО 2859-1. Отбор образцов из партии для проведения испытаний осуществляют по ГОСТ Р 50779.12 способом «Россыпь», методом отбора единиц продукции «Вслепую».

6.19. Для подтверждения необратимости цветового перехода в соответствии с требованиями п 6.7 рекомендуется проводить испытания по п 6.18, включающие выдержку сработавшего индикатора при минимальной заявленной температуре эксплуатации в течение 30 дней. Критерием успешного прохождения испытания является отсутствие возврата исходной окраски.

6.20. Для подтверждения отсутствия ложных срабатываний при длительной выдержке термоиндикатора при температурах близких к пороговым, рекомендуется проводить испытания по п 6.18, включающие выдержку термоиндикатора при температуре на 5 °С ниже пороговой температуры в течение 30 дней. Критерием успешного прохождения испытания является отсутствие срабатывания.

6.21. В комплект поставки термоиндикаторов должен входить паспорт, а также инструкция по эксплуатации.

6.22. Термоиндикаторы при хранении, транспортировании и эксплуатации не должны наносить вред окружающей среде, в том числе здоровью людей.

7 Организация теплового контроля элементов ЭУ с помощью термоиндикаторов

7.1. Перечень оборудования, подлежащего контролю с помощью термоиндикаторов, должен определяться техническим руководителем энергообъекта с учетом приоритетов обеспечения надежности и безопасности эксплуатации электроустановок. Рекомендуемый список приоритетного оборудования и точек контроля приведен в п.8.1 Стандарта.

7.2. Осмотр термоиндикаторов, а также оценка состояния контактов и контактных соединений электрооборудования, электродвигателей и гидрогенераторов с помощью термоиндикаторов должны быть включены в объем работ, проводимых при осмотре, техническом обслуживании и ремонте электрооборудования.

7.3. Рекомендуется включить установку (замену) термоиндикаторов в перечень работ и материалов при организации текущего и капитального

ремонта электрооборудования. При разработке технологических карт по выполнению ремонтных работ оборудования рекомендуется:

7.3.1 В раздел «Материально-техническое оснащение работы»: включить указания по применению термоиндикаторов и их типоисполнению согласно требованиям раздела 9 СТО 02.02.146-2023 «Необратимые термоиндикаторы. Общие технические требования. Оценка технического состояния контактов и контактных соединений электрооборудования и ЛЭП, электродвигателей и гидрогенераторов с помощью термоиндикаторов»;

7.3.2 В раздел «Содержание работ»:

– включить указания по осмотру всех элементов электрооборудования, оснащенных термоиндикаторами;

– в случае выявления факта срабатывания термоиндикатора внести информацию о срабатывании в журнал дефектов и провести оценку состояния в соответствии с разделом 12 Стандарта;

– провести замену сработавшего термоиндикатора;

– при выявлении фактов наличия дефектов термоиндикатора (превышение срока эксплуатации, механическое повреждение, частичное отклеивание) внести информацию в журнал дефектов и произвести замену термоиндикатора при ближайшем выводе оборудования в ремонт.

7.4. В технические задания на проектирование и поставку электрооборудования следует включать требование об оснащении термоиндикаторами электрооборудования или о включении термоиндикаторов в ЗИП в объёме, достаточном для проведения испытаний, пусконаладочных работ, а также для эксплуатации в гарантийный период. Решение о необходимости и объемах использования принимает технический руководитель объекта.

7.5. На электрических станциях, подстанциях по решению технического руководителя должен быть организован эксплуатационный запас термоиндикаторов, содержащий 3-5% от общего количества индикаторов, находящихся в эксплуатации, с учетом видов и типов термоиндикаторов.

7.6. Утвердить форму протокола теплового контроля состояния электрооборудования (Приложение Б).

8 Перечень электроустановок и их элементов, на которых рекомендуется осуществлять контроль технического

состояния с помощью термоиндикаторов

8.1. Термоиндикаторы рекомендуется использовать для оценки состояния контактов и контактных соединений силовых электрических цепей:

- станций;
- закрытых центров питания;
- ТП, РП и ПС 35-220 кВ без постоянного присутствия оперативного персонала;
- ПС 35-220 кВ с постоянным присутствием оперативного персонала при наличии соответствующего обоснования (сложные климатические условия, предельные токовые нагрузки, частые случаи КЗ и пр.);
- ЛЭП 0,4-220 кВ;
- электродвигателей ответственных механизмов, не оснащенных предустановленными автоматическими системами контроля, и гидрогенераторов.

Для оценки состояния паяных и болтовых контактных соединений, а также изоляции стержней внутри электродвигателей и гидрогенераторов рекомендуется использовать термоиндикаторы в случае, если они доступны для визуального осмотра при проведении осмотра, технического обслуживания или ремонта.

8.2. Правила выбора термоиндикаторов и методы оценки состояния основных элементов электроустановок, на которых рекомендуется организация теплового контроля с использованием термоиндикаторов, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Правила выбора термоиндикаторов и методы оценки состояния основных элементов электроустановок

<table>
<tr><th>№</th><th>Тип ЭУ и контролируемого элемента</th><th>Правила выбора термоиндикаторов</th><th>Метод оценки теплового состояния</th></tr>
<tr><td rowspan="8">1.</td><td colspan="3">Болтовые контактные соединений токоведущих частей, а также контактные соединения, выполненные методом обжатия РУ 0,4-20 кВ</td></tr>
<tr><td>главные распределительные щиты (ГРЩ), вводные распределительные устройства (ВРУ), шкафы распределительные 0,4 кВ</td><td rowspan="6">Правила выбора термоиндикатора в соответствии с п.9.1 Стандарта</td><td rowspan="6">Метод оценки состояния контактов и контактных соединений по температуре превышения (см. п.12.2)</td></tr>
<tr><td>распределительные щитки 0,23-0,4 кВ, установленные в производственных зданиях и помещениях</td></tr>
<tr><td>ящики или шкафы учета электроэнергии</td></tr>
<tr><td>шкафы системы оперативного постоянного тока подстанций</td></tr>
<tr><td>КРУ с комбинированной воздушной изоляцией 6-20 кВ</td></tr>
<tr><td>комплектные трансформаторные подстанции (КТП) 6-20 кВ</td></tr>
<tr><td rowspan="8">2.</td><td colspan="3">Контактные соединения на аппаратных зажимах токоведущих частей электрооборудования подстанций выше 6 кВ</td></tr>
<tr><td>вводы ВН, СН, НН силовых трансформаторов, регулировочных трансформаторов, заземляющих трансформаторов</td><td rowspan="7">Правила выбора термоиндикатора в соответствии с п.9.2 Стандарта</td><td rowspan="7">Метод оценки состояния контактов и контактных соединений по температуре превышения (см. п.12.2)</td></tr>
<tr><td>линейные вводы</td></tr>
<tr><td>выключатели</td></tr>
<tr><td>разъединители (ЛР, ШР)</td></tr>
<tr><td>трансформаторы тока</td></tr>
<tr><td>кабели вблизи места разделки кабеля, после места разделки кабеля и кабельных наконечниках КЛ 0,4-20 кВ, расположенных на ОРУ ПС 35-220 кВ</td></tr>
<tr><td rowspan="5">3.</td><td colspan="3">Контакты и контактные соединения токоведущих частей коммутационных аппаратов РУ 0,4-20 кВ</td></tr>
<tr><td>разъединители, рубильники и автоматические выключатели (в т.ч. комбинированные) до 1000 В, установленные в распределительных щитах/щитках, шкафах управления и защит, осветительных щитках</td><td rowspan="4">Правила выбора термоиндикатора в соответствии с п.9.1 Стандарта</td><td>Метод оценки состояния контактов и контактных соединений по температуре превышения (см. п.12.2) или по избыточной температуре (см. п.12.3)</td></tr>
<tr><td>разъединители 6-20 кВ</td><td>Оценка состояния контактов и контактных соединений проводится в соответствии с п.12.6 Стандарта</td></tr>
<tr><td>выкатные элементы в КРУ, КТП 6-20 кВ</td><td>Оценка состояния контактов и контактных соединений проводится в соответствии с п.12.5 Стандарта</td></tr>
<tr><td>предохранители постоянного и переменного тока напряжением до и выше 1000 В</td><td>Метод оценки состояния контактов и контактных соединений по температуре превышения (см. п.12.2)</td></tr>
<tr><td>4.</td><td colspan="3">Кабели и провода ВЛ (в пределах границ ПС, ТП, РП) 0,4-20 кВ</td></tr>
</table>

№	Тип ЭУ и контролируемого элемента	Правила выбора термоиндикаторов	Метод оценки теплового состояния
	неизолированные и изолированные провода ВЛ	Правила выбора термоиндикатора в соответствии с п.9.1 Стандарта	Оценка состояния контактов и контактных соединений проводится в соответствии с п.12.7 Стандарта
	оболочка кабеля		
5.	**Токопроводы и шинопроводы напряжением до 1000 В и 6-20 кВ**		
	изоляционная часть литых токопроводов	Правила выбора термоиндикатора в соответствии с п.9.1 Стандарта	Оценка состояния контактов и контактных соединений проводится в соответствии с п.12.7 Стандарта
6.	**Кабельная арматура 0,4-20 кВ**		
	концевая муфта	Правила выбора термоиндикатора в соответствии с п.9.1 Стандарта	Метод оценки состояния контактов и контактных соединений по коэффициенту дефектности (см. п.12.4)
	соединительная муфта		
7.	**Скрытые и труднодоступные элементы электроустановок**		
	контактные соединения сборных шин КРУ	Правила выбора термоиндикатора в соответствии с п.9.1 Стандарта	Метод оценки состояния контактов и контактных соединений по температуре превышения (см. п.12.2), или по избыточной температуре (см. п.12.3), или по коэффициенту дефектности (см. п.12.4)
	контактные соединения кабельных наконечников с шинами в кабельных отсеках КРУ		
	контакты выкатных элементов КРУ		
	контакты коммутационных аппаратов, расположенных внутри КРУ		
	контактные соединения и контакты внутри коммутационных аппаратов до 1000 В, имеющих съемную (разборную) часть		
	кабельная арматура и кабели, расположенные в подвалах, полуподвалах и др. труднодоступных и стесненных местах		
8.	**Электродвигатели и гидрогенераторы**		
	корпус электродвигателя; подшипниковые щиты; контактные соединения БРНО; паяные и болтовые контактные соединения; изоляция стержней электродвигателей и гидрогенераторов	Правила выбора термоиндикатора в соответствии с п.9.3 Стандарта	Оценка теплового состояния отдельных элементов электродвигателей и гидрогенераторов проводится в соответствии с п.12.8 Стандарта
9.	**Аккумуляторные батареи 12-36 В**		
	отрицательный вывод или стенка аккумулятора, находящаяся в прямом контакте с электродами	Правила выбора термоиндикатора в соответствии с п.9.4 Стандарта	Оценка теплового состояния контактов и контактных соединений проводится в соответствии с п.12.9 Стандарта

9 Требования по определению типов термоиндикаторов и контролируемых температур для оценки технического состояния контактов, контактных соединений электрооборудования и ЛЭП

9.1. Правила выбора термоиндикаторов для оценки технического состояния контактов и контактных соединений внутренних (закрытых) электроустановок

9.1.1. Для оценки технического состояния контактов и контактных соединений внутренних (закрытых) электроустановок применяются 3-х или 4-х температурные термоиндикаторы в соответствии с таблицей 2.

9.1.2. Рекомендации по подбору термоиндикаторов и точкам монтажа для внутренних (закрытых) электроустановок приведены в приложении А к Стандарту.

9.1.3. Правила выбора термоиндикаторов с термоактивируемой газовыделяющей основой и дополнительного оборудования приведены в Приложениях В и Г к Стандарту.

*Таблица 2 – Наибольшие допустимые значения температур узлов электрооборудования и контролируемые с помощью термоиндикаторов диапазоны температур**

Контролируемые узлы	**Наибольшее допустимое значение**		**Контролируемые термоиндикаторами температуры, °С**	
	Температура нагрева, °С	**Превышение температуры, °С**	**$I_{ном}$ до 100 А**	**$I_{ном}$ 100 А и выше**
1. Токоведущие (за исключением контактов и контактных соединений) и нетоковедущие металлические части: - не изолированные и не соприкасающиеся с изоляционными материалами -изолированные или соприкасающиеся с изоляционными материалами классов нагревостойкости по ГОСТ 8865-93:	120	80	70-100-120	70-90-100-120
Y	90	50	60-80-90	60-70-80-90
A	105	60	60-90-110	60-80-90-110
E	120	80	70-100-120	70-90-100-120
2. Контакты из меди и медных сплавов: - без покрытий, в воздухе	75	35	50-70-80	50-60-70-80
- с накладными серебряными пластинами, в воздухе	120	80	70-100-120	70-90-100-120
- с покрытием серебром или никелем, в воздухе	105	65	60-90-110	60-80-90-110
- с покрытием серебром толщиной не менее 24 мкм	120	80	70-100-120	70-90-100-120

Контролируемые узлы	**Наибольшее допустимое значение**		**Контролируемые термоиндикаторами температуры, °С**	
	Температура нагрева, °С	**Превышение температуры, °С**	**$I_{ном}$ до 100 А**	**$I_{ном}$ 100 А и выше**
- с покрытием оловом, в воздухе	90	50	60-80-90	60-70-80-90
3. Аппаратные выводы из меди, алюминия и их сплавов, предназначенные для соединения с внешними проводниками электрических цепей: - без покрытия	90	50	60-80-90	60-70-80-90
- с покрытием оловом, серебром или никелем	105	65	60-90-110	60-80-90-110
4. Болтовые контактные соединения из меди, алюминия и их сплавов: - без покрытия, в воздухе	90	50	60-80-90	60-70-80-90
- с покрытием оловом, в воздухе	105	65	60-90-110	60-80-90-110
- с покрытием серебром или никелем, в воздухе	115	75	70-100-120	70-90-100-120
5. Предохранители переменного тока на напряжение 3 кВ и выше: соединения из меди, алюминия и их сплавов в воздухе без покрытий/с покрытием оловом - с разъемным контактным соединением, осуществляемым пружинами	75/95	35/55	50-60-70-80 / 60-70-80-100	
- с разборным соединением (нажатие болтами или винтами), в том числе выводы предохранителя	90/105	50/65	60-70-80-90 / 60-80-90-110	
металлические части, используемые как пружины - из меди	75	35	50-60-70-80	
- из фосфористой бронзы и аналогичных сплавов	105	65	60-80-90-110	
6. Токоведущие жилы силовых кабелей в режиме длительном/аварийном при наличии изоляции: - из поливинилхлоридного пластика и полиэтилена	70/80	-	50-55-60/ 50-70-80	50-55-60-70/ 50-60-70-80
- из вулканизирующегося полиэтилена	90/130	-	60-80-90/ 70-100-120	60-70-80-90/ 70-90-100-120
- из резины	65/-	-	50-55-60	50-55-60-70
- из резины повышенной теплостойкости	90/-		60-80-90	60-70-80-90
- с пропитанной бумажной изоляцией при вязкой/обедненной пропитке и номинальном напряжении, 1 и 3 кВ:	80/80	-	50-70-80	50-60-70-80

9.2. Правила выбора термоиндикаторов для оценки технического состояния контактных соединений ОРУ и ВЛ

9.2.1. Для оценки состояний контактов и контактных соединений ОРУ и ВЛ используются однотемпературные термоиндикаторы. Рекомендуемые контролируемые температуры приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Допустимые температуры нагрева элементов ОРУ и ВЛ и рекомендуемые температуры контроля

Контролируемый элемент	**Тип контактного соединения**	**Наибольшее допустимое значение температуры нагрева, ºС**	**Рекомендуемая температура контроля, ºС**
1. Контактные соединения (кроме сварных и паяных) сборных и соединительных шин, шин с выводами аппаратов, аппаратных выводов электрооборудования (на аппаратных зажимах) с внешними проводниками электрических цепей, воздушных проводов	из меди, алюминия и их сплавов: - без покрытий - с покрытием оловом - с покрытием серебром или никелем	90 105 115	90
2. Токоведущие шины (за исключением контактов и контактных соединений)	неизолированные	120	90
3. Медные, алюминиевые, из алюминиевых сплавов и сталеалюминиевые неизолированные провода, скрученные из круглых проволок ВЛ 0,4-220 кВ в длительном режиме	М	70	60
	А, АКП, АН, АЖ, А1, А2, АС, АСКС, АСКП, АСК, АСца, АСП, АСвп, А2Свп	70	60
	АТ1С, АТ2С, АТ1СП	150	90
4. Контактные соединения из меди и ее сплавов на аппаратных зажимах вводов конденсаторного типа, вводов с твердой изоляцией 110-220 кВ, предназначенных для трансформаторов (автотрансформаторов), реакторов, масляных выключателей, линейных вводов, а также трансформаторных вводов с твердой изоляцией на номинальное напряжение 110 кВ	без покрытия оловом	80	60
	с покрытием оловом	100	90
5. Контактные соединения на аппаратных зажимах съемных (разборных) вводов ВН, СН, НН силовых трансформаторов (автотрансформаторов), регулировочных и заземляющих трансформаторов, шунтирующих реакторов; Контактные соединения на аппаратных зажимах съемных линейных вводов		105	90

9.3. Правила выбора термоиндикаторов для оценки технического состояния электродвигателей и гидрогенераторов

9.3.1. Тепловой контроль электродвигателей с применением термоиндикаторов рекомендуется применять для электродвигателей 0,4-10 кВ в следующем объеме:

- контроль теплового состояния подшипников;
- контроль теплового состояния изоляции стержней статора;
- контроль нагрева контактных соединений.

9.3.2. Тепловой контроль электродвигателей 0,4–10 кВ и гидрогенераторов с применением термоиндикаторов рекомендуется проводить с целью оптимизации их технического обслуживания, а также предупреждения перехода в неработоспособное состояние.

9.3.3. Тепловой контроль подшипников электродвигателей следует проводить путем установки термоиндикаторов на подшипниковые щиты подшипников качения, корпус или масляные ванны подшипников скольжения в соответствие с таблицей 4.

9.3.4. Тепловой контроль контактных соединений в блоке распределения начал обмоток (БРНО) электродвигателя следует производить путем установки 3-х температурных термоиндикаторов в соответствии с таблицей 4.

9.3.5. Выбор термоиндикаторов для теплового контроля изоляции стержней статора делается исходя из класса нагревостойкости изоляции и типа контактного соединения.

Таблица 4 – Рекомендуемые диапазоны температур термоиндикаторов для оценки состояния электродвигателей и гидрогенераторов.

Контролируемый элемент электродвигателя	**Наибольшее допустимое значение температуры нагрева, °С**	**Контролируемый термоиндикатором диапазон температур, °С**
Корпус электродвигателя, класс изоляции обмоток статора:		
A	105	90-100-110-120
E	120	100-110-120-130
B	130	110-120-130-140
F	150	130-140-150-160
H	180	150-160-170-180

Контролируемый элемент электродвигателя	**Наибольшее допустимое значение температуры нагрева, °С**	**Контролируемый термоиндикатором диапазон температур, °С**
Подшипники качения	100	60-90-100-120
Подшипники скольжения	80	60-70-75-80
Контактные соединения БРНО из меди и медных сплавов:		
- без покрытий	90	70-80-90
- с покрытием серебром, никелем или оловом	105	90-100-110
Болтовые контактные соединения обмоток статора электродвигателя или гидрогенератора:		
- без покрытий	90	70-80-90
- с покрытием оловом	105	90-100-110
Контактные соединения, паяные мягкими оловянистыми припоями (когда пайка является способом, обеспечивающим механическую прочность соединения)		
- неизолированные	100	60-70-80-100
- изолированные или соприкасающиеся с изоляционными материалами классов нагревостойкости по ГОСТ 8865-93:		
Y	90	60-90-100-120
A	100	70-100-110-130
E	120	90-120-130-150
B	130	100-130-140-160
F	155	120-150-160-180
H	180	150-180-190-210

9.4. Правила выбора термоиндикаторов для оценки технического состояния аккумуляторных батарей 12-36 В

9.4.1. Тепловой контроль АКБ, установленных в помещениях с температурой окружающего воздуха 20-25 °С рекомендуется проводить с использованием 3-х температурных термоиндикаторов 50-60-70 °С, позволяющих одновременно зафиксировать превышение предельно допустимых температур, избыточную температуру и динамику изменения температуры нагрева во времени в случае развития внутреннего дефекта

аккумуляторной батареи (наличия внутреннего КЗ, наличия шлама и грязи, увеличения внутреннего сопротивления). При больших значениях максимальной температуры воздуха допускается использовать термоиндикаторы с большей температурой срабатывания.

9.4.2. Ввиду того, что температура электролита не может быть измерена непосредственно в аккумуляторах и батареях закрытого типа (необслуживаемые, мало обслуживаемые), термоиндикаторы рекомендуется устанавливать в точке, имеющей наиболее близкий показатель температуры по отношению к электролиту. Предпочтительной точкой измерения является отрицательный вывод или стенка аккумулятора, находящаяся в прямом контакте с электродами.

10 Требования к монтажу термоиндикаторов

10.1. Монтаж термоиндикаторов на элементы электроустановок следует производить с соблюдением действующих Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, инструкций предприятия-изготовителя, других действующих НТД.

10.2. Установка термоиндикаторов должна производиться на выведенном в ремонт оборудовании.

10.3. Установка термоиндикаторов на токоведущих частях работающего электрооборудования допускается в исключительных случаях при условии:

– включения данной работы в утвержденный техническим руководителем объекта перечень работ, выполняемых под напряжением;

– выполнения обязательных требований, установленных действующими Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок, при выполнении работ под напряжением;

– наличия правил монтажа термоиндикаторов на элементы электроустановок под напряжением, утвержденных филиалом или дочерним объединением.

10.4. Перед монтажом термоиндикаторов необходимо ознакомиться с инструкцией предприятия-изготовителя и руководствоваться ее положениями.

10.5. Монтаж термоиндикаторов на ОРУ и ВЛ необходимо проводить в отсутствии осадков.

10.6. Не допускается монтаж термоиндикаторов за пределами сроков хранения, имеющих повреждения, а также с серым или черным цветом термочувствительного слоя.

10.7. При монтаже термоиндикаторов на выведенном в ремонт оборудовании необходимо предварительно очистить и обезжирить поверхность, на которую устанавливаются термоиндикаторы.

10.8. При размещении термоиндикатора на элементах ЭУ следует обеспечить хорошую видимость термочувствительного слоя поверхности индикатора и значение температуры срабатывания с точек последующих осмотров, в том числе через смотровые окна.

10.9. Термоиндикаторы необходимо устанавливать непосредственно на контролируемых элементах или в непосредственной близости от них таким образом, чтобы они не препятствовали работе электрооборудования, а также проведению технических осмотров, обслуживанию и ремонтов.

10.10.Допускается два способа монтажа термоиндикаторов (рис. 2, рис. 3).

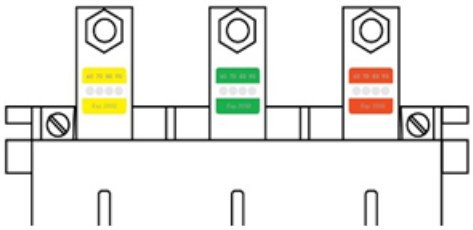


Рисунок 2 – Способ наклейки термоиндикаторов на поверхность элемента ЭУ

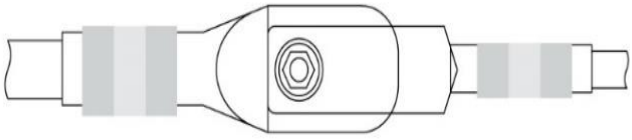


Рисунок 3 – Способ наклейки термоиндикаторов на элемент ЭУ «в кольцо»

10.11. При монтаже термоиндикаторов не допускается его переклеивание или разрезание на отдельные части.

11 Указания по техническому обслуживанию и хранению термоиндикаторов

11.1. Термоиндикаторы не требуют технического обслуживания в течение всего срока службы.

11.2. Осмотр термоиндикаторов должен проворится оперативным, оперативно-ремонтным или ремонтным персоналом.

11.3. При осмотре термоиндикаторов, установленных на токоведущих частях в ячейках закрытых распределительных устройств напряжением выше 1000 В, следует отдельно обращать внимание на соблюдение следующих правил охраны труда:

– запрещается приближаться на недопустимое расстояние к токоведущим частям, находящимся под напряжением;

– запрещается проводить открытие защитных шторок, без снятия напряжения с соответствующей ошиновки или отходящих кабелей;

– рекомендуется проводить визуальный осмотр через смотровые окна (при их наличии);

– необходимо проводить контроль состояния термоиндикаторов, установленных на главных контактах выкатных элементов с выключателями только при полном их выкатывании, осуществляя плановые отключения.

11.4. При выявлении факта срабатывания термоиндикатора следует занести информацию о срабатывании в журнал дефектов и назначить мероприятия:

– по выявлению причины дефекта;

– по контролю за развитием дефекта или его устранению.

11.5. При выявлении неудовлетворительного технического состояния термоиндикаторов, например, наличия механических повреждений, устойчивого нестирающегося загрязнения или частичного отслаивания от поверхности, необходимо произвести замену термоиндикатора на новый в соответствии с требованиями раздела 10 Стандарта во время проведения ближайшего технического обслуживания или ремонта.

11.6. Очистку поверхности термоиндикатора следует проводить на выведенном в ремонт оборудовании с использованием ветоши при соблюдении действующих правил охраны труда. При очистке термоиндикаторов не допускается применение агрессивных чистящих средств, содержащих минеральные кислоты и щелочи.

11.7. Хранение термоиндикаторов должно осуществляться в соответствии с требованиями инструкции (паспорта) предприятия-изготовителя.

11.8. Допустимый срок хранения термоиндикаторов с момента изготовления до установки не должен превышать 2 года, а также сроки, установленные предприятием-изготовителем.

11.9. Утилизация термоиндикаторов должна производиться в соответствии с действующими требованиями НПА и инструкции предприятия-изготовителя.

12 Методики оценки теплового состояния элементов и узлов электрооборудования с помощью термоиндикаторов

12.1. Общие положения

12.1.1. При оценке состояния элементов электрооборудования с использованием термоиндикаторов в зависимости от их конструкции и условий работы следует принимать во внимание разницу зафиксированных термоиндикаторами температур в пределах фаз, между фазами, с заведомо исправными участками, а также учитывать динамику развития дефекта во времени.

12.1.2. Определение наличия дефектов элементов и узлов электрооборудования и степени их развития с помощью термоиндикаторов производится по методу превышения температуры, избыточной температуры или коэффициенту дефектности.

12.1.3. Главным критерием аварийного дефекта, требующего вывода оборудования в ремонт, является превышение элементом установленных наибольших допустимых значений температуры нагрева.

12.1.4. Различают следующие виды дефектов:

– начальная степень развития дефекта (следует держать под контролем);

– развившийся дефект (следует организовать учащенный контроль 1 раз в месяц и устранить при первой необходимости);

– аварийный дефект (требует немедленного устранения).

12.1.5. При оценке теплового состояния элементов ЭУ следует различать следующие типы дефектов:

– нагрев контактов и контактных соединений из-за роста переходного контактного сопротивления, связанного с:

1) уменьшением площади контакта из-за ослабления нажима;
2) некачественной сваркой/пайкой КС;
3) возникновением оксидной пленки или нагара под воздействие температуры или разрядов;
4) разъеданием или коррозией металла из-за воздействия кислот, электрохимического окисления и пр.;

– нагрев электрооборудования, вызванный перегрузкой по току, в том числе из-за неравномерного распределения нагрузки по фазам;

– избыточный нагрев элементов электрооборудования из-за превышения окружающей температуры, связанного, в том числе, с выходом из строя системы охлаждения;

– нагрев подшипников электродвигателей из-за утечки смазки, разбалансировки, избыточного трения, дефектов уплотнений;

– наличие короткозамкнутых контуров или токов утечки на корпус.

12.2. Оценка состояния контактов и контактных соединений электрооборудования по температуре превышения

12.2.1. Метод используется для определения наличия дефектов и степени их развития для контактов и контактных соединений электроустановок закрытого (внутреннего) исполнения, ОРУ и ВЛ.

12.2.2. Критерием аварийного дефекта является превышение наибольшей допустимой температуры.

12.2.3. Если наибольшая допустимая температура не была превышена, допускается определение степени развития дефекта по приведенной к $I_{ном}$ температуре превышения в соответствии с требованиями [2] при максимальных токах нагрузки более $0{,}6I_{ном}$. Приведенная к $I_{ном}$ температура превышения рассчитывается исходя из разницы максимальной температуры окружающего воздуха и наибольшей температуры, зарегистрированной термоиндикатором, с учетом максимального тока нагрузки (формула 1).

$$T_{\text{превном}} = \left(T_{\text{махинд}} - T_{\text{окрмах}}\right)\left(\frac{I_{\text{раб}}}{I_{\text{ном}}}\right)^2, \quad (1)$$

где $T_{\text{прев ном}}$ – температура превышения, приведенная к номинальному току нагрузки;

$T_{\text{мах инд}}$ – максимальная температура, зарегистрированная термоиндикатором;

$T_{\text{окр мах.}}$ – температура окружающего воздуха;

$I_{\text{ном}}$ – номинальный ток нагрузки;

$I_{\text{раб}}$ – максимальный рабочий ток нагрузки.

В соответствии с [2] различают стадии развития дефекта, представленные в таблице 5.

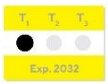
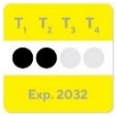
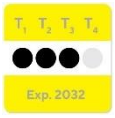
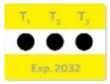
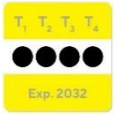
Таблица 5 – Классификация выявленного дефекта по значению превышения температуры

Степень развития дефекта	**Значение превышения температуры °С, при номинальной нагрузке**	**Рекомендации**
Начальная степень развития дефекта	10-20	Следует держать под контролем
Развившийся дефект	20-40	Организовать учащенный контроль 1 раз в месяц. Устранить дефект при первой необходимости.

Аварийный дефект	Более 40	Требует немедленного устранения

Для электроустановок, расположенных внутри зданий и сооружений, при использовании многотемпературных индикаторов, подобранных в соответствии с п. 9.1 Стандарта, оценка состояния контактов и контактных соединений проводится в соответствии с таблицей 6. Данными таблицы 6 следует руководствоваться при максимальной температуре окружающего воздуха 35-40 °С.

Таблица 6 – Определение степени развития дефекта по состоянию термоиндикаторов, подобранных в соответствии с таблицей 2

<table>
<tr><th>Состояние термоиндикатора</th><th>$I_{макс}<0,5I_{ном}$</th><th>$I_{макс}=0,5\text{-}0,75I_{ном}$</th><th>$I_{макс}=0,75\text{-}0,9I_{ном}$</th><th>$I_{макс}>0,9I_{ном}$</th></tr>
<tr><td> или </td><td colspan="4">Отсутствие дефекта</td></tr>
<tr><td> или </td><td>Развившийся дефект</td><td colspan="3">Начальная степень развития дефекта</td></tr>
<tr><td></td><td colspan="2">Развившийся дефект</td><td colspan="2">Начальная степень развития дефекта</td></tr>
<tr><td> или </td><td colspan="3">Развившийся дефект</td><td>Начальная степень развития дефекта</td></tr>
<tr><td> или </td><td colspan="4">Аварийный дефект
(достижение наибольшей допустимой температуры нагрева)</td></tr>
</table>

12.3. Оценка состояния контактных соединений по избыточной температуре

Оценка состояния по методу избыточной температуры с помощью термоиндикаторов проводится только для контактов и контактных соединений электрооборудования, расположенного внутри зданий и сооружений, максимальный нагрузочный ток которого не превышает $0,6I_{ном}$.

Оценка состояния контактов и контактных соединений электрооборудования по методу избыточной температуры проводится путем сравнения значений максимальных температур контактов (контактных соединений) соседних фаз с учетом тока нагрузки. Степень развития дефекта определяется в соответствии с таблицей 7 согласно требованиям [1].

Избыточная температура рассчитывается как разница максимальных температур, зафиксированных термоиндикаторами на контактах (контактных соединениях) соседних фаз. При изменении цвета термоиндикатора (срабатывании термоиндикатора) только на контролируемой фазе без срабатывания термоиндикатора на соседней фазе избыточная температура определяется как разница между максимальной температурой окружающего воздуха и температурой, зафиксированной термоиндикатором. Также следует обращать внимание на максимальную величину достигнутой температуры в сравнении с предельным значением температуры нагрева.

Таблица 7 – Определение степени развития дефекта по избыточной температуре

Степень развития дефекта	**Избыточная температура, °С**							**Рекомендация**
	$I/I_{ном}$=0.30	**$I/I_{ном}$=0.35**	**$I/I_{ном}$=0.40**	**$I/I_{ном}$=0.45**	**$I/I_{ном}$=0.50**	**$I/I_{ном}$=0.55**	**$I/I_{ном}$=0.60**	
Начальная степень развития дефекта	2-4	2-5	3-6	4-8	5-10	6-12	7-14	Следует держать под контролем и принимать меры по устранению неисправности во время проведения ремонта, запланированного по графику
Развившийся дефект	4-11	5-15	6-19	8-24	10-30	12-36	14-43	Принять меры по устранению неисправности при ближайшем выводе оборудования из работы
Аварийный дефект	> 11	> 15	> 19	> 24	> 30	> 36	> 43	Аварийный дефект. Требует немедленного устранения
$I/I_{ном}$ – отношение максимального рабочего тока нагрузки к номинальному току нагрузки								

12.4. Оценка состояния элементов электрооборудования по коэффициенту дефектности

Оценка состояния по коэффициенту дефектности применяется для контроля состояния сварных, паяных и выполненных обжатием контактных соединений элементов электрооборудования, а также кабельной арматуры КЛ при токах нагрузки более $0{,}3I_{ном}$.

Расчет коэффициента дефектности проводится по соотношению температур превышения на контролируемом элементе и на отдаленном от него участке (на расстоянии не менее 1 м) по формуле (2):

$$К_д = \frac{Т_{прев.контр.}}{Т_{прев.отд.}}, \quad (2)$$

где $К_д$ – коэффициент дефектности,

$Т_{прев.контр.}$ – температура превышения на контролируемом элементе,

$T_{прев.отд.}$ – температура превышения на отдаленном от него участке.

Температуры превышения определяются экспертно исходя из значений: максимальной температуры эксплуатации, зарегистрированными термоиндикаторами температурами, а также с учетом максимальной величины достигнутой температуры. При расчете коэффициента дефектности следует оценивать точность и достоверность определяемого параметра.

Различают следующие виды дефектов, представленные в таблице 8.

Таблица 8 – Определение степени развития дефекта по коэффициенту дефектности

Степень развития дефекта	**Коэффициент дефектности**	**Рекомендация**
Начальная степень развития дефекта	Не более 1,2	Следует держать под контролем и принимать меры по устранению неисправности во время проведения ремонта, запланированного по графику
Развившийся дефект	1,2-1,5	Принять меры по устранению неисправности при ближайшем выводе оборудования из работы
Аварийный дефект	Более 1,5	Аварийный дефект. Требует немедленного устранения

12.5. Оценка теплового состояния контактов выкатных элементов ячеек КРУ 6-35 кВ с применением термоиндикаторов

Оценка состояния контактных соединений токоведущих частей ячеек закрытых распределительных устройств, главных контактов выкатных элементов КРУ с выключателями, проводится на более доступной выкатной части ячейки (выключателя, разъединителя, ТСН). Примеры установки термоиндикаторов в ячейках КРУ приведены в приложении А к Стандарту.

Если в конструкции ячейки КРУ предусмотрено смотровое окно, термоиндикаторы следует устанавливать таким образом, чтобы термочувствительный материал и значение температур срабатывания были видны в смотровом окне при осмотрах.

Осмотр термоиндикаторов следует проводить при каждом техническом обслуживании ячеек КРУ.

Выбор контролируемых температур осуществляется в соответствии с таблицей 2. Оценка состояния производится с учетом данных таблицы 6.

Оценка состояния проводится по избыточной температуре или превышению температуры в соответствии с требованиями п.12.3 и п.12.2 Стандарта. При установке термоиндикаторов на термоусадочный или изоляционный слой следует принимать во внимание что, нагрев изоляции может быть на 15-20 °С ниже температуры токоведущей части. Для более

точного определения температуры контакта, расположенного под изоляционным слоем, следует произвести перерасчет с учетом температуры удельного сопротивления изоляционного материала в соответствии с п. 12.7 Стандарта.

При выявлении разницы в температурах нагрева токоведущих частей ячейки КРУ при проведении технического обслуживания необходимо принять меры по определению причины нагрева и ее устранению независимо от степени развития дефекта.

12.6. Оценка теплового состояния элементов выключателей переменного тока 6-220 кВ с применением термоиндикаторов

Оценка состояния контактных соединений выкатных элементов ячеек КРУ проводится в соответствии с п. 12.5 Стандарта.

Контроль теплового состояния контактов выключателей в дугогосящей камере с использованием термоиндикаторов проводить не целесообразно.

Не допускается использование термоиндикаторов для контроля состояния контактов внутри камер в ячейках КРУЭ, а также вакуумных, элегазовых и масляных выключателях.

Использование термоиндикаторов целесообразно в качестве инструмента дополнительного контроля в случае выявления локального пятна нагрева на поверхности выключателей при проведении тепловизионного осмотра для определения динамики развития дефекта во времени.

Монтаж термоиндикаторов производится на поверхности корпуса выключателя, как можно ближе к дугогасительной камере и роликовым токосъемам.

Температурная шкала термоиндикаторов выбирается исходя из значений максимальных температур, зафиксированных тепловизором, с учетом колебаний температуры окружающего воздуха за период мониторинга.

12.7. Оценка теплового состояния силовых кабелей 0,4-220 кВ с применением термоиндикаторов

Оценка теплового состояния силовых кабелей осуществляется по наибольшим допустимым значениям температуры нагрева токоведущих жил кабелей в длительном и аварийном режимах.

Регистрация термоиндикаторами наибольших допустимых значений температуры нагрева токоведущих жил кабелей в длительном и аварийном режимах не указывают на наличие дефекта. Однако воздействие на

изоляционные материалы повышенных температур, приводит к ухудшению их диэлектрических свойств, ускоренному старению, а также повышению риска пробоя изоляции.

Вследствие того, что контроль нагрева токоведущих жил кабеля в реальных условиях невозможен, оценка состояния проводится исходя из значений превышений температуры наружной оболочки кабеля.

Для предотвращения повреждений КЛ целесообразно осуществлять контроль теплового состояния соединительных и концевых муфт, что позволяет определять скрытые дефекты, связанные с избыточным нагревом, на ранних стадиях.

Контроль теплового состояния кабельной арматуры осуществляется с помощью метода оценки теплового состояния по коэффициенту дефектности элементов (узлов) ЭУ, в соответствии с пунктом 12.4 Стандарта, установкой термоиндикатора на корпусе (оболочке) концевой или соединительной муфты, так как кабельная арматура не имеет нормированных предельных температур нагрева.

Метод определения температуры жил КЛ с применением термоиндикаторов

Температура нагрева оболочки кабеля 6-35 кВ с бумажной изоляцией определяется по формуле (3):

$$t_{об} = t_{ж} - \Delta t, \quad (3)$$

где $t_{об}$ – значение температуры на оболочке (бронеленте или шланге) кабеля, °С;

$t_{ж}$ – значение температуры жилы кабеля (наибольше допустимые значение), °С;

Δt – значение разности температуры между оболочкой (бронелентой или шлангом) кабеля и жилами кабеля.

Разность температуры между оболочкой кабеля и жилами кабеля может быть вычислена по формуле (4):

$$\Delta t = \frac{n \cdot I_{max}^2 \cdot \rho_{20}}{S} \cdot T_к \cdot K_р \cdot \left[1 + \alpha \cdot \left(t_{доп} - t_{окр}\right)\right], \quad (4)$$

где n – число жил кабеля;

I_{max} – значение максимально длительно допустимой нагрузки кабеля, А;

ρ_{20} – значение удельного электрического сопротивления материала, из которого выполнена жила кабеля, при температуре 20 °С, Ом·мм^2/см (для меди 17,93·10^{-5}, для алюминия 29,4·10^{-5});

S – значение сечения жилы кабеля, мм^2;

T_K – значение суммы термических сопротивлений изоляции и защитных покровов кабеля, °С·см/Вт

Термические сопротивления изоляции и защитных покровов определяются по ГОСТ МЭК 60287-2-1-2009 с использованием таблицы 9 через пересчет К·м/Вт в °С·см/Вт следующим образом К·м/Вт = °С·см·100/Вт (где 1К=273°С);

K_p – значение поправочного коэффициента для приведения электрического сопротивления к расчетной температуре (при прокладке в воздухе 1,02, в земле 0,98);

α – значение температурного коэффициента сопротивления теплопроводящей жилы, $°C^{-1}$ (для меди 0,0039, для алюминия 0,004);

$t_{доп}$ – значение длительно допустимой температуры нагрева жил, °С;

$t_{окр}$ – значение температуры окружающей среды, °С.

Таблица 9 – Удельное тепловое сопротивление изоляционных, защитных и строительных материалов

Материал	**Удельное тепловое сопротивление $\rho_т$, К·м/Вт**
*Изоляционные материалы**	
Бумажная изоляция в кабелях с пропитанной изоляцией	6,0
Бумажная изоляция в маслонаполненных кабелях	5,0
Бумажная изоляция в кабелях с внешним давлением газа	5,5
Бумажная изоляция в кабелях с внутренним давлением газа:	
a) с предварительной пропиткой;	5,5
b) с вязкой пропиткой	6,0
Полиэтилен (PE)	3,5
Сшитый полиэтилен (XLPE)	3,5
II Полипропилен (PPL)	5,5
Поливинилхлоридный пластикат (PVC):	
для кабелей на напряжение до 3 кВ включительно;	5,0
для кабелей на напряжение св. 3 кВ	6,0
Этиленпропиленовая резина (EPR):	
для кабелей на напряжение до 3 кВ включительно;	3,5
для кабелей на напряжение св. 3 кВ	5,0

Материал	Удельное тепловое сопротивление $\rho_т$, К·м/Вт
Бутилкаучук	5,0
Резина	5,0
Защитные покрытия	
Компаундированный джут и волокнистые материалы	6,0
Резиновое покрытие, наложенное послойно	6,0
Полихлоропрен	5,5
ПВХ:	
для кабелей на напряжение до 35 кВ включ.;	5,0
для кабелей на напряжение св. 35 кВ	6,0
Покрытие из поливинилхлоридного пластиката и битума по гофрированной алюминиевой оболочке	6,0
Полиэтилен (PE)	3,5
Материалы, используемые в конструкции каналов	
Бетон	1,0
Волокна	4,8
Асбест	2,0
Керамика	1,2
Поливинилхлоридный пластикат (PVC)	6,0
Полиэтилен (PE)	3,5

Значение разности температуры Δt для кабелей, имеющих алюминиевые жилы с бумажной изоляцией, с различной степенью старения может быть также определено по номограммам:

– для кабелей для напряжения 6-35 кВ (в эксплуатации до 10 лет) по номограммам, представленным на рисунках 4, 5, 6;

– для кабелей для напряжения 6-10 кВ (в эксплуатации от 10 до 25 лет) по номограммам, представленным на рисунках 7, 8.

Для кабелей с бумажной изоляцией и медными жилами разности температуры должны быть соответственно уменьшены в 1,7 раза;

Для кабелей с бумажной изоляцией для напряжения 6-10 кВ, находящихся в эксплуатации более 25 лет, а также для кабелей, более 5 лет работавших в сложных условиях, что привело к заметному осушению изоляции, термические сопротивления приведены в таблице 10.

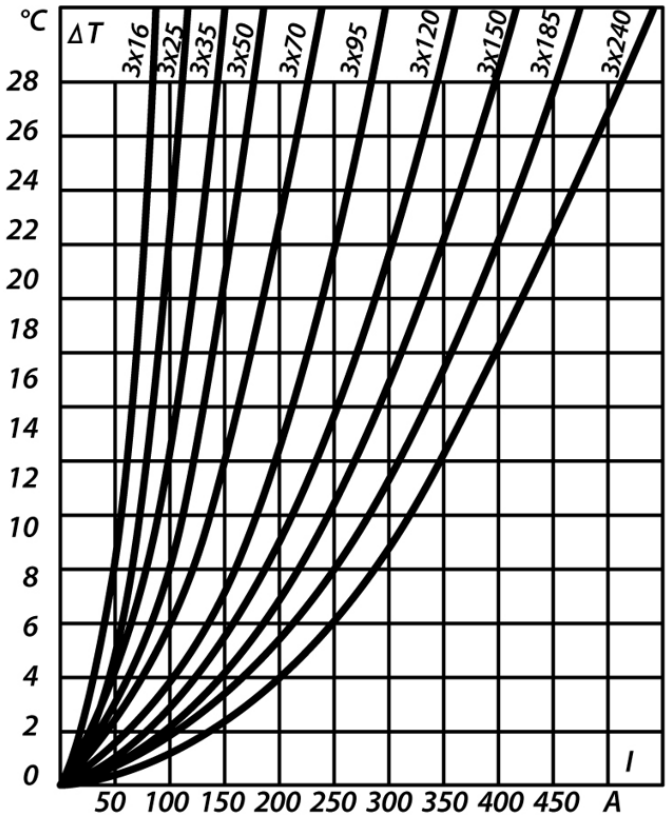


Рисунок 4 – Зависимости разности температур между бронелентами (оболочкой или шлангом) и алюминиевыми жилами новых кабелей 6 кВ

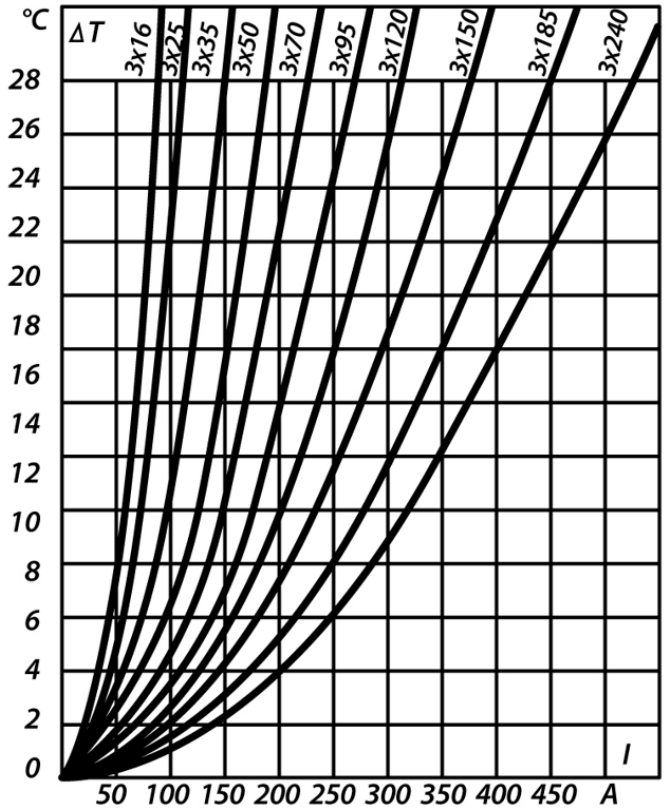


Рисунок 5 – Зависимости разности температур между бронелентами (оболочкой или шлангом) и алюминиевыми жилами новых кабелей 10 кВ

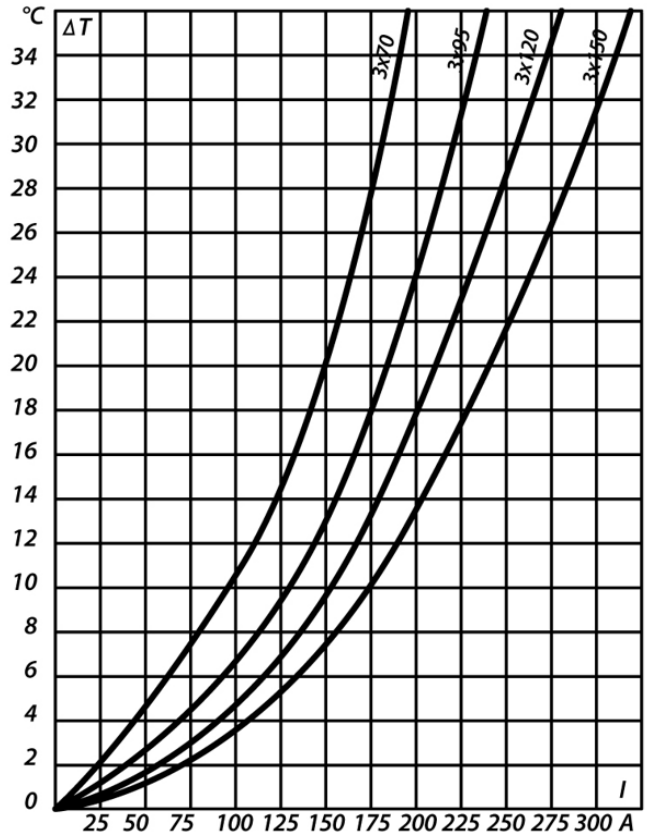


Рисунок 6 – Зависимости разности температур между бронелентами и алюминиевыми жилами кабелей 35 кВ

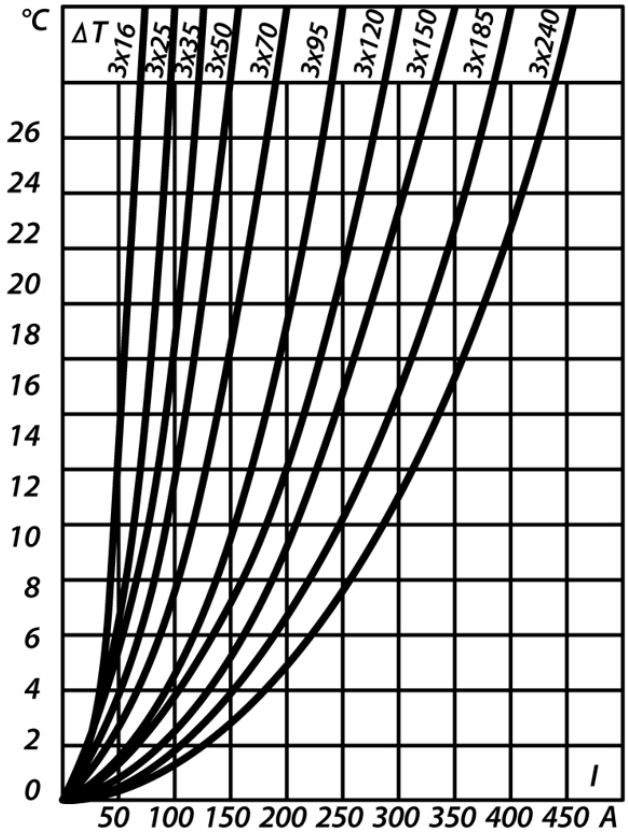


Рисунок 7 – Зависимости разности температур между бронелентами (оболочкой или шлангом) и алюминиевыми жилами кабелей 6 кВ, находящихся в эксплуатации от 10 до 25 лет

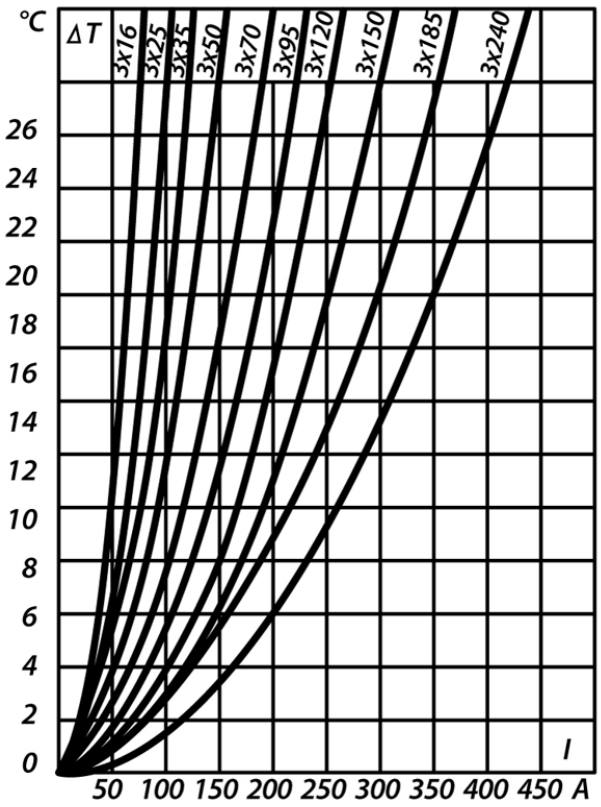


Рисунок 8 – Зависимости разности температур между бронелентами (оболочкой или шлангом) и алюминиевыми жилами кабелей 10 кВ, находящихся в эксплуатации от 10 до 25 лет

Таблица 10 – Тепловые сопротивления изоляции и слоя наружных покровов $T_{н.п.}$ для трехжильных кабелей 6, 10 кВ с заметно осушенной изоляцией

Напряжение кабеля, кВ	**Слой**	**Тепловые сопротивления изоляции (°С·см/Вт) кабелей с сечением жилы, мм²**									
		16	**25**	**35**	**50**	**70**	**95**	**120**	**150**	**185**	**240**
6	Изоляция	83	73	64	58	50	42	37	32	30	30
	Наружные покровы	31	30	25	24	22	20	18	18	18	17
10	Изоляция	101	89	82	72	66	57	51	47	43	37
	Наружные покровы	25	24	20	19	18	18	17	17	15	15

Температура жилы маслонаполненного кабеля для напряжения 110–220 кВ низкого давления и кабелей 6-220 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена определяется ориентировочно путем прибавления к измеренной температуре теплоперепада от защитных покровов до токоведущей жилы кабеля. С достаточной точностью температуры жилы кабелей 6-220 кВ при нагрузках, близких к номинальным, могут определяться по эмпирической формуле (5):

$$t_{ж} = t_{м.л.} + 15 или t_{ж} = t_{з.п.} + 20, t_{ж} = t_{об} + 15,$$

где $t_ж$ – значение температуры жилы, °С;

$t_{м.л.}$ – значение температуры медных усиливающих лент; °С

$t_{з.п.}$ – значение температуры защитных покровов (кожуха), °С;

$t_ж$ – значение температуры оболочки кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена, °С.

12.8. Оценка теплового состояния электродвигателей 0,4-10 кВ и гидрогенераторов

Основными видами повреждения электродвигателей, которые приводят к перегреву его элементов, являются: повреждение подшипников, повреждение обмоток статора, а также перекрытие изоляции в коробке выводов обмоток статора (БРНО) из-за недопустимого нагрева контактных соединений.

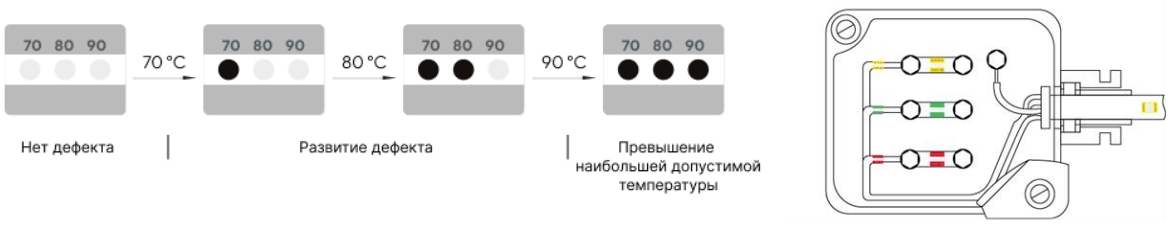
Причины повреждения могут быть как электрические, так и механические. Разница в температурах срабатывания термоиндикаторов, установленных на идентичные элементы разных электродвигателей, может указывать на наличие следующих повреждений:

− перегрузка или перегрев статора электродвигателя;
− межвитковое замыкание;
− повреждения подшипников;
− повреждение обмоток статора или изоляции;
− неравномерный воздушный зазор между статором и ротором;
− работа электродвигателя на двух фазах;
− обрыв или ослабление крепления стержней в беличьей клетке;
− ослабление крепления обмоток статора;
− дисбаланс ротора электродвигателя;
− несоосность валов.

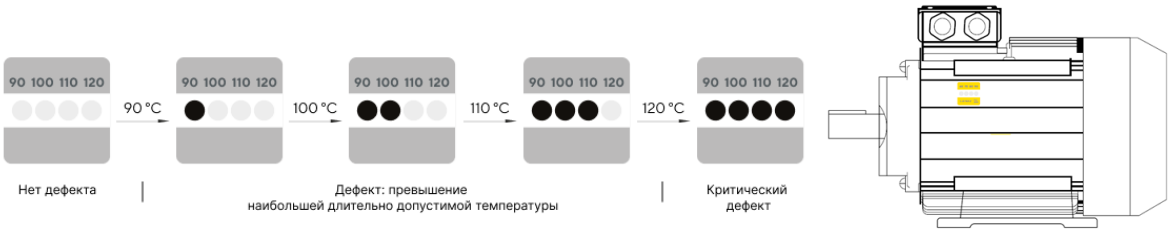
При оценке состояния элементов электродвигателей рекомендуется обращать внимание на динамику развития дефектов во времени. Особенное внимание на рост температуры нагрева во времени следует обращать для подшипников скольжения, так как даже незначительное превышение наибольших допустимых температур может привести к повреждению вкладышей подшипника.

На рис. 9 приведена методология выявления дефектов электродвигателей по результатам визуального осмотра термоиндикаторов.

(а) Методология оценки состояния контактных соединений выводов обмоток статора (БРНО)



(б) Методология оценки состояния электродвигателя по нагреву корпуса электродвигателя



(в) Методология оценки состояния подшипников

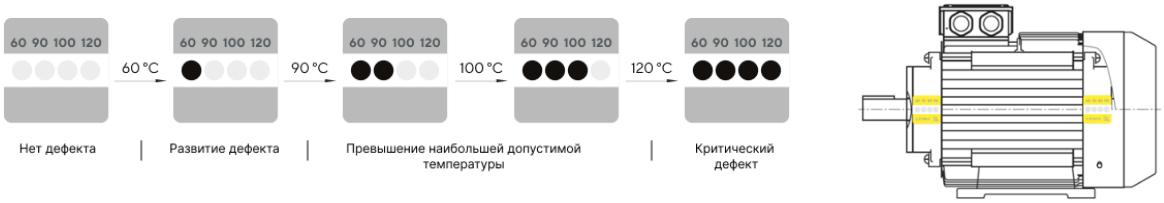


Рисунок 9 – Методология выявления дефектов контактов и контактных соединений с помощью необратимых термоиндикаторов:
а) контактные соединения выводов обмоток статора (БРНО);
б) корпус электродвигателя, класс изоляции обмоток статора (А);
в) подшипники качения.

Для контактных соединений БРНО:

– температура срабатывания первого и второго порогового значения термоиндикатора соответствует наличию дефекта в стадии развития;

– полное срабатывание термоиндикатора соответствует превышению наибольшей допустимой температуры.

Для корпуса электродвигателя:

– температура срабатывания первого порогового значения термоиндикатора соответствует превышению наибольшей длительно допустимой температуры нагрева для данного класса изоляции и наличию дефекта;

– срабатывания всех пороговых значений термоиндикаторов свидетельствует о наличии критического дефекта изоляции, при котором необходимо прекратить работу оборудования в краткосрочном периоде и провести ремонт.

Для подшипников электродвигателя:

– температура срабатывания первого порогового значения термоиндикатора соответствует возникновению дефекта подшипника;

– температура срабатывания второго или второго и третьего пороговых значения термоиндикатора соответствует превышению установленной наибольшей допустимой температуры нагрева (только для подшипников качения);

– для подшипников скольжения наибольшая допустимая температура нагрева совпадает с критической температурой и должна соответствовать четвертому пороговому значению термоиндикатора;

– срабатывание всех пороговых значений термоиндикаторов свидетельствует о наличии критического дефекта подшипника электродвигателя, при котором необходимо прекратить работу оборудования в краткосрочном периоде и провести ремонт.

При оценке состояния гидрогенераторов следует учитывать:

1. При осмотре термоиндикаторов необходимо обращать внимание на разницу в температурах нагрева идентичных элементов. Разница в температурах нагрева более 10 °С свидетельствует о развитии дефекта. При оценке состояния контактов по разнице температур нагрева идентичных узлов следует учитывать, что изоляция может быть неоднородной, а величина теплопередачи зависит как от конструкции изоляции, так и от ее индивидуального исполнения.

2. При превышении длительно допустимой температуры необходимо определить и устранить причину нагрева.

3. При превышении длительно допустимой температуры более чем на 30 °С необходимо вывести оборудование в ремонт в краткосрочной перспективе, так как существует риск повреждения оборудования.

4. При массовой сработке термоиндикаторов, вызванной перегрузкой оборудования, необходимо провести выборочную проверку отдельных элементов и оценить необходимость проведения ремонтных работ.

12.9. Оценка теплового состояния аккумуляторных батарей 12-36 В

Температура нагрева АКБ должна контролироваться в период заряда и разряда аккумуляторных батарей. Вывод о наличии дефекта по температуре превышения делается на основании сравнения максимальных зарегистрированных температур с паспортными данными или данными инструкции завода-изготовителя.

Срабатывание термоиндикатора на температуре 50 °С при температуре окружающего воздуха 20-25 °С и ниже указывает на наличие дефекта в АКБ. Вид дефекта и степень дефекта должны быть определены при техническом обслуживании или при выводе в ремонт АКБ.

Наличие дефекта и степень его развития определяется по разнице зафиксированных термоиндикатором температур АКБ, находящихся в одинаковых условиях работы (избыточной температуре).

Разница в температурах срабатывания термоиндикаторов, установленных для контроля состояния АКБ указывает на наличие следующих дефектов:

– наличие избыточного переходного контактного сопротивления;

– изменение уровня электролита или его состава выше допустимых значений;

– наличие внутреннего КЗ;

– наличие загрязнений;

– изменение характеристик электродов или их разрушение;

– увеличение внутреннего сопротивления.

При оценке состояния следует учитывать, что увеличение рабочей температуры АКБ на каждые 10 °С выше нормальной рабочей температуры, приводит к сокращению срока службы аккумуляторной батареи в 2 раза. Под рабочей температурой следует понимать температуру электролита внутри АКБ или температуру корпуса необслуживаемой АКБ, согласно паспорту или инструкции по эксплуатации АКБ.

При оценке состояния элементов аккумуляторов рекомендуется обращать особое внимание на динамику развития дефектов во времени и принимать меры по установлению причины дефекта и выводу АКБ в ремонт на ранних стадиях развития дефектов.

13 Порядок действий при выявлении фактов срабатывания термоиндикаторов

13.1. Изменение цвета термоиндикатора следует рассматривать как признак наличия дефекта, который может привести к отказу электрооборудования.

13.2. При выявлении факта изменения цвета термоиндикатора оперативным, оперативно-ремонтным или ремонтным персоналом необходимо занести информацию о срабатывании термоиндикатора в журнал дефектов ЭУ с указанием даты выявления срабатывания и значения наибольшей зарегистрированной температуры.

13.3. При выявлении факта срабатывания термоиндикатора необходимо назначить мероприятия по определению степени развития дефекта, а также составить график проведения работ по контролю за развитием дефекта или по устранению дефекта, связанного с нагревом, в соответствии с требованиями [1] и [3] и в зависимости от предполагаемого вида дефекта и степени его развития.

13.4. Мероприятия по контролю за развитием дефекта могут включать:

– составление графика учащенных осмотров;

– определение степени развития дефекта или проведение тепловизионного обследования согласно требованиям РД «Объём и нормы испытаний электрооборудования» (Приложение Б);

– определение максимальных значений тока нагрузки.

13.5 Мероприятиями по устранению дефекта могут быть:

– определение причины возникновения дефекта и её устранения;

– определение конкретного перечня работ по устранению дефекта, например, зачистка, замена, протяжка контактного соединения, замена смазки, замена дефектных элементов и т. д., с указанием срока проведения работ.

13.6 В зависимости от степени развития дефекта рекомендуются следующий порядок действий:

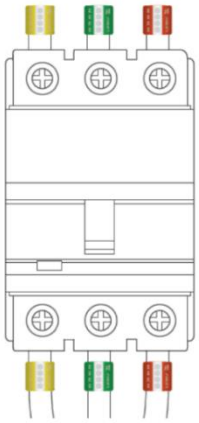
– при выявлении дефекта на начальной стадии развития необходимо установить учащенный контроль за тепловым состоянием элемента (узла) ЭУ и устранить дефект во время проведения планового ремонта;

– при выявлении развившегося дефекта необходимо определить мероприятия по определению причины и устранению дефекта в короткие сроки;

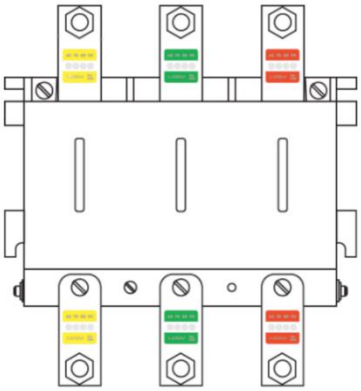
– при выявлении аварийного дефекта необходимо установить мероприятия по устранению дефекта в кратчайшие сроки, включающие, при необходимости, незамедлительный вывод оборудования в ремонт или его отключения от сети.

Приложение А
(справочное)
Примеры размещения термоиндикаторов на элементах электрооборудования и подбора контролируемых температур

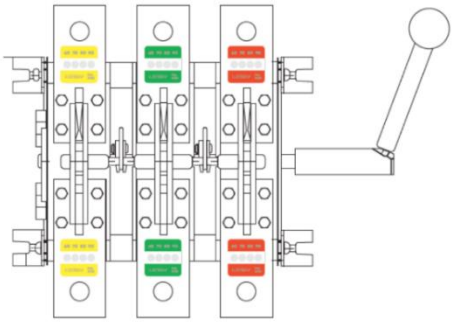
1. Контактные соединения шин и проводов на выводах электротехнических устройств до 1000 В (выключателей, разъединителей, магнитных пускателей, контакторов и пр.)



Автомат с кабельным присоединением



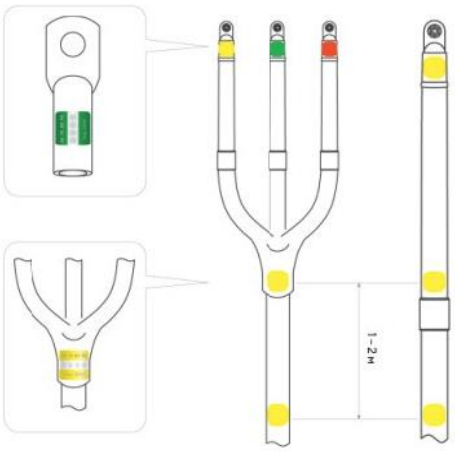
Контактор с шинным присоединением



Рубильник с шинным присоединением

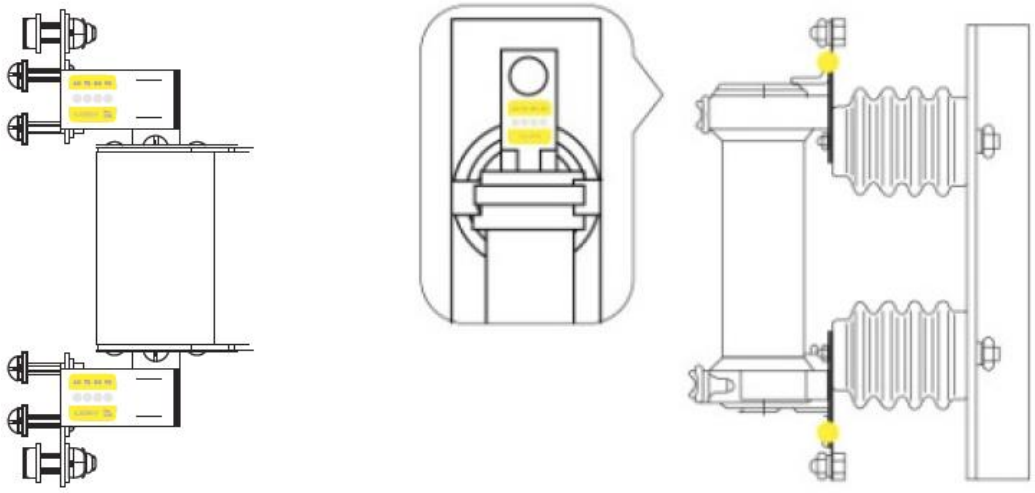
Тип контактного соединения/контакта	Наибольшая допустимая температура, °С	Контролируемые температуры
проводники из меди и алюминия без защитных покрытий	95	60-70-80-100
проводники из меди и алюминия с защитными покрытиями	110	60-80-90-110
проводники (провода) с поливинилхлоридной изоляцией	70	50-55-60-70

2. Наконечники и разделки концевых кабельных муфт до и выше 1000 В



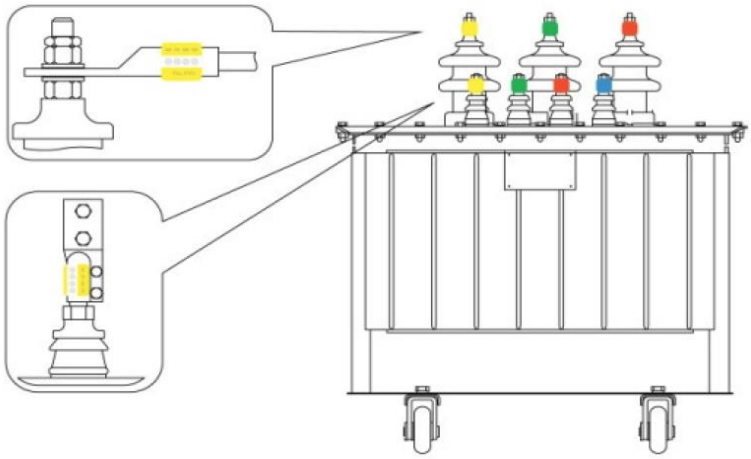
Тип изоляции кабеля	Наибольшая допустимая температура, °С	Контролируемые температуры
ПВХ	70	50-55-60-70
из вулканизирующегося (сшитого) полиэтилена	90	60-70-80-90
с пропитанной бумажной изоляцией при номинальном напряжении 6 кВ	65	50-55-60-70

3. Контакты плавких предохранителей до и выше 1000 В



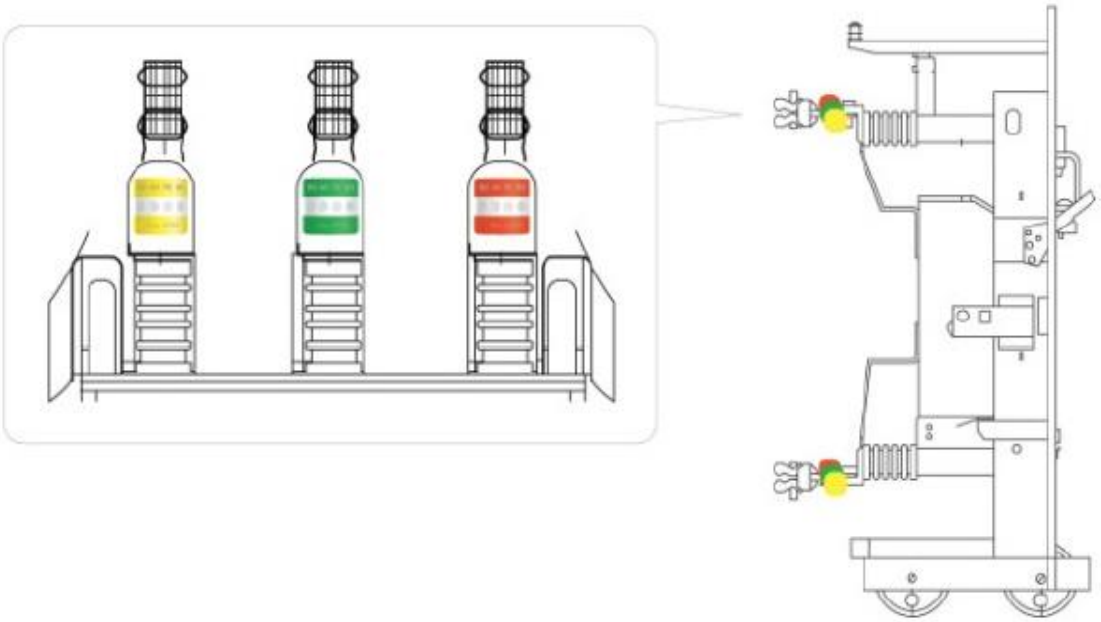
Тип контактного соединения/контакта	Наибольшая допустимая температура, °С	Контролируемые температуры
пружинные контакты предохранителей до 1 кВ без оболочки: - медные без покрытия - латунные без покрытия - луженые - никелированные	 80 85 95 110	 60-70-80-90 60-70-80-90 60-70-80-100 60-80-90-110
пружинные контакты из меди и медных сплавов предохранителей 6 кВ и выше: - без покрытия, - с покрытием серебром или никелем, - с покрытием оловом.	 75 105 95	 50-60-70-80 60-80-90-110 60-70-80-100

4. Контактные соединения на аппаратных зажимах вводов ВН, СН, НН силовых трансформаторов ЗРУ



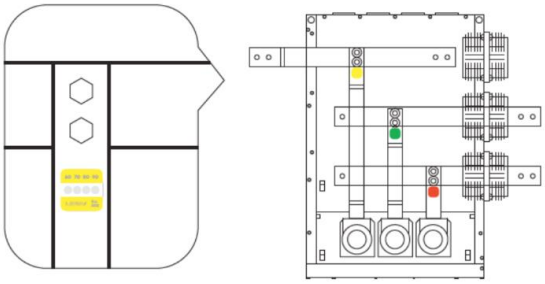
Тип контактного соединения/контакта	Наибольшая допустимая температура, °С	Контролируемые температуры
аппаратный зажим	105	60-80-90-110
наконечник кабеля с изоляцией из ПВХ	70	50-55-60-70
наконечник кабеля с изоляцией из вулканизирующегося (сшитого) полиэтилена	90	60-70-80-90

5. Втычные контакты выкатных элементов ячеек КРУ 6-35 кВ (с выключателями, предохранителями, ТН, ТСН, разъединителями)

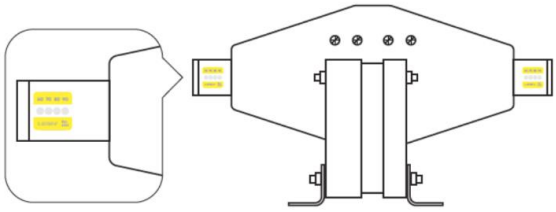


Тип контактного соединения/контакта	Наибольшая допустимая температура, °С	Контролируемые температуры
– без покрытия в воздухе, – с покрытием серебром или никелем в воздухе, – с покрытием оловом в воздухе.	75 105 90	50-60-70-80 60-70-80-100 60-70-80-90

6. Разборные контактные соединения сборных и соединительных шин, шин с выводами аппаратов выше 1000 В (выключателей, трансформаторов тока, предохранителей и т.д.)



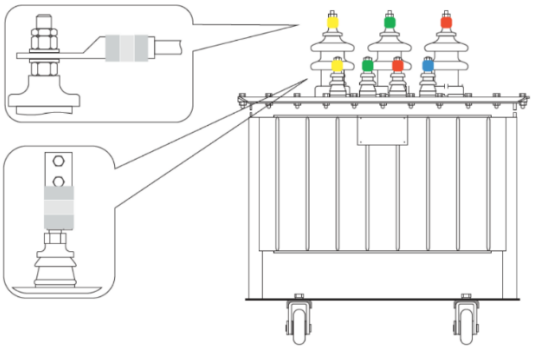
Сборные шины



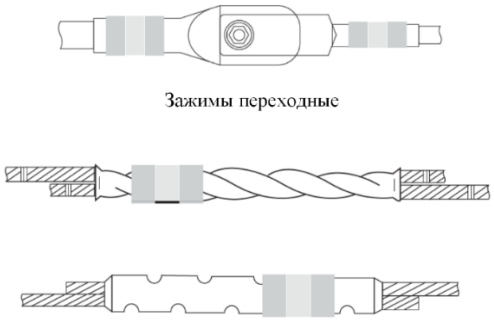
Трансформаторы тока

Тип контактного соединения/контакта	Наибольшая допустимая температура, °С	Контролируемые температуры
из меди, алюминия и их сплавов: - без покрытий - с покрытием оловом	 90 105	 60-70-80-90 60-70-80-100

7. Контактные соединения сборных и соединительных шин, проводов и на аппаратных зажимах электрооборудования ОРУ и ВЛ выше 1000 В



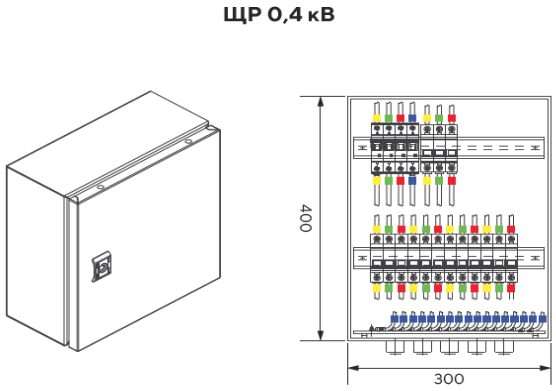
Выводы силовых трансформаторов

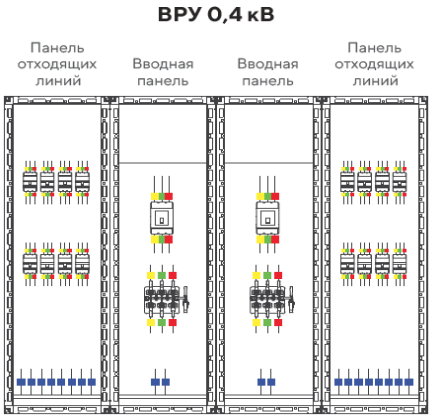


Соединители проводов ВЛ (гильзы)

Тип контактного соединения/контакта	Наибольшая допустимая температура, °С	Контролируемые температуры
Контактные соединения из меди, алюминия и их сплавов: - без покрытий - с покрытием оловом	90 105	90
Контактные соединения из меди и ее сплавов на аппаратных зажимах вводов конденсаторного типа, вводов с твердой изоляцией 110-220 кВ предназначенных для трансформаторов (автотрансформаторов), реакторов, масляных выключателей, линейных вводов – без покрытия оловом, – с покрытия оловом.	80 100	60 90

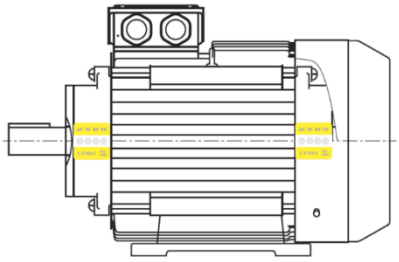
8. Контактные соединения элементов распределительных щитов 220/380 В до 100 А



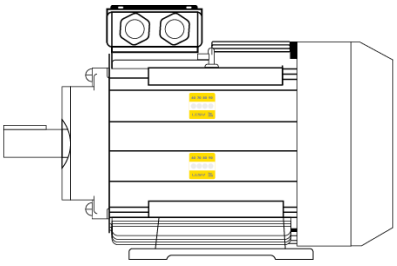


Тип проводника	**Наибольшая допустимая температура нагрева, °С**	**Диапазон сечения проводника, мм²**	**Контролируемые температуры**
Медные и алюминиевые токоведущие жилы силовых кабелей при наличии изоляции из поливинилхлоридного пластика и полиэтилена: АВВГ, АВВГЭ, АВБбШв, АПВ, АППВ,ВВГ, ВВГЭ, ВВГ-П, ВБбШв, NYM-J, NYM-O, ПВ1, ПВ2, ПВ3, ПВ4, ПВС, ПУВ, ПуГВ, ПУГНП, ППВ, и т.д.	70	2-10	60
		более 10	50-60-70
Контактные соединения выводов аппаратов, контактных зажимов с внутренними и внешними проводниками. неизолированные сборные шины	90	2-10	80
		более 10	70-80-90

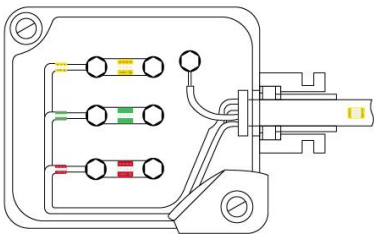
9. Электродвигатели



Подшипники электродвигателя



Корпус электродвигателя



БРНО электродвигателя

Контролируемые узлы электродвигателя	**Наибольшее допустимое значение температуры нагрева, °С**	**Контролируемый термоиндикатором диапазон температур, °С**
Корпус электродвигателя, класс изоляции обмоток статора: A E B F H	 105 120 130 150 180	 90-100-110-120 100-110-120-130 110-120-130-140 130-140-150-160 150-160-170-180
Подшипники качения Подшипники скольжения	100 80	60-90-100-120 60-70-75-80
Контактные соединения выводов обмоток статора (БРНО) из меди и медных сплавов: - без покрытий - с покрытием серебром, никелем или оловом	 90 105	 70-80-90 90-100-110
Болтовые контактные соединения обмоток статора электродвигателя или гидрогенератора: - без покрытий - с покрытием оловом	 90 105	 70-80-90 90-100-110
Контактные соединения, паяные мягкими оловянистыми припоями (когда пайка является способом,	100	60-70-80-100

обеспечивающим механическую прочность соединения) - неизолированные		
- изолированные или соприкасающиеся с изоляционными материалами классов нагревостойкости по ГОСТ 8865-93: Y A E B F H	 90 100 120 130 155 180	 60-90-100-120 70-100-110-130 90-120-130-150 100-130-140-160 120-150-160-180 150-180-190-210

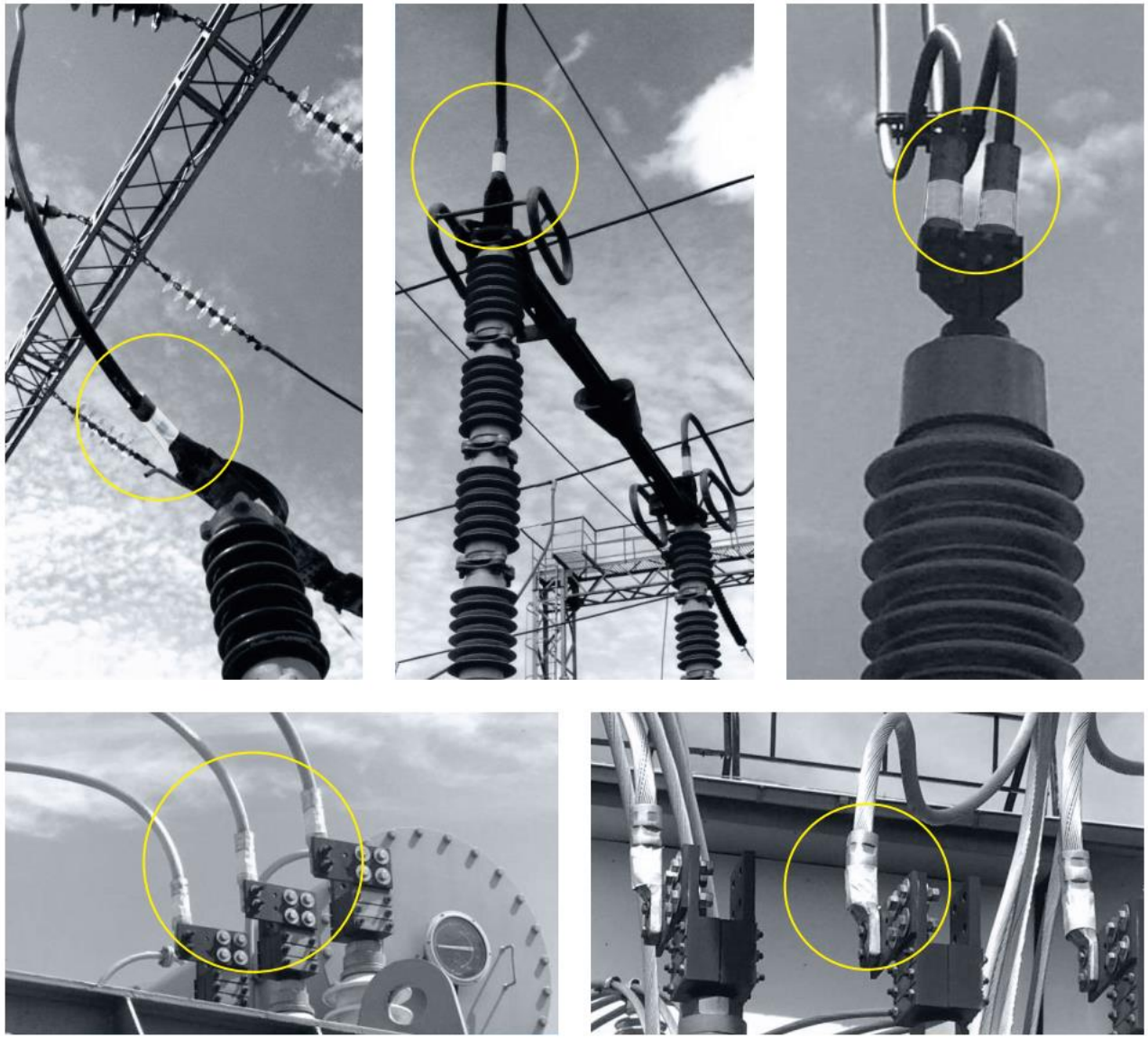


Рисунок А.1 – Пример установки термоиндикаторов на аппаратных зажимах ошиновки ОРУ

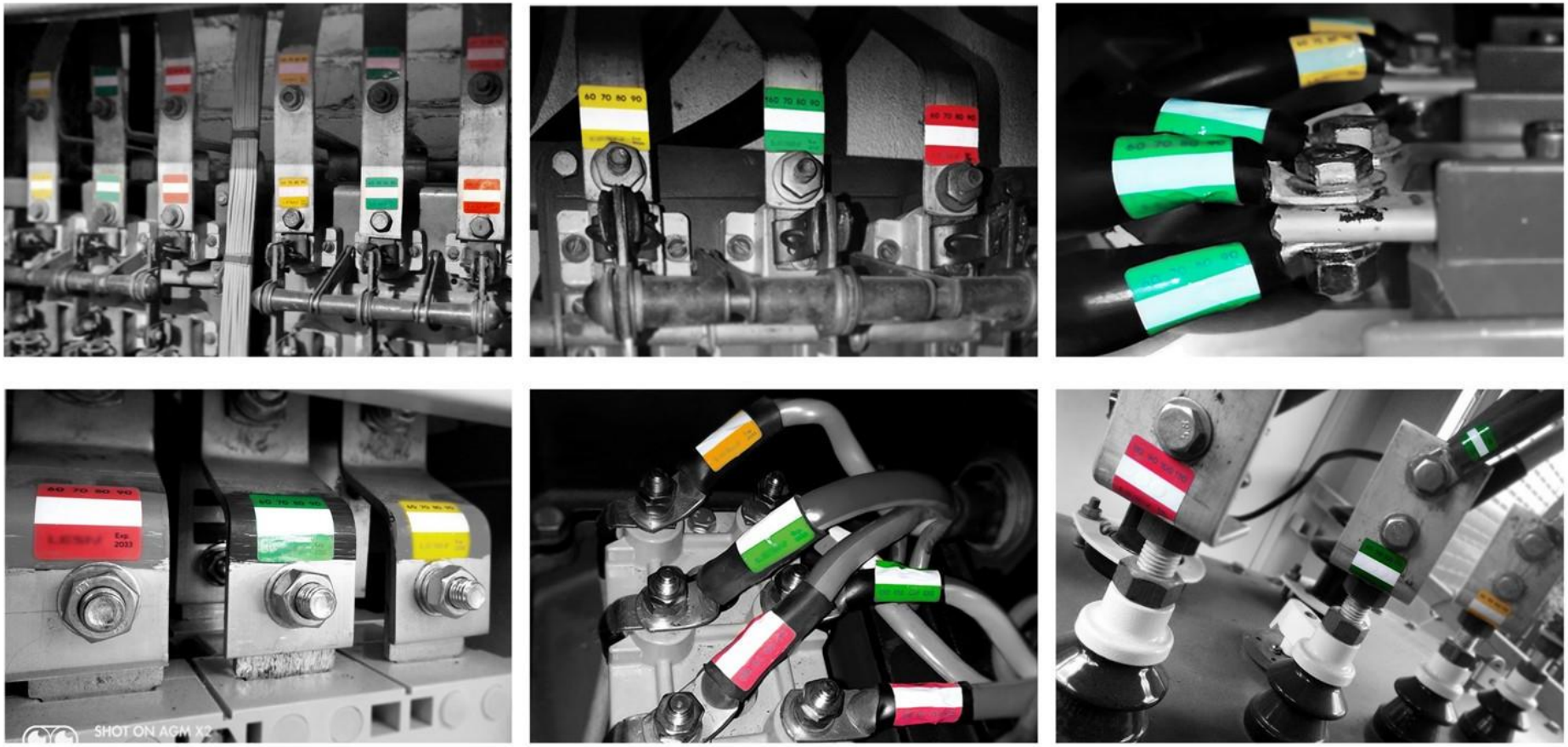


Рисунок А.2 – Пример установки термоиндикаторов на контактных соединениях РУ 0,4 кВ

Приложение Б
(справочное)
Протокол теплового контроля контактов и контактных соединений с помощью термоиндикаторов

Наименование лаборатории _____ Заказчик ____*наименование*

Свидетельство о регистрации №_____ Объект_____

Действительно до _____

ПРОТОКОЛ №_____ от «___» _____ 20____ г.
теплового контроля электрооборудования

Перечень обследованных электроустановок _____

Обследование провели (ФИО) _____

Дата осмотра: 08.11.2022

Тепловизор (при наличии): Тип № Дата следующей поверки:

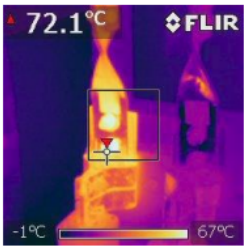
Микроомметр (при наличии): Тип № Дата следующей поверки:

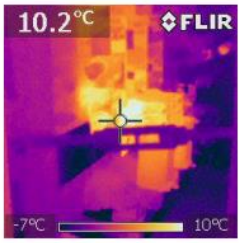
ВЫЯВЛЕННЫЕ ДЕФЕКТЫ

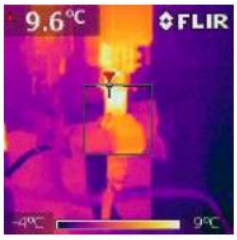
Наименование электроустановки: *ПП НО 22662*

Место дефекта: *Контактное соединение вводных кабелей*

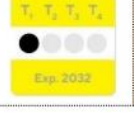
Данные, полученные при осмотре ТИН и измерении тепловизором (при наличии результатов тепловизионного осмотра)

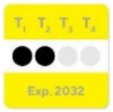
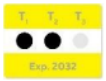
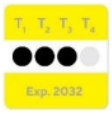
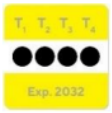
№	Наименование узла	Фото сработавшего термоиндикатора	Фото тепловизионного контроля (при наличии)	Термоиндикаторный контроль	Тепловизионный контроль (при наличии)
1	Болтовое контактное соединение (алюминий и медь) предохранителя на фазе А, секция 1.			**Аварийный дефект**	Максимальная температура КС, зарегистрированная по результатам ТВК: +72.1 °С; Температура окруж. воздуха в момент осмотра: – 7°С; Температура превышения: 79,1 °С. Нормированная температура превышения для болтовых контактных соединений (Al/Cu): 50°С; Оценка состояния КС по результатам: **аварийный дефект**

2	Болтовое контактное соединение (алюминий и медь) предохранителя на фазе А, секция 2.			**Аварийный дефект**	Температура, зарегистрированная по результатам ТВК: +10.2 °С; Температура исправного контактного соединения, зарегистрированная по результатам ТВК: 0°С; Температура превышения:17.2 °С; Нормированная температура превышения: 50°С; Температура окруж. воздуха в момент осмотра: – 7°С; Ток нагрузки на КС в момент осмотра: 15 А (0,14 Iном) Оценка состояния КС по результатам ТВК: **Не может быть выполнена (ток нагрузки менее 0.3 Iном)**

№	Наименование узла	Фото сработавшего термоиндикатора	Фото тепловизионного контроля (при наличии)	Термоиндикаторный контроль	Тепловизионный контроль (при наличии)
3	Болтовое контактное соединение (алюминий и медь) предохранителя на фазе С, секция 3.			**Аварийный дефект**	Температура, зарегистрированная по результатам ТВК: +9.6 °С. Температура превышения: 13.12 °С; Нормированная температура превышения: 50°С; Температура исправного контактного соединения (зеленая фаза), зарегистрированная по результатам ТВК: 0 °С; Температура окруж. воздуха в момент осмотра: – 7°С; Ток нагрузки на КС в момент осмотра: 31 А (0,3 Iном); Расчетная избыточная температура: 9,6°С; Избыточная температура, приведенная к 0,5 Iном: 26°С; Оценка состояния КС по результатам ТВК: **развившийся дефект**

Критерии классификации дефектов при оценке состояния контактов и контактных соединений с помощью термоиндикаторов:

Состояние термоиндикатора	$I_{макс}<0,5I_{ном}$	$I_{макс}=0,5\text{-}0,75I_{ном}$	$I_{макс}=0,75\text{-}0,9I_{ном}$	$I_{макс}>0,9I_{ном}$
 или 	**Отсутствие дефекта**			
 или 	**Развившийся дефект**	**Начальная степень развития дефекта**		

	**Развившийся дефект**	**Начальная степень развития дефекта**
 ИЛИ И 	**Развившийся дефект**	**Начальная степень развития дефекта**
 ИЛИ И 	**Аварийный дефект (достижение наибольшей допустимой температуры нагрева)**	

Начальная степень развития дефекта - следует держать под контролем и принимать меры по устранению во время проведения ремонта, запланированного по графику.

Развившийся дефект - принять меры по устранению неисправности при ближайшем выводе электрооборудования из работы.
Аварийный дефект - требует немедленного устранения.

Заключение по результатам обследования

Степень развития дефекта узла _____ в соответствии с СТО XXX

	Начальная степень развития дефекта
	Развивающийся дефект
x	Аварийный дефект

Рекомендации по устранению дефекта

_____
_____
_____
_____
_____
_____
_____
_____
_____
_____

Обследование провели: _____ _____ _____
(должность) (подпись) (ФИО)
_____ _____ _____
(должность) (подпись) (ФИО)

Протокол проверил: _____ _____ _____
(должность) (подпись) (ФИО)

Приложение В
(справочное)
Рекомендации по подбору термоиндикаторов с газовыделяющей термоактивируемой основой

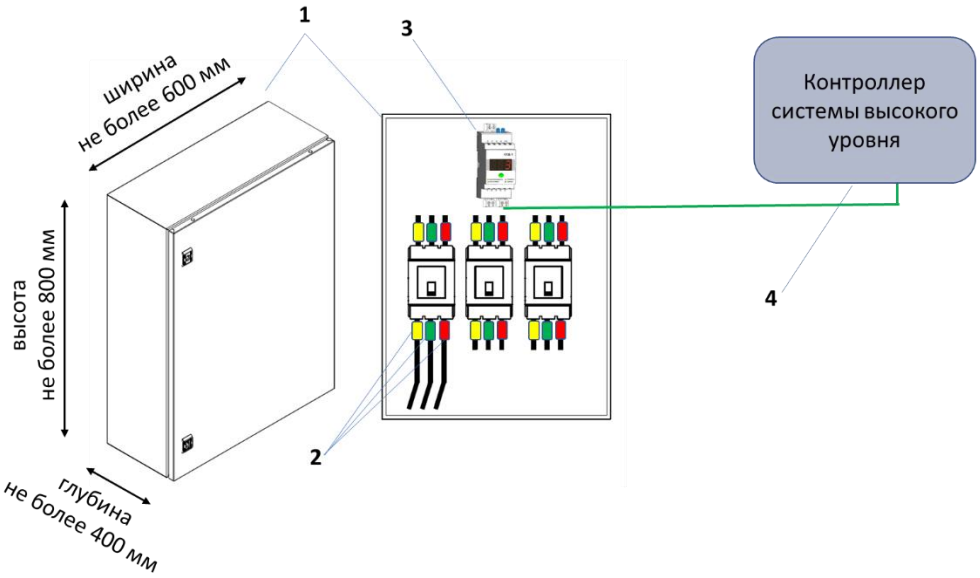
Выбор термоиндикаторов с газовыделяющей термоактивируемой основой производится в соответствии с сечением токопровода, на который они устанавливается и рекомендациями завода изготовителя. Термоиндикаторы устанавливаются непосредственно на кабель, на обжимной кабельный наконечник, на болтовое шинное или кабельное присоединение, кабельную муфту, втычные контакты КРУ, НКУ, кабельных разъединителей и выключателей. Термоиндикаторы могут иметь различные геометрические размеры для установки на токопроводы различного сечения в соответствии с рекомендациями изготовителя.

Длина термоиндикатора должна быть достаточной для того, чтобы обернуть наклейку вокруг контролируемого элемента 1.7-2.5 раз. Ширина термоиндикатора может зависеть от диаметра (или сечения) контролируемого элемента.

Приложение Г
(справочное)
Типовые проектные решения применения термоиндикаторов с термоактивируемой газовыделяющей основой

1. Отдельно стоящий щит объемом до 200 л, в котором исключено воздействие сторонних газов.

1. Объем щита:	не более 200 л
2. Геометрические размеры:	глубина: не более 400 мм
	ширина: не более 600 мм
	высота: не более 800 мм
3. Общая схема расположения элементов	



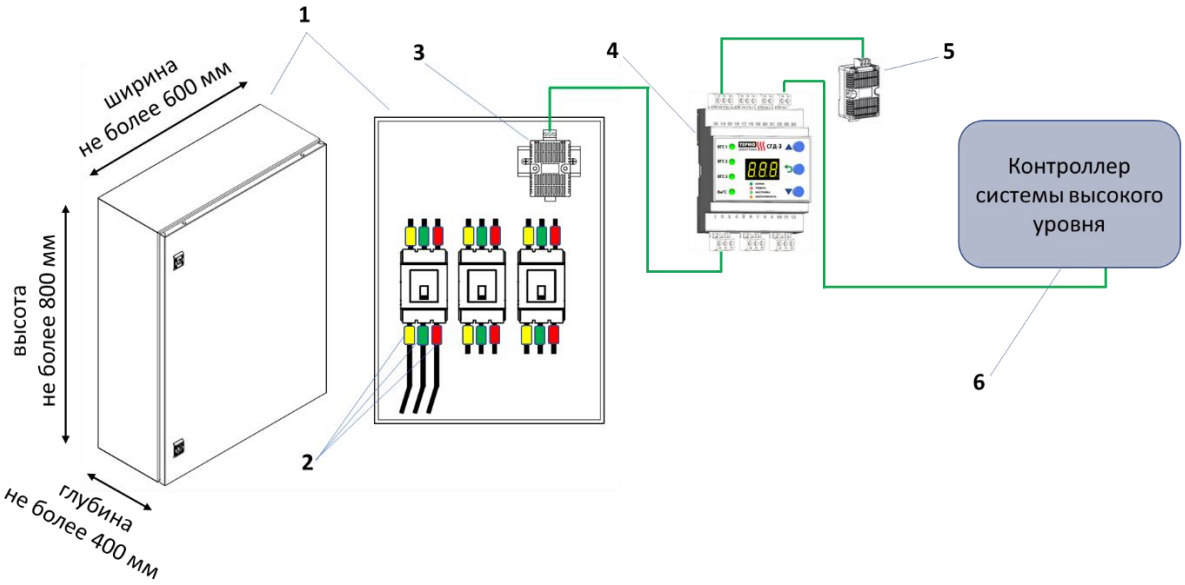
1 - контролируемый распределительный щит; 2 - термоиндикаторы;
3 – специализированный газовый датчик (СГД);
4 - контроллер системы высокого уровня.

СГД устанавливается в верхней части щита, преимущественно над установленными термоиндикаторами.

Назначение объекта	Конструктивное исполнение	Кол-во ВГС	Кол-во ВнГС	Электромагнитная совместимость
Здания и сооружения общественного или жилого назначения	одиночный модуль	нет	нет	ГОСТ 30804.6.1-2013 ГОСТ 30804.6.3-2013
Промышленные предприятия и ПС	одиночный модуль	нет	нет	ГОСТ 51317.6.5-2006 ГОСТ 30804.6.4-2013

2. Отдельно стоящий щит объемом до 200 л, работающий в условиях воздействия сторонних газов.

1. Объем щита:	не более 200 л
2. Геометрические размеры:	глубина: не более 400 мм
	ширина: не более 600 мм
	высота: не более 800 мм
3. Общая схема расположения элементов	



1 - контролируемый распределительный щит; 2 - термоиндикаторы; 3 - выносной газовый сенсор (ВГС); 4 - головной модуль специализированного газового датчика СГД; 5 - внешний газовый сенсор (ВнГС); 6 - контроллер системы высокого уровня или КПУ.

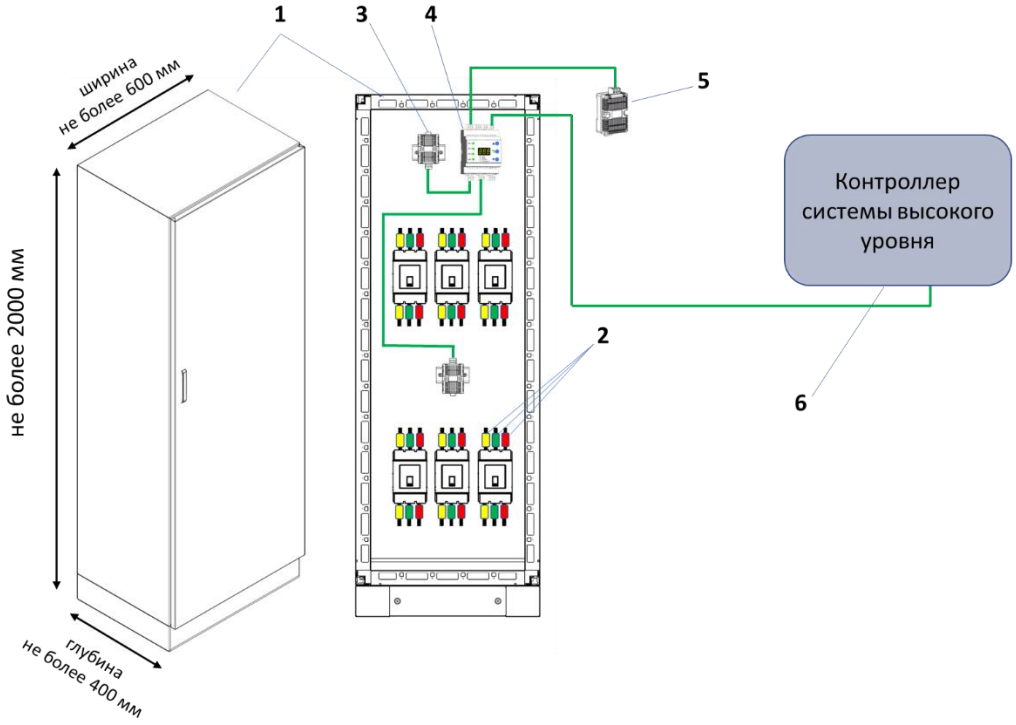
Головной модуль датчика СГД устанавливается внутри или снаружи щита. Выносной газовый сенсор датчика СГД устанавливается в верхней части щита, преимущественно над установленными термоиндикаторами. Внешний газовый сенсор устанавливается снаружи щита.

Назначение объекта	**Конструктивное исполнение**	**Кол-во ВГС**	**Кол-во ВнГС**	**Электромагнитная совместимость**
Здания и сооружения общественного или жилого назначения	с выносными чувствительными элементами	1 шт.	1 шт.	ГОСТ 30804.6.1-2013 ГОСТ 30804.6.3-2013
Промышленные предприятия и ПС	с выносными чувствительными элементами	1 шт.	1 шт.	ГОСТ 51317.6.5-2006 ГОСТ 30804.6.4-2013

3. Отдельно стоящий щите объемом 200-500 л.

1. Объем щита:	200-500 л
2. Геометрические размеры:	глубина: не более 400 мм
	ширина: не более 600 мм
	высота: не более 2000 мм

3. Общая схема расположения элементов



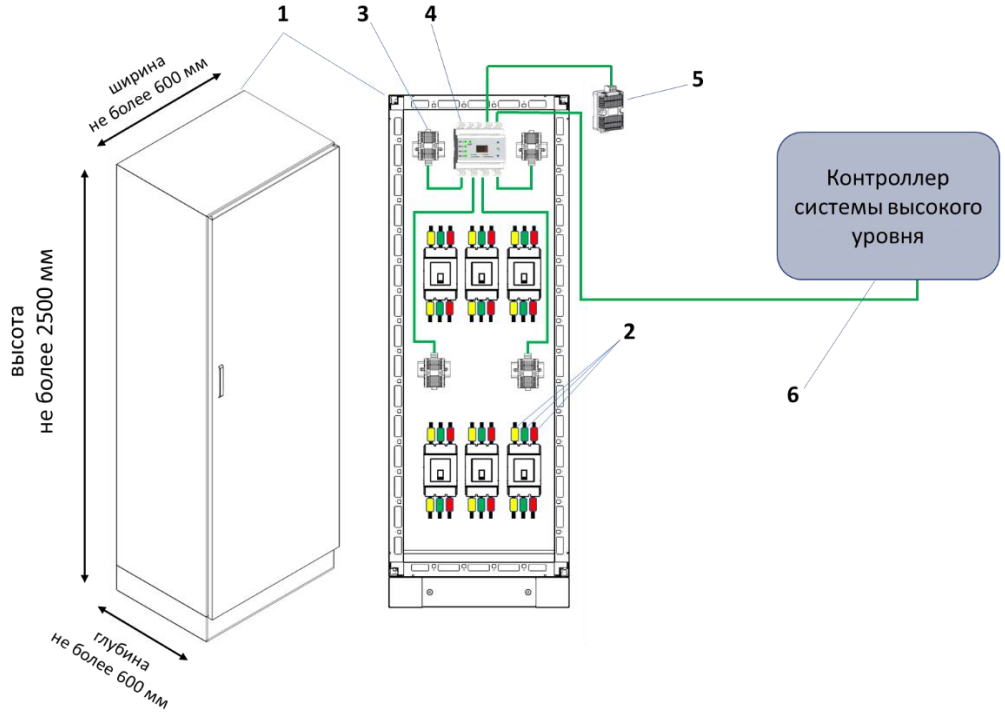
1 - контролируемый распределительный щит; 2 - термоиндикаторы; 3 - выносной газовый сенсор (ВГС); 4 - головной модуль специализированного газового датчика (СГД); 5 - внешний газовый сенсор (ВнГС); 6 - контроллер системы высокого уровня или КПУ.

Головной модуль датчика СГД устанавливается внутри щита. Выносные газовые сенсоры датчика СГД устанавливаются в верхней и средней части щита, преимущественно над установленными термоиндикаторами. Внешний газовый сенсор устанавливается снаружи щита или в самой нижней точке секции.

Назначение объекта	**Конструктивное исполнение**	**Кол-во ВГС**	**Кол-во ВнГС**	**Электромагнитная совместимость**
Здания и сооружения общественного или жилого назначения	с выносными чувствительными элементами	2 шт.	1 шт.	ГОСТ 30804.6.1-2013 ГОСТ 30804.6.3-2013
Промышленные предприятия и ПС	с выносными чувствительными элементами	2 шт.	1 шт.	ГОСТ 51317.6.5-2006 ГОСТ 30804.6.4-2013

4. Отдельно стоящий щит объемом 500-1000 л.

1. Объем щита:	500-1000 л
2. Геометрические размеры:	глубина: не более 600 мм
	ширина: не более 600 мм
	высота: не более 2500 мм
3. Общая схема расположения элементов	



1 - контролируемый распределительный щит; 2 - термоиндикаторы; 3 - выносной газовый сенсор (ВГС); 4 - головной модуль специализированного газового датчика (СГД); 5 - внешний газовый сенсор (ВнГС); 6 - контроллер системы высокого уровня.

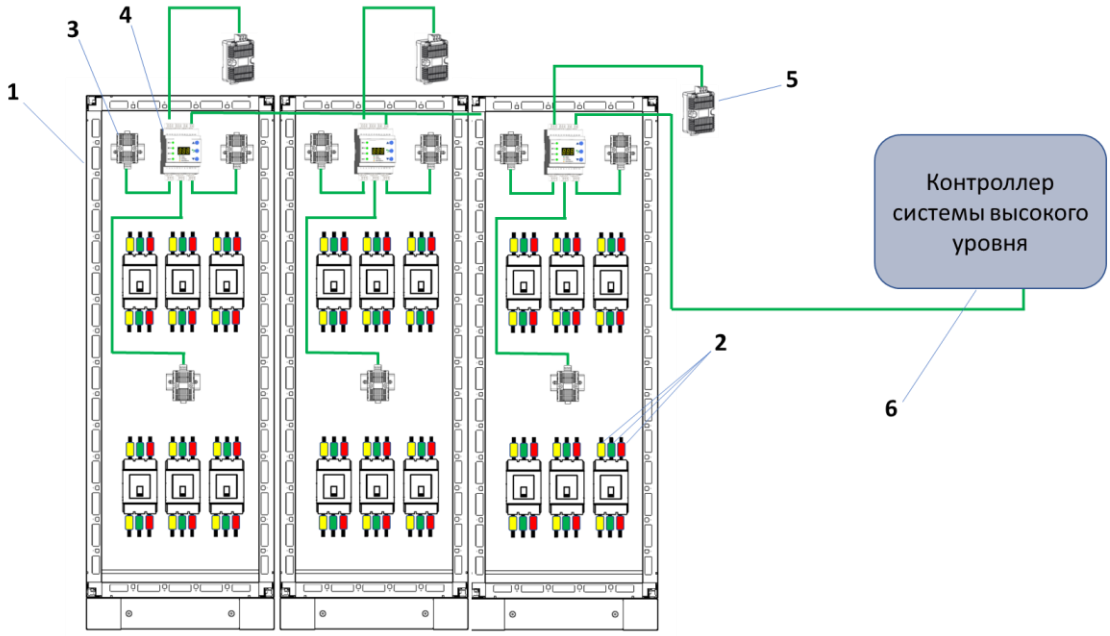
Головной модуль датчика СГД устанавливается внутри щита. Выносные газовые сенсоры датчика СГД устанавливаются в верхней и средней части щита, преимущественно над установленными термоиндикаторами. Внешний газовый сенсор устанавливается снаружи щита или в самой нижней точке секции.

Назначение объекта	**Конструктивное исполнение**	**Кол-во ВГС**	**Кол-во ВнГС**	**Электромагнитная совместимость**
Здания и сооружения общественного или жилого назначения	с выносными чувствительными элементами	3 шт.	1 шт.	ГОСТ 30804.6.1-2013 ГОСТ 30804.6.3-2013
Промышленные предприятия и ПС	с выносными чувствительными элементами	4 шт.	1 шт.	ГОСТ 51317.6.5-2006 ГОСТ 30804.6.4-2013

5. Секционированный щит, с объемом секций менее 200 л.

1. Объем щита:	не более 200 л
2. Геометрические размеры секции:	глубина: не более 400 мм
	ширина: не более 600 мм
	высота: не более 800 мм

3. Общая схема расположения элементов



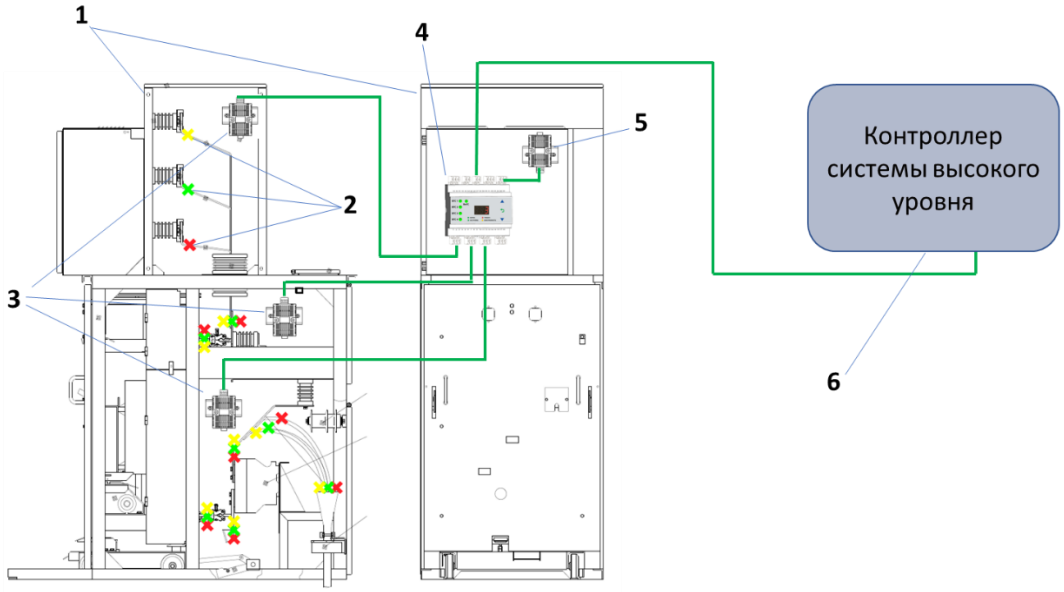
1 - контролируемый распределительный щит; 2 - термоиндикаторы; 3 - выносной газовый сенсор (ВГС); 4 - головной модуль специализированного газового датчика (СГД); 5 - внешний газовый сенсор (ВнГС); 6 - контроллер системы высокого уровня.

Головной модуль датчика СГД устанавливается внутри одной из секций щита. Выносные газовые сенсоры датчика СГД устанавливаются в верхней части каждой секции, преимущественно над установленными термоиндикаторами. Внешний газовый сенсор устанавливается снаружи щита.

Назначение объекта	Конструктивное исполнение	Кол-во ВГС	Кол-во ВнГС	Электромагнитная совместимость
Здания и сооружения общественного или жилого назначения	Головной модуль с выносными чувствительными элементами	да, по количеству секций	да	ГОСТ 30804.6.1-2013 ГОСТ 30804.6.3-2013
Промышленные предприятия и ПС	Головной модуль с выносными чувствительными элементами	да, по количеству секций	да	ГОСТ 51317.6.5-2006 ГОСТ 30804.6.4-2013

6. КРУ, КСО.

1. Объем каждого отсека:	200-1000 л
2. Геометрические размеры отсека	глубина: не более 800 мм
	ширина: не более 800 мм
	высота: не более 1500 мм
3. Общая схема расположения элементов	



1 - ячейка КРУ; 2 - термоиндикаторы;3 - выносные газовые сенсоры (ВГС); 4 - головной модуль специализированного газового датчика (СГД); 5 - внешний газовый сенсор (ВнГС); 6 - контроллер системы высокого уровня.

Контролируемые СГД отсеки КРУ	Точки монтажа термоиндикаторов
– отсек выкатного элемента ячейки; – отсек кабельных присоединений; – отсек сборных шин.	– втычные контакты выкатных элементов; – кабельные наконечники концевых кабельных муфт; – болтовые контактные соединения.

Головные модули датчиков СГД размещаются в релейных отсеках КРУ. Выносные газовые сенсоры (ВГС) монтируются в верхней части контролируемых отсеков. Внешний выносной сенсор (ВнГС) монтируется в релейном отсеке КРУ.

Назначение объекта	**Конструктивное исполнение**	**Кол-во ВГС**	**Кол-во ВнГС**	**Электромагнитная совместимость**
Промышленные предприятия, электрические станции и подстанции	с выносными чувствительными элементами	Один для каждого отсека	1 шт.	ГОСТ 51317.6.5-2006 ГОСТ 30804.6.4-2013

Библиография

[1] РД 34.45-51.300-97 «Объём и нормы испытаний электрооборудования» (утвержден РАО «ЕЭС России» 08.05.1997)

[2] РД 153-34.0-20.363-99 «Основные положения методики инфракрасной диагностики электрооборудования и ВЛ» (утвержден РАО «ЕЭС России» 14.12.1999)

[3] Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 4 октября 2022 г. № 1070)

УДК ОКС

Ключевые слова: термоиндикатор, тепловой контроль, контакты, контактные соединения, оценка состояния, методы и нормы технического состояния

Руководитель организации-разработчика:

Наименование организации		
Должность	Подпись	Ф.И.О.

Руководитель разработки,

Должность	Подпись	Ф.И.О.

Исполнитель,

Должность	Подпись	Ф.И.О.