

С. А. Бажанов

**ТЕПЛОВИЗИОННЫЙ
КОНТРОЛЬ
ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ
В ЭКСПЛУАТАЦИИ**

(Часть 2)

**ПРИЛОЖЕНИЕ К ЖУРНАЛУ
ЭНЕРГЕТИК**

Вниманию специалистов

Вышли в свет следующие выпуски

“Библиотечки электротехника”:

Георгиади В. Х. **Поведение энергоблоков ТЭС при перерывах электроснабжения собственных нужд** (части 1 – 3).

Файбисович Д. Л., Карапетян И. Г. **Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 – 1150 кВ.**

Добрусин Л. А. **Фильтрокомпенсирующие устройства для преобразовательной техники.**

Киреева Э. А., Орлов В. В., Старкова Л. Е. **Электроснабжение цехов промышленных предприятий.**

Киреева Э. А. **Справочные материалы по электрооборудованию.**

Семенов В. А. **Противоаварийная автоматика в ЕЭС России.**

Торопцев Н. Д. **Асинхронные генераторы для автономных электроэнергетических установок.**

Овчаренко Н. И. **Микропроцессорная автоматика синхронных генераторов и компенсаторов.**

Овчинников В. В., Удрис А. П. **Реле РНТ и ДЗТ в схемах дифференциальных защит** (части 1 и 2).

Александров В. Ф., Езерский В. Г., Захаров О. Г., Малышев В. С. **Цифровые устройства частотной разгрузки.**

Беляев А. В. **Противоаварийная автоматика в узлах нагрузки с мощными синхронными электродвигателями.**

Добрусин Л. А. **Компьютерное моделирование влияния преобразователей на сеть.**

Бажанов С. А. **Тепловизионный контроль электрооборудования в эксплуатации** (часть 1).

Подписку можно оформить в любом почтовом отделении связи

Индексы “Библиотечки электротехника”

в объединенном каталоге “ПРЕССА РОССИИ”. Том 1.

Российские и зарубежные газеты и журналы:

88983 — для предприятий и организаций;

88982 — для индивидуальных подписчиков.

Адрес редакции
журнала **“Энергетик”:**

115280, Москва, ул. Автозаводская, д. 14/23.

Телефон (095) 675-19-06

E-mail: energetick@mail.ru

Библиотечка электротехника

— приложение к журналу "Энергетик"

Основана в июне 1998 г.

Выпуск 6 (78)

С. А. Бажанов

ТЕПЛОВИЗИОННЫЙ КОНТРОЛЬ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ В ЭКСПЛУАТАЦИИ

(Часть 2)

Москва

НТФ "Энергопрогресс", "Энергетик"

2005

С.А. Бажанов

УДК 621.313/316.002.12

ББК 31.29-5

Б16

Главный редактор журнала “Энергетик” А. Ф. ДЬЯКОВ

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

“Библиотечки электротехника”

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

Бажанов С. А.

Б16 Тепловизионный контроль электрооборудования в эксплуатации (Часть 2) — М.: НТФ “Энергопрогресс”, 2005. — 64 с.; ил. [Библиотечка электротехника, приложение к журналу “Энергетик”. Вып. 6 (78)].

Рассмотрены вопросы инфракрасного контроля электрооборудования напряжением 0,4 кВ и выше. Даны рекомендации по выбору браковочных нормативов по температуре нагрева отдельных элементов электрооборудования. В необходимых случаях приведены пояснения причины возникновения тепловых аномалий в контролируемых объектах.

Для специалистов, занимающихся диагностикой электроустановок электрических станций и сетей.

ISSN 0013-7278 © НТФ “Энергопрогресс”, “Энергетик”, 2005

Предисловие

Надежность современных систем производства и распределения электроэнергии в значительной мере определяется безотказностью работы оборудования электроустановок. Аварийные повреждения, часто сопровождающиеся разрушением оборудования, приводят к нарушению электроснабжения и большому экономическому ущербу у потребителя.

Поддержание необходимой степени надежности оборудования в процессе его эксплуатации обеспечивается системой технического обслуживания и ремонта. Необходимость совершенствования системы и традиционных методов эксплуатационного контроля электрооборудования определяется их недостаточной эффективностью и необходимостью вывода оборудования из работы. В этом отношении применение средств инфракрасной (ИК) техники для оценки теплового состояния обеспечивает получение оперативной информации на работающем оборудовании.

Приборы инфракрасной техники получили за последнее десятилетие достаточно широкое распространение в энергетике при оценке теплового состояния электрооборудования и его токоведущих частей.

Результаты ИК-диагностики, характеризующие тепловое состояние контролируемого объекта, во многом зависят от его конструкции, очага расположения источника тепловыделения, его интенсивности, внешних воздействий и других факторов, требуют сравнения с результатами, полученными на других фазах или на идентичном оборудовании.

Можно считать, что в определенной степени ИК-диагностика, за небольшим исключением, является "индикаторным" средством оценки состояния объекта и зачастую требует для определения места и характера очага тепловыделения применения дополнительного объема испытаний и измерений, как-то: измерения изоляционных характеристик объекта, анализа газов в масле, определения уровня частичных разрядов (ЧР) или комплексной проводимости под рабочим напряжением, снятия зависимости интенсивности тепловыделения очага нагрева от режима работы объекта и т.п.

Таким образом, оценка теплового состояния диагностируемого объекта, за исключением внешних контактов и контактных соединений, как правило, должна осуществляться путем многопараметрического анализа результатов инфракрасного обследования, традиционных и иных методов контроля.

Ввиду небольшого объема настоящей брошюры в ней даны лишь минимальные сведения по проведению многопараметрического

анализа результатов инфракрасного обследования и иных методов контроля.

Более подробную информацию по данному вопросу можно почерпнуть в разрабатываемом автором методическом пособии "Дефектация электрооборудования при проведении инфракрасной диагностики" [1].

Процесс дефектации предусматривает:

- оценку опасности дефекта по выявленной тепловой аномалии и возможное прогнозирование его развития;
- определение объема и проведение многопараметрических измерений, избирательных к предполагаемому виду дефекта;
- учет погрешностей, которые могут возникнуть при проведении диагностических измерений;
- подготовку рекомендаций по дальнейшей эксплуатации оборудования (аварийное состояние объекта, учащенный эксплуатационный контроль, мониторинг состояния объекта с привлечением средств контроля изоляции под рабочим напряжением и т.п.).

Настоящая брошюра содержит информацию, учитывающую передовой опыт проведения ИК-диагностики рядом энергосистем (Свердловэнерго, Ленэнерго, Новгородэнерго и др.), несколькими НИИ, заводом "Мосизолятор", ООО "ИРТИС", зарубежными фирмами, бывшей лабораторией ИКТ ОРГРЭС и другими организациями и соответствует "Объему и нормам испытаний электрооборудования" (РД 34.45-51.300-97) [3].

В брошюре с учетом накопленного опыта развиваются вопросы методологии инфракрасных измерений, но опущен ряд проблем, связанных, например, с погрешностями, возникающими при проведении термографии, которые можно почерпнуть в [2].

Брошюра издается в двух частях. В часть 1 [выпуск 5 (77)] вошли вращающиеся электрические машины, силовые трансформаторы, трансформаторы тока и напряжения, а также выключатели, разъединители и отделители.

В части 2 [выпуск 6 (78)] приведена информация о маслонаполненных вводах, конденсаторах связи, делительных и силовых конденсаторах, кабельных линиях, изоляторах и другом электрооборудовании.

Автор выражает благодарность инж. А. С. Бажанову за помощь в подготовке рукописи.

**Пожелания и замечания просьба направлять по адресу:
115280, Москва, ул. Автозаводская, 14/23.
Редакция журнала "Энергетик".**

Автор

ГЛАВА ВОСЬМАЯ

Маслонаполненные вводы

По виду выполнения внутренней изоляции маслонаполненные вводы делятся на маслобарьерные, с конденсаторной бумажно-масляной изоляцией, с конденсаторной твердой изоляцией, по степени защиты внутренней изоляции от атмосферных влияний — на негерметичные и герметичные и т.п.

Характерной особенностью конструктивного исполнения ввода ВН является размещение его на силовом трансформаторе или масляном выключателе и отсутствие возможности наблюдения за нижней частью ввода, составляющей примерно 20 — 50 % его высоты в зависимости от номинального напряжения последнего. Это во многом осложняет возможность получения достаточной информации о состоянии изоляции ввода при проведении его тепловизионного контроля.

Распределение температуры во вводе зависит от тепловых воздействий на его нижнюю и верхнюю части. У трансформаторных вводов нижняя часть находится в среде масла, температура которого может достигать 95 °С, а верхняя — в среде воздуха с температурой от — 40 до + 40 °С. В этом случае тепло во вводе отводится как в аксиальном, так и в радиальном направлениях. Аксиальный поток тепла определяется конвекцией снизу вверх столба масла вертикально или наклонно стоящего ввода. Радиальный поток тепла направлен через бумажную изоляцию и фарфор. Поэтому аксиальное тепловое сопротивление во много раз меньше радиального.

Большая часть тепла, выделяющегося во вводе и поступающего в него из горячего масла, отводится через металлический расширитель. Расчеты показывают, что наибольшая температура внутри ввода находится в зоне соединительной втулки. Вводы, установленные на выключателях практически по всей высоте, оказываются в одинаковых температурных условиях. Масло в таких вводах находится, по существу, в относительном покое.

Практика показывает, что при проведении ИК-диагностики можно выявлять следующие виды неисправностей теплового характера во вводах:

нагревы в местах подсоединений внешних проводников к зажимам вводов. В этом случае оценка состояния контактного соединения должна осуществляться по ГОСТ 8024-90;

образование короткозамкнутых контуров в расширителях герметичных вводов. Этот дефект свойствен некоторым партиям вводов типа ГБМТ-220/2000. Наличие короткозамкнутого контура внутри расширителя вызывает нагрев последнего и приводит к преждевременному старению резиновой прокладки, расположенной между фарфоровой крышкой и поддоном расширителя. Температура на поверхности корпуса расширителя зависит от тока, протекающего через ввод, и температуры окружающего воздуха;

нагревы внутренних контактных соединений вводов. Некоторые конструкции маслонаполненных вводов старых исполнений имели в маслорасширителях внутренние контактные соединения. Так, у маслобарьерных вводов 110 кВ (заводской чертеж № 669, 146 и др.) в результате некачественной пайки отвода к наконечнику происходит чрезмерный нагрев, в результате которого не исключено выплавление отвода из наконечника. У маслонаполненных вводов 110 кВ (заводской чертеж № 132-0-0) негерметичного исполнения в результате ослабления "натяга" в резьбовом соединении контактный зажим — токоведущая труба возможно образование дополнительного нагрева.

Аналогичный дефект имеют конструкции вводов 500 кВ, изготовленных по заводским чертежам № 179-0-0 и 206-0-0.

Маслобарьерные вводы 220 кВ (заводской чертеж № 200 — 0-0) выпуска до 1968 г. имеют внутри расширителя токоведущие гибкие связи, соединяющие контактный зажим ввода с токоведущей трубой. Ослабление болтовых соединений этого контактного узла приводило к повреждениям вводов в результате перегорания гибких связей;

понижение уровня масла во вводах. Критерием выявления подобной неисправности может служить характер изменения температуры по высоте ввода. При наличии во вводе полного объема масла имеет место плавное снижение температуры от бака трансформатора к расширителю ввода. При пониженном уровне масла во вводе зависимость $T = f(h)$ резко изменяется на уровне столба масла во вводе;

увлажнение верхней части остова ввода. При нарушении герметизации элементов маслорасширителя негерметичного ввода внутрь

последнего может проникнуть влага, которая в последующем вызывает увлажнение верхней части бумажного остова ввода, что приводит к протеканию тока утечки, образованию проводящих “дорожек”, их нагреву и т.п. На определенном этапе развития этого процесса можно выявить очаг возникновения частичного разряда внутри ввода по характеру продольного нагрева на поверхности фарфоровой крышки начиная от верхнего фланца;

ухудшение качества масла. Причинами локального или общего повышения температуры на поверхности фарфоровых крышек вводов могут являться:

увлажнение или окисление масла;

выпадение из масла твердых парафинов, что возможно у вводов масляных выключателей на поздней стадии их эксплуатации;

отложение на внутренней поверхности фарфоровых крышек проводящего осадка желто-бурого цвета, что характерно для герметичных вводов, залитых маслом марки Т-750;

нарушение циркуляции масла во вводе. Колебания температуры во вводе вызывает изменение объема масла, залитого в него, и сравнительно небольшое его перемещение вдоль остова ввода. Разбухание, смещение бумажной основы ввода, шламообразование на уступах остова и другие факторы могут приводить к нарушению циркуляции масла и возникновению локальных нагревов на поверхности фарфоровой крышки. В остальном методика тепловизионного контроля маслонаполненных вводов в основном соответствует принятой для трансформаторов тока.

При оценке характера распределения температуры по высоте вводов следует учитывать:

у вводов 220 – 500 кВ изоляционный остов наносится не на всю длину медной трубы;

на участке трубы примерно $1/4 - 1/3$ от расширителя изоляция остова отсутствует. Поэтому в этой области при определении тепловизором температуры на поверхности фарфоровой крышки будет наблюдаться некоторое повышение температуры;

при разбухании бумажной оплетки изоляционного остова ввода, смещении бумажных лент, зашламлении пространства между фарфором и изоляционным остовом может происходить нарушение циркуляции масла во вводе. Последнее должно проявиться в изменении характера распределения температуры по высоте ввода.

Оценку теплового состояния маслонаполненных вводов с помощью тепловизора рекомендуется производить, исходя из следующих соображений, с учетом характера неисправности:

1) *образование короткозамкнутого контура в расширителе ввода.* Ток, циркулирующий в этом контуре, зависит от рабочего тока трансформатора. Предельная температура нагрева корпуса расширителя ввода не должна превышать 60 °С, что определяется тепловой стойкостью резинового уплотнения, расположенного между фарфоровой крышкой и поддоном расширителя. Способ устранения такого дефекта разработан заводом “Мосизолятор”;

2) *нагревы внутренних контактных соединений (КС) вводов.* При выявлении внутренних нагревов КС вводы должны незамедлительно выводиться из работы;

3) *понижение уровня масла во вводе.* Перед проведением тепловизионного контроля вводов необходимо обратить внимание на уровень масла в них: у негерметичных вводов — по стеклянному маслоуказателю, у герметичных вводов — по манометру давления. При тепловизионном контроле вначале снимаются в одном кадре вводы трех фаз трансформатора вместе с его маслорасширителем, а затем каждый ввод в отдельности. При этом тепловизионная съемка ввода производится по возможности с нескольких точек (по периметру ввода). Необходимо обращать особое внимание на тепловое состояние нижнего продольного участка фарфоровой крышки наклонного ввода, т.е. участка крышки, где в наибольшей мере могут оседать продукты разложения масла.

При обработке на компьютере результатов тепловизионной съемки рекомендуется построение термопрофиля по оси ввода.

Характер изменения температуры по оси верхней крышки должен быть плавно убывающим, без резких перепадов;

4) *увлажнение верхней части остова ввода.* Проникновение влаги через неплотности контактного зажима и другие узлы маслорасширителя ввода приводит к увлажнению верхней части бумажного остова ввода с протеканием ползущих разрядов и возможным локальным нагревом этого участка остова (рис. 23);

5) *ухудшение качества масла.* Старение масла определяется процессами окисления, воздействием электрического поля и присутствием конструкционных материалов (металлов, лаков, целлюлозы). В результате старения ухудшаются характеристики масла, что приводит к выпадению осадка, который затрудняет теплообмен и ускоряет старение целлюлозной изоляции. Значительную роль в ускорении старения масла играют повышенные рабочие температуры, воздействующие на ввод, и наличие кислорода.

Отложение осадка на поверхности внутренней крышки ввода и коллоидное старение масла не выявляются при хроматографическом анализе растворенных в масле газов (см. табл. 14). Коллоидное

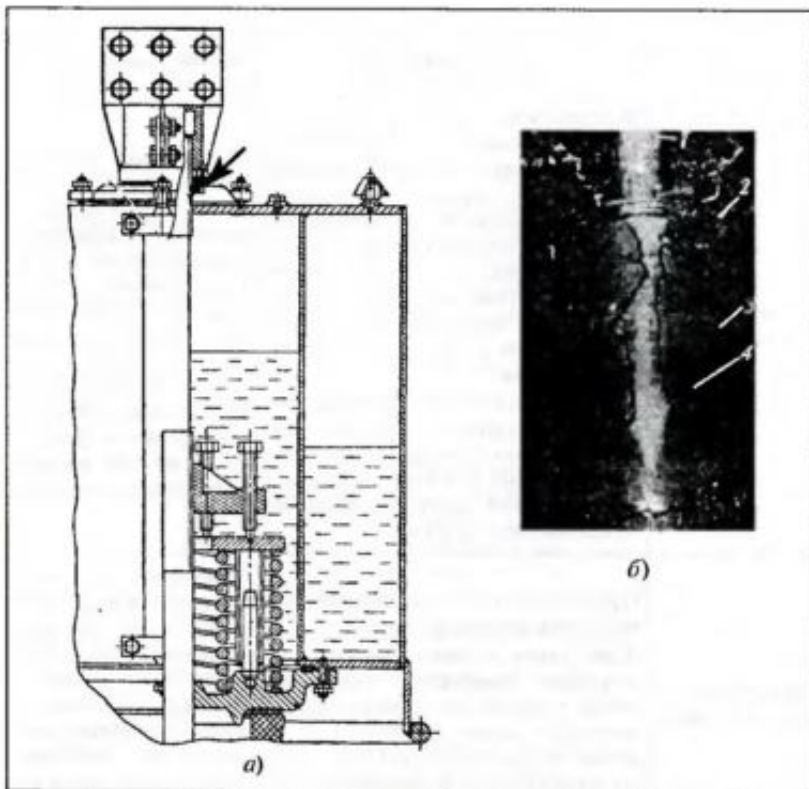


Рис. 23. Маслорасширитель ввода 550 кВ негерметичного исполнения (заводской чертеж № 223-0-0) (а) и бумажно-бакелитовый цилиндр верхней части ввода 500 кВ, поврежденный ползушими разрядами (б):

1 — токоведущая труба; 2 — гетинаксовая шайба; 3 — бумажно-бакелитовый цилиндр; 4 — следы ползушего разряда

старение масла, что характерно для вводов, залитых маслом Т-750, происходит в результате окислительных процессов и взаимодействия масла с материалами ввода. Этот процесс ведет к снижению электрической прочности масляного канала и насыщению отложений, особенно на внутренней поверхности нижней и в меньшей степени верхней фарфоровых покрышек.

У ряда конструкций негерметичных вводов масляных выключателей, залитых маслом ГК, имеет место воскообразование в толще изоляции. Этот процесс происходит в основном при отрицательных температурах, ухудшает условия теплообмена во вводе и способству-

Таблица 14

Дефект	Характер и последствия развития дефекта	Основные хроматографические признаки дефекта
Механические примеси	<p>Механические примеси изначально в процессе эксплуатации появляются в результате нарушения технологии отмытки деталей, трения внутренних деталей ввода, вымывания ворсинок целлюлозы, разрушения лакокрасочных покрытий, образования углеродсодержащих частиц вследствие разрядов, вымывания технического углерода из полупроводящей бумаги.</p> <p>Ведет к образованию зон повышенной концентрации механических примесей, появлению незавершенных искровых разрядов, снижению электрической прочности масляного канала и его пробую</p>	<p>Образование углеродсодержащих частиц вследствие разрядов — ацетилен. Появление незавершенных искровых разрядов — водород. Накопление продуктов деструкции масла — водорода. Отложение продуктов деструкции масла по поверхностям и прорастание по ним разряда — водород и ацетилен</p>
Острые края деталей в масле	<p>Проявляется в виде незавершенного искрового разряда в масле.</p> <p>Ведет также к кумулятивному накоплению продуктов деструкции масла и снижению электрической прочности масла. Возможны отложение продуктов деструкции масла по поверхностям и прорастания по ним разрядов</p>	<p>Появление незавершенных искровых разрядов — водород. Накопление продуктов деструкции масла — водорода. Отложение продуктов деструкции масла по поверхностям и прорастание по ним разряда — водород и ацетилен</p>
Нарушение контактных соединений	<p>Проявляется в виде искрового разряда в масле.</p> <p>Ведет к кумулятивному накоплению продуктов деструкции масла по поверхностям и прорастанию по ним разряда. При нарушении контактного соединения между центральной трубой и нулевой обкладкой, между секциями внутренней изоляции, между последней обкладкой и соединительной втулкой или измерительным выводом приводит к недопустимому перераспределению напряжения с возможным пробоем внутренней изоляции</p>	<p>Появление искрового разряда в масле — водород и ацетилен. Отложение продуктов деструкции масла по поверхностям и прорастание по ним разряда — водород и ацетилен. Накопление продуктов деструкции масла — водорода и ацетилена</p>

Дефект	Характер и последствия развития дефекта	Основные хроматографические признаки дефекта
Отложение осадка (продуктов окисления масла или вымывания из конструктивных материалов) на внутренней поверхности фарфора и на внутренней изоляции	Ведет к отложению осадка на внутренней поверхности фарфора и на внутренней изоляции, способного адсорбировать влагу и загрязнения, в том числе металлосодержащие. Это способствует возникновению и развитию разряда	Хроматографических признаков нет
Коллоидное старение масла	В результате окислительных процессов и взаимодействия масла с конструкционными материалами, в первую очередь с медь- и железосодержащими, происходит образование и рост размеров коллоидных частиц. Ведет к снижению электрической прочности масляного канала и насыщению отложений, особенно на внутренней поверхности нижней фарфоровой крышки. Это способствует развитию пробоя масляного канала	То же
Ослабление контактных соединений верхней контактной шпильки	Ведет к проникновению влаги в трансформатор, повышенному нагреву контактного соединения вплоть до выплавления отвода обмотки трансформатора и возникновению силовой дуги, а также к термической деструкции масла	Термическая деструкция масла (осмоление) — метан, этан
Локальные дефекты внутренней изоляции	Смещение конденсаторных обкладок, замятины бумаги, наличие посторонних включений, надрывы слоев конденсаторной бумаги ведут к микроразрядам во внутренней изоляции с возможностью развития ионизационного пробоя	Микроразряды в остове — ацетилен и водород

ет возникновению частичных разрядов. Этот вид дефекта достаточно хорошо диагностируется как измерением $\text{tg } \delta$, так и методом хроматографии.

Следует отметить, что отложение осадка на внутренней поверхности покрышки ввода и воскообразование на определенной стадии развития достаточно уверенно выявляются при тепловизионном обследовании вводов. При анализе теплового состояния контролируемого ввода следует учитывать, что основные отложения концентрируются в нижней части ввода. На верхней покрышке отложения зачастую образуют узкую продольную полосу шириной 5 – 20 мм на нижней стороне наклоненного ввода.

При выявлении причин аномального нагрева отдельных участков верхней части вводов необходимо учитывать марку масла, залитого во ввод (Т-750, ГК, ТКл и др.), результаты зонального измерения $\text{tg } \delta_1$, $\text{tg } \delta_3$, характер изменения $\text{tg } \delta$ масла в диапазоне от 20 до 90 °С на подъеме и спаде температур, значения концентрации и виды газов, растворенных в масле, степень мутности масла Т-750, которая не должна превышать 40 м^{-1} , что характеризует ускоренный процесс коллоидного старения масла.

При принятии решения о браковке ввода рекомендуется также оценить значение поверхностного натяжения масла. При наличии технического эндоскопа полезно с его помощью произвести осмотр состояния внутренних поверхностей покрышки и изоляционного остова ввода. При выявлении тепловизором аномальных очагов нагрева у ввода комплексная оценка результатов измерения показателей качества позволит обеспечить достоверность контроля и избежать существенных материальных затрат, связанных с преждевременным демонтажом ввода.

Основные дефекты герметичных вводов силовых трансформаторов, последствия при развитии этих дефектов и хроматографические признаки их проявления (по данным ВНИИЭ)

При наличии во вводах коллоидного старения масла и отложения осадка (продуктов окисления масла или вымывания из конструктивных материалов) на внутренней поверхности фарфора и на внутренней изоляции хроматографические признаки отсутствуют. Между тем, именно эти дефекты ведут к развитию процессов в масляном канале, которые в настоящее время являются одной из главных причин повреждения герметичных вводов силовых трансформаторов (табл. 14).

Метод хроматографического анализа растворенных в масле газов как контрольный для вводов был предложен в 1986 г. и предназначался главным образом для выявления повреждений в масляном канале вводов, залитых маслом Т-750.

Применительно к маслonaполненным вводам при использовании средств тепловизионной техники актуальны предложения по комплексной оценке состояния изоляции, сделанные для маслonaполненных трансформаторов тока. Однако при комплексной оценке состояния маслonaполненных вводов необходимо учитывать специфические условия их эксплуатации (температурные факторы воздействия, зональные повышения напряженности электрического поля), конструктивные особенности, марку залитого масла, механизмы развития дефектов и их многообразие, факторы, влияющие на протекание тепловых процессов во вводах, и характер их взаимосвязи с электрическими и физико-химическими процессами, происходящими в бумажно-масляной изоляции. Поэтому приводимые предельные значения избыточной температуры для маслonaполненных вводов можно рассматривать лишь как ориентировочные:

а) $\Delta T_{изб} \leq 0,5 \text{ } ^\circ\text{C}$ — нормальная периодичность тепловизионного контроля;

б) $0,5 < \Delta T_{изб} \leq 1,5 \text{ } ^\circ\text{C}$ — учащенный тепловизионный контроль с анализом вертикального термопрофиля;

в) $\Delta T_{изб} > 1,5 \text{ } ^\circ\text{C}$ — проведение комплексного анализа состояния ввода.

Практика эксплуатации, а также эксперименты, проведенные заводом "Мосизолятор", выявили ряд особенностей при оценке состояния маслonaполненных вводов.

1. В эксплуатации вводы с маслом Т-750 в основном бракуются по результатам тепловизионного контроля и превышению нормированных характеристик изоляции. Только когда такие вводы уже находятся в предаварийном состоянии, имеется возможность зафиксировать повышенную концентрацию растворенных газов. Одним из критериев браковки вводов, залитых маслом ГК, в эксплуатации служит ГХ-анализ, т.е. определение растворенных в масле газов. Высокие концентрации водорода в пробе масла ГК при отсутствии его роста с течением времени могут свидетельствовать о неудовлетворительной технологии обработки ввода на заводе и не свидетельствуют о присутствии ЧР.

2. Воскообразование во вводах с маслом ГК приводит к повышенному тепловыделению, увеличению $\text{tg } \delta_1$ в 2 — 3 раза по сравнению с первоначальными значениями, образованию ЧР и выделению спектра газов.

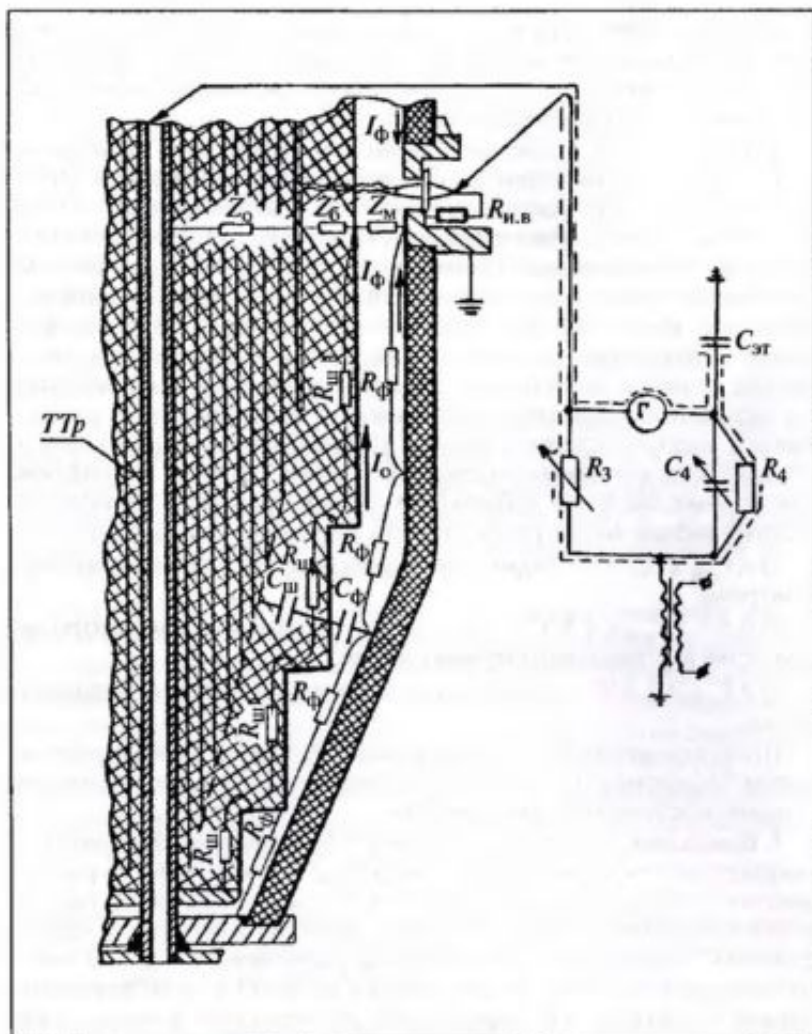


Рис. 24. Схема оценки степени загрязненности поверхностей фарфоровой по- крышки и остова ввода

ТТр — токоведущая труба; $Z_о$ — комплексное сопротивление остова ввода; $Z_б$ — то же, бумажной подмотки; $Z_м$ — то же, масла; $R_ф$, $R_ш$ — сопротивления слоев загрязнения на фарфоре и на поверхности остова; $C_ф$, $C_ш$ — емкостные связи проводящих слоев между собой и с проводящими обкладками остова; $I_φ$ — ток, протекающий по поверхности фарфоровой покрывки; $I_о$ — то же, по поверхности бумажного остова; $R_{н.в}$ — сопротивление изоляции измерительного вывода

Высокие концентрации (сотни – тысячи миллионных долей) водорода, метана, этана, угарного газа при относительно низких концентрациях этилена, ацетилена (единицы миллионных долей) и углекислого газа (сотни миллионных долей) в пробе масла ГК свидетельствуют об образовании воска в толще остова ввода.

Высокие концентрации ацетилена (10 ppm) в пробе масла характеризуют появление во вводе разрядов с высокой энергией, опасных для дальнейшей эксплуатации ввода.

3. Соотношения газов CH_4/H_2 и CO/CO_2 позволяют классифицировать электрическую или тепловую первопричину в развитии дефекта ввода. Воздействие повышенной напряженности электрического поля с развитием дефекта характеризуется увеличением значения $\text{tg } \delta_{\text{M}}$ при одновременном наличии соотношения $0,05 < \text{CH}_4/\text{H}_2 < 0,2$.

При критическом тепловом воздействии на изоляцию ввода в спектре газов заметен рост CO и CO_2 . В качестве критерия принято соотношение $\text{CO}/\text{CO}_2 > 0,25$.

4. При анализе значений $\text{tg } \delta$ масла обращается внимание на характер его изменения. Очень низкие значения $\text{tg } \delta$ масла (менее 1 %) при 90 °С после длительной (более 10 лет) эксплуатации могут быть связаны с выпадением из масла шламов и его “самоочищением”, после чего качество масла быстро ухудшается. Существенное различие значений $\text{tg } \delta$ масла (при высоких их показателях) на подъеме и спаде температуры (петля “гистерезиса”) может объясняться присутствием в масле коллоидных структур и тенденцией выпадения осадка.

5. Измерение значений $\text{tg } \delta_3$ у вводов без измерительного конденсатора производится на спаде температур по перевернутой схеме с подачей экранного напряжения на токоведущую трубу. В этом случае контролируются загрязнения фарфора покрышки и поверхности остова. Появление резкой зависимости $\text{tg } \delta$ от температуры (в 2 – 3 раза) связано с загрязнением масла (рис. 24).

ГЛАВА ДЕВЯТАЯ

Конденсаторы связи и делительные конденсаторы

Конденсаторы связи и делительные конденсаторы воздушных выключателей состоят из фарфоровой крышки, внутри которой располагаются три соединенных параллельно пакета *1* (на чертеже виден один пакет), в каждом по 90 секций рулонного типа, соединенных последовательно (рис. 25). Секции в пакетах затянуты между металлическими плитами *б* с помощью изоляционных планок *5*. Для компенсации теплового расширения масла в нижней части конденсатора расположен расширитель *3* в виде сильфона, внутренняя часть которого соединена через отверстие *7* в фланце *4* с атмосферой.

Расположение сильфона внизу предохраняет его от попадания внутрь влаги. Фланцы закреплены на фарфоровой рубашке через прокладки из маслупорной резины, чем обеспечивается достаточная герметичность конденсатора. Свободное пространство между корпусом и пакетами секций заполнено конденсаторным маслом.

Конденсаторы связи являются весьма надежными электротехническими аппаратами. Единичные случаи браковки их связаны с окислением масла (в этом случае увеличивается $\operatorname{tg} \delta$ конденсатора), повреждениями с обрывом проводника, связывающего фланец *4* с пакетами *1*, частичным пробоем секции пакета, о чем свидетельствует локальный нагрев на фарфоровой крышке, а также с полным пробоем одной или нескольких секций пакета. Последнее приводит к увеличению емкости пакета и протекающему по нему току I_C . При таком виде дефекта нагрев на поверхности крышки будет наблюдаться по всей высоте конденсатора и превалировать в зоне расположения дефектного пакета.

При выявлении локального или общего нагрева конденсатора необходимо:

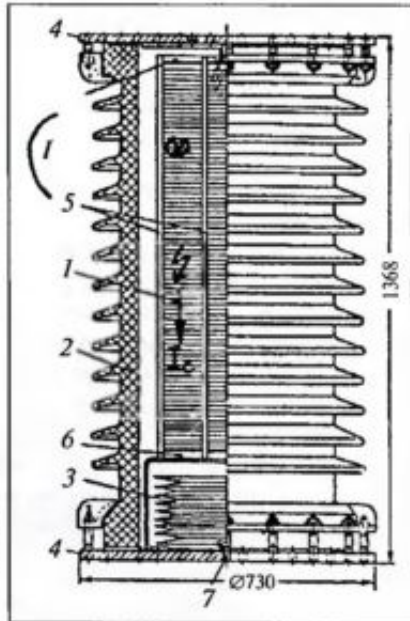


Рис. 25. Конденсатор связи 70 кВ емкостью 0,025 мкФ:

1 — пакет бумажно-конденсаторный; 2 — фарфоровая покрывка; 3 — сиффон; 4 — фланец; 5 — изоляционные планки; 6 — плита металлическая; 7 — внешнее отверстие сиффона; I — локальный нагрев

- 1) провести пофазное сравнение температур конденсаторов и характера их распределения по периметру и высоте;
- 2) проверить, не подвергается ли этот конденсатор дополнительному нагреву от каких-либо источников тепла;
- 3) уточнить токи нагрузки по конденсаторам всех трех фаз;
- 4) повторить тепловизионный контроль конденсаторов в сухую погоду (при малой влажности воздуха);
- 5) рекомендовать произвести дополнительное измерение емкости и $\operatorname{tg} \delta$ конденсаторов.

Анализ результатов тепловизионного контроля конденсаторов связи и делительных конденсаторов

При тепловизионном контроле конденсаторов оценка их состояния помимо указанных выше должна учитывать следующие факторы:

- 1) *характер тепловыделения в конденсаторе.* При локальном тепловыделении его источник определяют и анализируют построением вертикального термопрофиля, измерением емкости и $\operatorname{tg} \delta$;

2) при общем тепловыделении *решение о состоянии конденсатора* или его элемента принимают по предельным значениям избыточной температуры:

для одноэлементных конденсаторов — пофазным сравнением,

для многоэлементных — сравнением идентичных элементов трех фаз.

Предлагаются следующие предельные значения избыточной температуры:

а) $\Delta T_{\text{изб}} \leq 1,5 \text{ }^\circ\text{C}$ — нормальная периодичность тепловизионного контроля;

б) $1,5 < \Delta T_{\text{изб}} \leq 3,0 \text{ }^\circ\text{C}$ — учащенный тепловизионный контроль с анализом вертикального термопрофиля;

в) $\Delta T_{\text{изб}} > 3,0 \text{ }^\circ\text{C}$ — вывод из работы с определением симметричности высокочастотной нагрузки, измерением емкости и $\text{tg } \delta$;

3) *характер распределения превышения температур ΔT* по высоте элементов конденсаторов связи. Анализируют закономерность изменения ΔT с течением времени, значений емкости элементов, распределение высокочастотной нагрузки по фазам и т.п.

ГЛАВА ДЕСЯТАЯ

Вентильные разрядники

Как известно, наиболее распространенными типами вентильных разрядников, предназначенных для установки в ОРУ, являются:

разрядники серии РВС на номинальные напряжения 15, 20, 35, 110, 150 и 220 кВ для защиты оборудования с испытательным напряжением по ГОСТ 1516-60;

разрядники серии РВМГ с магнитным гашением дуги на номинальные напряжения 110 — 500 кВ для защиты оборудования с пониженным относительно ГОСТ 1516-60 испытательным напряжением;

разрядники серии РВМК — комбинированные на номинальные напряжения 330 и 500 кВ для защиты оборудования от грозových и внутренних перенапряжений.

Вентильные разрядники серии РВС. На напряжения 110, 150 и 220 кВ в качестве основного комплектующего элемента ранее применялся элемент РВС-30, а с 1960 г. — РВС-33.

Стандартные элементы разрядников серии РВС на разные номинальные напряжения аналогичны по конструкции и различаются лишь высотой фарфоровых кожухов, количеством искровых промежутков и дисков рабочих резисторов. Элемент разрядника состоит из фарфорового кожуха с металлическими фланцами, размещенных во внутренней полости кожуха стандартных блоков искровых промежутков и колонки рабочих резисторов.

Стандартный блок искровых промежутков состоит из фарфорового цилиндра с размещенными в нем четырьмя единичными искровыми промежутками, каждый из которых состоит из двух электродов и одной миканитовой шайбы. Снаружи фарфорового цилиндра размещены два керамических подковообразных резистора, которые предназначены для выравнивания напряжения по последовательно соединенным блокам единичных искровых промежутков. В разрядниках серий РВС-35 и РВС-33 блоки искровых промежутков расположены в верхней части разрядников, а в разряд-

никах РВС-35 как в верхней, так и нижней частях фарфорового кожуха.

Вентильные разрядники РВС на 110 — 220 кВ до 1965 г. монтировались в одну колонку с использованием фарфоровых оттяжек для обеспечения механической прочности последней.

С 1965 г. элементы разрядников размещаются в виде двух колонок: элементы первой колонки устанавливаются на изолированном от земли и жестко закрепленном основании, а элементы второй колонки — на опорно-стержневом изоляторе на 110 кВ, и на верхнем из них крепится экранирующее кольцо.

Вентильные разрядники серии РВМГ комплектуются из унифицированных элементов: РВМГ-110 из трех, РВМГ-150 — из четырех, РВМГ-220 — из шести, РВМГ-330 — из восьми, РВМГ-500 — из двенадцати элементов. Каждый элемент состоит из блока с двадцатью искровыми промежутками с шунтирующими резисторами, расположенными в средней части фарфорового корпуса, и рабочих резисторов, размещенных в его верхней и нижней частях. В зависимости от года выпуска элементы разрядников на 110 — 220 кВ смонтированы в одну или две колонки.

Разрядники РВМГ на 330 и 500 кВ устанавливаются в виде двухэтажной конструкции, в которой элементы разрядников подвешиваются между колоннами опорно-стержневых изоляторов по спирали.

Вентильные разрядники серии РВМК комплектуются из элементов трех типов: основных, содержащих искровые промежутки с шунтирующими резисторами, а также рабочие резисторы; вентильных, содержащих только рабочие резисторы; искровых, заполненных только искровыми промежутками с шунтирующими резисторами.

Сборка элементов разрядника РВМК должна осуществляться в точном соответствии с заводской схемой. Чтобы избежать ошибок при монтаже, фланцы элементов окрашивают в разные цвета: основных — в серый цвет, искровых — в красный, вентильных — в черный.

Методика ИК-контроля

За последние годы для оценки состояния вентильных разрядников стал широко применяться инфракрасный метод диагностики, позволяющий контролировать исправность шунтирующих резисторов и искровых промежутков, герметизацию элементов, степень равномерности распределения рабочего напряжения по элементам разрядников. Большая работа по разработке методики инфракрас-

ного контроля вентильных разрядников была выполнена в Свердловэнерго, Ленэнерго, Донбассэнерго. В Свердловэнерго были проведены эксперименты по сравнению эффективности инфракрасного метода контроля вентильных разрядников РВМГ-220 и РВС-110 с помощью тепловизора и традиционных методов контроля на обесчеленных разрядниках.

Эксперименты, проведенные в Ленэнерго, показали возможность оценки распределения напряжения по элементам разрядников с помощью дистанционного измерения температуры на их поверхности. Для этого, используя тепловизор, определяют превышенные температуры каждого элемента над температурой окружающей среды ΔT_n и рассчитывают напряжение на каждом элементе по формуле

$$U_n = \frac{U_\phi \Delta T_n}{T_p},$$

где U_n — напряжение на элементе разрядника, кВ; U_ϕ — фазное напряжение, приложенное к разряднику, кВ; T_p — сумма превышений температуры на всех элементах фазы разрядника $\Sigma \Delta T_n$, °С.

Измерение температур с помощью высокочувствительного тепловизора, имеющего разрешающую способность порядка 0,1 °С, позволяет выявить дефект в разряднике и связанное с этим изменение распределения напряжения по его элементам. Представляется возможным при вводе вентильного разрядника в работу после монтажа или ремонта со сменой элемента оценить правильность его выбора и комплектации разрядника, а также влияние окружающих предметов (аппаратов, порталов и т.п.) на изменение емкостных связей разрядника и тем самым соответствие заводской вольт-секундной характеристики фактической.

В Донбассэнерго была сделана попытка разработки критериев оценки состояния вентильных разрядников серии РВС. При инфракрасном контроле сравнивались температуры соответствующих элементов разных фаз разрядников и элементов одной фазы.

Признаками исправного состояния вентильного разрядника с шунтирующими резисторами являются следующие:

верхние элементы в месте расположения шунтирующих резисторов нагреваются одинаково во всех фазах;

распределение температуры по элементам фазы разрядника практически одинаково, а для многоэлементных разрядников мо-

жет наблюдаться тенденция плавного снижения температуры нагрева шунтирующих резисторов элементов начиная с верхнего.

Замыкание искровых промежутков в элементах разрядника вызывает закорачивание шунтирующих резисторов. При этом сопротивление элемента и всей фазы разрядника уменьшаются, а ток проводимости увеличивается и сильнее нагревает незакороченные шунтирующие резисторы.

Анализ термограмм элементов разрядников, имевших замкнутые искровые промежутки, показал, что:

распределение температур по поверхности дефектного элемента и их значения зависят от числа и места расположения замкнутых искровых промежутков;

в дефектной фазе разрядника происходит более сильный нагрев исправных элементов по сравнению с поврежденным;

в дефектной фазе разрядника нагрев элементов выше, чем у идентичных в исправной фазе.

При обрыве шунтирующего резистора в элементе температура последнего более низкая, чем соответствующих элементов остальных фаз разрядника. При наличии в фазе разрядника элемента, имеющего обрыв шунтирующего резистора, наблюдается более интенсивный нагрев других элементов этой фазы разрядника.

В настоящее время при проведении инфракрасного контроля вентильных разрядников с шунтирующими резисторами и оценки их состояния исходят из следующих соображений:

- контроль осуществляется не ранее чем через 6 – 8 ч после постановки разрядника под напряжение;
- измеренные температуры на поверхности элементов должны сравниваться как пофазно, так и в пределах одной фазы;
- суммарные значения температуры нагрева элементов каждой из фаз должны быть практически одинаковы. Снижение или увеличение температуры нагрева одного из элементов фазы вызовет соответствующие изменения температуры нагрева остальных элементов этой фазы;
- инфракрасный контроль вентильных разрядников следует производить при положительной температуре окружающего воздуха, после дождя, при повышенной влажности воздуха;
- измерение температуры на поверхности фарфоровой крышки элемента разрядника необходимо осуществлять в местах размещения блоков с искровыми промежутками и шунтирующими резисторами, для чего следует учитывать конструктивные особенности разрядников;

- при ИК-контроле разрядников серии РВМК измерение температуры на поверхности фарфоровых покрышек производится у основного элемента в зоне между рабочими резисторами и у искрового элемента по всей его высоте.

В тех случаях, когда по результатам ИК-контроля вентильных разрядников 35 кВ и выше с шунтирующими резисторами делается вывод о наличии у них дефекта, рекомендуется дополнительная проверка его состояния измерением тока проводимости под рабочим напряжением или традиционными способами.

Если тепловизор обеспечивает получение термограммы, то последняя прикладывается к протоколу ИК-контроля вентильного разрядника.

Анализ результатов тепловизионного контроля вентильных разрядников

1. *Учет характера распределения температуры и напряжения по элементам разрядника, включая анализ термопрофиля* (рис. 26 – 28). Разрядник бракуется, если имеет место резкое изменение характера распределения температуры по элементам, например: для РВС-110 — характеристика 1 (см. рис. 26), для РВМГ-220 — характеристика 1 (см. рис. 27), для разрядника РВМГ-330 — характеристики 1 и 2 (см. рис. 28) и т.д. Для исправного разрядника характерно практически равномерное или с небольшим перегревом верхнего элемента распределение температуры по элементам.

Для категории исправных разрядников определение напряжения на каждом из элементов разрядника производится согласно соотношению, предложенному Ленэнерго.

Чрезмерное повышение температуры на верхнем элементе разрядника и связанное с этим продольно-равномерное расположение характеристики для категории ухудшенных элементов могут быть обусловлены влиянием внешних емкостных паразитных связей. В этом случае для определения напряжения по элементам рекомендуется соотношение, предложенное Свердловэнерго:

$$U_n = U_\phi \frac{\frac{\alpha}{\Delta T^{1+\alpha}}}{\sum \Delta T^{1+\alpha}},$$

где α — коэффициент нелинейности шунтирующих резисторов разрядника.

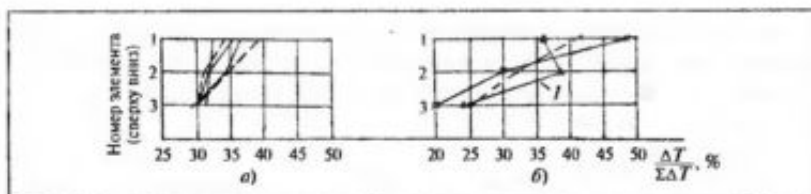


Рис. 26. Распределение температуры по элементам разрядников РВС-110: а — для исправных элементов; б — для ухудшенных элементов

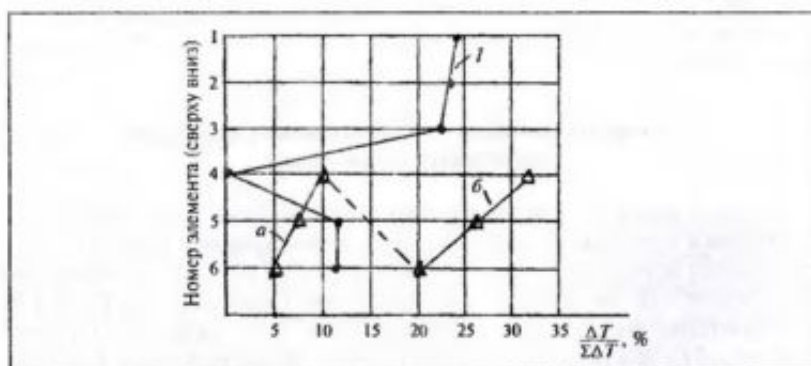


Рис. 27. Распределение температуры по элементам разрядников РВМГ-220: а — нижняя колонка разрядника РВМГ-220; б — верхняя колонка разрядника РВМГ-220

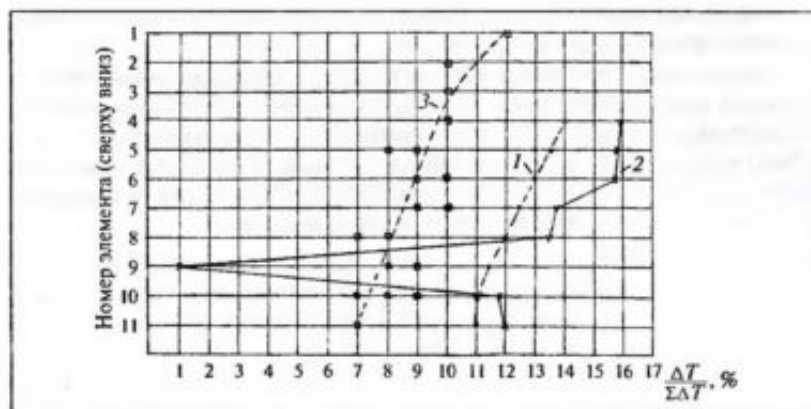


Рис. 28. Распределение температуры по элементам разрядников РВМГ-330 (характеристики 1 и 2) и RBMK-330 (характеристика 3)

Влияние емкостных паразитных связей особенно характерно для двухколонковых разрядников (например, РВМГ-220). У нижней колонки (характеристика *a*) распределение температуры практически равнозначно, и абсолютное значение напряжения на ней достигает $0,5U_{ф}$, в то время как абсолютное значение напряжения на верхней колонке (характеристика *b*) существенно превышает $0,5U_{ф}$.

Характер изменения температуры по элементам двухколонкового разрядника РВМГ-220 показано на фототермограмме и на графике (см. рис. 27).

2. Оценка распределения температуры и напряжения по элементам разрядника. Для ее проведения можно использовать разность $\Delta T_{max} - \Delta T_{min}$ и отношение U_{max}/U_{min}

Допустимые соотношения:
для РВС-110

$$\Delta T_{max} - \Delta T_{min} \leq 1,5 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$U_{max}/U_{min} \leq 1,5;$$

для остальных исполнений

$$\Delta T_{max} - \Delta T_{min} \leq 5 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$U_{max}/U_{min} \leq 2,0$$

При достижении указанных соотношений за разрядником устанавливается учащенный контроль.

3. Дополнительная проверка разрядника традиционными методами осуществляется при необходимости для уточнения характера дефекта.

а) Вентильные разрядники серии РВС (рис. 29). Возможные виды неисправностей в элементах вентильных разрядников, приводящие к их аномальным нагревам:

1) нарушение герметичности;

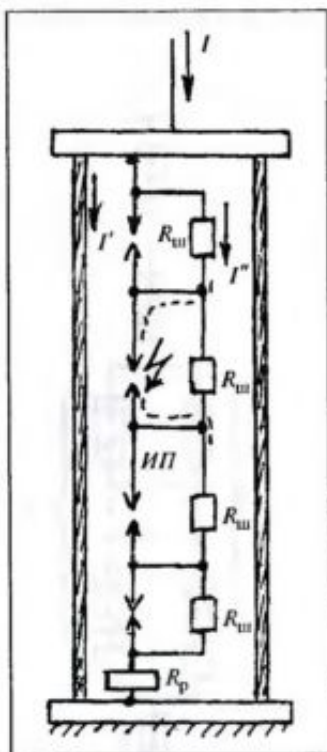


Рис. 29. Электрическая схема элемента разрядника серии РВС: $R_{ш}$ — шунтирующий резистор; $R_{р}$ — диск рабочего резистора; ИП — искровой промежуток; I — ток утечки по внутренней поверхности покрышки; I' — ток проводимости шунтирующих резисторов

- 2) обрыв шунтирующих резисторов;
- 3) увлажнение шунтирующих резисторов;
- 4) замыкание искровых промежутков.

При нарушении герметичности элемента возможны увлажнение внутренней поверхности крышки с протеканием по ней тока I , увлажнение шунтирующих резисторов $R_{ш}$ и повышение значений протекающего по ним тока I' , шунтирование каплями воды электродов искровых промежутков $ИП$. В последнем случае резистор $R_{ш}$ окажется зашунтированным искровым промежутком (путь тока показан на электрической схеме пунктиром). Обрыв цепи шунтирую-

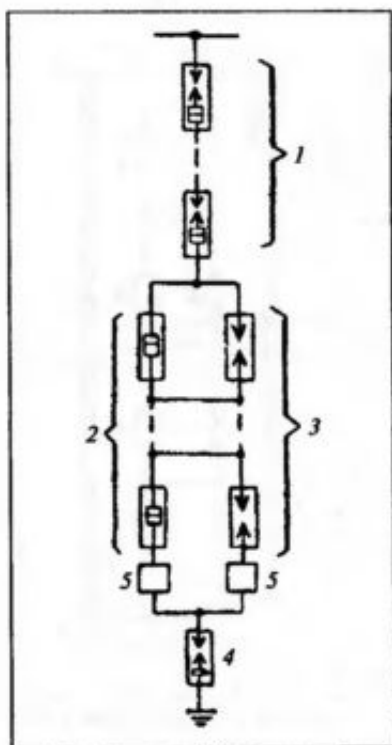


Рис. 30. Схема соединения элементов разрядников серии РВМК:

1 — основные элементы; 2 — вентильные элементы; 3 — искровые элементы; 4 — имитатор; 5 — регистратор срабатывания

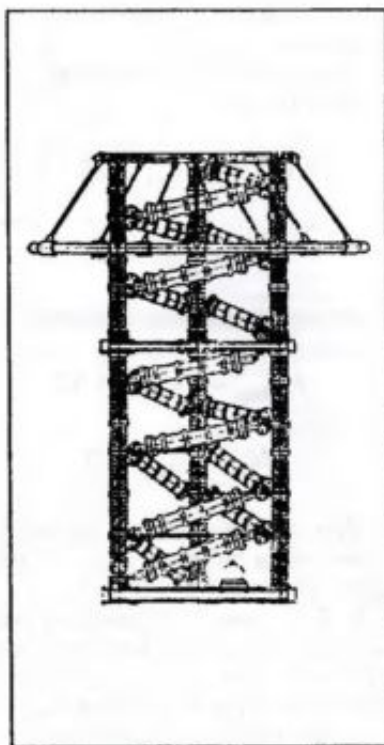


Рис. 31. Вентильный разрядник РВМК-330

ших резисторов может происходить в результате поломки резисторов, их заклепок, смещения дисков рабочих резисторов. Замыкание искровых промежутков может иметь место как при попадании в них капель воды, так и при образовании следов ожогов на электродах *ИП* в результате их многолетней работы или частых срабатываний.

Периодичность ИК-контроля вентильных разрядников регламентирована “Объемами и нормами испытаний электрооборудования”, однако можно рекомендовать производить ИК-контроль разрядников, отключаемых на зимний период, дважды: осенью перед отключением и весной — непосредственно после включения.

б) Вентильные разрядники серии РВМК (рис. 30, 31). В разрядниках на 330 кВ установлены 11 основных и по 3 искровых и вентильных элемента; в разрядниках на 500 кВ — 17 основных и по 5 искровых и вентильных элементов.

Возможные виды неисправностей в элементах вентильных разрядников серии РВМК те же, что и у разрядников серии РВС. Осуществляют тепловизионный контроль всех элементов разрядника. Нагрев вентильного элемента свидетельствует о потере им герметичности.

Ограничители перенапряжений (ОПН)

Элементы (варисторы) ОПН состоят из зерен оксида цинка и расположенных между ними включений. Удельное сопротивление зерен — порядка $1 - 10 \text{ Ом} \cdot \text{см}$, удельное сопротивление включений достигает $10^{10} \text{ Ом} \cdot \text{см}$ при высоком значении диэлектрической постоянной.

Элементы ОПН обладают высокой степенью нелинейности при существенном значении емкости.

Схема замещения элемента ОПН (рис. 32) содержит резистор R_z , сопротивление которого определяется содержанием зерен, резистор R_v и конденсатор C_v , которые соответствуют характеристикам включений. Ограничители перенапряжений, ввиду высокой нелинейности, не имеют искровых промежутков, постоянно включены в сеть, и по ним протекает ток проводимости, определяемый напряжением сети. При рабочем напряжении через ОПН протекает в основном емкостный ток. Активная составляющая тока не превышает 20 % емкостной, и поэтому контроль по полному току малоэффективен.

Причинами возможных отказов ОПН могут являться:

старение варисторов в результате нарушения технологии их производства, длительного протекания токов КЗ, изменения распределения напряжения по колонке варисторов и т.п.;

тепловой или электрической пробой варисторов при исчерпании срока службы;

потеря герметичности и увлажнение элементов и др.

В частности, имело место заполнение ОПН непросушенным кварцевым песком, выявлены ОПН с разбросом параметров отдельных варисторов, собираемых в последовательно-параллельные столбы, что приводило к возникновению локальных тепловыделений и т.п.

Оценка состояния ОПН при тепловизионном контроле осуществляется с учетом его конструктивных особенностей.

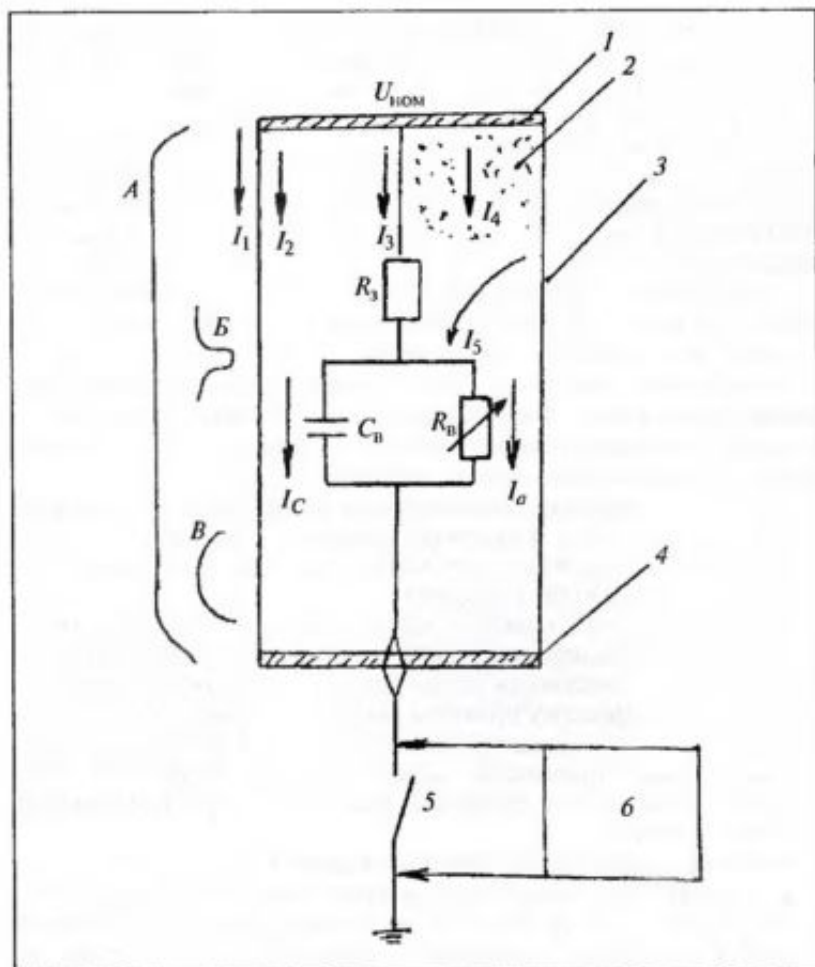


Рис. 32. Схема замещения элемента ОПН:

1 — верхний фланец; 2 — кварцевый песок (у ОПН Карниловского завода); 3 — крышка; 4 — нижний фланец; 5 — рубильник; 6 — измерительное устройство; I_1 — ток, протекающий по наружной поверхности крышки; I_2 — ток, протекающий по внутренней поверхности крышки; I_3 — полный ток, протекающий через варистор; I_4 — ток, протекающий через кварцевый песок; I_5 — ток, протекающий в локальном объеме при нарушении герметизации фланцевого соединения и местном увлажнении кварцевого песка; I_C — емкостная составляющая тока; I_a — активная составляющая тока; A — характер нагрева поверхности крышки при исправном состоянии ОПН, B — характер нагрева поверхности крышки при пробое варистора; B — характер нагрева поверхности крышки при местном увлажнении песка

1. При исправном состоянии ОПН токи I_1 , I_2 , I_4 , I_5 практически отсутствуют или очень малы. Нагрев по высоте элемента ОПН небольшой и обусловлен протеканием по варисторам тока I_3 .

2. При увлажнении песка в ОПН в результате нарушения его герметичности в местах подсосов влажного воздуха наблюдаются аномальные зоны на поверхности крышки ОПН с повышенными значениями температуры. Заполнение элемента ОПН непросушенным песком существенно расширит аномальную зону по высоте и периметру.

3. При пробое варисторов равномерность распределения температуры по высоте элемента ОПН может нарушиться и возникнет "провал" температуры в месте пробоя.

4. При нарушении герметичности в ОПН других исполнений возможна конденсация влаги на внутренних поверхностях силиконо-пластиковой крышки, что будет сопровождаться увеличением тока I_2 и нагревом последней в локальной зоне.

5. У ОПН с пластиковым цилиндром и силиконовой рубашкой, как показал опыт эксплуатации полимерных изоляторов ВЛ, возможен локальный нагрев при протекании тока утечки по клеевому шву при некачественном его выполнении.

6. При выявлении элементов ОПН с повышенными тепловыделениями рекомендуется следовать указаниям заводов-изготовителей, а также в зависимости от конструкции ОПН осуществить дополнительную проверку причины нагрева (измерение тока проводимости, $\tan \delta$, сопротивления изоляции и т.п.). Следует учитывать, что возможными причинами нагрева элементов ОПН могут быть также тепловые потоки, солнечная радиация и другие посторонние источники тепла.

Наиболее характерными дефектами являются:

- для ОПН, устанавливаемых на опорах линий электропередачи, — нарушение герметичности и увлажнение внутренней полости элемента. Последнее определяет протекание тока проводимости, образование частичных разрядов и повышенный нагрев крышки ОПН. Выявление элементов с нарушенной герметичностью элементов ОПН достигается с помощью тепловизора и использованием ультразвукового локатора с направленной антенной;

- для ОПН с кварцевым наполнителем и последовательно-параллельным включением варисторов диаметром 20 мм характерна прежде всего нестабильность технологии производства варисторов и сборки элементов ОП.

Исследование теплового состояния варисторов макетов ОПН показало, что распределение напряжения по столбам варисторов про-

исходит неравномерно и во многом зависит от эффективности действия защитного кольца и влияния паразитных емкостных связей с окружающим оборудованием.

Оценка теплового состояния элементов ОПН с помощью тепловизора должна осуществляться по меньшей мере с трех точек по периметру элемента для обеспечения возможности контроля варисторов каждого параллельного столба. В качестве дополнительных мер по выявлению характера неисправности могут использоваться измерение тока проводимости под рабочим напряжением, измерение $\text{tg } \delta$, тока проводимости (утечки) на выпрямленном напряжении, контроль с помощью ультразвукового локатора. Сравнение полученных результатов контроля рекомендуется осуществлять пофазно, с определением теплового состояния каждого из столбов, с построением термопрофилей распределения температуры по высоте столбов. При отклонении полученных результатов тепловизионного контроля разных фаз более чем на 10 % рекомендуется учащенная периодичность контроля (в среднем через 6 мес).

ГЛАВА ДВЕНАДЦАТАЯ

Комплектные экранированные токопроводы

По конструктивному исполнению различают генераторные токопроводы серии КЭТ (с секционированными экранами) и серий ТЭН и ТЭКН, имеющие непрерывные экраны.

Экраны секционированных токопроводов нагреваются теплоизлучением шины и вихревыми токами, значение которых зависит от напряженности поля, его частоты, расстояний от шины и между фазами, проводимости и длины экрана. Максимальные температуры нагрева на концах секции объясняются повышенной концентрацией вихревых токов на этих участках секции.

Наличие мощного внешнего электромагнитного поля у секционированных токопроводов требует выполнения определенных конструктивных решений по исключению короткозамкнутых контуров в элементах токопроводов (экранах, станинах, коробах) и в поддерживающих и близлежащих металлоконструкциях. Так, для ограничения температуры нагрева металлоконструкций поперечные балки обычно изолируют с одной стороны от продольных балок и от станин экранов токопровода. Кроме того, поверх поперечных балок накладывают короткозамкнутые размагничивающие кольца, выполненные из алюминиевой шины.

Нарушение изоляции балок металлоконструкций или экранов токопровода приводит к образованию короткозамкнутых контуров, в которых циркулируют токи примерно 1000 — 3000 А, приводящие к значительным перегревам и даже выгораниям токопровода, а в ряде случаев — к вынужденному останову энергоблоков. Местные перегревы в металлоконструкциях происходят также при установке в зоне внешнего магнитного поля деталей из ферромагнитного материала (болты, гайки, шайбы).

В токопроводах с непрерывными экранами внешнее электромагнитное поле скомпенсировано установкой межфазных перемычек

на концах участков токопроводов. Ток, протекающий по экранам токопроводов серий ТЭН и ТЭКН, практически равен номинальному току в шинах.

Станины экранов, так же как и токопроводов серии КЭТ, изолированы от поддерживающих металлоконструкций. На небольших по длине участках токопроводов, примыкающих к выводам генератора и силовых трансформаторов, в экранах и коробах предусмотрены изоляционные разрывы в виде воздушных промежутков или резиновых прокладок.

Нарушение целостности изоляционных разрывов приводит к образованию короткозамкнутых контуров в зонах присоединения экранов токопровода к корпусам генератора и силового трансформатора, к протеканию значительных токов в таком контуре, к местным перегревам с выгоранием резиновых уплотнений и болтов крепления.

При тепловизионном контроле токопроводов проверяют: нагрев поверхностей экранов, особенно в местах подсоединения их к корпусам генератора и силовых трансформаторов, станин, металлоконструкций. У токопроводов серии КЭТ, имеющих мощное внешнее магнитное поле, кроме того, проверяется нагрев стяжных шпилек экранов, заземляющей проводки, металлической арматуры стеновых конструкций в местах прохождения токопровода. Температура нагрева экранов токопроводов определяется классом нагревостойкости материалов, применяемых в качестве изоляционных прокладок, но не должна превышать 110 °С. Нагрев поверхностей токопровода, находящихся на доступной для прикосновения человека высоте, не должен превышать 60 °С.

При тепловизионном контроле токопроводов должны фиксироваться не только абсолютные значения температуры на поверхности экранов, станин и металлоконструкций, но и характер распределения температуры по экранам и участкам токопровода (зона блочного трансформатора и зона трансформатора СР).

Если токопровод имеет вентиляционные установки, необходимо с помощью тепловизора снять картину теплового поля токопровода. Эта операция позволит оценить эффективность работы вентиляционной установки, выявить "застойные" зоны, участки токопровода, где при определенных температурных условиях возможно выпадение росы и создание повышенной влажности воздуха внутри экранов. При наличии в токопроводе комплекта КАГ необходимо по температурам нагрева экранов оценить его токонесущую способность.

Силовые конденсаторы

Силовые конденсаторы (СК) в зависимости от области их применения используются для повышения коэффициента мощности батарей продольной компенсации и др. Основой СК являются спирально намотанные плоскопрессованные секции, из которых набирается пакет, имеющий прямоугольную форму. Секции в пакете образуют параллельное, последовательное или смешанное соединение.

В конструкциях СК с параллельным включением секций каждая из них снабжена встроенным предохранителем, отключающим секцию в случае ее пробоя. Диэлектрик секций СК может быть пропитан синтетическим или минеральным маслом. В первом случае наибольшая допустимая рабочая температура диэлектрика не должна превышать $95\text{ }^{\circ}\text{C}$, во втором — $65\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Отбраковка СК в эксплуатации достаточно высока и определяется:

- необратимыми процессами в диэлектрике, под воздействием температуры и приложенного напряжения, что во многом сопряжено с ростом диэлектрических потерь;
- потерей герметичности сварных корпусов СК;
- внутренним пробоем секций с перегоранием предохранителей;
- перегревом внешних соединительных проводников в местах их подсоединения к СК.

Увеличение $\text{tg } \delta$ внутренней изоляции СК ведет к повышению тепловыделения в нем и росту температуры на поверхности корпуса СК по сравнению с другими СК. Расчеты показывают, что с увеличением $\text{tg } \delta$ на 15 — 20 % по сравнению с начальным значением повышается температура на поверхности корпуса СК на 3 — 5 $^{\circ}\text{C}$.

Перегорание предохранителя секций ведет к уменьшению емкости СК и снижению температуры его нагрева. При перегорании всех предохранителей секции СК его температура может соответствовать температуре окружающего воздуха. В ряде случаев в связи с

дефицитом конденсаторов в фазах батарей СК (БСК) используют конденсаторы разной емкости, что вызывает перераспределение напряжения между конденсаторами фазы. Последнее приводит к дополнительному нагреву перегруженных по напряжению конденсаторов. Все это должно учитываться при ИК-контроле конденсаторов БСК.

Сложность инфракрасного обследования элементов конденсаторных батарей заключается в необходимости диагностирования большого количества элементов (несколько тысяч штук), расположенных к тому же на разных ярусах и рядах, контролируемых под разным углом наблюдения и находящимся в тепловом поле БСК. Поэтому ИК-контроль должен использоваться лишь в качестве вспомогательного для суждения о состоянии элементов батарей и контактных соединений проводников, подсоединенных к ним, для определения объема ремонтных работ. Дальнейший контроль проводится на отключенной батарее традиционными методами.

Конденсаторы состоят из металлического корпуса с изоляторами, в котором размещены конденсаторные секции, залитые изоляционной жидкостью (рис. 33).

Секцию изготавливают, наматывая на оправку тонкую алюминиевую фольгу, проложенную между несколькими слоями специальной бумаги. После получения необходимого числа витков намотанный из металлической фольги и бумаги рулон (секцию) снимают с оправки и спрессовывают в пакет, имеющий в сечении овальную форму. Выводы от фольговых электродов делают из тонких металлических полосок, помещая их в верхних концах конденсаторных секций.

Секции соединяют в последовательно или параллельно включенные группы, причем соединение секций друг с другом осуществляют, припаявая к ним гибкие проводники. Затем конденсатор помещают в вакуумный шкаф для удаления воздуха из бумажно-масляной изоляции секций и пропитывают жидким диэлектриком.

Неисправностями конденсаторов, которые могут быть выявлены в процессе тепловизионного контроля, могут являться:

- 1) перегрев контактных соединений внешних проводников с вводами конденсаторов;
- 2) пониженный уровень жидкого диэлектрика в корпусе конденсатора;
- 3) полный или частичный пробой одной или нескольких секций конденсатора;
- 4) обрыв внутренних проводников в конденсаторе, соединенных с секциями или фарфоровыми вводами.

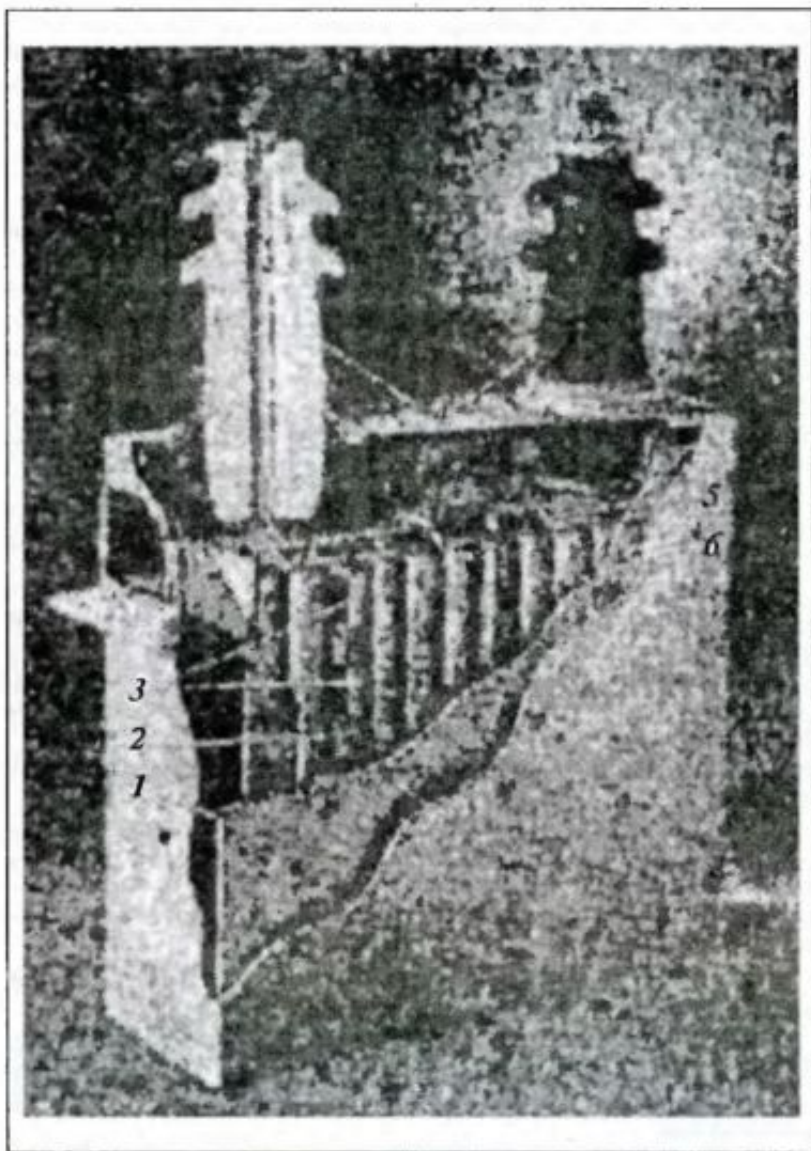


Рис. 33. Типовой силовой конденсатор для наружной установки на 15 кВ · А, 2400 В:

1 — коробка из электрокартона; 2 — бумага; 3 — алюминиевая фольга; 4 — вводы; 5 — разрядные сопротивления; 6 — конденсаторная секция

Критериями оценки состояния конденсаторов являются: по п. 1 — значение избыточной температуры, по п. 2 — характер изменения температуры по высоте корпуса конденсатора (при пониженном уровне масла в корпусе на уровне раздела воздух — масло в корпусе будет иметь место резкое изменение температуры), по пп. 3 и 4 — характерная картина теплового поля на поверхности корпуса конденсатора, локальные или повышенные нагревы стенок корпуса, значения емкостей и др.

ГЛАВА ЧЕТЫРНАДЦАТАЯ

Силовые кабельные линии

Инфракрасная диагностика силовых кабельных линий обеспечивает возможность оценки их теплового состояния, что важно при установлении наибольших токовых нагрузок кабелей (пп. 5.8.2, 5.8.3 ПТЭ), решении вопроса о пожарной опасности кабельных прокладок, определении их термической стойкости, оценке эффективности работы вентиляционных устройств и т.п.

Тепловизионный контроль силовых кабелей осуществляется по всей их длине и позволяет выявить участки с повышенными значениями $\text{tg } \delta$, что важно для кабелей со значительным сроком службы, проложенных с большим перепадом высот, а у маслонаполненных кабелей позволяет оценить степень циркуляции масла от маслоподпитывающих устройств.

С помощью ИК-контроля выявляют на начальной стадии развития очаги разрушения изоляции в сухих разделках кабелей, а у кабелей марки ААШв(ож) — утонение оболочки в местах их изгиба, повреждение гофры, изломы, порывы алюминиевой оболочки и т.п.

В целях решения проблемы пожарной безопасности кабельных хозяйств электростанций используются специальные огнестойкие уплотнения. Применение таких уплотнений, обладающих низкой теплопроводностью, приводило в ряде случаев к перегреву кабелей.

Повышение начальной температуры кабелей и окружающего воздуха приводит к уменьшению времени возгорания кабелей (при наличии пожарной опасности), к увеличению размеров повреждений и скорости распространения горения. С помощью тепловизора в потоке кабелей могут быть выявлены кабели с повышенной температурой нагрева. По зафиксированной температуре нагрева оболочки кабеля может быть определена температура жилы кабеля и проведен соответствующий расчет по проверке его нагрузочной способности.

Температура нагрева жилы кабеля, °С, определяется по результатам тепловизионного измерения:

$$t_{\text{ж}} = t_{\text{об}} + \Delta t,$$

где $t_{\text{ж}}$ — температура жилы кабеля, °С; $t_{\text{об}}$ — температура оболочки (брони) кабеля, °С; Δt — разность температур оболочки (броней) и жил кабеля, °С.

Разность температур Δt для кабелей с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами с различной степенью старения может быть определена с помощью известных термограмм.

ГЛАВА ПЯТНАДЦАТАЯ

Подвесные фарфоровые и полимерные изоляторы

Подвесные тарельчатые изоляторы применяются в виде последовательно соединенных изоляционных конструкций (гирлянд), характер распределения рабочего напряжения по которым имеет U-образный характер. Наибольшая температура приходится на изоляторы, примыкающие к фазному проводу, наименьшая — на изоляторы, находящиеся в зоне металлической заземленной траверсы.

При пробое одного или нескольких изоляторов в гирлянде характер распределения рабочего напряжения в ней изменяется и большая его часть ложится на исправные изоляторы. Примерно такой же характер носит распределение температуры по изоляторам гирлянды. Наибольшее значение температуры приходится на изоляторы, примыкающие к фазному проводу ВЛ.

Разность температуры исправного и дефектного изоляторов в гирлянде может находиться в пределах $0,3 - 0,5$ °С и более в зависимости от количества и места расположения в ней дефектных изоляторов.

Гирлянда может состоять из исправных изоляторов, чисто нулевых и изоляторов с изменяющимися диэлектрическими свойствами (группа 3). Появившиеся в гирлянде нулевые изоляторы приобретают температуру окружающего воздуха, на остальных изоляторах гирлянды температура повышается.

Температура изоляторов (группы 3) в зависимости от значений $\text{tg } \delta$, поверхностных токов утечки, определяемых погодными условиями и характером дефекта в толще фарфора, состояния цементной армировки (увлажнения армировки, ее пористости и др.), наличия механических повреждений фарфора может колебаться в широких пределах. Если трещина в теле фарфора свежая, то сопротивление изоляции такого изолятора при увлажнении канала пробоя будет

минимальным и увеличится по мере его подсыхания. Процесс стабилизации завершается после многократных пробоев и оплавления стенок канала с образованием проводящих дорожек.

Опыт проведения ИК-контроля подвесных изоляторов в лабораторных и полевых условиях показал:

1) распределение температуры по изоляторам гирлянды, выполненных из стекла и фарфора, происходит неодинаково. В гирлянде из стеклянных изоляторов распределение температуры носит сглаженный характер.

В гирлянде из исправных фарфоровых изоляторов наиболее высокую температуру имеет изолятор, примыкающий к фазному проводу. Нулевой изолятор будет иметь температуру окружающего воздуха.

ИК-контроль позволяет оценить общее состояние гирлянды изоляторов при наличии в ней нескольких дефектных изоляторов;

2) выявление в гирлянде изоляторов с дефектами (группы 3) с помощью тепловизора маловероятно;

3) ИК-контроль гирлянд должен проводиться одновременно для всех трех фаз ВЛ в облачную погоду или ночью, лучше на рассвете. Измерение температуры желательно проводить у шапок изоляторов;

4) при контроле изоляторов с помощью тепловизора с нижним спектральным диапазоном 2 мкм может фиксироваться свечение короны в видимом спектре, которое можно ошибочно принять за нагрев;

5) контроль изоляторов с помощью тепловизора, установленного на вертолете, должен осуществляться при минимальной скорости полета, лучше при зависании вертолета над средней фазой. ИК-контроль должен осуществляться одновременно для изоляторов трех фаз ВЛ;

6) оценку результатов измерения тепловизором температур изоляторов гирлянд рекомендуется производить путем пофазного сравнения. Различие температур на поверхности шапок изоляторов трех фаз не должно превышать 20 – 30 %.

Тепловизионный контроль полимерных стержневых изоляторов может выявлять нарушение клевого шва между силиконовой рубашкой (ребрами) и изоляционным стержнем. Проникновение влаги в нарушенный клеевой шов приведет к возникновению в этом месте тока утечки и его локальному нагреву.

ГЛАВА ШЕСТНАДЦАТАЯ

Аккумуляторные батареи и высокочастотные заградители

Использование тепловизора для контроля состояния аккумуляторных батарей позволяет получить полную и объективную информацию о тепловых процессах, происходящих в аккумуляторах, в частности:

- о наличии КЗ внутри элемента аккумулятора, неисправности паяных и сварных соединений токоведущих частей;
- о равномерности токовой “отдачи” от элементов аккумуляторов, температуре электролита, которая в зависимости от типа аккумулятора не должна превышать 40 °С;
- о зашламлении, локальных очагах КЗ в элементах аккумуляторов и т.п.

Высокочастотные заградители, как правило, монтируются на гирляндах изоляторов к порталам подстанций 110 кВ и выше; реже устанавливаются на опорных конструкциях.

Соединения с зажимами заградителей имеют достаточно длинные шлейфы, и воздействие на них ветровых нагрузок приводит к быстрому нарушению болтовых КС. На подстанциях ряда энергосистем снижение действия ветровых нагрузок на КС заградителей достигается путем пропускания шлейфа сквозь лодочки, гасящие вибрацию провода. Опыт использования инфракрасной диагностики показывает, что при отсутствии виброгасящих устройств в заградителях периодичность контроля последних должна приниматься не реже 1 раза в год. Критериями оценки состояния контактных соединений в зависимости от токовой нагрузки могут быть превышение температурой допустимого значения либо избыточная температура.

Контактные соединения РУ и ВЛ

Как известно, в зависимости от конструкции, назначения, способа соединения материалов, области применения и других факторов различают контактные соединения: болтовые, сварные, паяные и выполненные обжатием (опрессованные и скрученные).

К контактными соединениям можно отнести дистанционные распорки проводов.

Сварные контактные соединения. При эксплуатации контактных соединений, выполненных сваркой, причинами возникновения в них дефектов могут являться: отклонения от заданных параметров, подрезы, пузыри, каверны, непровары, наплывы, трещины, шлаковые и газовые включения (раковины), незаделанные кратеры, пережог проволок жилы, несоосность соединенных проводников, неправильный выбор наконечников, отсутствие защитных покрытий на соединениях и т.п.

Технология термической сварки не обеспечивает надежную работу сварных соединителей проводов больших сечений (240 мм² и более). Это связано с тем, что из-за недостаточного разогрева в процессе сварки соединяемых проводов и неравномерного сближения их концов происходит пережог наружных повивов проводов, непровар, в месте сварки появляются усадочные раковины и шлаки. В результате снижается механическая прочность сварного соединения. При механических нагрузках менее расчетных возникает обрыв (перегорание) провода в петле анкерной опоры, что приводит к аварийным отключениям ВЛ при малом сроке их эксплуатации. Если в сварном соединении происходит обрыв отдельных проводников провода, то это приводит к увеличению переходного сопротивления контакта и повышению его температуры.

Скорость развития дефекта в этом случае будет существенно зависеть от ряда факторов: значения тока нагрузки, натяжения провода, ветровых и вибрационных воздействий и т.п.

На основании проведенных экспериментов было установлено, что:

- уменьшение активного сечения провода на 20 – 25 % за счет обрыва отдельных проводников может быть не выявлено при проведении ИК-контроля с вертолета, что связано с малым коэффициентом излучения провода, удаленностью тепловизора от трассы на 50 – 80 м, влиянием ветра, солнечной радиацией и другими факторами;
- при отбраковке дефектных контактных соединений, выполненных сваркой, с помощью тепловизора или пирометра необходимо иметь в виду, что скорость развития дефекта этих соединений намного выше, чем у болтовых контактных соединений с нажатием;
- дефекты выполненных сваркой контактных соединений, выявленные тепловизором при обследовании ВЛ с вертолета, необходимо классифицировать как опасные, если их избыточная температура равна 5 °С;
- стальные втулки, не удаленные со сварного участка проводов, могут создавать ложное впечатление о возможном нагреве за счет высокого коэффициента излучения отожженной поверхности.

Опрессованные контактные соединения. В контактных соединениях, выполненных опрессовкой, наблюдаются неправильный подбор наконечников или гильз, неполный ввод жилы в наконечник, недостаточная степень опрессовки, смещение стального сердечника в соединителе провода и т.п. Как известно, одним из способов контроля опрессованных соединителей является измерение их сопротивления постоянному току.

Критерием идеального контактного соединения служит равенство его сопротивления сопротивлению эквивалентного участка целого провода. Опрессованный соединитель считается пригодным к эксплуатации, если его сопротивление не более чем в 1,2 раза превышает эквивалентный участок целого провода. При опрессовании соединителя его сопротивление резко падает, но с увеличением давления оно стабилизируется и изменяется незначительно.

Сопротивление соединителя весьма чувствительно к состоянию контактной поверхности прессуемых проводов. Появление оксидов алюминия на контактных поверхностях ведет к резкому увеличению контактного сопротивления соединителя и повышенному тепловыделению.

Незначительные изменения переходного сопротивления КС в процессе их опрессования, а также связанное с этим малое тепловыделение в КС указывают на недостаточную эффективность выявления в них дефектов непосредственно после монтажа с помощью приборов инфракрасной техники. В процессе эксплуатации опрес-

сованных КС наличие в них дефектов будет способствовать более интенсивному образованию оксидных пленок и повышать переходное сопротивление, что может привести к появлению локальных нагревов. Поэтому можно считать, что ИК-контроль новых опрессованных КС не позволяет выявлять дефекты опрессовки и должен проводиться для соединителей, проработавших определенный срок (1 год и более).

Основными характеристиками опрессованных соединителей являются степень опрессовки и механическая прочность. С увеличением механической прочности соединителя его контактное сопротивление уменьшается. Максимум механической прочности соединителя соответствует минимуму электрического контактного сопротивления.

Болтовые контактные соединения. Контактные соединения, выполненные с помощью болтов, чаще всего имеют дефекты из-за отсутствия шайб в месте соединения медной жилы с плоским выводом из меди или сплава алюминия, отсутствия тарельчатых пружин, непосредственного подсоединения алюминиевого наконечника к медным выводам оборудования в помещениях с агрессивной или влажной средой, в результате недостаточной затяжки болтов и др.

Болтовые КС алюминиевых шин на большие токи (3000 А и выше) недостаточно стабильны в эксплуатации. Если контактные соединения на ток до 1500 А требуют подтяжки болтов 1 раз в 1 – 2 года, то аналогичные соединения на токи 3000 А и выше нуждаются в ежегодной переборке с непременной зачисткой контактных поверхностей. Необходимость в такой операции связана с тем, что в многоамперных шинопроводах (сборные шины электростанций и т.п.), выполненных из алюминия, более интенсивно протекает процесс образования оксидных пленок на поверхности контактных соединений.

Процессу образования оксидных пленок на поверхности болтовых контактных соединений способствуют различные температурные коэффициенты линейного расширения стальных болтов и алюминиевой шины. Поэтому при прохождении по шинопроводу тока КЗ, при работе его с переменной токовой нагрузкой в нем при большой протяженности в результате вибрационных воздействий происходит деформация (уплотнение) контактной поверхности алюминиевой шины. В этом случае усилие, стягивающее две контактные поверхности ошиновки, ослабевает, имевшийся между ними слой смазки испаряется и т.д.

Из-за образования оксидных пленок площадь соприкосновения контактов, т.е. число и размер контактных площадок (число точек),

через которые проходит ток, уменьшаются и, вместе с тем, увеличивается плотность тока, которая может достигать тысяч ампер на квадратный сантиметр, вследствие чего сильно растет нагрев этих точек.

Температура последней точки достигает температуры плавления материала контакта, и между контактными поверхностями образуется капля жидкого металла. Температура капли, повышаясь, доходит до кипения, пространство вокруг контактного соединения ионизируется, и появляется опасность многофазного замыкания в РУ. Под действием магнитных сил дуга может перемещаться вдоль шин РУ со всеми вытекающими отсюда последствиями.

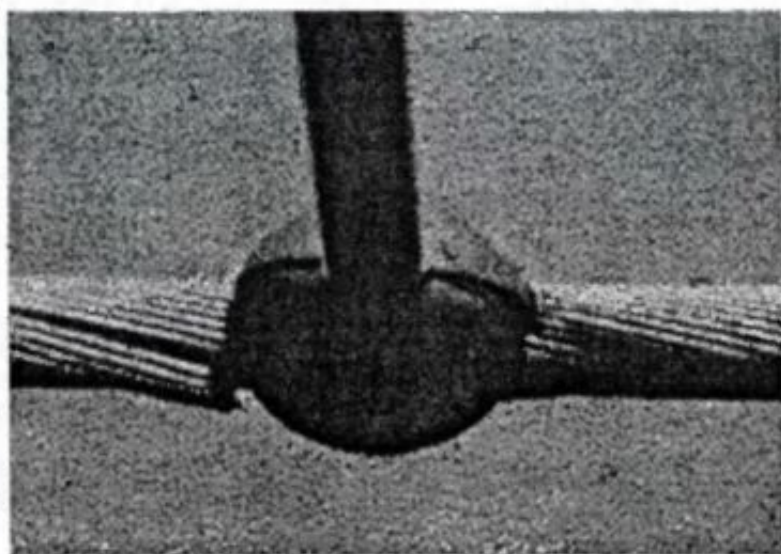
Опыт эксплуатации показывает, что наряду с многоамперными шинопроводами недостаточной надежностью обладают и одноболтовые КС. Последние, в соответствии с ГОСТ 21242-75, допускаются к применению на номинальный ток до 1000 А, однако повреждаются уже при токах 400 – 630 А. Повышение надежности одноболтовых КС требует принятия ряда технических мер по стабилизации их электрического сопротивления.

Процесс развития дефекта в болтовом контактном соединении, как правило, протекает достаточно длительно и зависит от ряда факторов: тока нагрузки, режима работы (стабильная нагрузка или переменная), воздействия химических реагентов, ветровых нагрузок, усилий затяжки болтов, стабилизации давления контактов и др.

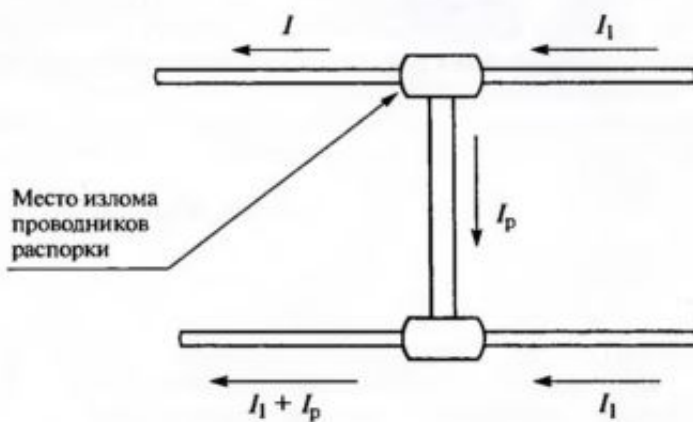
Переходное сопротивление болтового контактного соединения зависит от продолжительности токовой нагрузки. Переходное сопротивление КС постепенно повышается до определенного момента, после чего происходит резкое ухудшение контактной поверхности КС с интенсивным тепловыделением, свидетельствующим об аварийном состоянии КС.

Аналогичные результаты были получены специалистами фирмы “Инфраметрикс” (США) при тепловых испытаниях болтовых КС. Повышение температуры нагрева в процессе испытаний носило постепенный характер в течение года, а затем наступал период резкого повышения тепловыделения.

Контактные соединения, выполненные скруткой. Отказы КС, выполненных скруткой, возникают в основном из-за дефектов монтажа. Неполная скрутка проводов в овальных соединителях (менее 4,5 витков) приводит к вытягиванию провода из соединителя и его обрыву. Неочищенные провода создают высокое переходное сопротивление, в результате чего происходит перегрев провода в соединителе с его возможным выгоранием. Неоднократно отмечались случаи выдергивания грозозащитного троса АЖС-70/39, скрученного



а)



б)

Рис. 34. Фотография места крепления дистанционной распорки с изломом проводников в результате вибрационных воздействий (а) и схема протекания токов нагрузки в двухпроводной фазе ОРУ или ВЛ при изломе проводников в месте крепления дистанционных распорок (б)

на меньшее количество оборотов, из овального соединителя марки СОАС-95-3 воздушных линий 220 кВ.

Дистанционные распорки. Неудовлетворительная конструкция некоторых исполнений дистанционных распорок, воздействие вибрационных усилий и другие факторы могут приводить к перетиранию проводников провода или их излому (рис. 34). В этом случае через дистанционную распорку будет протекать ток, значение которого будет определяться характером и степенью развития дефекта.

Анализ результатов тепловизионного контроля контактных соединений

Сварные контактные соединения. При тепловизионном контроле КС оценка их состояния в соответствии с “Объемом и нормами испытаний электрооборудования” может производиться по коэффициенту дефектности или по значению избыточной температуры. Эксперименты, проведенные Южтехэнерго выявили недостаточную эффективность тепловизионного метода для обнаружения дефекта в сварном КС на ранней стадии развития, особенно при контроле КС проводов ВЛ с вертолета. Для сварных КС предпочтительным является оценка их состояния по значению избыточной температуры.

Опрессованные контактные соединения. В свое время в качестве критериев оценки состояния опрессованных КС на ОРУ и ВЛ использовались значения коэффициентов дефектности, т.е. отношение измеренного сопротивления или падения напряжения на соединителе к сопротивлению идентичного участка целого провода.

С появлением приборов ИКТ оценка состояния опрессованных КС может осуществляться по значению избыточной температуры или по коэффициенту дефектности.

Возникает вопрос о степени эффективности каждого из этих способов оценки состояния опрессованных КС. Для решения этой задачи в Мосэнерго были проведены нагрузочные испытания участка провода марки АСУ-400 с исправным и дефектным соединителями.

Предварительно были определены коэффициенты дефектности на постоянном токе ($K_1 = 9$) и по падению напряжения ($K_2 = 5$). Результаты нагрузочных испытаний (табл. 15) показали, что для опрессованных соединителей наиболее предпочтителен способ оценки КС по значению избыточной температуры.

Так, при токе $(0,3 - 0,4)I_{\text{ном}}$ значения избыточной температуры составляют $7 - 16$ °С, что достаточно уверенно фиксируется прибором ИКТ.

Результаты проведенных экспериментов хорошо согласуются с рекомендациями “Объема и норм испытаний электрооборудова-

Таблица 15

Значение тока нагрузки, А	Температура нагрева, °С			Коэффициент дефектности
	провода	исправного КС	дефектного КС	
160	23	24,5	27	1,18
200	24	27	31	1,29
300	28	34	44	1,54
600	43	51	71	1,65
700	51	59	89	1,75
800	52	61	98	1,89

ния". При оценке состояния опрессованных КС по значениям коэффициентов дефектности необходимо иметь в виду, что на начальной стадии изготовления (при монтаже) КС имеет коэффициент дефектности 0,8 – 0,9.

Отказ опрессованного КС развивается постепенно и во многом зависит от соблюдения технологии обжатия и развиваемого при этом давления. Оптимальным считается условие, при котором максимальная степень обжатия соответствует минимальному значению контактного сопротивления КС.

Болтовые контактные соединения. Как в отечественной, так и в зарубежной практике наиболее широкое распространение получила оценка состояния болтового КС по значению избыточной температуры.

Процесс развития дефекта в болтовом КС был исследован фирмой "Инфраметрикс" (США) на действующем присоединении при токе нагрузки 200 А. Эксперимент показал, что процесс развития дефекта при отсутствии внешних климатических, вибрационных и иных факторов и стабильной во времени нагрузке может протекать весьма длительно.

По результатам испытаний фирма предложила следующие предельные значения избыточной температуры при номинальном токе:

а) ≤ 10 °С — нормальная периодичность тепловизионного контроля;

б) 10 – 20 °С — учащенный тепловизионный контроль;

в) 20 – 40 °С — тепловизионный контроль через каждый месяц;

г) > 40 °С — аварийный нагрев.

Предложенная фирмой система оценки состояния болтовых КС по температуре нагрева, в принципе, не отличается от регламентированной "Объемом и нормами испытаний электрооборудования".

Влияние температуры нагрева болтовых КС на степень развития дефекта было исследовано Южтехэнерго. С этой целью были прове-

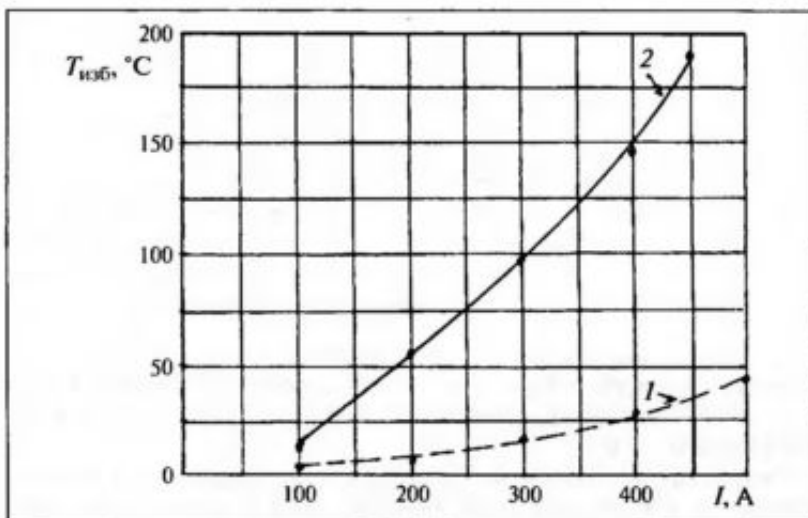


Рис. 35. Зависимость избыточной температуры болтового контактного соединителя от тока нагрузки:

1 — при сокращении площади соприкосновения контактных поверхностей на 40 %; 2 — то же, на 80 %

дены нагрузочные испытания болтовых КС при имитации у них сокращения на 40 и 80 % площади соприкосновения контактных поверхностей (рис. 35). Была подтверждена возможность выявления дефектов подобного рода при тепловизионном контроле и показано, что дефекты на ранней стадии развития могут отчетливо выявляться при токах нагрузки $(0,3 - 0,4)I_{\text{ном}}$.

Циклические долговременные испытания болтовых КС показывают, что стабильность их контактного переходного сопротивления во многом определяется конструкцией крепежной арматуры (наличием пружинных шайб и т.п.). При проведении тепловизионного контроля выявление КС с повышенным нагревом требует принятия определенных стабилизационных мер, например вывода из работы или временного снижения нагрузки. В последнем случае ток $I_{\text{доп}}$, допустимый для данного дефектного КС, может быть определен из соотношения

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{нагр}} \frac{\sqrt{\Delta T_{\text{норм}}}}{\sqrt{\Delta T_{\text{изм}}}},$$

Таблица 16

Контролируемые узлы	Наибольшее допустимое значение	
	температуры нагрева, °С	превышения температуры, °С
1. Токоведущие (за исключением контактов и контактных соединений) и нетоковедущие металлические части: неизолированные и не соприкасающиеся с изоляционными материалами изолированные или соприкасающиеся с изоляционными материалами классов нагревостойкости по ГОСТ 8865-93:	120	80
У	90	50
А	100	60
Е	120	80
В	130	90
F	155	115
Н	180	140
2. Контакты из меди и медных сплавов: без покрытий (в воздухе/в изоляционном масле) с накладными серебряными пластинами (в воздухе/в изоляционном масле) с покрытием серебром или никелем (в воздухе/в изоляционном масле) с покрытием серебром толщиной не менее 24 мкм с покрытием оловом (в воздухе/в изоляционном масле)	75/80 120/90 105/90 120 90/90	80/50 80/50 65/50 80 50/50
3. Контакты металлокерамические вольфрамо- и молибденсодержащие в изоляционном масле на основе меди/серебра	85/90	45/50
4. Аппаратные выводы из меди, алюминия и их сплавов, предназначенные для соединения с внешними проводниками электрических цепей: без покрытия с покрытием оловом, серебром или никелем	90 105	50 65
5. Болтовые контактные соединения из меди, алюминия и их сплавов: без покрытия (в воздухе/в изоляционном масле) с покрытием оловом (в воздухе/в изоляционном масле)	90/100 105/100	50/60 65/60

Продолжение табл. 16

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

Продолжение табл. 16

Контролируемые узлы	Наибольшее допустимое значение	
	температуры нагрева, °С	превышения температуры, °С
из вулканизирующегося полиэтилена	90/130	—
из резины	65/—	—
из резины повышенной теплостойкости	90/—	—
с пропитанной бумажной изоляцией при вязкой / обедненной пропитке и номинальном напряжении, кВ:		
1 и 3	80/80	—
6	65/75	—
10	60/—	—
20	55/—	—
35	50/—	—
12. Коллекторы и контактные кольца, незащищенные и защищенные при изоляции классов нагревостойкости:		
А/Е/В	—	60/70/80
Е/Н	—	90/100
13. Подшипники скольжения/качения	80/100	—

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

где $I_{\text{нагр}}$, $\Delta T_{\text{изм}}$ — ток и превышение температуры измеренного КС соответственно; $\Delta T_{\text{норм}}$ — превышение температуры КС, регламентированное “Объемом и нормами испытаний электрооборудования”, в зависимости от рода покрытия контактных поверхностей и среды, в которой они находятся.

Оценка теплового состояния электрооборудования и токоведущих частей в зависимости от условий их работы и конструкции может осуществляться: по нормированным температурам нагрева (превышениям температуры), избыточной температуре, коэффициенту дефектности, динамике изменения температуры во времени, с изменением нагрузки, путем сравнения измеренных значений температуры в пределах фазы и между фазами со значениями температуры на заведомо исправных участках.

Предельные значения температуры нагрева для $I_{\text{ном}}$ и ее превышения приведены в табл. 16.

Для контактов и болтовых КС нормативами, приведенными в табл. 16, следует пользоваться при токах нагрузки $(0,6 - 1,0)I_{\text{НОМ}}$ после соответствующего пересчета. Пересчет превышения измеренного значения температуры к нормированному осуществляется по соотношению

$$\frac{\Delta T_{\text{НОМ}}}{\Delta T_{\text{раб}}} = \left[\frac{I_{\text{НОМ}}}{I_{\text{раб}}} \right]^2,$$

где $\Delta T_{\text{НОМ}}$ — превышение температуры при $I_{\text{НОМ}}$; $\Delta T_{\text{раб}}$ — то же, при $I_{\text{раб}}$.

Тепловизионный контроль электрооборудования и токоведущих частей при токах нагрузки $0,3I_{\text{НОМ}}$ и ниже не способствует выявлению дефектов на ранней стадии их развития.

Для контактов и болтовых КС при токах нагрузки $(0,3 - 0,6)I_{\text{НОМ}}$ оценка их состояния проводится по избыточной температуре. В качестве норматива используется значение температуры, пересчитанное на $0,5I_{\text{НОМ}}$.

Для пересчета используется соотношение

$$\frac{\Delta T_{0,5}}{\Delta T_{\text{раб}}} = \left[\frac{0,5I_{\text{НОМ}}}{I_{\text{раб}}} \right]^2,$$

где $\Delta T_{0,5}$ — избыточная температура при токе нагрузки $0,5I_{\text{НОМ}}$.

При оценке состояния контактов и болтовых КС по избыточной температуре при токе нагрузки $0,5I_{\text{НОМ}}$ различают следующие области по степени неисправности:

- *избыточная температура 5 – 10 °С.* Начальная степень неисправности, которую следует держать под контролем и принимать меры по ее устранению во время проведения ремонта, запланированного по графику;
- *избыточная температура 10 – 30 °С.* Развившийся дефект. Следует принять меры по устранению неисправности при ближайшем выводе электрооборудования из работы;
- *избыточная температура более 30 °С.* Аварийный дефект. Требуется немедленного устранения.

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

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

- | | |
|------------------------|---|
| Не более 1,2 | Начальная степень неисправности, которую следует держать под контролем |
| 1,2 – 1,5 | Развившийся дефект. Принять меры по устранению неисправности при ближайшем выводе электрооборудования из работы |
| Более 1,5 | Аварийный дефект. Требуется немедленного устранения. |

Воздушные линии электропередачи

Надежность воздушных линий (ВЛ) во многом зависит от состояния контактных соединений проводов, контроль которых ранее осуществлялся специальными измерительными штангами, а в настоящее время выполняется с применением тепловизоров, устанавливаемых на вертолете или на автомашине.

Анализ аварий с проводами ВЛ показал, что основными их причинами являются:

- *дефекты сварки с обрывом проводов в шлейфах.* Обрывам проводов во многом способствовала применявшаяся технология термической сварки, которая не обеспечивала надежную работу сварных соединителей проводов больших сечений — 240 мм² и более. Это связано с тем, что из-за недостаточного разогрева в процессе сварки соединяемых проводов и неравномерного сближения их концов происходит пережог наружных повивов проводов, “непровар” и в итоге в месте сварки появляются усадочные раковины и шлаки. В результате снижается механическая прочность сварного соединения, приводящая при механических нагрузках менее расчетных к обрыву (перегоранию) провода в петле анкерной опоры;

- *дефекты опрессовки соединителей с вытягиванием провода.* В контактных соединениях, выполненных опрессовкой, имеют место неправильный подбор наконечников или гильз, неполный ввод жилы в наконечник, недостаточная степень опрессовки, смещение стального сердечника в соединителе провода и т.п.;

- *обрывы проводов.* Большинство отказов по этой причине имело место на ВЛ, находящихся в эксплуатации 30 лет и более, и связана с коррозией проводов, износом, истиранием, усталостными явлениями;

- *вибрационные воздействия.* Вибрации могут быть подвержены любые провода на линии в результате отсутствия или неправильного выбора типа гасителя вибрации. Излом проводников в проводе мо-

жет происходить как в натяжных, так и в поддерживающих соединителях (рис. 36);

- *повреждения проводов распорками.* В расщепленных фазах ВЛ 330 — 750 кВ нарушения монтажа распорок могут приводить к их механическому повреждению, а также к повреждению проводников провода (см. рис. 34);

- *расщепление линейной арматуры с падением провода.* В расщепленных фазах этому явлению может способствовать протекание по звеньям арматуры токов нагрузки, что связано с ухудшением состояния контактного соединения одного из шлейфов фазы.

Приведенные выше, а также ряд других дефектов проводов ВЛ, как показывает зарубежный и отечественный опыт, могут своевременно выявляться с помощью специальных приборов — тепловизоров.

Установка тепловизора на вертолет позволяет в течение летного дня (6 ч) осуществить термографический контроль примерно 300 км трассы ВЛ. Опыт проведения ИК-контроля проводов ВЛ, накопленный лабораторией ОРГРЭС, показывает, что при аэроинспекции ВЛ должно проверяться состояние не только КС в петлях анкерных опор, но и всех видов КС контролируемой линии, а также поддерживающих зажимов проводов гирлянд изоляторов. Последнее обусловлено тем, что разрушение провода, вызываемое вибрацией, обычно происходит в местах его закрепления, где условия работы при вибрации особенно неблагоприятны, и проявляются в последовательном изломе отдельных проволок провода.

С увеличением числа оборванных проволок механические напряжения в оставшихся возрастают, разрушение приобретает нарастающий характер, пока не происходит полный обрыв провода.

Явлению вибрации и опасности повреждений, вызываемых ею, могут быть подвержены все находящиеся применение на линиях провода и тросы вне зависимости от их материала и сечения. Процесс излома проводников в проводе обычно сопровождается повышенным тепловыделением и может быть зафиксирован с помощью тепловизора.

Отбраковка КС и поддерживающих зажимов по нагреву должна вестись с учетом их конструктивного исполнения и способа термографической съемки (с вертолета или с земли):

- *для болтовых КС* — по превышению температуры (ГОСТ 9024-90), если ИК-контроль ведется с вертолета;

- *для опрессованных и сварных КС, а также КС, выполненных скруткой,* — по значению избыточной температуры или коэффициенту дефектности.

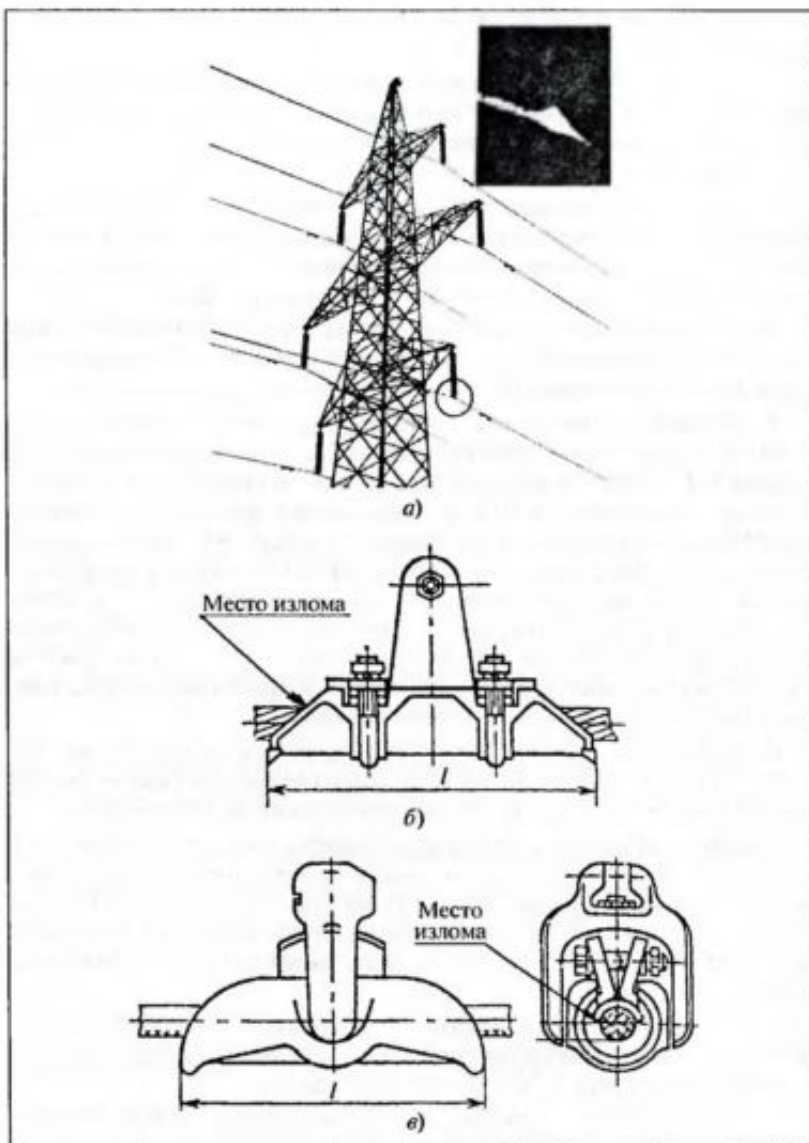


Рис. 36. Излом проводников поддерживающего зажима:

a — нагрев провода ВЛ в поддерживающем зажиме; *б* — поддерживающий зажим серии ПГН для проводов сечением 25 – 240 мм²; *в* — поддерживающий зажим серии ПГН для проводов сечением 300 – 600 мм²

Проведению ИК-контроля ВЛ должна предшествовать проработка вопросов, связанных с рельефом местности, трассой (длина пролетов, типы опор, виды КС и др.), ее протяженностью, маркой и конструкцией проводов фазы (расщепленная, единичный провод) и т.п.

Должна быть составлена маршрутная карта полетов с обозначением мест заправки вертолета горючим, учтено время нахождения вертолета в полете над ВЛ и ухода его на заправку. Должен быть проведен необходимый инструктаж экипажа вертолета об условиях полета и взаимодействии экипажа и операторов.

Бригада операторов на период полета должна быть оснащена:

- высокочувствительным тепловизором;
- видеокамерой или фотоаппаратом (электронным или обычным);
- биноклем (подзорной трубой);
- диктофоном.

Тепловизоры, используемые для контроля КС проводов, должны обеспечивать:

- высокую разрешающую способность (не хуже $0,1\text{ }^{\circ}\text{C}$);
- достаточный угол зрения (в пределах 7°);
- питание от бортовой сети вертолета;
- одновременную запись термографической съемки и речевых комментариев к ней;
- возможность размещения сканера тепловизора на внешнем шарнирном устройстве, обеспечивающем угол поворота на 90° в любой плоскости;
- стойкость к вибрационным воздействиям от вертолета (частотой до 15 Гц).

Аэротермографическая съемка проводов ВЛ осуществляется при скорости вертолета 60 – 100 км/ч в зависимости от типа вертолета (Ми-2 или Ми-8). В зависимости от рельефа местности и номинального напряжения ВЛ съемку ведут при нахождении вертолета на расстоянии 10 – 30 м над ВЛ и 30 – 60 м сбоку от ее. Съемку ведут под углом поворота сканера $40\text{--}50^{\circ}$ в направлении полета, фиксируя “набегающие” провода ВЛ. Токовая нагрузка на ВЛ в момент термографической съемки должна быть не менее 50 % номинальной, скорость ветра — минимальной. Съемку лучше проводить в пасмурную погоду, при низкой температуре и высоких облаках. В ясную солнечную погоду возможно появление бликов на поверхностях КС, приводящих к ошибкам в оценке их состояния.

Термографическую съемку КС проводов ВЛ обычно ведет бригада операторов, состоящая из двух-трех человек и представителя линейной службы, хорошо знающего трассу ВЛ.

В вертолете Ми-2 один из операторов с тепловизором размещается на месте штурмана, справа от пилота. Сканер тепловизора устанавливается на шарнирном устройстве, укрепленном на двери кабины вертолета (при снятом оконном блистере). Этот оператор осуществляет наблюдение за КС проводов ВЛ, руководит режимом полета и проводит съемку. Второй оператор совместно с линейщиком ведут запись речевых комментариев полета и выполняют разного рода вспомогательные функции. Третий оператор ведет съемку трассы ВЛ с помощью видеокамеры и других средств записи. Линейщик осуществляет запись номеров опор трассы ВЛ в процессе полета и выявленных неполадок при визуальном осмотре ВЛ.

Оценка состояния КС по нагреву производится как непосредственно в процессе термографической съемки, так и при повторном просмотре видеозаписей в стационарных условиях.

Анализ результатов тепловизионного контроля ВЛ

Надежность эксплуатации ВЛ во многом определяется состоянием проводов, контактных соединений, арматуры, гасителей вибрации, распорок, изоляторов, тросов и тросовой изоляции, механической прочностью элементов опор (траверс, стоек, оттяжек, фундаментов и др.), состоянием трассы ВЛ (обеспечением проектной ширины просек, очисткой от растительности, предохранением от низовых пожаров и т.п.).

Таблица 17

Задачи диагностики	Метод решения	Периодичность контроля
Проверка теплового состояния проводов и контактных соединений	Инфракрасная термография	Для МЭС — ежегодно. Для остальных через 3 — 6 лет
Оценка исправности тросовой изоляции. Выявление поврежденных опор тросов, траверс, стоек, оттяжек, фундаментов и др.	Видеозапись, цифровое фото	Не реже 1 раза в 5 — 10 лет
Проверка состояния трасс ВЛ: излишняя поросль, сужение просек, пересечение с другими ВЛ, автомобильными и железными дорогами, снижение стрелы провеса проводов и т.п.	Лазерная диагностика. Видеозапись, цифровое фото	По мере необходимости
Проверка состояния линейной изоляции (нулевые изоляторы, места перекрытия, нарушения верхнего повива проводов)	Регистрация электромагнитных излучений	Не реже 1 раза в 6 лет

Оценка состояния ВЛ производится по результатам их обхода и обследования с помощью летательных аппаратов. В зарубежной и отечественной практике ведение аэроконтроля ВЛ является предпочтительным, оснащенность диагностической аппаратурой летательных средств определяется, как правило, решаемыми при этом задачами (табл. 17).

За рубежом задачи аэродиagnostики ВЛ решаются с помощью специализированных летательных аппаратов на базе легких двухместных вертолетов, оснащенных либо инфракрасной измерительной системой (Швеция, Канада), либо регистратором электромагнитных излучений (Швейцария, Германия).

Конструкции российских вертолетов фирм Миля и Камова позволяют совместить инфракрасную термографию с видеозаписью, что существенно повышает объем решаемых при аэродиagnostике ВЛ задач.

Как показал опыт, накопленный фирмой ОРГРЭС, вертолетная измерительная система должна иметь следующую комплектацию:

1) тепловизор с разрешающей способностью не хуже $0,1\text{ }^{\circ}\text{C}$, с телеобъективом 7° , желательно с ручной фокусировкой, обеспечивающий непрерывную запись на цифровой видеоманитофон теплового изображения со звуковым сопровождением и имеющий выносной жидкокристаллический экран;

2) видеокамеру ADAR и IC-100 с цифровой камерой Kodak DC-1200.

Контроль межсистемных электрических сетей с помощью такой измерительной системы должен проводиться ежегодно.

Список литературы

1. Дефектация электрооборудования при инфракрасной диагностике. М.: Инфра-техник, 2004.
2. Бажанов С. А. Инфракрасная диагностика электрооборудования распределительных устройств. М.: НТФ “Энергопрогресс”, 2000 [Библиотечка электротехника. Вып. 4 (16)].
3. Объем и нормы испытаний электрооборудования. РД 34.45-51.300-97. М.: Энас, 2002.
4. ОСТ 16.0.800.343-76 “Турбогенераторы. Испытание сердечника статора”.
5. Методические указания по проведению испытаний на нагревание генераторов. МУ-34-70-069-84. М.: СПО “Союзтехэнерго”, 1984.
6. Типовая инструкция по эксплуатации узла контактных колец и шеточного аппарата турбогенераторов мощностью 165 МВт и выше. ТП34-70-024-84. М.: СПО “Союзтехэнерго”, 1984.

Содержание

Часть 1	
Предисловие	3
ГЛАВА ПЕРВАЯ. Общие положения	5
ГЛАВА ВТОРАЯ. Вращающиеся электрические машины	12
ГЛАВА ТРЕТЬЯ. Силовые трансформаторы, автотрансформаторы, масляные реакторы	21
ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ. Маслонаполненные трансформаторы тока	41
ГЛАВА ПЯТАЯ. Маслонаполненные трансформаторы напряжения	56
ГЛАВА ШЕСТАЯ. Выключатели масляные, воздушные, вакуумные, элегазовые	63
ГЛАВА СЕДЬМАЯ. Разъединители и отделители	75
Список литературы	78
Часть 2	
Предисловие	83
ГЛАВА ВОСЬМАЯ. Маслонаполненные вводы	85
ГЛАВА ДЕВЯТАЯ. Конденсаторы связи и делительные конденсаторы	96
ГЛАВА ДЕСЯТАЯ. Вентильные разрядники	99
ГЛАВА ОДИННАДЦАТАЯ. Ограничители перенапряжений (ОПН)	108
ГЛАВА ДВЕНАДЦАТАЯ. Комплектные экранированные токопроводы	112
ГЛАВА ТРИНАДЦАТАЯ. Силовые конденсаторы	114
ГЛАВА ЧЕТЫРНАДЦАТАЯ. Силовые кабельные линии	118
ГЛАВА ПЯТНАДЦАТАЯ. Подвесные фарфоровые и полимерные изоляторы	120
ГЛАВА ШЕСТНАДЦАТАЯ. Аккумуляторные батареи и высокочастотные заградители	122
ГЛАВА СЕМНАДЦАТАЯ. Контактные соединения РУ и ВЛ	123
ГЛАВА ВОСЕМНАДЦАТАЯ. Воздушные линии электропередачи	136
Список литературы	142
	143

Библиотечка электротехника

Приложение к производственно-массовому журналу "Энергетик"

БАЖАНОВ СЕРГЕЙ АЛЕКСАНДРОВИЧ

**Тепловизионный контроль электрооборудования в эксплуатации
(Часть 2)**

АДРЕС РЕДАКЦИИ:

115280, Москва, ул. Автозаводская, 14/23

Телефоны: (095) 675-19-06, тел. 675-00-23 доб. 22-47; факс: 234-74-21

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

Худож.-техн. редактор Т. Ю. Андреева

Сдано в набор 16.05.2005 г. Подписано в печать 23.06.2005 г.

Формат 60×84¹/₁₆. Печать офсетная.

Печ. л. 4,0. Заказ БЭТ/6(78)-2005

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

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

Журнал “Энергетика за рубежом”

— приложение к журналу “Энергетик”

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

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

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

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

Индексы журнала “Энергетика за рубежом”

— приложения к журналу “Энергетик”

87261 — для предприятий и организаций;

87260 — для индивидуальных подписчиков.

48

Об авторе



Сергей Александрович Бажанов —
ведущий специалист
в области высоковольтных
испытаний электрооборудования
и тепловизионной техники.

С. А. Бажанов на протяжении многих лет руководил бывшей отраслевой лабораторией инфракрасной техники фирмы ОРГРЭС; один из организаторов внедрения средств инфракрасной диагностики в практику эксплуатационного контроля электрооборудования и технологических сооружений; разработчик ряда методик термографических измерений; принимал непосредственное участие в организации и проведении отраслевых семинаров и школ передового опыта в области тепловидения; автор многочисленных публикаций по высоковольтным испытаниям и эксплуатационному контролю электрооборудования.

Применение средств инфракрасной техники для оценки теплового состояния оборудования обеспечивает получение информации на работающем оборудовании и позволяет выявлять дефекты на ранней стадии их развития.