

Библиотечка электротехника

С. А. Бажанов

**ИНФРАКРАСНАЯ
ДИАГНОСТИКА
ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ
УСТРОЙСТВ**

**ПРИЛОЖЕНИЕ К ЖУРНАЛУ
ЭНЕРГЕТИК**

НОВОЕ ПРИЛОЖЕНИЕ к журналу "Энергетик"

На современном этапе развития электроэнергетики, в условиях рынка редколлегия журнала "Энергетик" приняла решение издавать специальное приложение к журналу — "Энергетика за рубежом". Превращение одноименного раздела в отдельное приложение позволит шире и основательнее освещать интересный опыт и достижения зарубежных энергообъединений в научно-технической и экономической деятельности, в развитии рыночных отношений в мировой электроэнергетике.

Редколлегия и редакция будут глубже и разностороннее знакомить своих 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.

"Энергетика за рубежом" — приложение к журналу "Энергетик" будет выходить со второй половины 2000 г. один раз в два месяца и иметь объем около 4 печатных листов.

ПОДПИСЫВАЙТЕСЬ НА ЖУРНАЛ "ЭНЕРГЕТИКА ЗА РУБЕЖОМ" — ПРИЛОЖЕНИЕ К ЖУРНАЛУ "ЭНЕРГЕТИК"

В России подписку можно оформить в любом почтовом отделении связи по объединенному каталогу **"ПОДПИСКА-2000"**.
Российские и зарубежные газеты и журналы.

Индексы журнала "Энергетика за рубежом" — приложения к журналу "Энергетик":

87261 — для предприятий и организаций;

87260 — для индивидуальных подписчиков.

Журнал "Энергетика за рубежом" —
приложение к журналу "Энергетик"

включен также в подписные каталоги других стран СНГ.

Библиотечка электротехника

— приложение к журналу “Энергетик”

Основана в июне 1998 г.

Выпуск 4(16)

С. А. Бажанов

ИНФРАКРАСНАЯ ДИАГНОСТИКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Москва

НТФ “Энергопрогресс”, “Энергетик”

2000

УДК 621.311.172
ББК 31.26
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. Шабал

Бажанов С. А.

Б16 Инфракрасная диагностика электрооборудования распределительных устройств. — М.: НТФ "Энергопрогресс", 2000. — 76 с.; ил. [Библиотечка электротехника, приложение к журналу "Энергетик"; Вып. 4(16)].

В брошюре использованы информационные материалы фирм "Инфраматрикс" (США), "АГЕМА" (Швеция), изготовителей отечественной инфракрасной техники, публикации специалистов ряда энергосистем, результаты инфракрасной диагностики лаборатории ИКТ АО "Фирма ОРГРЭС". Рассмотрены погрешности при ИК-контроле и способы их устранения, конструктивные особенности электрооборудования, связанные с протеканием тепловых процессов при его работе, даны рекомендации по оценке результатов измерений, приведены термограммы характерных неисправностей электрооборудования, указан подход при выборе приборов инфракрасной техники.

Для специалистов, занимающихся диагностикой электрооборудования электрических станций и сетей.

ISSN 0013-7278 © НТФ "Энергопрогресс", "Энергетик", 2000

Предисловие

За последнее десятилетие существенно изменился подход к методам диагностики электрооборудования и оценке его состояния. Наряду с традиционными методами диагностики, нашли применение современные высокоэффективные способы контроля, обеспечивающие выявление дефектов электрооборудования на ранней стадии их развития. Существенно расширилась область контроля маслонеполненного оборудования под рабочим напряжением, разработаны методы и браковочные нормативы при оценке состояния оборудования по составу газов, растворенных в масле, осуществляется углубленный анализ трансформаторного масла, что позволяет судить о состоянии бумажной изоляции обмоток силовых трансформаторов, получило широкое распространение термографическое обследование электроустановок и т.п.

Действующая в энергетике система технической диагностики электрооборудования нашла отражение в "Объемах и нормах испытаний электрооборудования" (РД 34.45-51.300-79), в которых регламентированы также условия оценки теплового состояния электрооборудования при его тепловизионном контроле. К сожалению, до настоящего времени методологическая база тепловизионных измерений в электроэнергетике проработана очень слабо, обмен технической информацией в масштабах отрасли существенно ограничен, при выработке единых технических требований по проведению инфракрасной диагностики существенные трудности накладывает приборное обеспечение, т.е. наличие в энергетике большого количества приборов инфракрасной техники (ИКТ) разных модификаций.

Автором сделана попытка на основе опыта работ лаборатории инфракрасной техники АО "Фирма ОРГРЭС", информационных материалов зарубежных фирм, публикаций специалистов энергосистем разработать материал по методике проведения тепловизионного контроля электрооборудования распределительных устройств.

**Все замечания по настоящей брошюре
просьба направлять по адресу:
109280, Москва, Автозаводская ул., 14/23.
Редакция журнала "Энергетик".**

Автор

1. Общие положения

Как известно, материя непрерывно испускает и поглощает электромагнитное излучение. Процесс излучения связан с возбуждением молекул внутри вещества, в результате чего возникают излучательные переходы электронов. Выделяющаяся энергия уносится фотонами электромагнитного поля.

Спектр излучения произвольно делят на области по признаку функциональных особенностей источников или приемников излучения. Инфракрасный диапазон волн расположен между видимым и радиодиапазоном и занимает область от 0,75 до 750 мкм. Широкое применение инфракрасного диапазона волн в современной науке и технике началось во второй половине XX века после создания эффективных инфракрасных приемников для области волн 2 – 14 мкм.

Применение ИК-излучения имеет и свои ограничения. Они обусловлены главным образом тем, что в отличие от радиоволн ИК-излучения претерпевают значительное затухание вследствие поглощения и рассеяния. Рассеяние ИК-излучения происходит на взвешенных в атмосфере частицах пыли, воды. Атмосферные газы (водяной пар и углекислый газ) поглощают ИК-излучения в некоторых областях спектра. Принцип работы приборов ИКТ основан на преобразовании инфракрасного излучения тел, к которому нечувствителен человеческий глаз, в видимое. Спектральный состав и интенсивность излучения любого предмета в ИК-области спектра определяются его температурой и излучательной способностью. Для обнаружения ИК-излучения в приборах ИКТ используются различные виды приемников: тепловые, фотоэлектрические и др. По своему построению и принципу действия большинство приборов ИКТ представляет собой оптико-электронные и оптико-механические устройства. Приборы ИКТ по принципу действия могут быть разделены на пассивные и активные.

В *пассивных* ИК-приборах используется собственное ИК-излучение объектов или отраженное от них излучение естественных источников. Большинство приборов ИКТ относится к этой группе приборов.

В *активных* приборах ИКТ используются различные встроенные искусственные источники ИК-излучения, освещающие исследуемые объекты.

В энергетике получили применение как тепловизоры (термовизоры), так и радиационные пирометры. Тепловизоры обеспечивают возможность получения картины теплового поля исследуемого объекта и его температурного анализа. С помощью радиационного пирометра определяется только температура объекта контроля.

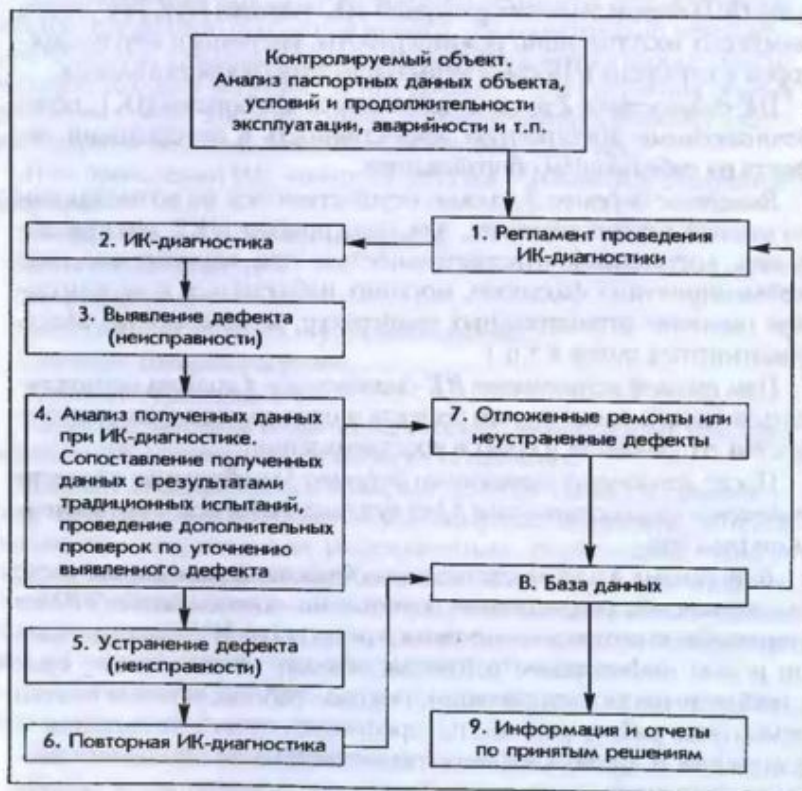


Рис. 1. Принцип организации системы инфракрасной диагностики

Область применения этих приборов рассмотрена в отдельных главах брошюры и определяется как техническими задачами по контролю состояния объекта, так и его конструктивными особенностями.

Принцип организации системы инфракрасной (ИК) диагностики в общем виде представлен на рис. 1 и состоит из комплекса взаимосвязанных циклов, определяющих последовательность проведения операций и их информативность.

Регламент проведения ИК-диагностики 1 включает в себя периодичность и объем измерений контролируемого объекта или совокупности объектов.

Периодичность ИК-диагностики электрооборудования распределительных устройств (РУ) и воздушных линий электропередачи (ВЛ) определена лабораторией ИК-техники (ИКТ) с учетом опыта его эксплуатации, режима работы, внешних и других факторов и отражена в Нормах испытаний электрооборудования.

ИК-диагностика 2 должна проводиться приборами ИКТ, обеспечивающими достаточную эффективность в определении дефекта на работающем оборудовании.

Выявление дефекта 3 должно осуществляться по возможности на ранней стадии развития, для чего прибор ИКТ должен обладать достаточной чувствительностью при воздействии ряда неблагоприятных факторов, могущих наблюдаться в эксплуатации (влияние отрицательных температур, запыленности, электромагнитных полей и т.п.).

При анализе результатов ИК-диагностики 4 должна осуществляться оценка выявленного дефекта и прогнозирование возможностей его развития и сроков восстановления.

После устранения выявленного дефекта 5 необходимо провести повторное диагностирование б для суждения о качестве выполненного ремонта.

Базу данных 8 для ответственных объектов (трансформаторов, выключателей, разрядников) желательно закладывать в ЭВМ с тем, чтобы она отражала не только результаты ИК-диагностики, но и всю информацию о данном объекте, включая тип, срок службы, условия эксплуатации, режимы работы, объемы и виды ремонтных работ, результаты профилактических испытаний и измерений и другие сведения, позволяющие на основании рассмотрения всего комплекса факторов, заложенных в память ЭВМ, судить о техническом состоянии объекта.

2. Погрешности при инфракрасном контроле

При проведении инфракрасного обследования электрооборудования существенное значение имеет выявление и устранение систематических и случайных погрешностей, оказывающих влияние на результаты измерения.

Систематические погрешности заключены в конструкции измерительного прибора и зависят от его выбора в соответствии с требованиями к совершенству измерения (разрешающей способности, поля наблюдения и т.п.).

Случайными погрешностями, возникающими при проведении ИК-контроля, могут являться: воздействие солнечной радиации, излучательная способность и др.

Инфракрасный контроль желательно проводить при отсутствии солнца (в облачную погоду или ночью), предпочтительно перед восходом солнца, при минимальном воздействии ветра в период максимальных токовых нагрузок, лучше весной — для уточнения объема ремонтных работ и(или) осенью — в целях оценки состояния электрооборудования перед зимним максимумом нагрузки.

При проведении ИК-контроля должны учитываться следующие факторы:

- коэффициент излучения материала;
- солнечная радиация;
- скорость ветра;
- расстояние до объекта и угол наблюдения;
- значение токовой нагрузки;
- тепловое отражение и т.п.

Ниже рассмотрены виды погрешностей, возникающих при проведении ИК-контроля, и способы их устранения.

Влияние атмосферы. Как известно, каждый объект с температурой, отличной от абсолютного нуля, испускает излучение, которое называется тепловым или инфракрасным. Наибольший практический интерес представляет диапазон волн 2 – 14 мкм (рис. 2), поскольку большая часть энергии излучения, испускаемого объектами при земных температурах, приходится именно на этот диапазон и в нем находятся окна прозрачности атмосферы.

Энергия инфракрасного излучения ослабляется при прохождении сквозь атмосферу за счет:

- поглощения газами, составляющими атмосферу;
- рассеяния на частицах, находящихся в атмосфере (аэрозолях, молекулах и др.).

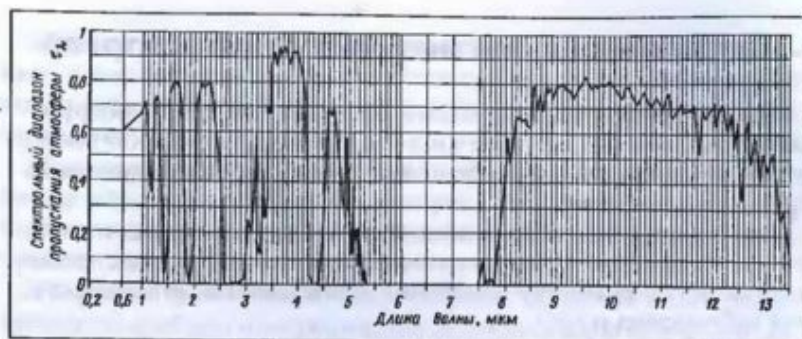


Рис. 2. Спектральное пропускание атмосферы

В первом случае степень поглощения существенно зависит как от состава газа, так и от спектрального диапазона. Для водяного пара основные полосы поглощения расположены на участках 2,6 мкм, между 5,5 и 7,5 мкм и за пределами 20 мкм, в которых излучения поглощаются практически полностью на длине трассы 100 м и более.

Окна прозрачности, в которых поглощение инфракрасного излучения очень слабое, находятся в интервалах волн 1,2 — 1,3; 1,5 — 1,8; 2,1 — 2,5; 3 — 5; 8 — 13 мкм. Последнее окно (8 — 13 мкм) соответствует по длинам волн максимуму теплового излучения тел при окружающей температуре.

Частицы, содержащиеся в атмосфере, рассеивают излучение в зависимости от их размеров по сравнению с длиной волны, концентрацией и природой возникновения (остатки продуктов сгорания, пылинки, крупинки соли, туман, облако, дождь и др.).

При ИК-диагностике на открытом воздухе основным источником погрешности могут являться прямая и отраженная солнечная радиация, а также рассеянное излучение и излучение источников искусственного освещения. В помещении такими источниками являются рассеянный и отраженный свет от окружающих объектов и светильников. Влияние отраженного света тем больше, чем меньше излучательная способность объекта.

В ряде зарубежных публикаций было отмечено, что длинноволновые (8 — 12 мкм) тепловизионные системы предпочтительнее для диагностики электрооборудования ОРУ и ВЛ. Основанием для этого утверждения явились отчеты по испытаниям, которые проводились многими пользователями, применяющими обычные коротковолновые (2 — 5 мкм) системы и имеющими проблемы с

солнечным отражением и поглощением атмосферы. Легко отметить эти проблемы, когда используются разнородные системы.

Было отмечено, что длинноволновые ИК-системы менее чувствительны к солнечному отражению, чем коротковолновые. Хотя солнечная радиация присутствует в обоих диапазонах, ее количество значительно различается и дает наибольшие проблемы в коротковолновом диапазоне.

Согласно функции Планка, пик энергии ИК-излучения объекта по мере увеличения температуры смещается в коротковолновый диапазон. Как видно из кривых излучения черного тела (рис. 3), иллюстрирующих функцию Планка, пиковая энергия, излучаемая объектом при температуре окружающей среды 27 °С, падает приблизительно на 10 мкм. Пиковая энергия, излучаемая солнцем (5727 °С) приходится приблизительно на 0,5 мкм. Интегрируя область под кривыми, можно определить коэффициент контрастности между солнечным излучением и излучением объекта при температуре окружающей среды. В этом примере коэффициент контрастности в 1200 раз больше в коротковолновом диапазоне, чем в длинноволновом. Как результат такого различия операторы часто видят коротковолновыми системами *фальшивые* горячие точки, когда осматривают металлические или керамические конструкции в солнечных условиях.

Рисунок 4 иллюстрирует сравнение результатов, полученных от длинноволнового и коротковолнового излучений при обзоре одной и той же петли выключателя в светлое время суток. Отметим, что коротковолновая система показывает горячие точки на двух нижних петлях, в то время как действительная горячая точка находится на верхней петле. Фактически, коротковолновая система показывает более сильный нагрев на нижних петлях, чем действительная горячая точка на верхней петле. Длинноволновая система показывает только реальные горячие точки.

Инфракрасный контроль за состоянием оборудования и технологических сооружений связан с дистанционным измерением температур через определенный слой атмосферы, в котором присутствуют

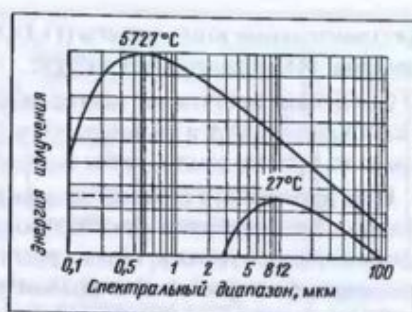


Рис. 3. Спектральное распределение поверхностной плотности потока излучения черного тела (закон Планка)

дополнительные компоненты (H_2O , CO_2 , CO , O_3 , CH_4 и т.д.), поглощающие ИК-излучения в воздухе.

Солнечная энергия сильно ослабляется в диапазоне 4,2 – 4,4 мкм (поглощение CO_2), а на длине волны 4,3 мкм ИК-излучение в атмосфере на уровне земли почти полностью отсутствует.

При проведении сравнительных расчетов влияния атмосферных условий было сделано предположение, что измерения проводятся летом в средней полосе, объект расположен на высоте 10 м над уровнем моря, спектральный диапазон от 2 до 12 мкм.

Длинноволновая область свободна от интерференции в атмосфере, в то время как коротковолновая область значительно поглощает волны 2,7 и 4,3 мкм. Длинноволновые системы “обрабатывают” 99 % инфракрасного излучения объекта в данной области спектра, в то время как коротковолновые — 83 %.

При увеличении расстояния, окружающей температуры или влажности среднее излучение для обоих диапазонов уменьшается пропорционально. Сокращение энергии, поступающей к ИК-системе из-за атмосферного влияния, ведет к потере чувствительности и точности измерений.

Таким образом, длинноволновые системы менее подвержены влиянию атмосферы, чем коротковолновые.

Применение атмосферных или спектральных фильтров в коротковолновых тепловизионных системах недостаточно эффективно, поскольку уменьшает тепловой поток, поступающий в ИК-приемник, и чувствительность системы. Так, солнечный фильтр отсекает тепловую энергию ниже 3,4 мкм, что приводит к сокращению до 70% энергии, которая могла бы быть получена ИК-приемником.



Рис. 4. Сравнительные результаты ИК-контроля контактных соединений ошиновки

Атмосферный фильтр закрывает диапазон между 4,1 и 4,4 мкм, что также чревато потерей чувствительности системы.

Тепловое отражение. В ряде случаев при ИК-контроле токоведущих частей, расположенных в небольших замкнутых объемах (например, в КРУ или КРУН), приходится сталкиваться с возможностью получения ошибочных результа-

тов из-за теплового отражения от нагревательных элементов, ламп освещения, соседних фаз и др. (рис. 5). Последнее проявляется при контроле токоведущей части с малым коэффициентом излучения, обладающей хорошей отражательной способностью. В результате термографическая съемка может показать горячую точку (пятно), хотя в действительности это просто тепловое отражение. Поэтому рекомендуется в подобных случаях производить ИК-обследование объекта под различными углами зрения и при изменении места положения оператора с ИК-прибором.

При необходимости на время измерения отключается освещение объекта.

Солнечное излучение. Солнечная радиация нагревает контролируемый объект и при наличии участков (узлов) с хорошей отражательной способностью создает впечатление о наличии высоких температур в местах измерения. Эти явления особенно проявляются при использовании ИК-приборов со спектральным диапазоном 2 – 5 мкм.

Для исключения влияния солнечной радиации рекомендуется осуществлять ИК-контроль в ночное время суток (предпочтительно после полуночи) или в облачную погоду. При острой необходимости измерение в электроустановках при солнечной погоде рекомендуется производить для каждого объекта поочередно из нескольких диаметрально противоположных точек.

Ветер. Если ИК-контроль осуществляется на открытом воздухе, необходимо принимать во внимание возможность охлаждения ветром контролируемого объекта (контактного соединения). Так, превышение температуры, измеренное при скорости ветра 5 м/с будет

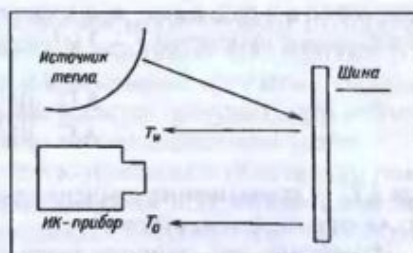


Рис. 5. Влияние теплового отражения: T_o — собственное излучение; T_n — отраженное излучение

примерно в 2 раза ниже, чем измеренное при скорости ветра 1 м/с. В диапазоне скоростей 1 – 7 м/с справедлива формула:

$$\frac{\Delta T_2}{\Delta T_1} = \left| \frac{V_1}{V_2} \right|^{0,448},$$

где ΔT_1 — превышение температуры при скорости ветра V_1 ; ΔT_2 — то же при скорости ветра V_2 .

Измерение при скорости ветра выше 8 м/с проводить не рекомендуется. При пересчетах полученных значений превышения температуры можно помимо формулы пользоваться коэффициентами коррекции, приведенными ниже:

Скорость ветра, м/с	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0
Коэффициент коррекции . . .	1,0	1,36	1,64	1,86	2,0	2,23	2,4	2,5

Следует отметить, что часто сила ветра при ИК-диагностике бывает переменной и поэтому указанный пересчет может привести к дополнительным погрешностям.

Токовая нагрузка. Температура токоведущего узла (контактного соединения) зависит от нагрузки и прямо пропорциональна квадрату тока, проходящего через контролируемый участок:

$$\frac{\Delta T_1}{\Delta T_2} = \left| \frac{I_1}{I_2} \right|^2,$$

где ΔT_1 — превышение температуры при токе I_1 ; ΔT_2 — то же при токе I_2 .

При необходимости пересчет температуры желательно проводить от высокой нагрузки к более низкой и при близких значениях токов (отличия на 20 – 30 %). Пересчет температуры с учетом токовой нагрузки и скорости ветра может быть осуществлен с использованием специальной номограммы.

Тепловая инерция. При переменной токовой нагрузке приходится считаться с тепловой инерцией контролируемого объекта. Так, тепловая постоянная времени для контактных узлов аппаратов составляет примерно 20 – 30 мин, поэтому при определении по амперметру тока нагрузки контролируемого присоединения следует учитывать кратковременные броски тока, связанные с коммутационными процессами или режимом работы потребителя. Тепловая постоянная для вентильных разрядников составляет примерно 6 – 8 ч, поэтому результаты измерения тепловизором только что поставленного под напряжение разрядника могут оказаться ошибочными.

Дождь, туман, мокрый снег в значительной степени охлаждают поверхность объекта, измеряемого с помощью ИК-прибора и в определенной мере рассеивают инфракрасное излучение каплями воды. Инфракрасный контроль допускается проводить при небольшом снегопаде с сухим снегом или легком морозящем дожде.

Магнитные поля. При работе с ИК-приборами вблизи шин генераторного напряжения, реакторов и вообще в электроустановках с большими рабочими токами приходится сталкиваться с проблемой защиты ИК-прибора от влияния магнитного поля. Последнее вызывает искажение картины теплового поля объекта на кинескопе тепловизора или нарушает работу радиационного пирометра. При наличии магнитных полей при проведении ИК-контроля необходимо учитывать следующие рекомендации:

а) если токоведущие шины находятся над головой оператора с тепловизором или пирометром или вблизи него, постараться, перемещаясь около контролируемого объекта, выбрать место положения с минимальным влиянием магнитного поля;

б) использовать объектив с меньшим углом наблюдения (например, $7 \times 7^\circ$), что позволит осуществлять контроль за объектом с удаленного расстояния;

в) при контроле с помощью тепловизора с оптико-механическим сканированием сканер лучше располагать вблизи объекта; видеоконтрольное устройство с кинескопом, используя длинный кабель от сканера, вынести за пределы зоны влияния магнитного поля.

Нагрев индукционными токами. В токоведущих частях электроустановок, обтекаемых значительными токами (например, шины генераторного напряжения), часто наблюдаются нагревы, обусловленные индукционными токами, циркулирующими в магнитных материалах. В качестве последних в токоведущих шинах могут быть пластины шинодержателей, крепежные болты, близко расположенные металлоконструкции и т.п. Нагревы от индукционных токов, если они расположены вблизи контактных соединений, могут создавать ложное впечатление о перегреве последних.

Влияние коронирования. При проведении ИК-диагностики в электроустановках приходится считаться с возможностью ложного восприятия нагрева в результате коронирования объекта. Особенно сильно это влияние сказывается при применении тепловизоров с нижним спектральным диапазоном 2 мкм, что обусловлено близостью нижнего уровня спектра волны тепловизора к спектру возниконовения короны (около 1 мкм).

Влияние излучательной способности. Коэффициент излучения материала в общем виде зависит от длины волны, угла наблюдения

Таблица 1. Коэффициенты излучения материалов

Вид материала	Состояние поверхности	Температура, °С	Коэффициент излучения, мкм
Алюминий	Анодированный	100	0,55
	Необработанная поверхность	20–50	0,06–0,07
	Окисленный	50–500	0,2–0,3
	Полированный	50–100	0,04–0,06
Бронза	Необработанная	50–100	0,55
	Полированная	50	0,1
Железо	Ржавое	20	0,61–0,85
	Необработанное	20	0,24
	Окисленное	100	0,74
	Оцинкованное	30	0,25
	Полированное	400–1000	0,14–0,38
Латунь	Окисленная	200–600	0,6
	Полированная	100	0,03
Медь	Полированная	20–100	0,02–0,05
	С тонкой оксидной пленкой	20	0,037
	Оксидированная	100–200	0,6–0,73
	Электролитическая, полированная	20–100	0,05
	На токоємниках, блестящая	20–100	0,3
	На токоємниках, матовая или оксидированная	20–100	0,5
Свинец	Блестящий	250	0,08
	Серый, окисленный	20	0,28
Сталь	Заржавленная	20	0,69
	Легированная	500	0,35
	Нержавеющая	20–700	0,16–0,45
	Оксидированная	200–600	0,8
	Оцинкованная	20	0,28
	Полированная	100	0,07
Асбест	Плиты шероховатые, серые	—	0,96
	Бумага	—	0,94
	Картон	20–700	0,74–0,88
Асфальт	Сыпучий	—	0,95
	Дорожное покрытие, укатанное	—	0,9
Бетон	Плиты гладкие	—	0,63
	Стены литые, необработанные	—	0,55
Битум	Кровельный, плоский	—	0,96
	Жидкий	—	1,0
Бумага	Белая	20	0,7–0,9
	Желтая	20	0,72
	Зеленая	20	0,85
	Красная	20	0,76
	Матовая	20	0,93
	Темно-синяя	20	0,84
	Черная	20	0,9

Продолжение табл. 1

Вид материала	Состояние поверхности	Температура, °С	Коэффициент излучения, мкм
Вода	Гладкий лед	-10	0,95
	Дистиллированная	20	0,96
	Иней	-10	0,98
	Снег	-10	0,85
Дерево	Брус	20	0,8-0,9
	Доска	20	0,96
Кожа	Человеческая	32	0,98
Каучук	Твердый	20	0,95
	Мягкий	20	0,86
Кирпич	Красный	20	0,93
	Силикатный	20	0,66

поверхности контролируемого объекта и температуры. Для металлов, в отличие от газообразных и жидких веществ, спектральный коэффициент излучения изменяется весьма слабо (табл. 1).

Коэффициенты излучения металлов с ростом температуры обычно увеличиваются и зависят от состояния поверхности металла.

Поскольку токоведущий узел электрического аппарата или установки может включать в себя несколько компонентов из разнородных металлов, поверхности которых окрашены и имеют оксидные пленки или разную степень обработки поверхности, т.е. различные коэффициенты излучения, при инфракрасном контроле могут возникнуть предположения о перегревах на участках с повышенными коэффициентами излучения. В подобных ситуациях целесообразно провести пофазное сравнение результатов измерения, оценить состояние поверхности перегретого участка (точки) с помощью бинокля, выяснить объем ремонтных работ, проводившихся на данном токоведущем узле, и т.п.

В случае, если коэффициент излучения контролируемого объекта известен, его фактическая температура может быть определена по формуле:

$$T_{\text{факт}} = \frac{T_{\text{рад}}}{\sqrt[4]{E}},$$

где $T_{\text{рад}}$ — радиационная температура, измеренная ИК-прибором; E — коэффициент излучения контролируемой поверхности.

В практике может возникнуть необходимость в определении коэффициента излучения контролируемого объекта или его узла.

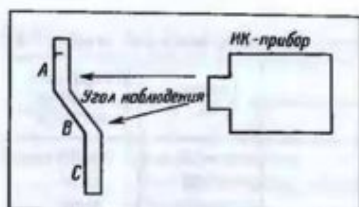


Рис. 6. Влияние излучательной способности. (На участках *A* и *C* наблюдение осуществляется по нормали к плоскости шины, на участке *B* превалирует отражательная способность материала, что искажает картину теплового изображения)

Для этого на участок контролируемой поверхности наносится покрытие из матовой черной краски или наклеивается кусок ленты для фотошаблонов, коэффициенты излучения которых близки к единице. После того, как покрытие или лента приобретает температуру объекта, осуществляется измерение $T_{\text{факт}}$.

Измерив температуру $T_{\text{рад}}$ неокрашенного участка, по приведенной выше формуле можно определить его коэффициент излучения.

В электроустановках различия в углах наблюдения может возникнуть при проведении ИК-контроля под углом к токоведущей шине (рис. 6).

При коэффициенте излучения объекта меньше 0,2 инфракрасный контроль последнего может оказаться невозможным в результате несовместимости собственного излучения и отражения. Для абсолютного определения температуры объекта необходимо точно определить численное значение коэффициента излучения. Значение температурной ошибки в этом случае будет зависеть от излучательной способности объекта, спектрального диапазона инфракрасного прибора и температуры.

Таблица 2. Температурная ошибка при изменении излучательной способности на 1 %

Температура объекта, °С	Температурная ошибка при спектральном диапазоне прибора, °С				
	2,3 мкм	3,43 мкм	5,0 мкм	7,9 мкм	10,6 мкм
0	—	—	—	0,3	0,3
10	—	—	—	0,2	0,2
20	—	—	—	0,0	0,0
30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40	—	0,1	0,1	0,1	0,1
50	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
60	0,2	0,2	0,3	0,4	0,4
100	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
200	0,4	0,5	0,8	1,1	1,2
300	0,5	0,8	1,1	1,6	1,9
500	1,0	1,4	2,0	2,9	3,3

В табл. 2 показаны значения температурной ошибки, вызванной изменением излучательной способности на 1 %.

Влияние угла наблюдения на коэффициент излучения. Вследствие зависимости коэффициента излучения от угла наблюдения эффективный коэффициент излучения неплоских поверхностей различен в разных точках, хотя речь идет об одном и том же материале, коэффициент излучения которого по нормали — величина постоянная.

Для металлов коэффициенты излучения постоянны в интервале углов наблюдения $0 - 40^\circ$, для диэлектриков — в интервале углов $0 - 60^\circ$. За пределами этих значений коэффициент излучения быстро уменьшается до нуля при направлении наблюдения по касательной (рис. 7). Так, если длина волны излучения равна 10 мкм, то при наблюдении по нормали вода близка к абсолютно черному телу, а при наблюдении по касательной становится зеркалом и $E = 0$.

Излучающая поверхность определенной геометрической формы характеризуется пространственным коэффициентом излучения. Коэффициент излучения в зависимости от угла наблюдения для сферы на холодном фоне приведен в [1].

Уменьшение коэффициента излучения при больших углах обусловлено ростом отражательной способности, при этом эффективные температуры становятся меньше действительных. Когда две поверхности объекта образуют двугранный угол, существует связь между параметрами излучения, вследствие многократных отражений (рис. 8).

Каждая поверхность, обладающая вполне определенным собственным коэффициентом излучения, имеет эффективный коэффициент излучения, изменяющийся в зависимости от наклона поверхности, а также от отражения от соседней поверхности. Комбинация трех плоскостей, образующих трехгранник, дает излучение, приближающееся к излучению черного тела.

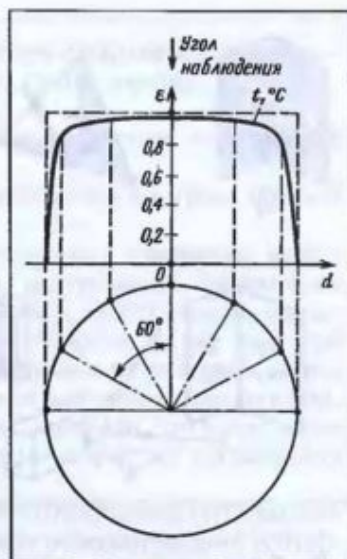


Рис. 7. Изменение коэффициента излучения в зависимости от угла наблюдения

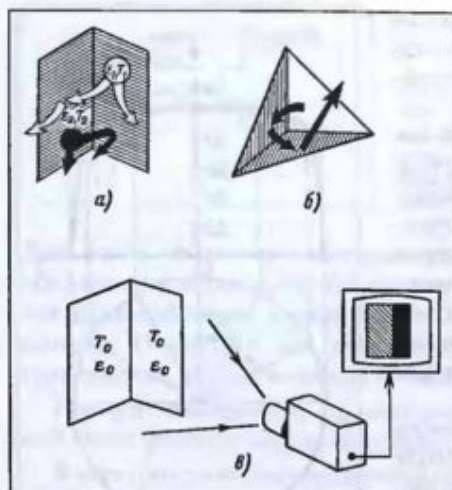


Рис. 8. Коэффициент излучения двугранных и трехгранных поверхностей:

a — эффективный коэффициент излучения в двугранном угле; *б* — эффективный коэффициент излучения в трехграннике; *в* — результат измерения тепловизором двух идентичных поверхностей, образующих двугранный угол

Особенности измерения температуры ребристых поверхностей. Фарфоровые покрышки вводов, измерительных трансформаторов, конденсаторов имеют ребристую поверхность. Кроме влияния угла наблюдения на коэффициент излучения необходимо также учитывать возможную погрешность при измерении их температуры в результате изменения коэффициента излучения. За температуру покрышки в этом случае рекомендуется принимать участок вертикальной ее поверхности, а измерение осуществлять, по возможности располагая инфракрасный прибор по нормали к поверхности покрышки. Последнее может быть обеспечено применением ИК-прибора с объективом $7 - 9^\circ$.

Пересчет измеренной температуры к значению $\text{tg } \delta$ изоляции. В ряде случаев осуществляется пересчет результатов измерения температуры на поверхности покрышки объекта к значению $\text{tg } \delta$. При этом необходимо учитывать, что значение температуры на поверхности фарфоровых покрышек определяется как теплопередачей от меди обмотки, обусловленной нагревом ее рабочим током, так и диэлектрическими потерями в изоляции.

Для исключения влияния первого фактора целесообразно тепловизионный контроль осуществлять без нагрузки, при нахождении объекта только под рабочим напряжением. Рассчитанное по измеренной температуре в одной точке покрышки значение $\text{tg } \delta$ может не соответствовать фактическому значению диэлектрических потерь, характеризующему усредненное состояние изоляции объекта.

Влияние внешнего фона. При измерении инфракрасного излучения объекта возможно присутствие трех составляющих:

- собственное излучение объекта (T_o);
- отраженное от объекта инфракрасное излучение, испускаемое окружающей средой (T_{cp});
- излучение фона, на котором осуществляется контроль объекта (T_{ϕ}).

Погрешность, которая вносится в результате измерения, может быть весьма значительна и зависит от соотношения паразитного теплового излучения и температуры объекта, спектрального диапазона, коэффициентов излучения, угла обзора и других факторов (рис. 9). Так, эксперименты с использованием пирометра с широким углом визирования 1:30 для контроля контактных соединений, находящихся на различных расстояниях, показали, что в результате влияния окружающей среды существенно возрастает погрешность измерения.

Тепловизионный контроль на одной из подстанций (ПС) выявил общий нагрев одной из фаз ограничителя перенапряжений (ОПН). Изучение причины его нагрева и анализ характера изменения термопрофилей ОПН всех трех фаз, показало, что причиной этого нагрева являлся теплый воздух, поступающий от расположенной поблизости системы охлаждения работающего трансформатора.

Влияние паразитного излучения весьма значительно, если измерение температуры объекта осуществляется, например, на фоне неба, температура которого в зависимости от его состояния (облачность, ясно) может достигать $-50 \div -70$ °С.

Снизить в значительной мере погрешность от влияния окружающей среды и фона можно применением при тепловизионном контроле телеобъективов с углом $7 - 9^\circ$, выбором точки контроля, исключающей попадание в поле зрения высоконагретых объектов (промышленные сооружения, баки работающих трансформаторов), определением источников теплового паразитного воздействия и их учетом при анализе полученных результатов контроля.

Выбор приборов ИКТ. Выбор типа и параметра прибора ИКТ во многом определяется теми техническими задачами, которые предполагается решать с его помощью. Для про-

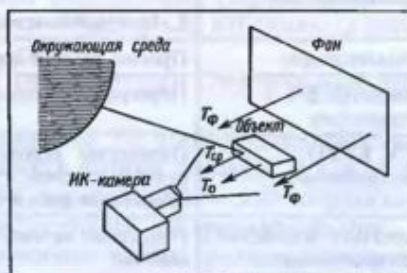


Рис. 9. Влияние внешнего фона при ИК-контроле

Таблица 3. Технические возможности применения приборов инфракрасной техники в энергетике

Электротехническое оборудование электростанций и сетей	Выявляемые неисправности
Генераторы	<ol style="list-style-type: none"> 1. Межлистовые замыкания статора 2. Ухудшение паяк обмоток 3. Оценка теплового состояния щеточного аппарата 4. Нарушение работы систем охлаждения статоров 5. Проверка элементов системы возбуждения
Трансформаторы	<ol style="list-style-type: none"> 1. Очаги возникновения магнитных полей рассеивания 2. Образование застойных зон в баках трансформаторов за счет шламмообразования, разбухания или смешения изоляции обмоток, неисправности маслосистемы 3. Дефекты вводов 4. Оценка эффективности работы систем охлаждения
Коммутационная аппаратура	<ol style="list-style-type: none"> 1. Перегрев контактов токоведущих шин, рабочих и дугогасительных камер 2. Состояние внутрибаковой изоляции 3. Дефекты вводов, делительных конденсаторов 4. Трещины опорностржевых изоляторов
Маслонаполненные трансформаторы тока	<ol style="list-style-type: none"> 1. Перегревы наружных и внутренних контактных соединений 2. Ухудшение состояния внутренней изоляции обмоток
Вентильные разрядники и ограничители перенапряжений	<ol style="list-style-type: none"> 1. Нарушение герметизации элементов 2. Обрыв шунтирующих сопротивлений 3. Неправильная комплектация элементов
Конденсаторы	Пробой секций элементов
Линейные ВЧ заградители	Перегревы контактных соединений
КРУ, КРУН, токопроводы	Перегревы контактных соединений выключателей, разъединителей, трансформаторов тока, кабелей, токоведущих шин и т.п.
Кабельное хозяйство электростанций	Перегревы силовых кабелей, оценка пожароопасности кабелей
Воздушные линии электропередачи	Перегревы контактных соединений проводов

ведения ИК-диагностики отдельных узлов электрооборудования или термографического обследования могут быть использованы:

- высокочувствительные многофункциональные тепловизоры;
- тепловизоры на пировидиконах;
- пиromетры.

В набор приборов оператора, осуществляющего ИК-диагностику, должны входить следующие элементы:

- ИК-прибор;
- анемометр ручной, с диапазоном измерения до 10 м/с;
- электронный термометр, с ценой деления 0,1 °С;
- бинокль (подзорная труба) — для визуального осмотра узла, забракованного при ИК-диагностике;
- фотоаппарат или видеокамера.

Выбор прибора ИКТ зависит от решаемых с его помощью технических задач (табл. 3), финансовых возможностей и других факторов.

Высокочувствительные многофункциональные тепловизоры. При выборе тепловизора рекомендуется обращать внимание на его функциональные возможности:

1) *чувствительность и диапазон измеряемых температур.* Чувствительность (разрешающая способность по температуре) должна быть не хуже 0,1 – 0,2 °С (при температуре 25 – 30 °С), верхний предел температурного диапазона — не менее 200 °С, нижний — 2 – 5 °С, диапазон разбивается на 5 – 7 интервалов;

2) *автоматическую компенсацию воздействия внешних факторов.* В конструкцию тепловизора должны закладываться возможности автоматической компенсации температуры окружающей среды, излучательной способности объекта, расстояния, с которого ведется съемка;

3) *рабочую среду* (диапазон температур среды, на который рассчитан тепловизор, должен быть не хуже –10 ÷ +50 °С) и *способность* тепловизора в рабочем состоянии *воспринимать удары и толчки* (в рабочем — до 15g, в отключенном — 40g), а также вибрацию (в рабочем — до 1g, в отключенном — 2g);

4) *спектральный диапазон.* Предпочтителен спектральный диапазон 8 – 12 мкм;

5) *способ охлаждения ИК-приемника.* На стадиях совершенствования тепловизоров использовались разные способы охлаждения ИК-приемника — жидкий азот, термоэлектрический охладитель и автономный криогенный встроенный микрохолодильник. В последних конструкциях тепловизоров используются неохлаждаемые микроболометрические матричные детекторы в фокальной плоскости;

6) *запись*. Обычно при инфракрасном обследовании для анализа состояния контролируемого объекта требуется его термограмма с фиксацией температур в интересующих оператора точках;

7) *обмен данными*, получаемыми тепловизором, с компьютером. Это необходимо для составления банка данных и последующей их систематизации. Предлагаемое иностранными фирмами программное обеспечение стоит порядка 3 – 16 тыс. долл., и вопрос приобретения его должен решаться индивидуально для каждого заказчика с учетом объема и характера решаемых технических задач;

8) *сервисное обслуживание*. Оперативное решение технических вопросов, возникающих при эксплуатации приборов ИКТ, возможно лишь при организации фирмой-изготовителем центра сервисного обслуживания;

9) *качество*. Ряд зарубежных фирм при изготовлении приборов ИКТ использует комплектующие узлы (электронику, ИК-приемники, микрохолодильники и др.), закупаемые по сравнительно низким ценам в странах Азии и Ближнего Востока, качество которых часто оставляет желать лучшего;

10) *стоимость* во многом определяется посредниками фирм-изготовителей и может колебаться в пределах 15 – 20%;

11) *организация закупок*. Закупка должна осуществляться на конкурсной основе с привлечением к торгам двух – трех конкурирующих фирм и по возможности других покупателей. Необходимо добиваться при этом как существенного снижения стоимости закупки, так и наиболее благоприятных условий сервисного обслуживания. Так, закупка у фирмы одновременно двухтрех приборов обеспечивает возможность получения скидки в стоимости сделки до 20 %.

Тепловизор на пировидиконе. В камерах используется трубка с пирозлектрической мишенью и электронным считыванием. Пировидикон нечувствителен к постоянному тепловому потоку, прерывание которого может быть осуществлено тремя способами:

- панораммированием камеры, т.е. легким ее покачиванием;
- применением прерывателя (обтюратора) теплового потока;
- перемещением объекта контроля.

Следует отметить, что применение обтюратора уменьшает температурную чувствительность тепловизора. В силу конструктивных особенностей пировидикона, тепловизор на его основе не может быть использован как измерительный термографический прибор и предназначен, в основном, для решения задач обзора пространства.

В энергетике тепловизор используется совместно с пирометром. Вначале с помощью тепловизора выявляют объекты с повышенным нагревом, а затем, используя пирометр, определяют его темпе-

ратуру. Поэтому точность измерения температуры определяется прежде всего параметрами применяемого пирометра.

Преимуществами тепловизора на пировидиконе являются:

отсутствие охлаждения;

низкая стоимость.

а недостатками:

реагирование только на изменение теплового потока;

неравномерное распределение чувствительности по мишени пировидикона (разница до 10 %).

При пользовании тепловизором на пировидиконе по характеру изображения на экране видеоконтрольного устройства (ВКУ) можно судить о режиме его работы и возможных неисправностях.

Радиационный пирометр. Производство пирометров различного конструктивного исполнения и назначения освоено многими предприятиями России. По техническим параметрам отечественные пирометры не уступают лучшим зарубежным образцам. Выбор при покупке типа пирометра зависит прежде всего от возможной области его применения и связанных с этим факторах. Так, для дистанционного контроля контактных соединений (КС) токоведущих частей и электрооборудования могут применяться пирометры с широким и малым углами визирования. В первом случае, при угле визирования 1:60 пирометры могут применяться в электроустановках 0,4 – 20 кВ. Пирометры с малым углом визирования (1:200, 300) целесообразно в ряде случаев использовать при контроле КС в ОРУ 110 – 220 кВ в сочетании с тепловизором на пировидиконе.

При использовании совместно с тепловизором на пировидиконе такой пирометр должен работать при температурах до -10°C , иметь малую массу, оптический визар, устройство запоминания максимальных показаний. Конструкция радиационного пирометра должна обеспечивать:

спектральный диапазон, мкм	8 ÷ 12
диапазон измерения температур, $^{\circ}\text{C}$	0 ÷ +200
температуру окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$	-5 ÷ +50
угол визирования	1:120; 1:200; 1:300
температурную чувствительность, $^{\circ}\text{C}$	-0,5 ÷ +1,0
погрешность измерения, $^{\circ}\text{C}$	-1 ÷ -2
быстродействие, с	менее 2
массу, кг	менее 1
индикацию значений измеряемых температур	цифровую
установку коэффициента излучения	
возможность измерения текущей и максимальной температур с их фиксацией	
наличие оптического визира или лазера	
малую потребляемую мощность	

3. Силовые трансформаторы, автотрансформаторы, масляные реакторы

Тепловизионный контроль применительно к силовым трансформаторам является вспомогательным методом диагностики, обеспечивающим наряду с традиционными методами (измерение изоляционных характеристик, тока холостого хода, хроматографического анализа состава газов в масле и др.) получение дополнительной информации о состоянии объекта.

Опыт проведения ИК-диагностики силовых трансформаторов показал, что с ее помощью можно выявить следующие неисправности:

- возникновение магнитных полей рассеивания в трансформаторе за счет нарушения изоляции отдельных элементов магнитопровода (консоли, шпильки и т.п.);

- нарушение в работе охлаждающих систем (маслонасосов, фильтров, вентиляторов и т.п.) и оценка их эффективности;

- изменение внутренней циркуляции масла в баке трансформатора (образование застойных зон) в результате шламообразования, конструктивных просчетов, разбухания или смещения изоляции обмоток (особенно у трансформаторов с большим сроком службы);

- нагревы внутренних контактных соединений обмоток НН с выводами трансформатора;

- витковое замыкание в обмотках встроенных ТТ;

- ухудшение контактной системы некоторых исполнений РПН и т.п.

Возможности ИК-диагностики применительно к трансформаторам недостаточно изучены. Сложности заключаются в том, что, во-первых, тепловыделения при возникновении локальных дефектов в трансформаторе "заглушаются" естественными тепловыми потоками от обмоток и магнитопровода, а, во-вторых, работа охлаждающих устройств, способствующая ускоренной циркуляции масла как бы сглаживает температуры, возникающие в месте дефекта.

При анализе результатов ИК-диагностики необходимо учитывать конструкцию трансформаторов, способ охлаждения обмоток и магнитопровода, условия и продолжительность эксплуатации, технологию изготовления и ряд других факторов.

Поскольку оценка внутреннего состояния трансформатора тепловизором осуществляется измерением значений температур на поверхности его бака, необходимо считаться с характером теплопередачи магнитопровода и обмоток. Кроме того, источниками тепла являются:

массивные металлические части трансформатора, в том числе бак, прессующие кольца, экраны, шпильки и т.п., в которых тепло выделяется за счет добавочных потерь от вихревых токов, наводимых полями рассеивания;

токоведущие части вводов, где тепло выделяется за счет потерь токоведущей части и в переходном сопротивлении соединителя отвода обмотки;

контакты переключателей РПН.

Условия теплопередачи, характер распределения температур в трансформаторах различного конструктивного исполнения подробно освещены в технической литературе. Применительно к наиболее распространенной конструкции трансформаторов с естественной циркуляцией масла (системы охлаждения М и Д) характер изменения температуры по высоте трансформатора и в горизонтальном сечении приведен на рис. 10 [2].

Отвод тепловых потерь от магнитопровода и обмоток к маслу и от последнего к системе охлаждения осуществляется путем конвекции. Зоны интенсивного движения масла имеются только у поверхностей бака трансформатора, где происходит теплообмен. Остальное масло в баке трансформатора находится в относительном покое и приходит

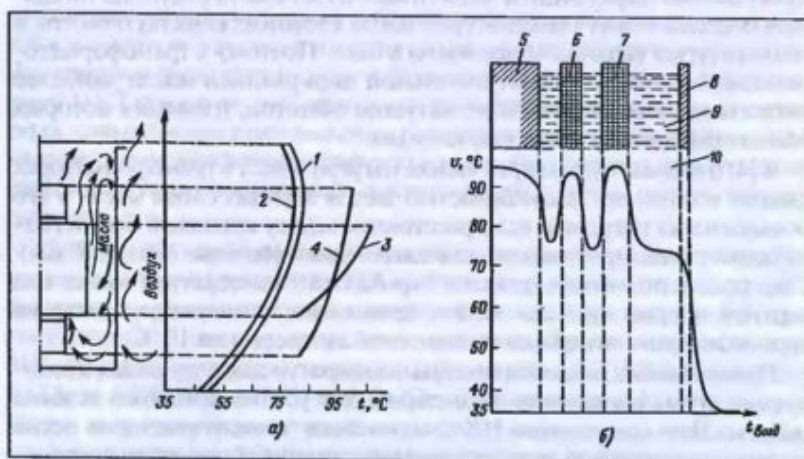


Рис. 10. Характер изменения температуры в силовом трансформаторе: а — изменение температуры по высоте; б — распределение температуры в горизонтальном сечении
1 — температура масла; 2 — температура стенок бака; 3 — температура обмотки; 4 — температура магнитопровода; 5 — магнитопровод; 6 — обмотка НН; 7 — обмотка ВН; 8 — стенка бака; 9 — масло; 10 — воздух

в движение при изменении нагрузки или температуры охлаждающего воздуха.

В соответствии с п. 5.3.13 ПТЭ [3] температура верхних слоев масла при номинальной нагрузке должна быть не выше:

75 °С у трансформаторов и реакторов с охлаждением ДЦ;

95 °С у трансформаторов с естественным масляным охлаждением и охлаждением Д;

70 °С у трансформаторов с охлаждением Ц (на входе в маслоохладитель).

Согласно [4] в трансформаторах с системами охлаждения М и Д разность между максимальной и минимальной температурами по высоте трансформатора составляет 20 – 35 °С.

Перепад температур масла по высоте бака в трансформаторах с системами охлаждения ДЦ и Ц находится в пределах 4 – 8 °С. Однако, несмотря на такое выравнивание температур масла по высоте бака, теплоотдача от обмоток все же осуществляется путем естественной конвекции масла. Это означает, что температура катушек в верхней части обмоток будет значительно выше, чем в нижней.

Таким образом, если в трансформаторах с естественной циркуляцией масла температура верхних слоев масла и температура в верхних каналах обмотки примерно одинаковы, то в трансформаторах с принудительной циркуляцией масла в баке будет иметь место значительный перепад между температурой масла в верхних каналах обмоток и температурой верхних слоев масла в баке. Поэтому в трансформаторах с естественной и принудительной циркуляцией масла наиболее нагретыми являются верхние катушки обмоток, изоляция которых стареет быстрее, чем нижних катушек.

В [4] отмечается, что при оценке нагрева масла в трансформаторах следует считаться с возможностью застоя верхних слоев масла и его повышенных нагревов, если расстояние между крышкой бака и патрубками радиаторов или охладителей велико (больше 200 – 300 мм). Так, при исполнении крышки “гробиком” температура масла под верхней частью крышки может превышать температуру масла на уровне верхних патрубков охладителей примерно на 10 °С.

Приведенные выше параметры температур для отдельных конструкций трансформаторов характерны для установившегося режима работы. При проведении ИК-диагностики трансформаторов необходимо учитывать то, что постоянная времени обмоток относительно масла различных исполнений трансформаторов находится в пределах 4 – 7 мин, а постоянные времени всего трансформатора — в пределах 1,5 – 4,5 ч. Установившийся тепловой режим трансформатора по обмоткам наступает через 20 – 30 мин, а по маслу через 10 – 20 ч.

С учетом рассмотренных выше температурных режимов работы трансформаторов, ниже сделана попытка определить условия оценки их состояния при проведении ИК-диагностики.

Определение местоположения дефектов в магнитопроводах трансформаторов. Как известно, состояние магнитопровода трансформатора весьма эффективно

оценивается по результатам хроматографического анализа состава газов в масле. По составу и содержанию газов в масле определяется вид дефекта. При наличии повреждения в магнитопроводе трансформатора, обусловленного перегревом, основными при анализе растворенных в масле газов являются этилен (C_2H_4) или ацетилен (C_2H_2) при нагреве масла. Характерные газы: водород (H_2), метан (CH_4) и этан (C_2H_6). Образование указанных газов в масле может быть обусловлено: нарушением изоляции стяжных шпилек, ярмовых балок, амортизаторов, прессующих колец, местными нагревами от магнитных полей рассеяния в ярмовых балках, бандажах, прессующих кольцах, неправильным заземлением магнитопровода и др. Инфракрасное обследование трансформаторов, проведенное лабораторией ИКТ показало, что, являясь вспомогательным средством контроля, оно позволяет при наличии газообразования в трансформаторе оценить зону образования дефекта в магнитопроводе, а при наличии заводской технологической документации сузить место поиска дефекта.

Для получения более полных данных о характере развития дефекта целесообразно проводить ИК-контроль при холостом ходе трансформатора и дополнительно при двух-трех ступенях нагрузки. Ниже рассмотрены некоторые данные, которые были получены при ИК-контроле двух автотрансформаторов типа АОДЦТН-267000/500 (АТ1) и АТДЦТН-135000/330 (АТ2). В первом случае, во всех трех фазах автотрансформатора были обнаружены газы: метан, этан, этилен, прогрессирующие с течением времени (табл. 4).

Термографическое обследование фаз автотрансформаторов выявило температурные аномалии на баках фаз автотрансформатора, нагрев большого количества болтов крепления нижнего разъема колокола бака. Вскрытие баков фаз автотрансформаторов выявило следующие дефекты:

Таблица 4. Результаты хроматографического анализа масла из бака АТ1

Дата измерения	Содержание газа, % (объемные)		
	CH_4	C_2H_6	C_2H_4
Февраль	0,15	0,035	0,039
Сентябрь	0,4	0,05	0,13
	0,54	0,09	0,12
	0,67	0,01	0,08

Примечание. Измерения проводились для фаз А, В, С.

потемнение от перегрева пластин в месте соединения швеллера к нижним консолям магнитопровода;

заземление направляющего шипа днища бака на нижнюю консоль НН в районе регулировочного стержня автотрансформатора (АТ);

потемнение от перегрева и частичное оплавление шайб, пластины и болта в месте касания его нижней консоли НН.

Проверка схемы заземления магнитопровода мегаомметром показала, что сопротивление изоляции на участке "магнитопровод — бак" равно нулю, а между пакетами магнитопровода — от 6 Ом до 5 кОм.

В автотрансформаторе типа АТДЦТН-135000/330 в течение длительного времени происходило газообразование в масле. Хроматографический анализ газов в масле показал их следующее содержание (табл. 5).

Скорость нарастания углеводородных газов составляла для метана — 7 % за 2 мес., для этилена — 13 % за 1 мес. В результате термографического обследования были выявлены: нагрев болтов крепления нижнего разъема колокола АТ в средней его части, аномальные нагревы стенок бака АТ фазы С, как со стороны 110 кВ, так и со стороны 330 кВ. Проведившийся до термографического обследования внутренний осмотр АТ выявил около десяти шпилек магнитопровода с нарушенной изоляцией, часть из которых не была восстановлена к моменту тепловизионной съемки.

Определение внутренних дефектов обмоток. Эксперименты, проведенные на моделях, показали, что при инфракрасном контроле в ряде случаев могут выявляться локальные нагревы в баке трансформаторов, связанные с местным перегревом отдельных катушек обмотки; перегревы контактных соединений отводов обмоток; образование застойных зон масла, вызванных разбуханием бумажной изоляции витков, шламообразованием или конструктивными просчетами.

Перегревы катушек (как правило, крайних), обусловлены наличием в трансформаторах полей рассеивания, зависящих от номинальной мощности трансформатора, потери от которых достигают 30 — 50 % основных потерь.

Т а б л и ц а 5. Результаты хроматографического анализа масла из бака АТ2

Дата измерения	Содержание газа, % (объемные)						
	H ₂	CO ₂	CO	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₆
25.04.94	0,004	0,24	—	0,0066	0,0056	—	0,002
17.06.94	0,0035	0,33	—	0,0076	0,0071	—	0,0026

При наличии значительных полей рассеивания превышения температуры крайних катушек или витков отдельных обмоток над температурой масла могут быть в 1,5 – 2 раза выше расчетных.

Статистикой отмечается, что 22 % общего количества отказов обусловлено нарушением изоляции и повреждением обмоток, причем за последние годы участились повреждения старых трансформаторов, имеющих характерные конструктивные дефекты. Так, у автотрансформаторов типа АОДЦТГ-135000/500 крайние катушки обмотки ВН выполнены с дополнительной изоляцией, которая в процессе эксплуатации разбухает, что ухудшает теплоотвод, увеличивает нагрев провода и соответственно износ витковой изоляции. После потери ее свойств происходят витковые замыкания, переходящие в межкатушечные.

У трансформаторов типа ТДЦГ-180000/220 наблюдаются замыкания параллельных проводов в крайних витках обмотки НН из-за нагрева.

Трансформаторам типа ТДЦ-125000/110 производства СВПО "Трансформатор" свойственны повышенная вибрация металлоконструкций, надежная работа переключателей ПБВ и перегрев верхних слоев масла с ускоренным старением изоляции обмоток. Через 15 – 17 лет работы у этих трансформаторов вырабатывается ресурс по состоянию изоляции обмоток.

Выявление внутренних дефектов в трансформаторах путем измерения температуры на поверхности их баков является трудоемкой операцией, зависит от многих факторов (конструкции обмоток, нагрузки, способа охлаждения, внешних климатических факторов, состояния поверхности трансформатора и т.п.) и позволяет распознавать неисправности лишь на поздних стадиях их развития.

Существенное влияние на распределение температуры по поверхности бака трансформатора оказывают меры конструктивного характера, использованные заводом-изготовителем по выравниванию потерь в обмотках трансформаторов. Неравномерность распределения этих потерь по обмотке может являться одной из причин возникновения местных перегревов, вызывающих ускоренное старение изоляции отдельных катушек или витков обмоток, а также возникновения локальных нагревов на стенках бака трансформатора.

Определение работоспособности устройств системы охлаждения трансформатора. Снятие термограмм устройств системы охлаждения трансформаторов (дутьевых вентиляторов, маслонасосов, фильтров, радиаторов трансформаторов с естественной циркуляцией масла и т.п.) позволяет оценить их работоспособность и при необходимости принять оперативные меры по устранению неполадок.

Маслонасосы. Температура нагрева на поверхности корпуса маслососа и трубопроводов работающего трансформатора практически одинакова. При появлении неисправности в маслососе (трения крыльчаток, витковое замыкание в обмотке электродвигателя и т.п.) температура на поверхности корпуса маслососа должна повыситься и превысить температуру на поверхности маслопровода.

Дутьевые вентиляторы. Оценка теплового состояния электродвигателей вентиляторов осуществляется сопоставлением измеренных температур нагрева. Причинами повышения нагрева электродвигателей могут быть: неисправность подшипников качения, неправильно выбранный угол атаки крыльчатки вентилятора, витковое замыкание в обмотке электродвигателя и т.п.

Термосифонные фильтры (ТФ). При ИК-контроле можно судить о работоспособности термосифонных фильтров трансформаторов. Как известно, ТФ предназначен для непрерывной регенерации масла в процессе работы трансформатора. Движение масла через фильтр с адсорбентом происходит под действием тех же сил, которые обеспечивают движение масла через охлаждающие радиаторы, т.е. под действием разности плотности горячего и холодного масла.

Термосифонный фильтр подсоединен параллельно трубам радиатора системы охлаждения, и поэтому у работающего фильтра температуры на входе и выходе, если трансформатор нагружен, должны отличаться между собой. В налаженном фильтре будет иметь место плавное повышение температуры по его высоте.

При использовании мелкозернистого силикагеля, шламообразовании в фильтре, случайном закрытии задвижки на трубопроводе фильтра, при работе трансформатора в режиме холостого хода циркуляция масла в фильтре будет незначительна или отсутствовать вообще. В этих случаях температура на входе и выходе фильтра будет практически одинакова.

Переключающие устройства серии РНТ и им подобные, встраиваемые в трансформаторы, состоят из переключателя и реактора, расположенных в баке трансформатора, а также контактора. Контактный переключатель размещается в отдельном кожухе, расположенном на стенке бака трансформатора и залитом маслом.

Контроль состояния контактов переключателя, ввиду его глубокого расположения в баке трансформатора, весьма проблематичен. При перегреве контактов контактора из-за небольшого объема залитого в него масла на стенах бака контактора имеют место локальные нагревы.

Радиаторы. Неисправность плоского крана радиатора или ошибочное его закрытие приводит к перекрытию протока масла через радиатор. В этом случае температура труб радиаторов существенно

ниже, чем у работающего радиатора. С течением времени поверхности труб радиаторов подвергаются воздействию ржавчины, на них оседают продукты разложения масла и бумаги, что порой приводит к уменьшению сечения для протока масла или полному его прекращению. Трубы с подобными отклонениями холоднее остальных.

Датчик температуры. Практически единственным критерием оценки эффективности работы системы охлаждения является температура верхних слоев масла трансформатора, измеряемая с помощью термометров, либо термометрических сигнализаторов с электроконтактным манометром, либо дистанционных термометров сопротивления, устанавливаемых в карманах (гильзах) крышки бака. Контроль температуры масла в этих случаях может быть связан с существенными погрешностями, которые обусловлены инструментальной точностью измерения, местом размещения гильзы и другими факторами. Поэтому при термографическом обследовании трансформатора необходимо также сравнивать значения температур на крышке бака, измеренные тепловизором, с данными датчика температуры.

Поверхности бака трансформатора. Снятие температурных профилей бака трансформатора в горизонтальном и вертикальном направлениях и сопоставление их с конструктивными особенностями трансформатора (расположение обмоток, отводов, элементов охлаждения и т.п.), пофазное сравнение полученных данных в зависимости от длительности эксплуатации и режима работы позволяют в ряде случаев получить дополнительную информацию о характере протекания тепловых процессов в баке трансформатора. При термографическом обследовании трансформатора необходимо оценивать как значения температур, так и их распределение по фазам. Так, термограмма, снятая в Комиэнерго на трансформаторе мощностью 60 МВ · А, работающего с нагрузкой, равной 30 % номинальной, показывает, что циркуляция масла в зимний период ($t = -15^{\circ}\text{C}$) происходит лишь в верхней части средней обмотки. Температуры на поверхности крайних фаз составляют 2 – 3 °С, в средней фазе трансформатора 13 °С, т.е. масло в крайних фазах при малых нагрузках практически не циркулирует.

В других случаях с помощью тепловизора был зафиксирован глубинный локальный нагрев в отводе обмотки 500 кВ мощного трансформатора, при нарушении изоляции стяжных шпилек или консолей определена зона расположения дефекта, оценивалась работа радиаторов систем охлаждения трансформатора и т.п.

Маслорасширители. Как известно, при изменении теплового состояния трансформатора происходит обмен масла между его объемами, находящимися в баке трансформатора и маслорасширителе. При стабилизации теплового состояния теплообмен между этими объе-

мами масла происходит в основном за счет теплопередачи. При осмотре с помощью тепловизора выхлопной трубы трансформатора виден уровень масла, находящего в ней, и характер изменения температуры по высоте трубы. При работе трансформатора с нагрузкой просматривается также и уровень масла в его маслорасширителе.

Однако в отдельных случаях в маслопроводе, соединяющем крышку трансформатора с маслорасширителем, может происходить резкое падение температуры на поверхности маслопровода непосредственно после газового реле или отсечного клапана. Причина такой аномалии должна быть изучена с учетом конструкции трансформатора, диаметра маслопровода, нагрузки и других факторов и может быть обусловлена дефектом плоского крана, расположенного у газового реле.

Термографическое обследование трансформатора во многом является вспомогательным средством оценки его теплового состояния и исправности в работе связанных с ним систем и узлов. Термографическому обследованию трансформатора должно предшествовать ознакомление с конструкцией выполнения обмоток, системой охлаждения, результатами работы трансформатора, объемом и характером выполнявшихся ремонтных работ, длительностью эксплуатации, анализом повреждений трансформаторов идентичного исполнения (если они происходили), результатами эксплуатационных испытаний и измерений и т.п.

Поверхности бака трансформаторов, термосифонных фильтров, систем охлаждения должны быть осмотрены, и с них, по возможности, необходимо удалить грязь, следы масла, закрасить ржавчину, т.е. создать условия для обеспечения одинаковой излучательной способности поверхностей трансформатора. Обследование предпочтительно проводить ночью (перед восходом солнца), при отключенном искусственном освещении трансформатора, в безветренную, неждливую погоду, при максимально возможной нагрузке и в режиме холостого хода. Тепловизор или его сканер должен располагаться на штативе, как можно ближе к трансформатору, на оси средней фазы, с использованием объектива $7 - 12^\circ$ и обеспечивать возможность как видео-, так и аудиозаписи.

После настройки постоянного температурного режима записи тепловизора ведется покадровая регистрация термоизображений, начиная с верхней части крайней фазы (например *A*) по направлению к фазе *C*, с наложением кадров друг на друга около 10 % размера кадра. Достигнув поверхности бака фазы *C*, объектив сканера опускается ниже, и далее покадровая съемка продолжается в противоположном направлении, и таким образом, процесс съемки ведется,

пока не будет записана вся поверхность бака, включая расположенные под его днищем маслonaсосы, маслопроводы и другие узлы.

Термографической съемке подвергается вся доступная для этого поверхность бака по периметру. Тепловизор во всех точках съемки, должен находиться на одинаковом расстоянии от трансформатора. Минимальное количество точек съемки — четыре, максимальное зависит от расположения и типа системы охлаждения. Так, при установке выносной системы охлаждения количество точек съемки увеличивается до шести.

Термографическая съемка сопровождается речевыми комментариями, записываемыми на звуковую дорожку кассеты видеомагнитофона. В комментариях должны отражаться режим работы трансформатора, ход ведения обследования, описание явлений, фиксируемых тепловизором, и другие события, связанные с видеозаписью. В последующем осуществляется покадровое совмещение результатов съемки в единый развернутый “тепловой” план. Аномальные температуры нагрева участков плана должны сопоставляться с данными технической документации на трансформатор, в которой указано конструктивное расположение отводов обмоток, катушек, зон циркуляции масла, магнитопровода и его элементов и т.п. При этом фиксируется работа систем охлаждения, оценивается зона циркуляции масла, создаваемая каждой из них.

Необходимо обращать внимание на образование аномальных зон нагрева на поверхности бака в результате смещения потоков масла.

4. Маслонаполненные трансформаторы тока

В зависимости от конструктивного выполнения обмоток, маслонаполненные трансформаторы тока (ТТ), выпускаемые отечественной промышленностью можно условно разделить на три группы:

ТТ со звеньевой изоляцией обмоток (серия ТФЗМ);

ТТ с U-образной первичной обмоткой (серия ТФУМ);

ТТ с рымовидной обмоткой (серия ТФРИ).

При ИК-контроле трансформаторов тока оценивается состояние внутренних и внешних контактных соединений, а при выполнении определенных условий по измеренным температурам на поверхности фарфоровой крышки — и состояние бумажно-масляной изоляции.

Перед проведением ИК-контроля ТТ необходимо провести анализ условий их работы и состояние внутренней изоляции. Определяется:

год выпуска (длительность эксплуатации);

завод-изготовитель;

способ защиты масла от увлажнения;

количество токов КЗ, протекавших по обмоткам ТТ, и их значения; результаты измерения характеристик изоляции обмоток, а также хроматографического анализа газов в масле; термограммы предыдущих термографических съемок и др.

Тепловизионный контроль ТТ рекомендуется проводить с учетом требований, изложенных в гл. 2 и приводимых ниже.

1. Для ТТ тепловизионный контроль является вспомогательным средством оценки как теплового состояния ТТ в целом, так и его отдельных участков. При выявлении тепловых аномалий в изоляции обмоток ТТ окончательное заключение должно делаться на основании анализа всего комплекса измерений: термограммы нагрева, tg δ изоляции, показателей качества масла, хроматографического анализа газов в масле, влагосодержания бумажной изоляции обмоток и т.п., а также с учетом длительности и условий эксплуатации ТТ.

2. Тепловизионный контроль ТТ всех конструктивных исполнений с длительным периодом эксплуатации (20 лет и более) рекомендуется проводить ежегодно, предпочтительно до наступления летнего периода максимума температур.

3. Контроль с помощью тепловизора каждой фазы ТТ осуществляется как минимум с трех точек, отстоящих друг от друга на 120 °С.

4. При тепловизионном контроле должно осуществляться пофазное сравнение температур, измеренных в одинаковых зонах на поверхности покрышек ТТ.

В тех случаях, когда разность измеренных температур фаз превышает 0,3 °С, должны быть приняты дополнительные меры по выяснению причины подобной аномалии: проведены повторные тепловизионные измерения при более благоприятных погодных условиях, при иной токовой нагрузке, проверена симметричность токов в фазах и т.п.

Общий повышенный нагрев одной из фаз ТТ может быть обусловлен остаточным намагничиванием магнитопровода ТТ при прохождении по нему тока КЗ. В этом случае рекомендуется произвести размагничивание магнитопровода с повторением тепловизионного контроля ТТ.

5. В тех случаях, когда по температуре, измеренной на поверхности покрышки ТТ, осуществляется пересчет к значению tg δ изоляций обмоток по методике Ленэнерго, необходимо обращать внимание на возможность погрешности за счет влияния теплового отражения ребер покрышки или тепловыделения от тока нагрузки, протекающего через ТТ.

6. Наряду с определением с помощью тепловизора состояния внутренней изоляции обмоток маслонаполненных ТТ, производится также измерение температуры нагрева в местах подсоединения внеш-

них цепей зажимов ТТ и оценка состояния внутреннего переключающего устройства.

В первом случае используют в качестве критериев предельные температуры нагрева (превышение температуры). Нагрев контактов внутреннего переключающего устройства вызывает появление повышенной температуры на поверхности расширителя.

Оценка состояния внутренних переключающих устройств ТТ должна осуществляться сравнением между собой температур на поверхности расширителя трех фаз. Превышение температуры на поверхности расширителя ТТ более чем на 10 – 15 °С может быть обусловлено аварийным внутренним дефектом переключателя.

Трансформаторы тока серии ТФУМ (ТФКН) на номинальное напряжение 330 кВ первоначально изготавливались на Ленинградском заводе “Электроаппарат”, а в дальнейшем их производство было передано Запорожскому заводу высоковольтной аппаратуры (ЗВВА). Ввиду неудовлетворительной технологии изготовления ТТ заводом “Электроаппарат” (ручная рыхлая намотка бумажной изоляции с возможностью ее смещения, некачественная сушка и вакуумирование изоляции, отсутствие узла герметизации), повреждаемость их была достаточно высокой.

Результаты эксплуатации ТТ обоих заводов выявили их малую электродинамическую стойкость. Пробой изоляции обмоток ТТ носит, как правило, теплоизоляционный характер и в значительной мере зависит от количества КЗ, длительности и значений токов КЗ, протекающих по обмоткам.

Осмотр поврежденных ТТ показал, что возникающие при КЗ механические усилия в первичной обмотке вызывают смятие и разрывы конденсаторных обкладок в местах наложения бандажей. Местные смятия рыхлой намотки бумажного остова вызывают нарушение в распределении электрического поля и в совокупности с повышенными температурами, прогрессирующим ухудшением диэлектрических свойств масла, воздействием повышенных температур окружающего воздуха и приводят к ускоренному развитию пробоя. Поэтому, применительно к ТТ с U-образной первичной обмоткой необходима предварительная оценка возможного развития внутреннего дефекта в бумажно-масляной изоляции в результате воздействия токов КЗ. Степень такого воздействия можно примерно оценить, исходя из результатов испытаний ТТ в НИЦ ВВА с кино съемкой протекавших механических процессов в первичной обмотке (табл. 6).

По результатам проведенных экспериментов были сделаны следующие выводы:

при неоднократном (3 – 4 раза) воздействии токов КЗ, наибольшее амплитудное значение которых составляет 80 % нормативных

Таблица 6. Результаты испытания трансформаторов тока ТФКН-330 на электродинамическую стойкость

I_m , кА	I_2 , кА	Результаты осмотра внутренней изоляции обмотки ТТ
Первый трансформатор тока ТФКН		
100	40	Без замечаний
160	70	Обрыв восьми ниток первого верхнего бандажа
180	75	Упругая деформация 35 – 40 мм в каждую сторону в верхней части обмотки, обрыв дополнительно четырех ниток первого бандажа
83	35	Упругая деформация обмотки по 8 мм в каждую сторону
190	77	Упругая деформация 35 – 40 мм в каждую сторону в верхней части обмотки, обрыв семи ниток второго бандажа
190	77	Упругая деформация 80 – 90 мм в каждую сторону в верхней части обмотки, обрыв всех ниток первого и дополнительно обрыв шести ниток второго бандажа, разрушение "клиши" у выводов секций первичной обмотки
Второй трансформатор тока ТФКН		
58	25,5	Упругая деформация 6 мм в каждую сторону в верхней части обмотки
80,6	40	Упругая деформация 12 мм в каждую сторону в верхней части обмотки
99,5	44,5	Упругая деформация 20 мм в каждую сторону в верхней части обмотки, остаточная деформация после опыта составила по 2 мм в каждую сторону
145	68	Упругая деформация около 40 мм в каждую сторону в верхней части обмотки, обрыв всех ниток первого и второго бандажей

Примечания: 1. I_m – наибольшее амплитудное значение тока КЗ ($I_{m \text{ перм}} = 198$ кА), $T_{exp} = -8 - 12$ °С. 2. I_2 – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ ($I_{2 \text{ перм}} = 80$ кА в течение 0,1 с).

значений и более, происходит постепенный рост упругой деформации первичной обмотки, сопровождающейся обрывом бандажей, разрушением крепежной клицы и нарушением плотности намотки бумажной изоляции;

упругая деформация первичной обмотки при испытаниях достигает 80 – 90 мм (при зазоре между внутренней поверхностью крышки и первичной обмоткой 50 – 60 мм);

при нарушении плотности бумажной изоляции (в результате смятия бумаги) при динамическом воздействии на нее проводов обмотки возможны разрыв бумажной оплетки и фольги, изменения напряженности электрического поля с повышением его градиентов на отдельных участках до недопустимо высоких значений, возникновение

частичных разрядов, образование газовых включений и в итоге электрический пробой главной изоляции ТТ.

При тепловизионном обследовании необходимо учитывать характер нормального распределения температуры по высоте ТТ, полученного при проведении его типовых испытаний.

При анализе полученных термограмм:

сравнение результатов рекомендуется осуществлять для трех фаз присоединения;

общее повышение температуры одной из фаз может быть обусловлено ухудшением состояния внутренней изоляции (масла или бумажной изоляции обмотки);

проявление аномальных нагревов по высоте покрышки фазы необходимо сопоставить с зоной конструктивного нанесения бандажей (или бандажа). Нарушение бандажного крепления ТТ обычно начинается с верхней части обмотки;

исследования, проведенные в Ленэнерго, показали, что между увеличением $\text{tg } \delta$ основной изоляции обмоток ТТ и значениями температур на поверхности фарфоровых покрышек ТТ имеется зависимость. По расчетам увеличение $\text{tg } \delta$ основной изоляции ТТ на 1 % в среднем приводит к росту температуры на 0,1 °С.

Контроль $\text{tg } \delta$ под рабочим напряжением ТТ и проведения измерения температур на поверхности фарфоровых покрышек с помощью тепловизора, подтвердили идентичность результатов:

Условный номер ТТ	1	2	3	4
Температура на поверхности фарфоровой покрышки, °С ...	0,2	0,1	0,1	0,5
$\text{tg } \delta$, %:				
основной изоляции	1,6	0,8	1,2	4
последних слоев изоляции	2,1	1,4	1,7	4,6

Превышение температуры нагрева одной фазы по сравнению с другими фазами более чем на 0,3 °С может быть связано с повышением значения $\text{tg } \delta$ в этой фазе, иным углом наблюдения или другими факторами, требующими дополнительного обследования ТТ. В ряде случаев, оказывается полезным проведение исследования состояния обмотки ТТ при демонтированной крышке с помощью технического эндоскопа.

Трансформаторы тока серии ТФРМ (ТРМ). У ТТ серии ТФРМ конденсаторная бумажная изоляция нанесена только на вторичные обмотки, по форме напоминающие рым. Первичная обмотка ТТ состоит из двух токоведущих шин, соединяемых последовательно или параллельно при помощи переключателя, смонтированного на наружной части маслорасширителя.

Максимальные температуры при номинальной нагрузке имеют место на первичной обмотке, отделенной слоем масла от конденса-

торной бумажно-масляной изоляции вторичных обмоток. Для ТТ 330 кВ превышение температуры при номинальной нагрузке составляет: у первичной обмотки 54 °С, внешней перемычки переключателя коэффициента трансформации 35 °С, верхних слоев масла 33 °С, и вторичных обмоток 28 °С. Повреждения ТТ с рымовидной обмоткой обусловлены пробоем основной изоляции вблизи тройников с перекрытием на цоколь, и чаще пробоем основной изоляции верхней части рымовидной обмотки в результате увлажнения бумажно-масляной изоляции в процессе эксплуатации, или ее неудовлетворительной термовакуумной обработки.

Аварии с ТТ происходят преимущественно в жаркий летний период и носят тепलोионизационный характер. В качестве примера можно привести “вспышку” аварийности трансформаторов тока ТФРМ-330 в июне 1991 г. в Витебскэнерго, где за две недели повредились три трансформатора этого исполнения. Традиционная проверка состояния изоляции этих ТТ, проводившаяся накануне аварии, не выявила аномальных явлений. Вскрытие поврежденных ТТ показало, что процесс развития теплового пробоя носил длительный характер с образованием “кратеров” в верхней части рымовидной обмотки.

При тепловизионном контроле ТТ серии ТФРМ обращается внимание на возможность возникновения локальных нагревов на поверхности фарфоровой крышки, на металлическом кожухе в местах нахождения “тройников” и в верхней зоне “рыма” вторичных обмоток, а также выводов обмоток и переключателей.

При анализе полученных термограмм ТТ необходимо учитывать характер распределения температуры по его высоте, полученной при проведении типовых испытаний. Превышение температуры первичной обмотки ТТ при номинальной нагрузке до 50 °С и более, приводит к зональному нагреву объема масла в “окне” рымовидной обмотки и соприкасающейся с маслом части металлического кожуха.

Трансформаторы тока серии ТФЗМ (ТФН) со звеньевой обмоткой имеют защиту внутренней изоляции от увлажнения в виде выносного воздухоосушителя, эффективность которого весьма относительна.

Процесс накопления влаги в бумажной изоляции при наличии воздухоосушительного фильтра происходит относительно медленно и является результатом влагообмена между маслом и бумажной изоляцией обмоток из-за конденсации влаги и воздуха, находящегося в надмасленном пространстве расширителя. Процесс влагообмена между маслом и бумажной изоляцией существенно зависит от температуры окружающего воздуха и тока нагрузки.

Растворимость воды в масле при повышении температуры от 20 до 80 °С увеличивается в 10 раз. За счет колебания температуры влага в масле будет постоянно в соответствии с изменениями температуры

переходить из эмульсионного состояния в молекулярно-растворимое и обратно и поглощаться бумажной основой обмотки ТТ.

Скорость повышения $\text{tg } \delta$ бумажно-масляной изоляции ТТ составляет примерно 0,2 % в год. У ТТ без воздухоосушительных фильтров снижение пробивного напряжения масла ниже нормированного значения происходит в среднем через 4 – 6 лет эксплуатации, $\text{tg } \delta$ некоторых ТТ увеличивается в среднем на 2 – 4 % в году и достигает значений 10 – 25 %.

Многолетний опыт эксплуатации ТТ на напряжение 35 – 220 и 500 кВ показывает, что повреждаемость их невелика и обусловлена, в основном, увлажнением внутренней изоляции и на пределе гарантированного срока службы (20 – 25 лет) обусловлена тепловыми пробоями, происходящими в жаркий период года. Трансформаторы этой серии могут иметь внутренние переключающие устройства для изменения коэффициента трансформации.

В эксплуатации отмечаются случаи ухудшения состояния внутренних переключающих устройств в результате ослабления болтовых соединений и повышения переходного сопротивления. Превышение температуры нагрева на поверхности ТТ, охватывающей внутренний переключатель одной фазы по сравнению с другими фазами более чем на 10 – 15 °С, указывает на возможность развития аварийного дефекта.

Исследования ВНИИЭ показали, что опасным является не средняя увлажненность бумажной основы обмотки, а локальные увлажнения. Опасным является уровень местного увлажнения, равный 6 %. Местное увлажнение может быть в наружных слоях бумаги при токе ТТ, близком к номинальному значению, и средней влажности всей изоляции около 4 %.

Неравномерность распределения влажности по толще бумажной изоляции зависит от ее среднего уровня $W_{\text{ср}}$, тока нагрузки и темпера-

Таблица 7. Допустимые значения $\text{tg } \delta$ основной изоляции ТТ серии ТФЗМ

$I/I_{\text{ном}}$	$W_{\text{ср}}, \%$	Допустимые значения $\text{tg } \delta$ при температуре изоляции, °С				
		0	10	20	30	40
0	6,00	1,35	1,87	2,60	3,62	5,64
0,4	5,55	1,24	1,68	2,28	3,08	4,17
0,8	4,71	1,07	1,37	1,77	2,27	2,93
1,0	4,28	0,99	1,22	1,60	1,97	2,49
1,2	3,88	0,92	1,12	1,37	1,68	2,05

Примечание. $I_{\text{ном}}$ — номинальный ток ТТ; I_c — ток нагрузки ТТ; $W_{\text{ср}}$ — средняя влажность бумажной изоляции обмоток ТТ.

туры окружающего воздуха, что обуславливает различные допустимые значения $\text{tg } \delta$ основной изоляции обмоток ТТ (табл. 7).

При тепловизионном контроле ТТ возможно выявление случаев как общего повышения температуры нагрева покрышки за счет ухудшения качества масла, увеличения $\text{tg } \delta$, так локальных нагревов особенно в электрически нагруженных зонах, в местах соприкосновения звеньев обмоток.

Трансформаторы тока серии ТФМ. Трансформаторы тока этой серии разработаны сравнительно недавно Московским “Электроставом” на номинальные напряжения 35, 110, 220 кВ. Конструктивным отличием их от серии ТФЗМ является наличие маслобарьерной изоляции обмоток, размещение их в стандартной фарфоровой покрышке, от ТТ серии НКФ — возможность изменения коэффициента трансформации в широких пределах. Последнее достигается комбинацией схем включения большого количества ветвей первичной обмотки.

Наличие многочисленных болтовых контактных соединений, ветвей внутри трансформатора тока требует контроля их состояния с помощью тепловизора. Опыт тепловизионного контроля ТТ этого исполнения практически отсутствует. Можно лишь ожидать, что наиболее характерным дефектом ТТ при нагрузках, близких к номинальным, будут локальные нагревы в местах переключения обмоток.

5. Маслонаполненные трансформаторы напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) серии НКФ выполнены по так называемой каскадной схеме с соединением средней точки обмотки ВН с магнитопроводом, размещением катушек этой обмотки на разных стержнях магнитопровода и последовательным соединением катушек. Для распределения поровну нагрузки и напряжения на катушках ВН предназначена выравнивающая короткозамкнутая обмотка.

Поскольку трансформаторы этого типа работают в режиме насыщения, при тепловизионном контроле наблюдается нагрев фарфоровой покрышки по всей ее высоте, особенно в местах расположения связующих обмоток. Тепловизионный контроль является вспомогательным для каскадных ТН.

Превышение температуры нагрева фарфоровых покрышек более чем на $0,3^\circ\text{C}$ не может служить основанием для его браковки. В этом случае рекомендуется проведение дополнительных измерений для выявления причины подобной аномалии. Наблюдаемые в ряде

случаев повышенные перегревы ТН могут быть обусловлены следующими причинами:

1) *дополнительными потерями в стали магнитопровода ТН.* При этом ток холостого хода обычно повышен из-за применения при сборке ТН горячекатаной стали (характерно для ТН старых исполнений) или шихтовки магнитопровода пластинами, нарезанными поперек проката листа. При контроле ТН тепловизором наблюдается равномерное повышение температуры по высоте крышки ТН, по сравнению с другими фазами;

2) *увлажнением и загрязнением масла ТН.* Поскольку ТН не имеют эффективной защиты масла от влияния окружающего воздуха, в процессе эксплуатации ТН продукты разложения масла (тяжелые фракции) и влага будут скапливаться в нижней части крышки, увлажняя изоляционные стойки активной части, находящейся под потенциалом $0,5U_{\text{ном}}$. Перекрытие изоляционных стоек возможно при существенном ухудшении их диэлектрических свойств или при большом объеме загрязненного масла. Процесс увлажнения и загрязнения масла ТН связан с повышенным значением $\text{tg } \delta$, что будет зафиксировано тепловизором как общее повышение температуры на поверхности крышки ТН;

3) *конструктивными или технологическими факторами.* Так, например известны случаи, когда завод-изготовитель осуществлял намотку катушек ВН проводом диаметра 0,2 мм, хотя технологической документацией предусмотрено применение провода диаметром 0,25 мм. Размещение на одном магнитопроводе фазы катушек, выполненных проводами разных сечений, может быть причиной локального нагрева в зоне установки катушки с меньшим сечением провода.

При выявлении фазы ТН с повышенной, по сравнению с другими фазами нагревом, целесообразно, после вывода ТН из работы, измерить ток холостого хода, сопротивление постоянному току обмотки ВН (которое должно находиться в пределах $4680 \text{ Ом} \pm 10\%$), сопоставить заводские номера и год выпуска фаз. При несоответствии сопротивления постоянному току, приведенному выше значению, рекомендуется повторить это измерение для каждой катушки обмотки ВН отдельно;

4) *витковыми замыканиями в обмотках.* Витковые замыкания в наибольшей мере возможны в верхних слоях обмотки ВН верхнего стержня магнитопровода или в выравнивающей обмотке. Они характеризуют аварийное состояние ТН.

6. Выключатели масляные, воздушные, вакуумные, элегазовые

Применение приборов ИК-техники для контроля состояния контактных присоединений аппаратных зажимов, токосъемных устройств, соединений модулей, контактов дугогасительных камер выключателей позволяет выявлять местоположение дефекта и оценивать характер его развития.

Объем получаемой при ИК-контроле информации приведен в табл. 8.

Масляные выключатели серии МГГ. Маломасляные выключатели серии МГГ (МГГ-10, МГГ-223, МГГ-229 и др.) выпускаются на номинальные токи 2000 – 4000 А и имеют идентичную контактную систему, состоящую из главных и дугогасительных контактов.

Таблица 8. Информация, получаемая при ИК-контроле

Контролируемый узел при ИК-контроле	Применяемые приборы	Объем получаемой информации
Маломасляные выключатели 6 – 10 кВ серий ВМГ-133, ВМП-10 и им подобные: шина – токоведущий вывод вывод – гибкая связь гибкая связь – свеча дугогасительная камера шина – нижний контакт бака	Тепловизоры или пирометры	Измерение температуры узла контактной системы МВ
Маломасляные выключатели 110 кВ и выше серий ВМТ, МГ-110 и им подобные: шина – токоведущий вывод токопровод неподвижного контакта к фланцу МВ роликовый токосъем подвижный и неподвижный контакты опорная крышка	Тепловизоры	Измерение температуры узла контактной системы выключателя Снятие термограммы для места и вида дефекта
Баквые масляные выключатели: шина – токоведущий вывод дугогасительная камера	То же	То же
Воздушные выключатели: шина – токоведущий вывод токоведущее соединение модулей ВВ дугогасительная камера емкостной делитель напряжения изоляционные воздуховоды – фарфоровые крышки	–“–	–“–
Вакуумные и элегазовые выключатели: шина – токоведущий вывод контактная система выключателя	–“–	–“–

Главные контакты расположены в воздухе, а дугогасительные — в масле. Подвижные главные контакты каждой фазы выключателя смонтированы на траверсе. На концах траверсы закреплены дугогасительные стрелки, а к средней части траверсы подвешены медные ножи главных контактов с контактными пружинами. Подвижная часть главных контактов у выключателей на номинальный ток 2000 А выполнена в виде самоустанавливающихся ножей, а подвижная часть — в виде треугольных контактов, укрепленных на крышке бака (цилиндра) выключателя. У выключателей на номинальный ток 3000 — 4000 А самоустанавливающиеся ножи укреплены на крышке бака полюса выключателя, а треугольные контакты крепятся к его траверсе.

Дугогасительное устройство выключателя расположено в баке (цилиндре). Бак изготовлен из листовой стали и конструктивно идентичен цилиндру выключателя ВМГ-133. Розеточный контакт дугогасительного устройства укреплен к днищу цилиндра выключателя.

В каждой фазе выключателя ток проходит по двум параллельным контурам.

Главный (рабочий) контур — аппаратный зажим с ошиновкой, крышка и неподвижные контакты первого цилиндра, пластины неподвижных контактов, неподвижные контакты и крышка второго цилиндра, аппаратный зажим с ошиновкой.

Дугогасительный контур — крышка, стенки, розеточный контакт и дугогасительный стержень первого цилиндра, металлическая траверса, дугогасительный стержень, розеточный контакт, стенки и крышка второго цилиндра.

При ИК-контроле рекомендуется последовательно обходить оба контура, оценивая при этом состояние контактов.

Маломасляные выключатели серии ВМТ и ВМК. Выключатели изготавливаются на номинальные напряжения 110 — 220 кВ и токи 1000 — 2000 А.

У маломасляных выключателей 110 — 220 кВ серий ВМТ и ВМК внутри колонок фаз размещены подвижные и неподвижные контакты, дугогасительные камеры, роликовые токосъемы и другие токоведущие узлы с болтовыми соединениями, исключающие возможность их визуального контроля.

Обследование выключателей ВМТ-200 выявило у некоторых из них чрезмерные нагревы в местах крепления токопровода неподвижного контакта к фланцу, в роликовом токосъеме, между подвижным и неподвижным контактами. Наличие в выключателях роликового токосъема и внутренних контактных соединений требует их обследования в нескольких точках.

При контроле выключателей ВМТ-110 и ВМТ-220 необходимо учитывать следующее:

если превышение температуры на полюсе обнаружено только со стороны линейных выводов, то это свидетельствует о дефекте в резбовом соединении втулки с фланцем дугогасительной камеры или в соединении фланца с основанием корпуса полюса выключателя;

если превышение температуры, обнаруженное на полюсе выключателя со стороны линейных выводов и со стороны профиля выключателя мало отличаются друг от друга, то можно предположить наличие дефекта между подвижным и неподвижным контактами.

Масляный выключатель МГ-110. Масляный выключатель МГ-110 ($I_{ном} = 500$ А) имеет две дугогасительные камеры на фазу. Возможными местами нагрева контактной токоведущей системы могут являться:

неподвижный — промежуточные контакты (дугогасительная камера), промежуточный — подвижные контакты, а также аппаратный зажим — токоведущая шина.

Бачковые масляные выключатели 110 — 220 кВ. Бачковые масляные выключатели на номинальные напряжения 110 — 220 кВ серий МКП и У с номинальным током 600, 1000 или 2000 А в принципе имеют одинаковую конструкцию контактной системы:

шина — верхний зажим ввода;

нижний зажим ввода — неподвижный контакт дугогасительной камеры;

контакты дугогасительной камеры;

контакт дугогасительной камеры — подвижный стержень траверсы.

Наряду с ИК-контролем контактной системы выключателя, проверяется состояние верхней части маслонаполненного ввода, встроенных ТТ и устройства подогрева бака.

Оценка контактов дугогасительных камер производится на основании измерения температур нагрева поверхностей бака выключателя в зоне расположения камер.

Бачковые масляные выключатели 35 кВ. В эксплуатации находится большое количество бачковых масляных выключателей 35 кВ разных годов выпуска и конструктивных исполнений: ВМ-35, МКП-35, ВТ-35, С-35 на номинальные токи 600, 1000, 2000 и 3200 А.

Токосоведущая контактная система у всех выключателей 35 кВ состоит из двух дугогасительных устройств (на фазу) с неподвижным контактом, подсоединенных к нижней части токоведущего стержня мастиконаполненного ввода и траверсы с подвижными контактами.

При ИК-контроле бачковых выключателей 35 кВ проверяются:

внешнее подсоединение ошиновки к зажиму ввода;

состояние встроенных ТТ на предмет выявленных витковых замыканий в обмотках;

соединение токоведущего стержня ввода с аппаратным зажимом; состояние внутренней изоляции ввода, связанное с тепловыделением при больших значениях $\operatorname{tg} \delta$;

состояние дугогасительного устройства, включая контактное соединение его с вводом;

функционирование устройства подогрева бака выключателя (при ИК-контроле в условиях отрицательных температур).

Ухудшение состояния контактов дугогасительного устройства определяется по увеличению температуры нагрева поверхности бака в зоне расположения дугогасительной камеры.

Масляный выключатель МГ-35. Масляный выключатель МГ-35 (номинальный ток 600 А) ввиду низкой надежности не получил широкого распространения в энергосистемах. Конструктивно выключатель МГ-35 представляет собой систему из трех вертикальных изоляционных колонок, собранных на установленной на опорной конструкции металлической раме. Подвод тока к подвижному токоведущему стержню производится через гибкую связь, расположенную под верхним колпаком каждой фазы. Подвижной токоведущий стержень приводится в движение двумя гетинаксовыми штангами, симметрично расположенными по сторонам конденсаторной втулки и связанными шарнирно с воздушными рычагами приводного механизма. В нижней фарфоровой крышке расположена дугогасительная камера, которая собрана на промежуточном фланце. К последнему с наружной стороны крепится токовый зажим, а с внутренней — медная контактная полоса. На контактной полосе укреплен неподвижный рабочий контакт.

При включении выключателя наконечник подвижного контакта входит в дугогасительную камеру, упирается в находящийся в нем промежуточный контакт и отжимая его упирается в неподвижный сферический контакт.

Ток при включенном положении выключателя проходит от верхнего вывода, через гибкую связь, далее по токоведущему стержню в розеточный контакт дугогасительной камеры, затем через промежуточный контакт, неподвижный контакт и медную полосу, расположенную на дне нижнего бака, на нижний вывод.

Большое количество внутренних контактных соединений, не поддающихся визуальному осмотру, и сложный процесс взаимодействия контактов при коммутации с выключателем требуют периодического контроля в эксплуатации. При проведении ИК-контроля температурные аномалии возможны как в верхней части выключателя, так и в нижней.

В первом случае — вероятно возможность нарушения контактных соединений гибкой связи, во втором — контактной системы (розеточный контакт, промежуточный, неподвижный, медная полоса, нижний вывод).

Масляные выключатели серии ВМГ-133. В зависимости от значения номинального тока различают следующие исполнения масляных выключателей: номинальный ток выключателей ВМГ-133-П, ВМГ-133-І и ВМГ-133 равен 600 А, а ВМГ-133-ІІІ — 1000 А.

Выключатели имеют некоторые отличия в конструктивном выполнении цилиндров корпусов и дугогасительных камер. Токоведущая цепь выключателя проходит с верхнего контактного угольника по гибкой связи на свечу. Свеча при включенном состоянии выключателя входит в розетку. С розетки ток попадает на выводной штырь и через контактные гайки — на шину.

Цилиндры (корпуса) выключателей на номинальный ток 600 А выполнены из стали толщиной 3 мм.

Так как магнитное поле, создаваемое током нагрузки, может вызвать интенсивный нагрев цилиндров за счет перемагничивания и вихревых токов, то продольный шов стальных цилиндров проваривают латунью, что повышает магнитное сопротивление и уменьшает значение замыкающегося через них магнитного потока.

Для этой же цели дно цилиндра имеет радиальную прорезь, проваренную латунью. Цилиндр выключателей на номинальный ток 1000 А изготовлены из листовой латуни толщиной 4 мм, а дно выполнено из латуни или меди. Этим устраняется нагрев за счет перемагничивания цилиндров.

В ряде случаев нарушение технологии изготовления цилиндров, например сварка продольного шва стальным электродом, приводит к существенному нагреву цилиндра.

Масляные выключатели серии ВМП-10. Выключатели серии ВМП-10 на номинальное напряжение 10 кВ предназначены для установки в ячейках КРУ и выпускаются на номинальные токи 630, 1000, 1600 и 3150 А. При тепловизионном контроле маломасляных выключателей серии ВМП-10 проверяется: болтовое соединение шины и вывода выключателя, состояние роликового токосъема и контактов дугогасительной камеры. Ухудшение состояния контактов роликового токосъема и дугогасительной камеры обычно проявляются в виде локальных нагревов на поверхности корпуса выключателя.

Воздушные выключатели. Воздушные выключатели выпускаются на номинальные напряжения 110 кВ и выше. Контактная система фазы выключателей серии ВВН состоит из дугогасительных камер и контактов отделителя, соединенных последовательно. У выключате-

лей 150 кВ и выше каждый разрыв камеры зашунтирован параллельно присоединенным к нему элементом омического (бетелового) делителя напряжения, а параллельно к каждому разрыву отделителя присоединен конденсатор делителя напряжения.

Дугогасительная камера каждого разрыва расположена вблизи опорного металлического фланца выключателя и состоит из неподвижного и подвижного контактов, причем в последнем токосъеме осуществляется с помощью скользящих Z-образных пластин. Камера отделителя также имеет подвижный и неподвижный контакты, расположенные в средней части фарфоровой крышки.

Контакты дугогасительных камер выключателя размыкаются лишь на время гашения электрической дуги при отключении выключателя, контакты отделителя замкнуты при включенном положении выключателя и разомкнуты при отключенном. Причинами неисправности дугогасительных камер воздушных выключателей, выявляемые при ИК-диагностике могут быть: неплотное касание подвижного и неподвижного контактов камеры или отделителя, заедание скользящих Z-образных контактов подвижного контакта, недостаточная затяжка соединения неподвижного и механизма подвижного контакта при сборке камеры и т.п. В отделителе возможны перекосы оси подвижного контакта относительно неподвижного, заедание подвижного контакта в розетке скользящих контактов и др.

Измерение температур омических делителей в процессе отключения воздушных выключателей позволяет оценить одновременность размыкания контактов дугогасительных камер фаз, т.е. определить фазу, в которой процесс гашения дуги носит затяжной, по сравнению с другими фазами, характер.

Элегазовые и вакуумные выключатели. За последние годы в России получают распространение элегазовые и вакуумные выключатели. Конструкция выключателей представляет собой блоки из полимерных материалов, внутри каждого из которых размещена дугогасительная камера и рабочие контакты. Таким образом, токоведущий контур фазы выключателя состоит из контактного соединения “ошиновка – ввод выключателя” – контакты дугогасительной камеры – контактное соединение “ошиновка – вывод выключателя”.

Методика ИК-контроля. Внешние контакты и контактные соединения (КС) выключателей, если они доступны визуальному осмотру и находятся на воздухе, при проведении ИК-диагностики оцениваются по превышению температуры, регламентированному ГОСТ 9024-90.

Контакты дугогасительных камер выключателей с малым объемом масла (серий ВМГ-133, ВМП-10, МГГ, МГ-110, ВМТ, ВМК), контакты дугогасительных камер и отделителей воздушных выключателей, контакты вакуумных и элегазовых выключателей рекомендуется оценивать по характеру распределения температуры по высоте дугогасительной камеры и значению избыточной температуры.

Контакты выключателей, указанных выше серий, находятся в относительно небольшом объеме масла. Процесс теплообмена от контакта к поверхности корпуса (покрышки) выключателя происходит путем перехода тепла от точек с более высокой температурой к точкам с менее высокой температурой.

Поскольку конструкция дугогасительных камер всех фаз выключателя одинакова, процесс теплообмена в них носит идентичный характер. Поэтому по температурам, измеренным на поверхности корпуса (покрышки) фаз, можно судить о тепловом состоянии контактов дугогасительных камер. Сравнивая между собой измеренные температуры разных фаз, можно по значению избыточной температуры осуществлять дефектацию дугогасительной камеры. Так, если значение избыточной температуры, т.е. разность между максимальной температурой одной фазы, измеренной на поверхности корпуса выключателя в зоне расположения дугогасительных контактов, и минимальной температурой другой фазы находится в пределах $5 - 10\text{ }^{\circ}\text{C}$ при нагрузке $0,5I_{\text{ном}}$, выявленную неисправность необходимо устранить во время ремонта, запланированного по графику и т.д.

Контакты дугогасительных камер масляных баковых выключателей 35 – 220 кВ размещены в изоляционных конструкциях и отделены от баков выключателей слоем масла и внутрибаковой изоляцией.

Процесс теплопередачи от контактов дугогасительной камеры к корпусу выключателя носит сложный характер, который можно рассмотреть на примере тепловой модели (рис. 11). Модель состоит из бака 1, наполненного маслом 2, в который помещена металлическая пластина 3 в изоляции 4, имитирующей стенки дугогасительной камеры. Через пластину площадью F пропускается электрический ток, создающий в ней потери P .

Тогда удельные тепловые потери, Вт/м²:

$$q_0 = \frac{P}{F}.$$

Передача тепла от металлической пластины к наружной поверхности изоляции осуществляется в результате наличия теплопровод-

ности. Перепад температуры $\Delta t_{из}$ между металлической пластиной и наружной поверхностью изоляции определяется законом Фурье:

$$\Delta t_{из} = \frac{\delta}{\lambda} q_0 = R_u q_0, \quad (1)$$

где δ — толщина изоляции, м; λ — коэффициент теплопроводности изоляции, Вт/(м · °С); R_u — тепловое сопротивление $\text{м}^2 \cdot \text{°С}/\text{Вт}$.

Корпус ДК выполнен из бумажной или тканевой изоляции, пропитанной смолой и разделенной слоями масла.

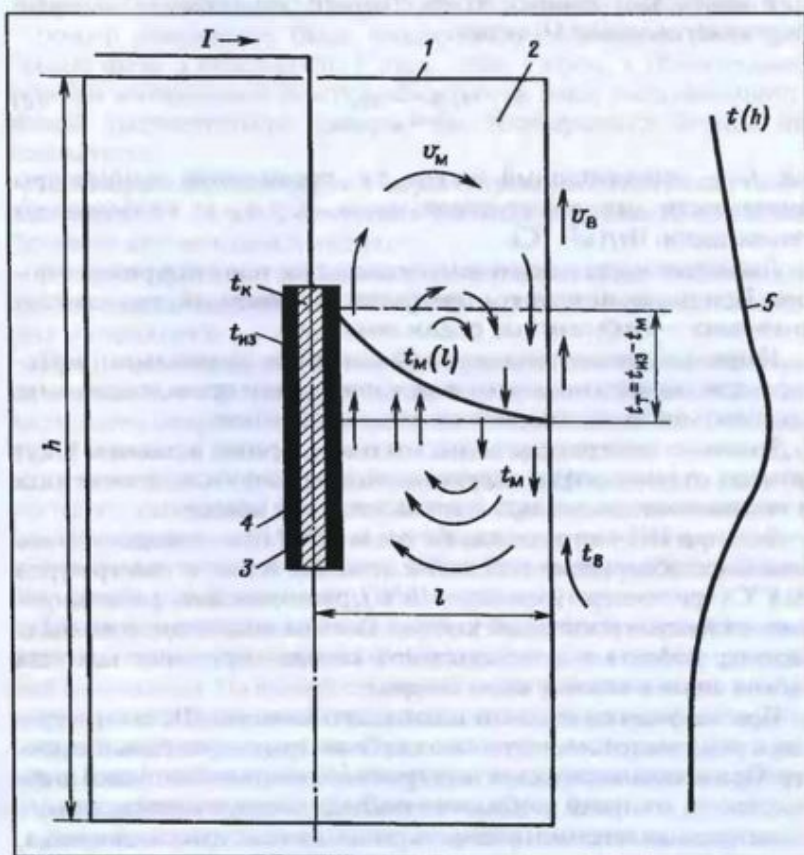


Рис. 11. Тепловая модель токоведущего контакта в масле:
1 — бак; 2 — масло; 3 — металлическая пластина; 4 — изоляция; 5 — распределение температуры по высоте поверхности бака

Расчет коэффициента теплопроводности такой композиции представляет определенные сложности, тем более, что он зависит от температуры, возрастая при ее увеличении.

От поверхности изоляции тепло отводится путем естественной конвекции, которая характеризуется движением масла вследствие разности плотностей нагретых и холодных частиц. Непосредственно прилегающие к поверхности изоляции частицы масла нагреваются больше, нежели частицы, расположенные дальше от поверхности.

Свободное движение масла вдоль нагретой поверхности изоляции определяет процесс конвективного теплообмена, который подчиняется закону Ньютона:

$$t_{\tau} = \frac{1}{\alpha_{\text{м}}} q_0, \quad (2)$$

где t_{τ} — температурный напор, т.е. превышение температуры поверхности над температурой масла, °С; $\alpha_{\text{м}}$ — коэффициент теплоотдачи, Вт/(м² · °С).

Движение масла в основном определяется температурным напором. При малых значениях t_{τ} преобладает ламинарный, при больших значениях — турбулентный режим движения.

Нагрев контакта дугогасительной камеры носит локальный характер и при значительном тепловыделении должен проявляться в виде теплового пятна на поверхности бака выключателя.

Значение температуры пятна, его конфигурация и размеры будут зависеть от температуры окружающего воздуха и масла, а также вида и местоположения дефекта в дугогасительной камере.

Так, при ИК-контроле выключателя МВ-110 на поверхности его бака было обнаружено небольшое тепловое пятно с температурой 20,8 °С (при температуре воздуха 10 °С), расположенное в зоне нагретого масла дугогасительной камеры. Ревизия выключателя выявила характер дефекта в дугогасительной камере: нарушение контакта гибкой связи в нижней части камеры.

При нарушении верхнего подвижного контакта ДК конфигурация и размеры теплового пятна носят более ярко выраженный характер. При использовании для проверки выключателей методики инфракрасного контроля необходимо учитывать следующие факторы:

контроль желательно проводить ранним утром, до восхода солнца, с тем чтобы исключить влияние солнечной радиации;

перед проведением контроля необходимо оценить состояние поверхностей бака выключателя (равномерность окраски, отсутствие

ржавчины, подтека масла и т.п.); это может отразиться на значениях коэффициента излучения;

при проведении контроля рекомендуется вести запись на видеоманитофон или на дискету с последующей обработкой данных на ЭВМ;

при контроле в зимнее время года необходимо обращать внимание на возможность наличия дополнительного источника тепла от включенного устройства подогрева;

должны фиксироваться: нагрузка, температура окружающего воздуха, климатические факторы;

контроль желательно проводить с использованием объектива 7°;

осмотр поверхности баков выключателя необходимо вести для каждой фазы в отдельности с двух – трех сторон, с обязательной записью изображения участка поверхности бака, расположенного вблизи дугогасительной камеры, для последующего анализа на компьютере;

при выявлении локального участка нагрева рекомендуется повторить через 12 – 24 ч ИК-контроль с записью изображения при иной (большей или меньшей) нагрузке.

В общем случае при оценке состояния контактов дугогасительной камеры при проведении ИК-контроля можно исходить из следующих соображений.

При нормальном состоянии токоведущей контактной системы выключателя, сопротивление которой находится в пределах нескольких сотен микроом, тепловыделение в зонах контактных соединений и контактов дугогасительной камеры сравнительно невелико и распределяется по объему масла выключателя равномерно. Если не учитывать небольшое рассеивание тепла при переходе с контакта в масло, то можно с приемлемой для ИК-контроля точностью считать одинаковыми температуру масла в баке и температуру поверхности бака (фарфоровой крышки) выключателя.

По мере ухудшения состояния контактов дугогасительной камеры тепловыделение увеличивается, температура масла за счет конвекции повышается. На ранней стадии развития дефекта или при увлажненном состоянии масла тепловыделение будет способствовать постепенному нагреву масла в баке выключателя и поэтому поверхность бака будет выглядеть светлее (при черно-белом дисплее тепловизора), нежели поверхности баков остальных фаз.

Аварийные перегревы контактов дугогасительной камеры связаны с турбулентным перемещением масла в небольшом пространстве бака, что вызывает появление на поверхности бака МВ локальных очагов нагрева.

При получении неудовлетворительных результатов ИК-контроля контактов дугогасительных камер рекомендуется произвести внеочередное измерение переходного сопротивления всей токоведущей цепи каждого полюса выключателя и в зависимости от его значения произвести ревизию камер или установить учащенную периодичность ИК-контроля.

Контакты воздушных выключателей. В большинстве конструкций воздушных выключателей рабочие и дугогасительные контакты расположены в фарфоровых покрышках, соединенных металлическими фланцами. При нагреве контакта повышение температуры будет происходить и на ближайших к нему фланцах.

Можно считать практически одинаковыми температуры нагретого контакта и фланца. Поэтому оценка состояния контактов воздушного выключателя может вестись по измеренной температуре фланцев дугогасительных камер, разрывов модулей.

Контакты элегазовых и вакуумных выключателей. Элегазовые и вакуумные выключатели имеют сравнительно небольшой опыт эксплуатации, в течение которого не зафиксированы случаи нагрева контактов. Можно полагать, что нагрев контактов вызовет появление на поверхности покрышек выключателей зон с повышенными температурами. Оценка состояния контактов выключателя должна осуществляться путем сравнения между собой температур, измеренных на поверхности покрышек всех трех фаз.

7. Разъединители и отделители

Разъединители наружной установки серий РЛМД, РНД, РВ и другие и отделители серии ОД на 35 — 220 кВ в основном состоят из одной или двух колонок изоляторов, на фланцах которых смонтирована контактная система. Она состоит из двух полуножей или одного ножа, аппаратных зажимов для подсоединения ошиновки, гибкой связи, контактных переходных пластин и т.д. в зависимости от конструкции аппарата.

Как показывают результаты ИК-контроля разъединителей и отделителей, наиболее частыми причинами повышенного нагрева элементов контактной системы являются: малая надежность плакированных медью контактных выводов из алюминиевых сплавов, окисление контактных поверхностей, ослабление контактного нажатия в результате потери жесткости пружин и другое.

При ИК-контроле наряду с определением нагрева контактов и контактных соединений проверяется состояние опорно-стержневых изоляторов на предмет выявления продольных трещин в фарфоре.

Опыт эксплуатации опорно-стержневых изоляторов показал, что основная отбраковка происходит по результатам внешнего осмотра на отключенном оборудовании, при котором в фарфоре обнаруживаются продольные и кольцевые трещины. В отдельных случаях трещины бывают видны невооруженным глазом и достигают 1,5 и 2 мм, а их поверхность имеет желтизну или бывает затемнена.

Отбраковка изоляторов во многом определяется их конструкцией, длительностью эксплуатации и механическими усилиями, возникающими при операциях с разъединителями.

Изломы фарфора могут быть обусловлены следующими факторами:

- резким снижением механической прочности фарфора за время эксплуатации;

- увлажнением цементной армировки в местах заделки фарфора;

- возникновением в результате замерзания влаги в цементной армировке при отрицательных температурах механических усилий, направленных на срез фарфора.

При коммутациях с разъединителем изолятор подвергается динамическим воздействиям. Эти механические усилия способствуют разрушению (излому) фарфора. Критерии оценки состояния фарфоровых изоляторов при ИК-контроле недостаточно выработаны и носят рекомендательный характер. Состояние обследуемых изоляторов оценивается, как правило, путем сравнительного анализа термограмм.

ИК-контроль опорно-стержневых изоляторов желательно проводить весной или осенью при повышенной влажности воздуха. Это обусловлено тем, что при наличии продольной трещины в фарфоре изолятора в ней будет протекать повышенный ток утечки, разогревая трещину.

При измерении в сухую погоду или при отрицательных температурах окружающего воздуха такой дефект может быть не выявлен, поскольку в первом случае сухая поверхность трещины существенно ограничит ток утечки, а во втором случае влага в трещине превратится в лед, являющийся диэлектриком.

Температура чистого исправного изолятора превышает температуру окружающей среды не более чем на 0,5 °С. Перегрев загрязненного изолятора может достигать 2 °С и более.

8. 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.

Характерными особенностями конструктивного исполнения ввода ВН являются: 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).

Последнее 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, находятся по всей высоте практически 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 свойственен некоторым партиям вводов типа ГБМТ-220/2000. Наличие короткозамкнутого контура внутри расширителя вызывает нагрев последнего и приводит к преждевре-

менному 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. Ряд конструкций маслонаполненных вводов старых исполнений имели в масло-расширителях внутренние контактные соединения. Так, у маслоба-рьерных вводов 110 кВ (заводской чертеж 669, 146 и др.) в результате некачественной пайки отвода к наконечнику происходит чрезмер-ный нагрев, в результате которого не исключено выплавление отво-да 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. Аналогич-ный дефект конструкции имеют вводы 500 кВ, изготовленные по за-водским чертежам № 179-0-0 и № 206-0-0.

Маслоба-рьерные вводы 220 кВ (заводской чертеж № 200-0-0) вы-пуска до 1968 г. имеют внутри расширителя токоведущие гибкие связи, соединяющие контактный зажим ввода с токоведущей тру-бой. Ослабление болтовых соединений этого контактного узла при-водило к повреждениям вводов в результате перегорания гибких связей;

понижение уровня масла во вводах. Критерием выявления подоб-ной неисправности может служить характер изменения температу-ры по высоте ввода. При наличии во вводе полного объема масла имеет место плавное снижение температуры от бака трансформато-ра к расширителю ввода. При пониженном уровне масла во вводе за-висимость $T = f(h)$ резко изменяется на уровне столба масла во вводе;

увлажнение верхней части остова ввода. При нарушении гермети-зации элементов маслорасширителя негерметичного ввода, внутрь последнего может проникнуть влага, которая в последующем вызо-вет увлажнение верхней части бумажного остова ввода, с протекани-ем тока утечки, образованием проводящих “дорожек”, их нагревом и т.п. На определенном этапе развития этого процесса можно выя-вить очаг возникновения частичного разряда внутри ввода по харак-теру продольного нагрева на поверхности фарфоровой крышки, начиная от верхнего фланца;

ухудшение качества масла. Общее ухудшение состояния масла во вводе может привести к повышению $\text{tg } \delta$ и общему (практически равномерному) нагреву верхней фарфоровой крышки;

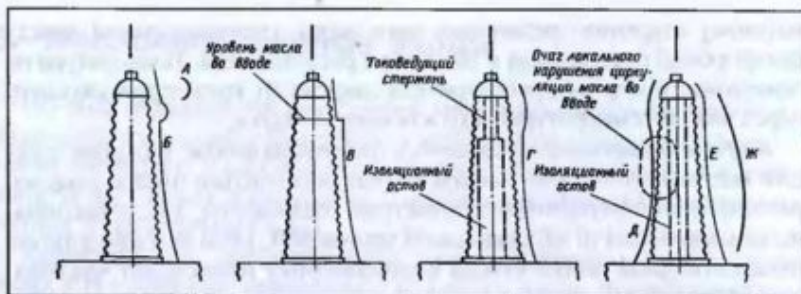


Рис. 12. Характер распределения температуры по высоте маслонаполненного ввода:

A — при наличии КЗ контура в маслорасширителе ввода; *B* — при нагреве внутренних контактных соединений; *B* — при понижении уровня масла во вводе; *Г* — при оголенном токоведущем стержне в верхней части ввода; *Д* — при нарушении циркуляции масла во вводе (разбухание бумажной оплетки, шламообразование и т. п.); *Е* — при нанесении бумажной изоляции по всей высоте токоведущего стержня; *Ж* — при увлажнении верхней части изоляционного остова и повышенных диэлектрических потерях

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 покрывки.

В остальном методика тепловизионного контроля маслонаполненных вводов в основном соответствует методике, принятой для ТТ.

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 покрывки 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 (рис. 12).

9. Конденсаторы связи и делительные

Конденсаторы связи и делительные конденсаторы воздушных выключателей состоят из фарфоровой крышки, внутри которой располагаются три, соединенных параллельно, пакета, в каждом по 90 секций ролонного типа, соединенных последовательно. Секции в пакетах между металлическими плитами стянуты с помощью изоляционных планок.

Для компенсации теплового расширения масла в нижней части конденсатора расположен расширитель в виде сильфона, внутренняя часть которого соединена через отверстие во фланце с атмосферой.

Расположение сильфона внизу предохраняет его от попадания внутрь влаги. Фланцы закреплены на фарфоровой рубашке через прокладки из маслоупорной 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 их браковки связаны с окислением масла (в этом случае увеличивается $\operatorname{tg} \delta$ конденсатора), с повреждением при обрыве проводника, связывающего фланец с пакетами, с частичным пробоем секции пакета (можно определить по локальному нагреву на фарфоровой крышке), а также при полном пробое одной или нескольких секций пакета. Последнее приведет 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 усиливаться в зоне расположения дефектного пакета.

При выявлении локального или общего нагрева конденсатора необходимо:

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

10. Силовые конденсаторы

Силовые конденсаторы (СК) в зависимости от области их применения используются для повышения коэффициента мощности в батареях продольной компенсации и др. Основой СК являются спиральнонамотанные 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 СК под воздействием температуры и приложенного напряжения, что обычно 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 увеличение $\text{tg } \delta$ на 15 — 20 % по сравнению с начальным значением, повышает температуру на поверхности корпуса СК на 3 — 5 $^{\circ}\text{C}$. Перегорание предохранителя секций ведет к уменьшению емкости СК и снижению температуры нагрева. При перегорании всех предохранителей секции СК его температура может соответствовать температуре окружающего воздуха.

В ряде случаев, ввиду дефицита конденсаторов, в фазах батарей СК — (БСК) используются конденсаторы разной емкости, что вызывает перераспределение напряжения между конденсаторами фазы. Последнее вызывает дополнительный нагрев перегруженных по напряжению конденсаторов. Сказанное 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 в разных рядах, контролируемых под разным углом наблюдения и находящихся в тепловом поле БСК.

Поэтому инфракрасный контроль должен использоваться лишь в качестве вспомогательного средства при определении состояния элементов батарей и контактных соединений проводников, присоединенных к ним, а также объема ремонтных работ. Дальнейший контроль проводится на отключенной батарее с помощью традиционных методов.

11. 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 пониженными относительно ГОСТ 1516-60 испытательными напряжениями;

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 и размещенными во внутренней полости кожуха стандартными блоками искровых промежутков и колонками рабочих резисторов.

Стандартный блок искровых промежутков состоит из фарфорового цилиндра с расположенными в нем четыремя 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 между последовательно соединенными блоками единичных искровых промежутков. В разрядниках серий РВС-35 и РВС-33 блоки искровых промежутков расположены в верхней части разрядников, а в разрядниках РВС-35 как в верхней, так и нижней частях фарфорового кожуха.

Вентильные разрядники серии РВС на 110 – 220 кВ до 1965 г. монтировались в одну колонку с использованием фарфоровых оттяжек для обеспечения механической прочности. 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. На верхнем крепится экранирующее кольцо.

Вентильные разрядники серии РВМГ. Разрядники серии РВМГ комплектуются из унифицированных элементов: РВМГ-110 из трех элементов, РВМГ-150 — из четырех, РВМГ-220 — из шести, РВМГ-330 — из восьми, РВМГ-500 — из двенадцати элементов.

Каждый элемент состоит из блока с 20 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 монтировались в одну или две колонки.

Разрядники РВМГ на 330 и 500 кВ устанавливаются в виде двухэтажной конструкции, в которой элементы подвешиваются между колонками опорно-стержневых изоляторов по спиральной линии.

Вентильные разрядники серии РВМК. Вентильные разрядники комплектуются из элементов трех типов:

основных — содержащих рабочие резисторы и искровые промежутки с шунтирующими резисторами;

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 окрашиваются в разные цвета: основные элементы — в серый цвет, искровые — в красный, вентильные — в черный.

Методика ИК-контроля. За последние годы для оценивания 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 инфракрасного контроля вентильных разрядников была проведена 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, проведенных на обесточенных разрядниках.

Эксперименты, проведенные в Ленэнерго, показали возможность оценки распределения напряжения по элементам разрядников, путем дистанционного измерения температуры на их поверхности с помощью тепловизора.

С этой целью с помощью тепловизора, определяется превышение температуры каждого элемента над температурой окружающей среды Δt_n , и на каждом элементе рассчитывается напряжение 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 температур во всех элементах фазы разрядника ($\Sigma \Delta t_n$), °С.

Измерение температуры 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 выбора его и комплектации разрядника, а также влияние окружающих предметов (аппаратов, порталов и т.п.) на изменение емкостных связей разрядника и тем самым на 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.

Признаки исправного состояния вентильного разрядника с шунтирующими резисторами:

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

распределение температуры по элементам фазы разрядника практически одинаково, а для многоэлементных разрядников может наблюдаться тенденция плавного снижения температуры нагрева шунтирующих резисторов элементов, начиная с верхнего.

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

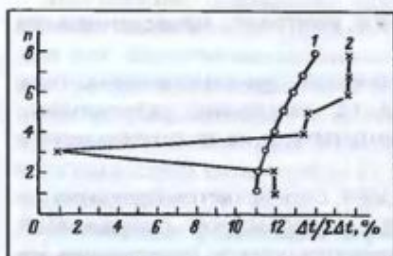


Рис. 13. Распределение температуры по элементам разрядника РВМГ-330: 1 — при исправных элементах; 2 — при дефектном элементе (n — номер элемента разрядника от земли)

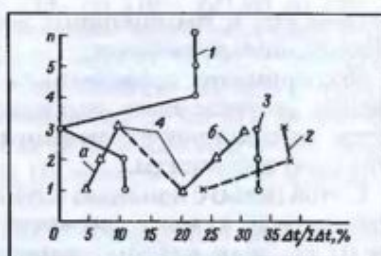


Рис. 14. Распределение температуры по элементам разрядников: РЫМГ-220 (1) и РВС-110 (2) по фазам с дефектными элементами; РВС-110 (3) с исправными элементами, по фазам двухколонкового разрядника РВМГ-220 (4) с исправными элементами первой (а) и второй (б) колонок

Анализ термограмм элементов разрядников (рис. 13, 14), имевших замкнутые искровые промежутки, показал, что:

температура и ее распределение по поверхности дефектного элемента зависит от числа и места расположения замкнутых искровых промежутков;

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

в дефектной фазе разрядника нагрев элементов выше нежели нагрев соответствующих элементов исправной фазы.

При обрыве шунтирующего резистора в элементе последний имеет более низкую температуру по сравнению с соответствующими элементами 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 их состояние оценивается из следующих соображений:

контроль может осуществляться не ранее, чем через 6 — 8 часов после постановки разрядника под напряжение;

измерение температуры на поверхности элементов должны сравниваться как пофазно, так и в пределах одной 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 температур на поверхности фарфоровых крышек 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 путем измерения тока проводимости под рабочим напряжением или традиционными способами.

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

12. Ограничители перенапряжений

Ограничители перенапряжений (ОПН) изготавливаются на номинальные напряжения 110 – 500 кВ Корниловским фарфоровым заводом (бывший завод “Пролетарий”), Великолукским заводом высоковольтной аппаратуры (ВВА), в небольших количествах Всесоюзным энергетическим институтом (ВЭИ), московским Электрозаводом и другими фирмами.

В зависимости от изготовителя ОПН имеют разное конструктивное исполнение и технологию производства.

Так, ОПН Корниловского фарфорового завода состоят из большого количества последовательно-параллельно соединенных высоковольтных варисторов, помещенных в фарфоровую крышку, засыпанную кварцевым песком.

Ограничители перенапряжений на 110 кВ производства ВЭИ выполнены на варисторах диаметром 60 мм и состоят из шести, заключенных в полимерную оболочку, блоков варисторов, соединенных последовательно и установленных в изоляционной трубе. Труба размещается в крышке из силикона. Аналогичную конструкцию имеют ОПН, изготавливаемые московским Электрозаводом совместно с американской компанией.

Неисправностями ОПН могут быть: нарушение герметичности, увлажнение кварцевого песка, смещение отдельных варисторов у ОПН Корниловского завода, а также пробой варисторов, протекание

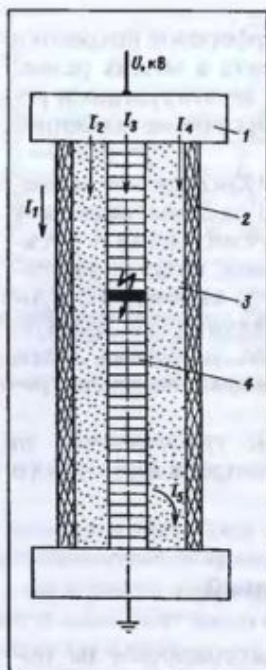


Рис. 15. Схема протекания токов утечки в элементе ОПН:

1 — фланец; 2 — изоляционная крышка; 3 — кварцевый песок; 4 — варисторы; I_1 — ток, протекающий по наружной поверхности крышки; I_2 — ток, протекающий через кварцевый песок; I_3 — ток, протекающий через варисторы; I_4 — ток, протекающий по внутренней поверхности крышки; I_5 — ток, протекающий в локальном объеме, при нарушении герметизации фланцевого соединения и местном увлажнении кварцевого песка

токов утечки под силиконовой рубашкой при плохом качестве склейки и т.п. Оценка состояния ОПН при тепловизионном контроле осуществляется с учетом его конструктивных особенностей.

1) При исправном состоянии ОПН токи утечки I_1 , I_2 , I_4 , I_5 отсутствуют или практически малы. Нагрев по высоте элемента ОПН будет небольшим и обусловлен протеканием по варисторам тока I_3 (рис. 15).

2) При увлажнении песка в ОПН Корниловского завода в результате нарушения его герметичности, на поверхности крышки ОПН в местах "подсосов" влажно-

го воздуха будут наблюдаться аномальные зоны с повышенными значениями температуры. Заполнение элемента ОПН на заводе непросушенным песком существенно расширит аномальную зону по высоте и периметру.

3) При нарушении герметичности в ОПН других исполнений возможна конденсация влаги на внутренних поверхностях силиконо-пластиковой крышки, что будет сопровождаться увеличением тока I_4 и нагревом крышки в локальной зоне.

4) При пробое варисторов равномерность распределения температуры по высоте элемента ОПН может нарушиться с "провалом" температуры в месте пробоя.

5) В принципе не исключена возможность протекания тока утечки по клеевому шву между пластиковым цилиндром и силиконовой рубашкой при некачественном его выполнении и увлажнении. Последнее будет сопровождаться образованием тепловыделения в локальной зоне вблизи верхнего фланца ОПН.

6) При выявлении элементов ОПН с повышенными тепловыделениями рекомендуется следовать указаниям заводов-изготови-

телей, а также в зависимости от конструкции ОПН осуществить дополнительную проверку причины нагрева (измерение тока проводимости, $\lg \delta$, сопротивления изоляции и т.п.).

Следует учитывать, что возможными причинами нагрева элементов ОПН могут быть также тепловые потоки от систем вентиляции силовых трансформаторов, солнечная радиация и другие посторонние источники тепла.

13. Контактные соединения распределительных устройств и воздушных линий

Как известно, в зависимости от конструкции, назначения, способа соединения материалов, области применения и других факторов различают болтовые, сварные, паяные и выполненные обжатием (опрессованные и скрученные) контактные соединения. К контактным соединениям можно отнести также дистанционные распорки проводов.

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

Технология термической сварки не обеспечивала надежную работу сварных соединителей проводов больших сечений (240 мм^2 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, непровар, 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 сварки в петлях анкерных опор приводили к аварийным отключениям ВЛ при малом сроке их эксплуатации. Если в сварном соединении происходит обрыв отдельных проводников, то это приводит к повышению переходного сопротивления контакта и его температуры. Скорость развития дефекта в этом случае будет существенно зависеть от ряда факторов: значения тока нагрузки, тяжения 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 у этих соединений намного выше, чем у болтовых контактных соединений с нажатием;

дефекты контактных соединений, выполненных сваркой при избыточной температуре около 5 °С, выявленные тепловизором при обследовании с вертолета ВЛ, необходимо классифицировать как опасные;

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, наблюдается 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 минимального контактного соединения служит сопротивление 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 оксида алюминия на контактных поверхностях ведет к резкому увеличению контактного сопротивления соединителя и повышенному тепловыделению.

Незначительные изменения переходного сопротивления контактного соединения в процессе опрессования, а также связанное с этим малое тепловыделение в нем показывает на недостаточную эффективность выявления в них дефектов непосредственно после монтажа с помощью приборов инфракрасной техники.

В процессе эксплуатации опрессованных контактных соединений, наличие в них дефектов будет способствовать более интенсивному образованию оксидных пленок с повышением переходного сопротивления и появлению локальных перегревов. Поэтому можно счи-

тать, что ИК-контроль новых опрессованных контактных соединений не позволяет выявлять дефекты опрессовки и должен проводиться для соединителей, проработавших в эксплуатации 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 соединители, выполненные с помощью болтов, чаще всего имеют дефекты из-за отсутствия шайб при соединении медной жилы с плоским выводом из меди или сплава алюминия, отсутствия тарельчатых пружин, из-за непосредственного подсоединения алюминиевого наконечника к медным выводам оборудования в помещениях с агрессивной или влажной средой, в результате недостаточного усилия затяжки болтов и др.

Болтовые контактные соединения алюминиевых шин на большие токи (3000 А и выше) имеют недостаточную стабильность в эксплуатации. Если контактные соединения на токи до 1500 А требуют подтяжки болтов один 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 шинопроводах на большие токи (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. При прохождении по шинопроводу тока КЗ или переменной токовой нагрузки возникает вибрация, особенно при большой протяженности шинопровода и происходит деформация (уплотнение) контактной поверхности алюминиевой шины. В этом случае усилие, стягивающее две контактные поверхности ошиновки, ослабевает, имевшийся между ними слой смазки испаряется. В результате образования оксидных пленок площадь соприкосновения контактов, т.е. число и величина контактных площадок (точек), через которые проходит ток, уменьшается, и вместе с тем увеличивается плотность тока в них. Она может достигать тысяч ампер на квадратный сантиметр, вследствие чего сильно растет нагрев этих точек.

Температура последней точки достигает температуры плавления материалов контакта и между контактными поверхностями образует-

ся капля жидкого металла. Температура капли, повышаясь, доходит до кипения, пространство вокруг контактного соединения ионизируется, может образоваться многофазное замыкание в РУ. Под действием магнитных сил дуга может перемещаться вдоль шин РУ со всеми вытекающими отсюда последствиями.

Опыт эксплуатации показывает, что наряду с шинпроводами на большие токи недостаточной надежностью обладают одноболтовые контактные соединения. 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 контактных соединений требует ряда технических мероприятий 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, наличия стабилизации давления контактов и др.

Постепенное повышение переходного сопротивления контактного соединения происходит до определенного момента времени, после чего происходит резкое ухудшение контактной поверхности с интенсивным тепловыделением, характеризующим аварийное состояние контактного соединения [5].

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

Контактные соединения, выполненные скруткой. Отказы контактных соединений, 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. Отмечались случаи неоднократного выдергивания грозозащитного троса типа АЖС-70/39 из овального соединителя марки СОАС-95-3 воздушных линий 220 кВ, скрученного на меньшее количество оборотов.

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

14. Высокочастотные заградители

Высокочастотные заградители, как правило, монтируются на гирляндах изоляторов к порталам подстанций 110 кВ и выше, и реже устанавливаются на опорных конструкциях. Соединения с зажимами заградителей достаточно длинных шлейфов и воздействие на последние ветровых нагрузок приводит к быстрому нарушению болтовых контактных соединений. На подстанциях ряда энергосистем снижение действия ветровых нагрузок на контактные соединения заградителей достигается путем пропускания шлейфа сквозь лодочки, гасящие вибрацию провода.

Опыт инфракрасной диагностики показывает, что при отсутствии виброгасящих устройств в заградителях, периодичность контроля последних должна приниматься не реже 1 – 2 раза в год. Критерием оценки состояния контактных соединений в зависимости от значения токовой нагрузки может быть превышение температуры, либо значение избыточной температуры.

15. 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. При пробое одного или нескольких изоляторов в гирлянде характер распределения рабочего напряжения в ней изменяется и большая его часть ложится на исправные изоляторы.

Такой же характер носит распределение температур по изоляторам гирлянды. Наибольшее значение температуры приходится на изоляторы, примыкающие к фазному проводу ВЛ, наименьшее, равное температуре окружающей среды, — на пробитые изоляторы.

Разность температуры между исправным и дефектным изоляторами в гирлянде обычно находится в пределах 0,3 – 0,5 °С, что требует применения при ИК-контроле тепловизора с высокой разрешающей способностью, не хуже 0,1 °С.

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

1) распределение температуры по элементам гирлянды изоляторов, выполненных из стекла и фарфора, происходит неодинаково.

В гирлянде из *стеклянных изоляторов* распределение температуры носит сглаженный характер. В гирлянде из *фарфоровых изоляторов*

распределение температуры, в основном повторяет закономерность, характерную для распределения рабочего напряжения. При пробое одного или нескольких фарфоровых изоляторов в гирлянде наибольшую температуру нагрева будет иметь изолятор, примыкающий к фазному проводу, наименьшую — пробитый изолятор;

2) тепловизионный контроль должен проводиться в облачную погоду (лучше на рассвете), тепловизором со спектральным диапазоном 8 — 12 мкм, с использованием телескопической 5 или 7°;

3) при контроле изоляторов с помощью тепловизора, установленного на вертолете, последний должен находиться над средней фазой, при минимальной скорости полета (или при зависании вертолета). Тепловизионная съемка ведется одновременно для верхних (расположенных у фазного провода) изоляторов всех трех фаз;

4) систематизация полученных данных позволит провести сравнительную оценку состояния изоляторов. Можно полагать, что различие температур на поверхности верхних изоляторов не должно превышать 25 — 30 %.

Тепловизионный контроль полимерных стержневых изоляторов может выявить нарушение клеевого шва между силиконовой рубашкой (ребрами) и изоляционным цилиндром. Проникновение в этом случае влаги в нарушенный клеевой шов приведет к протеканию в этом месте тока утечки и его локальному нагреву.

16. Силовые кабельные линии

Инфракрасная диагностика силовых кабельных линий обеспечивает возможности оценки их теплового состояния, что важно при установлении наибольших токовых нагрузок (см. пп. 5.8.2, 5.8.3 ПТЭ), решения вопроса о пожароопасности кабельных прокладок, определения их термической стойкости, оценки эффективности работы вентиляционных устройств и т.п.

Тепловизионный контроль силовых кабелей по их длине позволяет выявить участки с повышенными значениями $\tan \delta$, что важно для кабелей с большим перепадом высот прокладки и значительным сроком службы, а у маслонаполненных кабелей оценивать степень циркуляции масла от маслоподпитывающих устройств. ИК-контроль позволяет выявить на начальной стадии развития очаги разрушения изоляции в сухих разделах кабелей, а у кабелей типа ААШв(ож) утоньшение оболочки в местах их изгиба, повреждение гофры, изломы, порывы алюминиевой оболочки и т.п.

В целях решения проблемы пожарной безопасности кабельных хозяйств электростанций были предложены специальные огнестой-

кие 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 зажигания 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:

$$t_{ж} = t_{об} + \Delta t,$$

где $t_{об}$ — температура на оболочке (бронь) кабеля, °С; Δt — разность температур между оболочкой (броней) кабеля и жилами кабеля, °С.

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

17. Аккумуляторные батареи

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

наличие КЗ внутри элемента аккумулятора, неисправность паяных и сварных соединений токоведущих частей;

равномерность токовой “отдачи” элементов аккумуляторов, температуру электролита, которая в зависимости от типа аккумулятора не должна превышать 35 – 40 °С;

защамление, локальные очаги КЗ в элементах аккумуляторов и т.п.

18. Комплектные экранированные токопроводы

По конструктивному исполнению различают генераторные токопроводы серии КЭТ (с секционированными экранами) и серии 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. Максимальная температура нагрева имеет место на концах секции, что объясняется повышенной концентрацией вихревых токов на этих участках секции.

Наличие мощного внешнего электромагнитного поля у секционированных токопроводов требует 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 накладываются короткозамкнутые размагничивающие кольца, выполненные из алюминиевой шины.

Нарушение изоляции балок металлоконструкций или экранов токопровода приводит к образованию короткозамкнутых контуров, в которых циркулируют токи порядка 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 междупазных перемычек на концах участков токопроводов. Ток, протекающий по экранам токопроводов серии ТЭН и ТЭКН, практически равен номинальному току в шинах. Станины экранов, так же как у 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 резиновые прокладки.

Нарушение изоляционных разрывов приводит к образованию короткозамкнутых контуров в зонах присоединения экранов токо-

провода 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 проверяется 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 применяемых в качестве изоляционных прокладок материалов, но не должна превышать 110 °С.

Нагрев поверхностей токопровода, находящихся на высоте в доступных для прикосновения человека местах, не должен превышать 60 °С [6].

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.

Список литературы

1. Госсорг Ж. Инфракрасная термография. — М.: Мир, 1988.
2. Алексеенко Г. В., Ашрятов А. К., Фрид Е. С. Испытания высоковольтных и мощных трансформаторов и автотрансформаторов. — М.: Госэнергоиздат, 1962.
3. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ. — 15-е изд-ние. — М.: СПО ОРГРЭС, 1996.
4. Рекомендации по проведению тепловых испытаний силовых масляных трансформаторов (и автотрансформаторов) на месте их установки. — М.: Энергия, 1972.
5. Бойченко В. И., Дзекцер Н. Н. Контактные соединения токоведущих шин. — М.: Энергия, 1988.
6. Объем и нормы испытаний электрооборудования. — М.: ЭНАС, 1998.

ПОДПИСЬ ДАТЕТЬ

на "Библиотеку электротехники"

Июль 1970 г.

Содержание

Предисловие	3
1. Общие положения	4
2. Погрешности при инфракрасном контроле	7
3. Силовые трансформаторы, автотрансформаторы, масляные реакторы	24
4. Маслонаполненные трансформаторы тока	33
5. Маслонаполненные трансформаторы напряжения	40
6. Выключатели масляные, воздушные, вакуумные, элегазовые	42
7. Разъединители и отделители	52
8. Маслонаполненные вводы	54
9. Конденсаторы связи и делительные	57
10. Силовые конденсаторы	58
11. Вентильные разрядники	59
12. Ограничители перенапряжений	63
13. Контактные соединения распределительных устройств и воздушных линий	65
14. Высокочастотные заградители	69
15. Подвесные фарфоровые и полимерные изоляторы	69
16. Силовые кабельные линии	70
17. Аккумуляторные батареи	71
18. Комплектные экранированные токопроводы	72
Список литературы	74

Библиотечка электротехника

Приложение к производственно-массовому журналу "Энергетик"

БАЖАНОВ СЕРГЕЙ АЛЕКСАНДРОВИЧ

**Инфракрасная диагностика электрооборудования
распределительных устройств**

АДРЕС РЕДАКЦИИ:

109280, Москва, ул. Автозаводская, 14/23

Тел./факс: (095) 275-19-06, тел. 275-00-23 доб. 22-47

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

Худож.-техн. редактор Т. Ю. Андреева

Корректор З. Б. Драновская

Сдано в набор 16.02.2000 г. Подписано в печать 23.03.2000 г.

Формат 60×84 $\frac{1}{16}$. Печать офсетная.

Печ. л. 4,75. Тираж 970 экз. Заказ БЭТ/4(16)-2000

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

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

ПОДПИСЫВАЙТЕСЬ на “Библиотечку электротехника”

Брошюры второго полугодия 2000 г.

1. Яковлев Л. В. **Вибрация на ВЛ и методы защиты от нее проводов и грозозащитных тросов.**
2. Шабад М. А. **Автоматизация распределительных электрических сетей с использованием цифровых реле.**
3. Торопцев Н. Д. **Трехфазный асинхронный двигатель в схеме однофазного включения с конденсатором.**
4. Киреева Э. А. **Рациональное использование электроэнергии в системах промышленного электроснабжения.**
5. Пуляев В. И., Антонов В. И., Лазарева Н. М. **Методы обработки цифровых сигналов электроэнергетических систем.**
6. Конюхова Е. А. **Режимы напряжений и компенсация реактивной мощности в цеховых электрических сетях.**

*В России подписку можно оформить
в любом почтовом отделении связи
по объединенному каталогу “Подписка-2000”
(Российские и зарубежные газеты и журналы)*

**Индексы “Библиотечки электротехника”
— приложения к журналу “Энергетик”:**
88983 — для предприятий и организаций;
88982 — для индивидуальных подписчиков.

*“Библиотечка электротехника” включена также
в подписные каталоги других стран СНГ.*

Об авторе



Сергей Александрович Бажанов —
*Ведущий специалист
АО "Фирма ОРГРЭС" в области
высоковольтных испытаний
электрооборудования и
тепловизионной техники.*

С. А. Бажанов участвовал в наладке оборудования Черепетской ГРЭС, Костромской ГРЭС и других объектов энергетики. Он — автор многих книг и статей по вопросам профилактических испытаний электрооборудования; один из основных авторов и титульный редактор

"Справочника по электрическим установкам высокого напряжения" (Энергоатомиздат, 1989 г.).

Внедрение приборов инфракрасной техники в энергетику является одним из основных направлений развития высокоэффективной системы технической диагностики, которая обеспечивает возможность контроля теплового состояния оборудования и сооружений без вывода их из работы, выявления дефектов на ранней стадии их развития, сокращения затрат на техническое обслуживание за счет прогнозирования сроков и объема ремонтных работ.