

# ТЕХНОЛОГИИ ТЕПЛОВИЗИОННОЙ ДИАГНОСТИКИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И ОПЫТ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

*Поляков В.С., канд. техн. наук, эксперт  
Санкт-Петербург*

Тепловизионная диагностика высоковольтного электрооборудования энергосистем и промышленных предприятий выполнялась и выполняется нами с использованием самых разных тепловизионных систем. Некоторые результаты этой работы приведены нами в предыдущих публикациях [2–6]. В данной статье приведены результаты и выводы, полученные за последние два года.

В начале использовались медленнодействующие тепловизоры типа «Рубин» и «Рубин-2», быстродействующие тепловизоры охлаждаемые жидким азотом типа ИФ-10ТВ, ТВ-03, АГА-680, АГА-750, АГЕМА-880; затем быстродействующие тепловизоры с приемниками, охлаждаемыми термоэлектрически или по циклу Стирлинга, АГЕМА-470, Inframetrics-740, ThermaCAM-1000 и PRISM DS (FLIR Systems Inc.). Использовался также тепловизионный прибор «Сосна» (используется в ОАО «Липецкэнерго»).

Любая из перечисленных тепловизионных систем позволяла решать почти все задачи тепловизионной диагностики электрооборудования, но естественно с существенно отличающимися трудозатратами, качеством изображения и возможностями его фиксации и обработки.

Здесь перечислены тепловизионные системы для того, чтобы показать, что для тепловизионной диагностики одинаково применимы тепловизионные приемники как ближнего 3–5 мкм, так и дальнего 8–12 мкм спектра инфракрасного излучения (ИК) и не обязательно с разрешающей способностью не хуже 0,1°C. Хотя в соответствии с п.1.1 Приложения 3 «Объема и норм испытаний электрооборудования» [1]: «При тепловизионном контроле должны применяться тепловизоры с разрешающей способностью не хуже 0,1°C предпочтительно

со спектральным диапазоном 8–12  $\mu\text{м}$ ». Кроме того, для эффективной работы немаловажное значение имеют размеры и вес аппаратуры, система охлаждения приемника, а также ее энергопотребление. Оптимальным для тепловизионного контроля является моноблочная система минимального веса с малым энергопотреблением с электрическим охладителем такая, например, как ThermaCAM-1000, AGEMA-570 или ThermaCAM PR 595. Не менее эффективным может быть использование не измерительных тепловизоров, например, типа PaLmIR PRO или PaLmIR 250 и других, стоимость которых существенно ниже при практически тех же потребительских качествах (габариты, вес, энергопотребление, качество изображения и другие).

Применение тепловизионной диагностики основано на том, что наличие некоторых видов дефектов высоковольтного оборудования вызывает изменение температуры дефектных элементов и, как следствие, изменение интенсивности инфракрасного (ИК) излучения, которое может быть зарегистрировано тепловизионными приборами.

Измерения необходимо проводить при отсутствии прямого солнечного излучения, при этом сплошная облачность не пропускает ИК излучение Солнца и в некоторых случаях возможно проведение тепловизионной диагностики днем при сплошной облачности. Важно, чтобы измерялось собственное ИК излучение обследуемого объекта, которое связано с наличием дефекта и степенью его развития. Поэтому практически все измерения выполняются нами в вечернее и ночное время. Измерения в летний период производятся не менее чем через два часа после захода солнца для исключения погрешностей от дневного нагрева солнцем.

При проведении диагностики необходимо учитывать коэффициент излучения поверхности обследуемого объекта, а также угол между осью тепловизионного приемника и нормалью к излучающей поверхности объекта. При проведении измерений однотипных объектов необходимо располагать тепловизионный приемник на одинаковом расстоянии и под одинаковым углом к оптической оси к поверхности объекта.

При обнаружении более нагретых зон необходимо прежде всего оценить, не является ли это следствием разницы в коэффициентах излучения, не связано ли это с наличием отверстий или расположенных под углом плоскостей.



Рис. 1. На переднем плане вводы фаз **В** и **А** 110 кВ АТ 220/110 кВ

Кажущаяся температура расширителя ввода фазы **В** отличается от соседнего(фаза **А**) на  $\Delta T=15^{\circ}\text{C}$ . Разница в температуре вызвана разным состоянием поверхности головок вводов (поверхность расширителя ввода фазы **А** окислена и её  $K_{\text{изл}}=0,75-0,8$ , а поверхность ввода фазы **В** не окислена и её  $K_{\text{изл}}=0,2-0,3$ ). Снято камерой PRISM DS фирмы FLIR SYSTEMS.

Наличие дефекта выявляется сравнением температуры аналогичных участков поверхности аппаратов, работающих в одинаковых условиях нагрева и охлаждения. Характер и степень развития дефекта может быть установлена только после дополнительных измерений и анализов, позволяющих оценить состояние каждой из выделяющих конструкционных частей аппарата в отдельности.

Данные, полученные на большом объеме обследованного электрооборудования, позволяют сформулировать некоторые методические рекомендации, уточнить требования к выбору тепловизионной аппаратуры, а также выявить статистические закономерности частоты появления дефектов по типам оборудования и времени развития дефектов.

### **Контактные соединения**

Тепловизионная диагностика позволяет выявлять дефекты всех типов контактных соединений в ОРУ и ЗРУ напряжением 0,4–1150 кВ: ошиновки, присоединений к линейным выводам аппаратов, разъемных контактных соединений разъединителей, внутренних контактных соединения камер воздушных и маломасляных выключателей и других. Возможность контроля определяется возможностью визуального наблюдения либо самого контактного соединения, либо наблюдения изменения температуры поверхности, за которой расположено дефектное контактное соединение.

*Наш опыт диагностики контактных соединений самых крупных энергетических объектов России позволяет сделать вывод о том, что контроль дефектных контактных соединений необходимо выполнять преимущественно тепловизорами, и в исключительно редких случаях такой контроль возможен пирометрами.* Тепловизионный контроль позволяет получить визуальное изображение распределения теплового поля по поверхности объекта и сразу увидеть конкретный дефектный элемент. Пирометром измеряется средняя температура по полю зрения прибора, и величина измеренной

температуры зависит от площади, занимаемой контактным соединением в поле зрения прибора, не выделяя конкретного места дефекта (см. рис. 2–4).

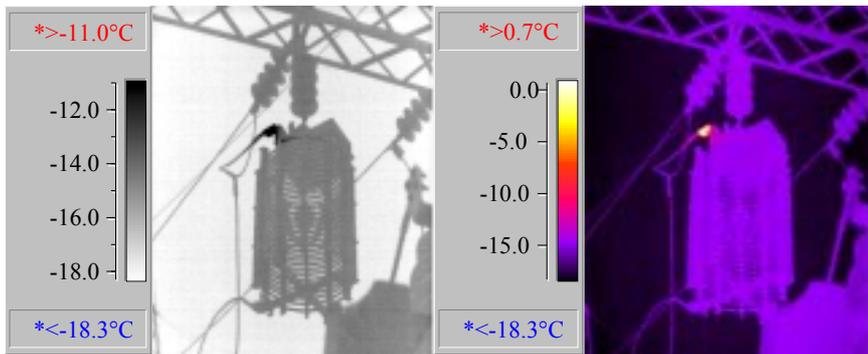


Рис. 2. Дефектный контакт ВЧ-разъединителя (черно-белый и цветной варианты термограмм, полученных на тепловизоре типа Thermacam-1000)

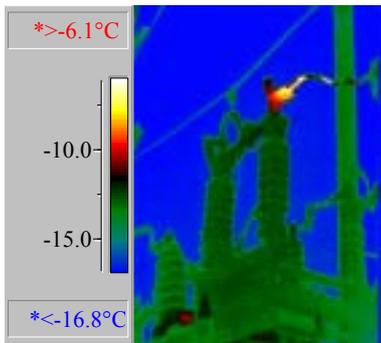


Рис. 3. Присоединение к разъединителю 35 кВ (Thermacam-1000)

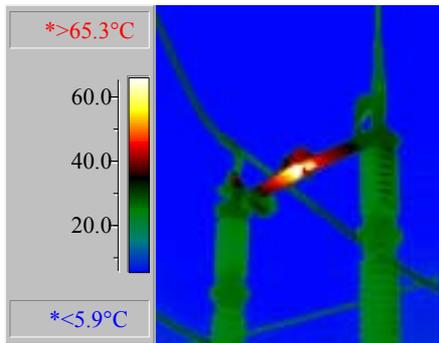


Рис. 4. Контакты нож-губка разъединителя 110 кВ (Thermacam-1000)

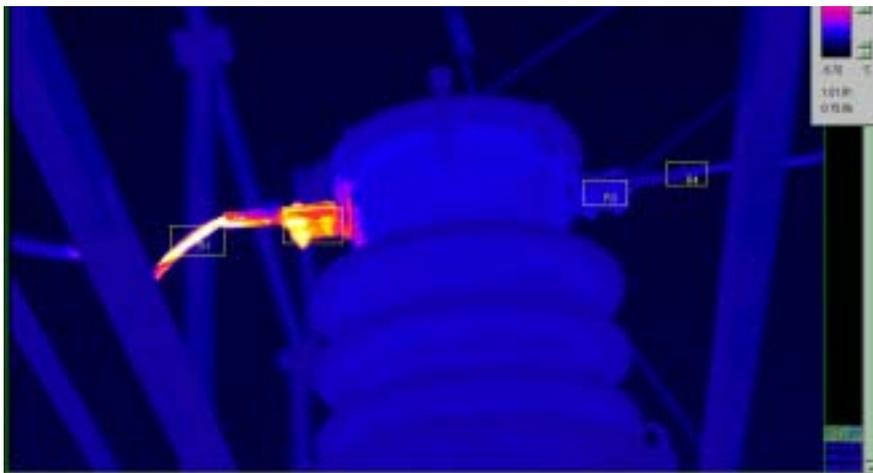


Рис. 5. Присоединение к ТТ 35 кВ

На термограмме четко видны дефектные элементы контактного соединения (тепловизионное изображение практически выглядит как изображение в видимом спектре [Thermacam-1000]).

На рис. 2 приведены два варианта термограмм для иллюстрации того положения, что съемка производится с использованием черно-белого режима работы камеры, так как человеческий глаз устаёт при этом значительно меньше, чем при использовании цветного изображения.

Второй вывод касается норм отбраковки дефектных контактных соединений. Предложения Норм испытаний [1] противоречивы, так как при использовании разных из предложенных критериев, получаются разные рекомендации. Кроме того, заключения с использованием этих критериев излишне жёсткие, то есть не соответствуют реальной степени развития дефекта и его опасности, что снижает доверие эксплуатационного персонала к результатам тепловизионной диагностики. По сути единых норм отбраковки, постро-

енных на теоретических предпосылках не должно быть, так как допустимые превышения температуры зависят от таких факторов, как: материал КС, конструкция КС, сечение соединяемых проводников, величина номинального тока, величина тока КЗ в данном РУ и многих других. Это указывает на необходимость разработки индивидуальных норм для каждого распределительного устройства. Или необходимо разработать критерии отбраковки на основе статистической обработки большого массива данных измерений КС.

Нами использован последний вариант. Наиболее информативным браковочным критерием является наличие разности температуры между однотипными контактными соединениями, работающими в одинаковых условиях нагрева и охлаждения (сравнение между фазами **A**, **B** и **C**). В Нормках это обозначено термином «избыточная температура» ( $\Delta T_{XЭ}$ ) – превышение измеренной температуры контролируемого узла ( $T_X$ ) над температурой аналогичных узлов других фаз ( $T_Э$ ), находящихся в равных условиях  $\Delta T_{XЭ} = T_X - T_Э$ . (Буквенные обозначения введены нами для конкретизации терминов и избежания путаницы).

На основе статистической обработки результатов отбраковки контактных соединений при самых различных токах нагрузки и внешних условиях (температура окружающей среды, скорость ветра, ток нагрузки и другие факторы) нами разработаны критерии, которые используются в Ленэнерго и других энергосистемах. Опыт использования этих критериев в течение 25 лет подтвердил их эффективность тем, что выполнение рекомендаций, выданных в соответствии с ними, позволило исключить повторное появление дефектных контактных соединений и тем более исключило повреждение КС в эксплуатации. Такой подход пришлось применить из-за непреодолимой пока сложности выработки научно обоснованных критериев, так как необходим учет огромного числа факторов, что было показано выше. В таких случаях оптимальным является статистический подход применённый нами.

На основе статистической обработки результатов огромного числа измерений самых разных контактных соединений нами предложены следующие критерии отбраковки КС:

- $0^{\circ}\text{C} \leq \Delta T_{\text{хэ}} \leq 1^{\circ}\text{C}$  – норма (отсутствие дефекта);
- $1^{\circ}\text{C} \leq \Delta T_{\text{хэ}} \leq 5^{\circ}\text{C}$  – наличие дефекта в самой ранней стадии развития. Требуется наблюдение и учёт при очередной диагностике для изучения времени развития дефекта.
- $5^{\circ}\text{C} \leq \Delta T_{\text{хэ}} \leq 35^{\circ}\text{C}$  – наличие дефекта в начальной стадии развития. Требуется принятие мер при очередном текущем ремонте.
- $35^{\circ}\text{C} \leq \Delta T_{\text{хэ}} \leq 85^{\circ}\text{C}$  – наличие сильно развитого дефекта. Требуется принятие мер по устранению дефекта в течение 1 месяца.
- $\Delta T_{\text{хэ}} > 85^{\circ}\text{C}$  – дефект в аварийной стадии развития. Требуется принятие мер немедленно в сроки, не превышающие 1 месяца.

Выполнение рекомендаций, выданных в соответствии с приведенными критериями на восьми атомных электростанциях, четырех мощных ГРЭС, трех крупных ГЭС, 15-ти системообразующих подстанций энергосистем и других объектов, позволило практически исключить повторное появление дефектных КС на этих объектах. То есть при очередном обследовании на большинстве из них не было обнаружено ни одного дефектного контактного соединения.

Третий вывод касается периодичности проведения тепловизионной диагностики контактных соединений и вообще всего электротехнического оборудования. Те же данные не позволяют согласиться с предложенной Нормами периодичностью диагностики. Периодичность должна выбираться не из важности объектов, не из класса напряжения, не из возможностей проведения диагностики эксплуатационным персоналом, не из периодичности проведения текущих или капитальных ремонтов и других аналогичных соображений. Единственным критерием, определяющим периодичность диагностики должно быть только время развития дефекта, и периодичность проведения диагностики должна быть меньше этого времени. А время развития дефекта большинства видов оборудования, не превышает одного года, поэтому и диагностика должна проводиться не реже одного раза в год. Однако оказалось более эффективным проведение диагностики дважды в год: весной после прохождения

осенне-зимнего максимума нагрузок и изменения режима работы оборудования, когда наиболее явно выявляются дефекты и есть возможность их устранения во время ремонтной кампании, и осенью перед осенне-зимним максимумом нагрузок. Проведение диагностики дважды в год особенно необходимо на объектах, оборудование которых работает при интенсивных нагрузках и срок эксплуатации составляет 15–20 лет и более. На таких объектах выявлялись интенсивно развитые дефекты при диагностике через 5–6 месяцев.

### **Опорные изоляторы экранированных токопроводов генераторного напряжения, разъединителей и многоэлементных разрядников**

Обнаружены три дефектных изолятора экранированных токопроводов на двух ГРЭС. Температура дефектного изолятора отличается на 1,5–5 °С от исправных изоляторов (измеряется температура пластмассовой крышки, закрывающей место крепления изолятора).

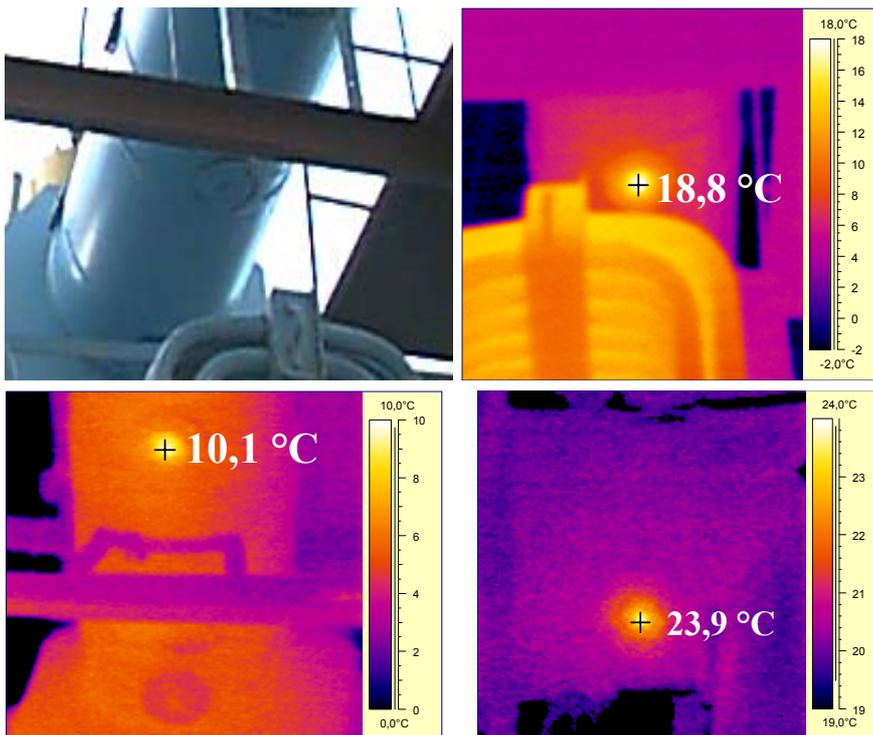


Рис. 6–8. Дефектные изоляторы экранированных токопроводов. Изолятор с температурой 23,9 °С рассыпался при попытке его демонтажа (камера АGЕМА-470).

У опорных изоляторов выявляются дефекты, связанные с недостатками изготовления (нарушение технологии запечки или технологии приготовления фарфоровой массы и другие).

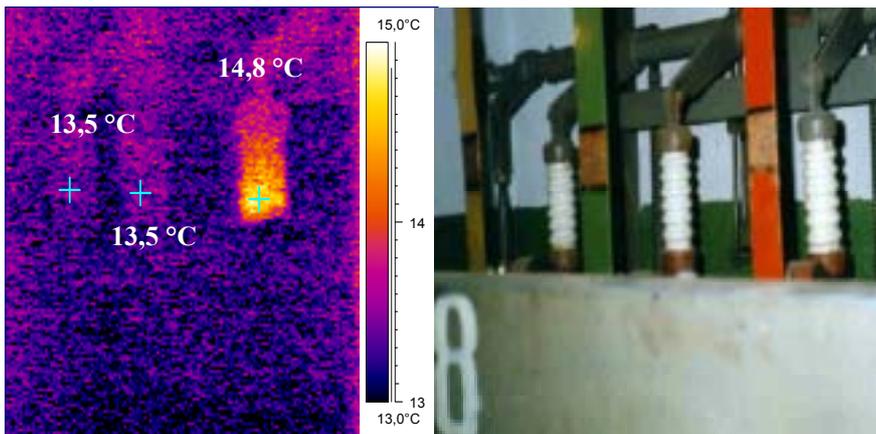


Рис. 9. Термограмма и фото тяг выключателя ВМП-10 (камера АГЕМА-470)

Дефектный изолятор тяги выключателя отличается по температуре на  $1,3^{\circ}\text{C}$ . Выявить его обычными испытаниями было бы практически не возможно.



Рис. 10. Дефектный опорный изолятор типа ОНС-35-1000 (камера PRISM DS)

Рис. 11. Дефектный опорный изолятор типа ОНС-110-600 (камера PRISM DS)

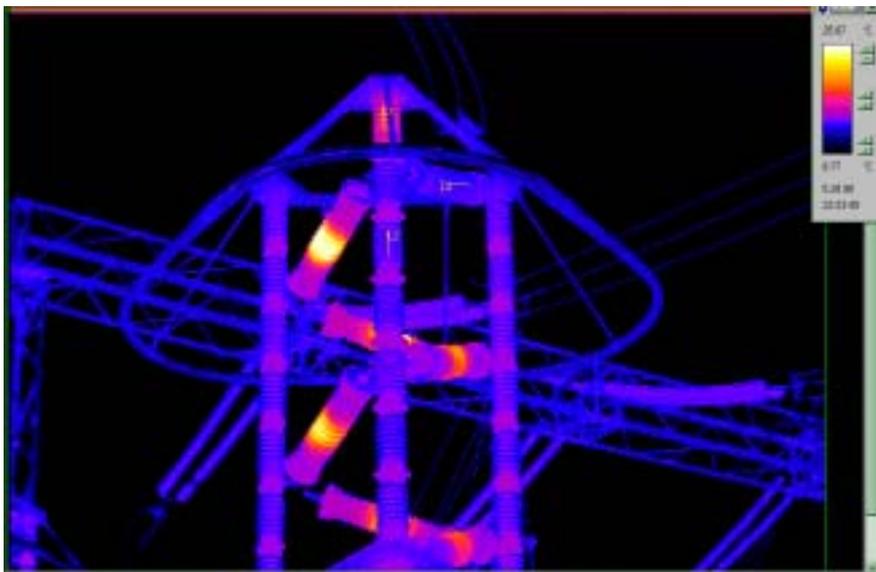


Рис. 12. РВМК-500 фВ. Дефектный опорный изолятор (камера PRISM DS)

Линии	L1	L2	L3	L4
$T_{max}$	20,85 °C	15,39 °C	27,27 °C	14,65 °C
Элемент	Дефектный изолятор	Нормальный изолятор	Перегруженный элемент р-ка	Элемент шунтированный изолятором

### Подвесные фарфоровые изоляторы

Контроль подвесной фарфоровой изоляции с помощью измерения температуры поверхности изоляторов теоретически и практически возможен.

Температуру изолятора в зависимости от величины напряжения и диэлектрических потерь можно определить из уравнения теплового равновесия:

$$\omega \cdot C \cdot U_{из}^2 \cdot \operatorname{tg} \delta = \alpha_{эфф} \cdot F_{из} \cdot (T_{из} - T_0), \quad (1)$$

где:  $\omega$  – угловая частота напряжения сети, 1/с;

$C$  – емкость изолятора, Ф;

$U_{из}$  – напряжение на изоляторе, В;

$\text{tg}\delta$  – тангенс угла диэлектрических потерь в фарфоре изолятора (абсолютное значение);

$\alpha_{эфф}$  – коэффициент излучения материала изолятора, Вт/м<sup>2</sup>·°К;

$F_{из}$  – площадь поверхности излучения изолятора, м<sup>2</sup>;

$T_{из}$  – температура изолятора, °К;

$T_0$  – температура окружающей среды, °К.

Величина температурного перепада между нормальным и дефектным изоляторами составляет от 0,1 °С до 1 °С и более в зависимости от числа изоляторов в гирлянде, числа дефектных изоляторов, наличия или отсутствия поверхностного загрязнения и увлажнения. Отсюда следует, что выявление дефектных изоляторов в ОРУ не представляет технических трудностей, однако как было показано в [2] в контроле подвесной фарфоровой изоляции в ОРУ вообще нет необходимости. Тем не менее, до сих пор это не принято ни составителями Норм, ни эксплуатацией, особенно относительно подвесной фарфоровой изоляции воздушных линий электропередач. По-прежнему, продолжают попытки разработки и использования методики контроля изоляторов ВЛ с летательных аппаратов, оправданные лишь для протяжённых и труднодоступных объектов.

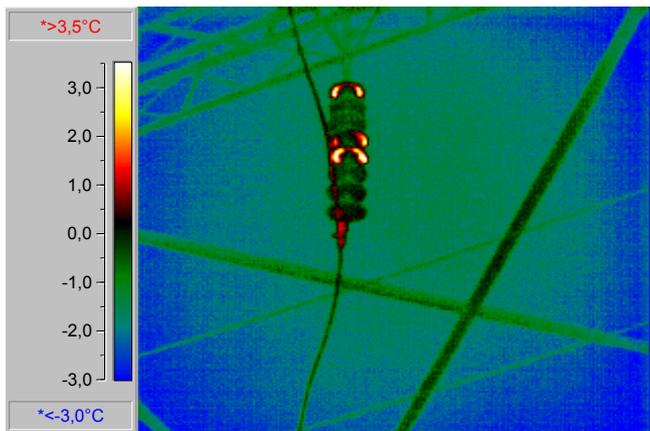


Рис. 13. Гирлянда 110 кВ с пятью дефектными изоляторами (на термограмме выглядят более тёмными [Thermacam-1000])

## Вентильные разрядники и ОПН

В предыдущих публикациях [2–9] подробно рассмотрена тепловизионная диагностика вентильных разрядников и ОПН, где показано, что традиционные методы контроля не позволяют выявить дефект, связанный с изменением распределения напряжения по элементам из-за влияния окружающих элементов аппаратов и конструкций РУ. А это приводит к появлению дефектов, ускоренному старению и повреждениям разрядников. Установлено, что скорость развития дефекта не превышает 10–12 месяцев. Поэтому необходимо ежегодно, а не с периодичностью Норм [1] контролировать распределение напряжения по элементам с использованием тепловизора, а также регулировать распределение напряжения по элементам, не допуская превышения напряжения, указанного в ГОСТ'e.

Величину напряжения ( $U_i$ ) на каждом элементе определяют по соотношению (2) [4]:

$$U_i = (U_{\phi} \cdot \Delta T_i) / (\sum \Delta T_i), \quad (2)$$

где:  $i$  – номер элемента разрядника;

$\Delta T_i$  – превышение температуры элемента разрядника над температурой окружающей среды;

$\sum \Delta T_i$  – сумма всех превышений температуры элементов.

Критериями отбраковки должны служить отсутствие превышения температуры элемента над температурой окружающей среды ( $\Delta T_i = 0$  – это элемент с  $R_{\text{разр}} = 0$ ) и коэффициент неравномерности распределения напряжения, превышающий  $K_n \geq 3,0$ .

Предложение Норм считать исправным разрядник, «верхние элементы которого в месте расположения шунтирующих резисторов нагреты одинаково», и «распределение температуры по элементам фаз разрядника практически одинаково (в пределах 0,5–5 °С в зави-

симости от количества элементов в разряднике), а для многоэлементных разрядников может наблюдаться плавное снижение температуры нагрева шунтирующих резисторов, начиная с верхнего», отличается абсолютной неконкретностью и приведёт к браковке исправных элементов (Приложение 3, п.13.1 [1]).

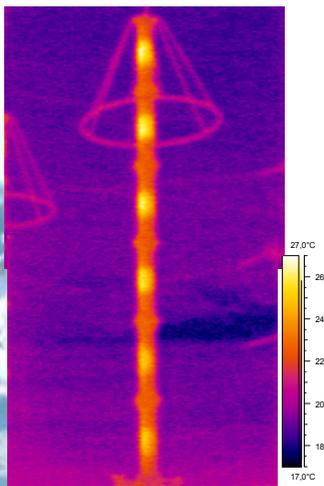
Оказалось, что существенное влияние на распределение напряжения по элементам разрядника оказывает не только высота установки разрядника, конструктивное исполнение (в одну или две колонки установлены элементы), размеры экранов, но и температура окружающей среды. Понижение температуры приводит к большей неравномерности распределения напряжения по элементам одного и того же разрядника, чем при более высокой и положительной температуре. Поэтому необходимо выполнять тепловизионную диагностику разрядников при температуре, близкой к средней в летний период в зоне расположения объекта. Кроме того, необходимо обращать внимание на форму экранов вентильных разрядников и ОПН, и в случае обнаружения резкой неравномерности распределения напряжения по элементам разрядника обращаться на завод-изготовитель с просьбой подтвердить соответствие установленного экрана расчётному.

Не вдаваясь в дискуссию с авторами [7] о правильности расчётной формулы (2), отметим, что правильность любого расчёта или методики может быть подтверждена только экспериментально и опытом эксплуатации. Пока не существует методов, позволяющих экспериментально измерить распределение напряжения по элементам разрядников (поэтому и был изобретён тепловизионный способ измерения распределения напряжения[4]). Остаётся возможность сопоставить с опытом эксплуатации. Наши данные подтверждают, что те элементы, которые в соответствии с выражением (2) оказываются перегруженными, либо повреждаются, либо отбраковываются. Так, на ПС Восточная Ленэнерго при диагностике были выявлены

элементы разрядника РВМГ-330, на которых по выражению (2) было напряжение более 45 кВ. Разрядник повредился в течение 1 месяца с момента обнаружения (во время выполнения расчётов и составления протокола). При визуальном осмотре многоэлементных разрядников заметно, что выполняются замены, в основном, трёх верхних элементов (часто они отличаются по цвету фарфора). На этих же элементах по выражению (2) самая большая величина напряжения при исправном состоянии всех элементов. Это подтверждает правильность расчётов по выражению (2), хотя несомненно возможны уточнения, но их необходимо подтвердить экспериментально.

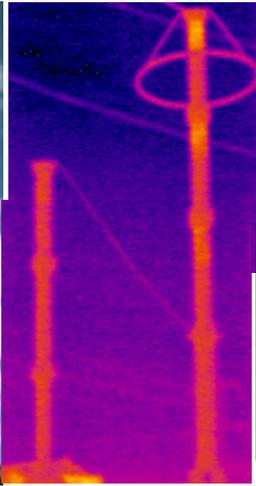
Ниже приведены фото и термограммы разрядников различного конструктивного исполнения и с экранами разной формы. Замечено, что на многих разрядниках установлены экраны не соответствующие по классу напряжения. Всё это относится и к ОПН.

Из анализа данных измерений следует, что чем ниже установлен экран, тем равномернее распределение напряжения по элементам как многоэлементного разрядника, так и ОПН.



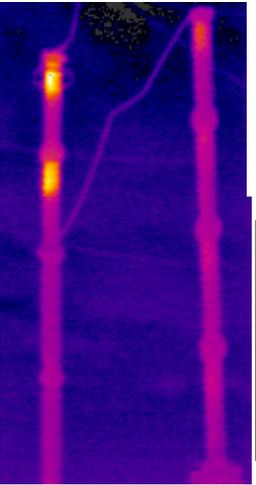
№ эл.	$U_{эл}$ , кВ
1	23,1
2	23,1
3	22,6
4	22,6
5	19,0
6	19,5
$K_H$	1,21

Рис. 14. Разрядник РВМГ-220 (счёт элементов сверху вниз на всех термограммах) (камера АGЕМА-470)



№ эл.	$U_{эл}$ , кВ
1	35,1
2	28,1
3	19,9
4	16,4
5	15,2
6	15,2
$K_H$	2,3

Рис. 15. Разрядник РВМГ-220 (камера АГЕМА-470)



№ эл.	$U_{эл}$ , кВ
1	40,7
2	37,7
3	17,2
4	11,7
5	11,7
6	10,9
$K_H$	3,73

Рис. 16. Разрядник РВС-220 (камера АГЕМА-470)

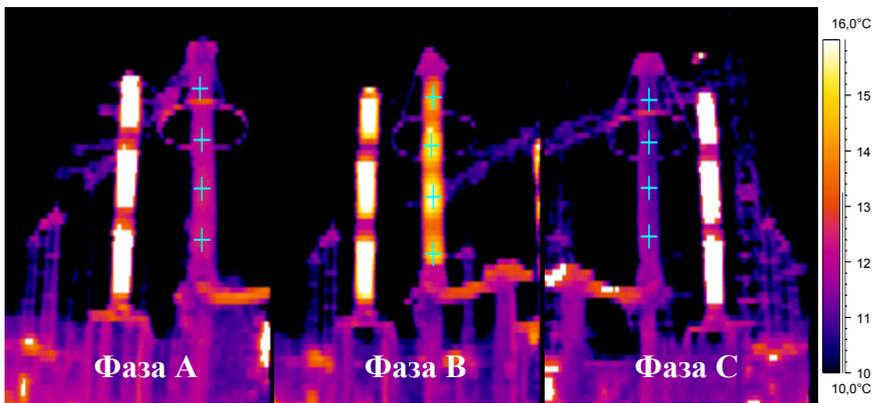


Рис. 17. ОПН-330. Дефектный элемент на фазе В (камера АGЕМА-470)

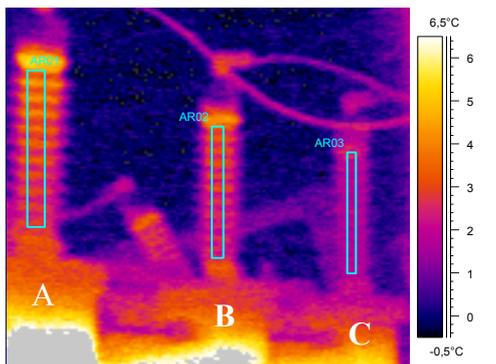
Фаза А	Фаза В	Фаза С	Распределение температуры по высоте ОПН-330. Дефект на фазе В (разгерметизация и увлажнение внутренней полости с увеличением тока проводимости в 2,5 раза).
11,8 °С	14,5°С	11,0°С	
12,4°С	15,3°С	11,1°С	
12,5°С	15,7°С	11,3°С	
12,5°С	15,0°С	11,5°С	

### Вводы МВ и проходные

Проходные вводы и вводы масляных выключателей (при отключенном подогреве масла в баке) нагреваются одинаковыми источниками тепла, и разница в температуре их поверхностей определяется, в основном, разницей в величине  $\text{tg}\delta$  их изоляции, а также изменения пробивного напряжения масла и увеличение диэлектрических потерь масла. Поэтому при обнаружении разницы в температуре поверхности вводов разных фаз необходимо выполнить дополнительные измерения и анализы для выяснения причины изменения температуры. Так на вводах 110 кВ (рис. 18) выявлена разница в средне температуре поверхности в 0,8–1,3 °С. Дополнительное обследование выявило увеличение  $\text{tg}\delta$  масла до 27–30 %.

Контроль вводов силовых трансформаторов с целью выявления изменений  $\text{tg}\delta$  не возможен из-за интенсивного нагрева ввода маслом трансформатора, причем температура масла в различных зонах

трансформатора различна. Температура вводов отличается от температуры верхних слоев масла на 10–12 °С, что соответствует приблизительно температуре вводов определяемой по инструкции.



Фаза	Эл-т	Макс.	Средн.
<b>A</b>	1	4,7°C	3,1°C
<b>B</b>	1	4,2°C	2,6°C
<b>C</b>	1	2,8°C	1,8°C

Рис. 18. Термограмма вводов МВ 110 кВ (камера AGEMA-470)

На вводах силовых трансформаторов тепловизионный контроль является вспомогательным и позволяет выявлять только грубые дефекты, например, образование короткозамкнутых контуров в расширителе ввода или наличие дефектных контактных соединений. Выявляется также снижение уровня масла во вводе или, например, наличие препятствий для нормальной конвекции масла между изоляционным остовом ввода и его фарфоровой покрывшей.

В последнее время все чаще выявляются дефекты, связанные с нарушением заземления измерительного вывода ввода, что может привести к повреждению ввода. Так было квалифицировано повреждение ввода на ПС № 15 Ленэнерго. Ухудшение контакта заземления измерительного вывода ввода связано с неудачным конструктивным выполнением его заземления. Заземление измерительного вывода выполнено медным проводником на дюралеый колпак, закрывающий измерительный вывод, который крепится двумя стальными болтами к фланцу ввода. Окисление крышки ввода приводит к увеличению переходного сопротивления заземления, и в пределе к его разземлению. В начальной стадии развития этого дефекта виден

нагрев крышки измерительного вывода, который может быть выявлен тепловизором (рис. 19), а затем появляется видимый визуально дуговой разряд.

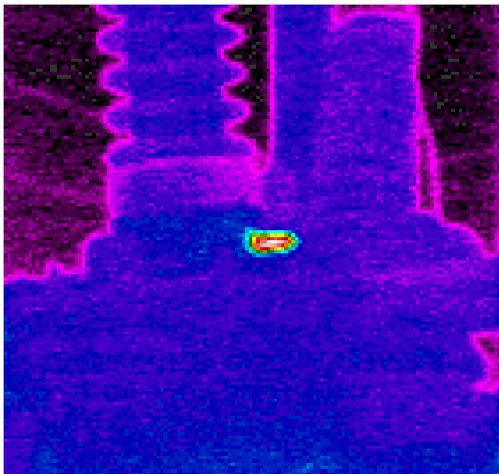


Рис. 19. Термограмма вводов МВ 110 кВ. Нагрев измерительного вывода на 5,9 °С (камера АGЕМА-470)

### **Трансформаторы тока и напряжения, конденсаторы связи**

В работах [2–9] подробно рассмотрена тепловизионная диагностика измерительных трансформаторов тока и напряжения, конденсаторов связи, на основе способа косвенного измерения  $\text{tg } \delta$  изоляции объектов, не нагреваемых иными источниками тепла, кроме тепла от собственных диэлектрических потерь изоляции. Измеряя температуру поверхности аппарата и зная аналитическое соотношение между температурой и  $\text{tg } \delta$  изоляции, определяемое постоянными табличными факторами, можно с достаточной точностью оценивать и величину собственного  $\text{tg } \delta$  изоляции аппарата.

Очевидно, что такими аппаратами являются разного рода конденсаторы: конденсаторы связи, элементы конденсаторных батарей, конденсаторы емкостных делителей напряжения воздушных выключателей, изоляторы и т. д. Проходные вводы, вводы масляных выключателей, трансформаторы тока при малых нагрузках, также

нагреваются, в основном, только за счет диэлектрических потерь в изоляции, а точнее – разница в температуре поверхности этих аппаратов, находящихся в одинаковых условиях нагрева и охлаждения внешними источниками тепла, будет определяться только разницей в величине собственных диэлектрических потерь, что и используется для определения их величины.

Уравнение теплового равновесия для таких аппаратов однозначно и линейно связывает величину диэлектрических потерь и превышение температуры изоляционной поверхности над температурой окружающей среды:

$$\alpha_{\text{эфф}} \cdot (T_x - T_0) \cdot F = \omega \cdot C \cdot \text{tg} \delta \cdot U^2, \quad (3)$$

где  $\alpha_{\text{эфф}}$  – коэффициент эффективного излучения поверхности электрического аппарата, Вт/м<sup>2</sup> · °К;

$U$  – величина напряжения, приложенного к электрическому аппарату, В;

$C$  – емкость электрического аппарата, Ф;

$\omega$  – угловая частота приложенного напряжения, 1/с;

$F$  – площадь излучающей поверхности электрического аппарата, м<sup>2</sup>;

$T_x$  – температура поверхности электрического аппарата, °К;

$T_0$  – температура окружающей среды, °К.

Уравнение (3) можно преобразовать относительно  $\text{tg} \delta$  и вычислить его по измеренному превышению температуры поверхности аппарата ( $T_x$ ) над температурой окружающей среды ( $T_0$ ):

$$\text{tg} \delta_x = \frac{\alpha_{\text{эфф}} \cdot (T_x - T_0) \cdot F}{C \cdot U^2}. \quad (4)$$

За температуру окружающей среды принимается температура изоляционной поверхности электрического аппарата, аналогичного по типу измеряемому, но не находящегося под напряжением.

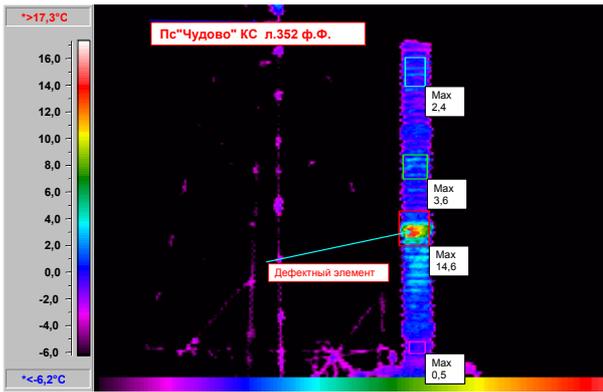


Рис. 20. КС 330 кВ. Дефект нижнего элемента. За  $T_{ОКР}$  принята  $T_{ИЗ}$  (температура опорного изолятора). (Снято тепловизором Inframetrics-740)

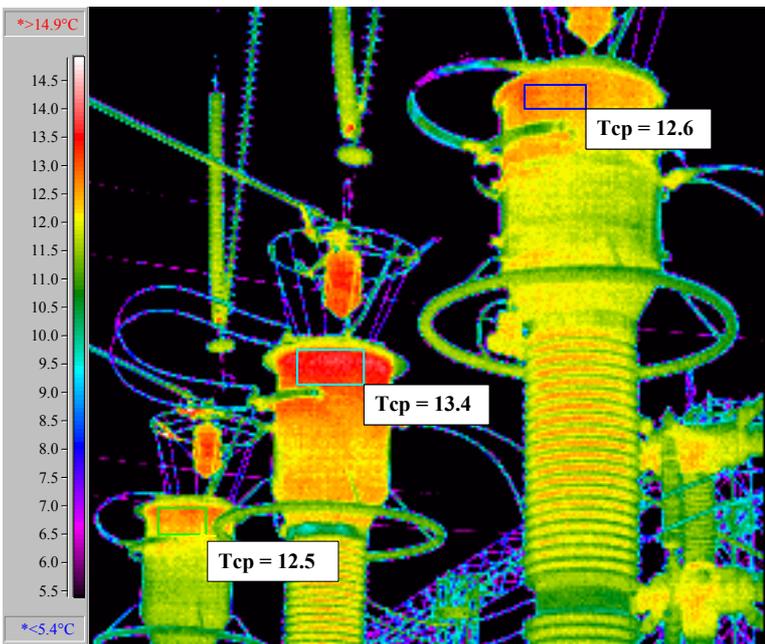


Рис. 21. ТТ 500 кВ через 2 часа после включения под рабочее напряжение. **Тангенс дельта расчетн. Ф. В :** 1) По  $\Delta T$  – 1,5 %; 2) По влагосодержанию масла при: 10,3 Г/г – 1,7 %; 8,6 Г/г – 1,3 % (тепловизор Thermacam-

1000) Такое вычисление правомерно и дает точный результат. Сравнительные измерения tgδ прямым и косвенным способами показали их полное совпадение в пределах точности используемых для реализации обоих способов измерительных устройств.

Для аппаратов, в которых возможно наличие дефекта, определенное в соответствии с вышеизложенными рекомендациями, в зависимости от степени развития дефекта, необходимо выполнить срочное обследование в минимально возможные сроки или дополнительное обследование в срок до наступления ОЗМ. При этом необходимо выполнить:

- ГХ-анализ газов, растворенных в масле;
- осциллографирование формы рабочего тока;
- снятие вольт-амперной характеристики;
- измерение tgδ основной изоляции под рабочим напряжением.

Решение о дальнейшей эксплуатации принять по результатам дополнительного обследования.

### **Выводы и предложения:**

1. Руководящие документы [1, 10] не должны жестко регламентировать параметры приборов, применяемых для тепловизионной диагностики, так как эффективность диагностики в значительной мере пока зависит от квалификации эксперта, выдающего заключение по результатам ИК диагностики.
2. Методика ИК диагностики ОРГРЭС [10] позволяет выполнять лишь качественную диагностику оборудования. Для количественных оценок необходимо использование рекомендаций работ [2–9].
3. Время развития дефектов в оборудовании не превышает одного года, поэтому диагностика с периодичностью более одного года неэффективна. Необходимо диагностировать все оборудование один раз в год, а работающее в режимах интенсивных нагрузок и проработавшее более 10–15 лет – не реже двух раз в год.
4. При диагностике разрядников необходимо обязательно рассчитывать распределение напряжения по элементам и принимать меры по выравниванию распределения напряжения по ним. Диагностику разрядников выполнять при положительной температуре.
5. При диагностике вводов обращать внимание на нагрев крышек измерительных выводов и обязательно устранять дефекты заземления измерительного вывода.

## Список публикаций

1. РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования. Изд. шестое. – М.: ЭНАС, 1998.
2. Изменение №1 «Объема и норм испытаний электрооборудования: РД 34.45-51.300-97». – РАО «ЕЭС России», М.: ОРГРЭС, 2000.
3. Поляков В.С. Применение тепловизионных приемников для выявления дефектов высоковольтного оборудования / Методические указания по контролю оборудования тепловизорами. – Л.: ЛИПКЭн, 1990, – 57 с.
4. Цирель Я.А., Поляков В.С. и др. Применение приемников инфракрасного излучения для проверки контактов и изоляторов // Электрические станции, 1976, №1, С. 51–53.
5. Поляков В.С. Эксплуатация и контроль конденсаторных батарей высокого напряжения // Электрические станции, 1981, №4, С. 69–72.
6. А.С.911345 (СССР). Способ дистанционного контроля распределения напряжения на последовательно соединенных элементах высоковольтной установки. Поляков В.С. Опубл. в Б.И., №9, 07.03.82.
7. Поляков В.С. Применение инфракрасной техники для выявления дефектов высоковольтного оборудования / Энергетика и электрификация. Серия: Эксплуатация и ремонт электрических сетей. Экспресс-информация. М.: СПО Союзтехэнерго, 1985, №7.
8. Поляков В.С. Тепловизионная диагностика высоковольтного оборудования энергосистем (Сборник материалов семинара «Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования». Выпуск 1: «Научные и практические проблемы применения тепловизоров для оценки состояния энергетического оборудования») – Петербургский энергетический институт повышения квалификации, Санкт-Петербург, 1996.
9. Поляков В.С. Опыт тепловизионной диагностики высоковольтного оборудования атомных электростанций (Сборник материалов семинара «Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования». Выпуск 4: «Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования, зданий и сооружений на основе приёма излучения в инфракрасном диапазоне») – Петербургский энергетический институт повышения квалификации, Санкт-Петербург, 1997.
10. Основные положения методики инфракрасной диагностики электрооборудования и ВЛ. // РД 153-34.0-20.363-99: М.: ОРГРЭС, 1999.