

ИНФРАКРАСНАЯ ДИАГНОСТИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ И ОБОРУДОВАНИЯ. КРАТКАЯ ТЕОРИЯ. ПРИМЕР ОТЧЕТА.

Одним из важнейших путей обеспечения надежности, безопасности и экономичности предприятий является, несомненно, своевременное выявление отклонений технического состояния электрооборудования от норм эксплуатации, которое значительно снижает затраты на его ремонт и предотвращает возможный ущерб от вероятных отказов, достигающий в отдельных случаях сотни тысяч рублей.

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 маслonaполненного 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.

В настоящее время широкое распространение на многих предприятиях энергетического комплекса получило пирометрическое и термографическое обследование электроустановок, созданы и нарастающими темпами создаются методики и лаборатории инфракрасного (ИК) контроля.

Необходимость проведения тепловизионной диагностики обусловлена возрастающими требованиями к надёжности эксплуатации электроустановок и их безопасного обслуживания. В условиях недостаточности средств на проведение технического обслуживания и капитального ремонта тепловизионная диагностика позволяет обнаруживать дефекты контактных соединений, участки перегрузки кабелей, произвести оценку теплового состояния трансформаторов различного назначения, электродвигателей, разрядников и других электроустановок потребителей в процессе их эксплуатации без снятия напряжения. Такая диагностика информативна, экономична и удобна. В реконструируемых и вновь сооружаемых электроустановках применение тепловизионной диагностики позволяет выявить дефекты конструктивного и технологического характера.

Сущность метода инфракрасной диагностики заключается в регистрации инфракрасных (тепловых) волн, излучаемых любыми телами, температура которых отлична от абсолютного нуля, с помощью специальной аппаратуры и преобразовании невидимого теплового излучения тел в видимое их изображение, на котором видно распределение температур на поверхности этих тел. Инфракрасные приборы позволяют фиксировать температуру только тонкого (толщиной от 1 до 3 микрон) слоя поверхности объектов. Однако распределение температур на поверхности исследуемого объекта несет информацию не только об общем его тепловом состоянии, но и о структуре и качестве обработки поверхности, о наличии теплопроводных неоднородностей (трещин, ребер жесткости, уплотнений, материалов, инородных включений, скопления влаги, разрушений материалов, напряженных состояний), о наличии внутренних скрытых источников тепла и т.д.

1. Нормативно-техническая база

Основанием для проведения тепловизионной диагностики электрооборудования служит Договор с Заказчиком.

Тепловизионное обследование проводится в соответствии с РД 34.45-51.300-97, РД 153-34.0-20.363-99, ГОСТ 18353-79, ГОСТ 23483-79, ГОСТ 8024-90, ГОСТ 8865-93, другими рекомендациями и литературными источниками, приведенными в приложении.

При проведении обследования мной использовались следующие средства измерения:

1. Портативный компьютерный термограф ИРТИС-2000, со следующими характеристиками:
- | | |
|--|---------------------|
| - спектральный диапазон | 3-5 микрон; |
| - диапазон измеряемых температур | от -40 до +1700 °С; |
| - чувствительность на 30°С | 0,02 °С; |
| - диапазон рабочих температур | от -40 до +85 °С; |
| - погрешность измерения абсолютных температур по АЧТ | +/-1°С или (+/-1%) |
| - поле зрения | 25 x 20 град; |
| - число элементов разложения в кадре | 320 x 240; |

2. Термогигрометр ТГЦ-МГ4.01:

- | | |
|---------------------------------------|-------------------|
| - диапазон измерения температур | от -30 до +85 °С; |
| - диапазон измерения влажности | от 0 до 99,9%; |
| - абсолютная погрешность измерения | +/- 0,5 °С; |
| - абсолютная погрешность по влажности | +/- 3%. |

3. Пирометр низкотемпературный Кельвин ЛЦМ:

- | | |
|--|--------------------|
| - спектральный диапазон | 8-14 микрон; |
| - диапазон измерения температур | от -30 до +400 °С; |
| - показатель визирования | 1:100; |
| - предел допускаемой относительной погрешности | +/- 1,0 %. |

4. Цифровой прибор ДТ 266С «токовые клещи»:

- | | |
|-------------------------|--------|
| - погрешность измерения | +/- 2% |
| - диапазон измерения | 1000А |

Минимальный пакет программного обеспечения тепловизионного комплекса на базе тепловизора ИРТИС-2000 имеет следующие функции:

- визуализация тепловых полей покaдpовo и в виде термографического фильма;
- измерение температуры в любой точке или зоне для одной термограммы или для нескольких (до четырех) одновременно;
- сглаживание, контрастирование, нормализация полученного изображения;
- построение термопрофиля вдоль прямой, направленной под любым углом; построение изотерм;
- построение графика изменения температуры в точке в зависимости от времени (для фильма);
- монтаж изображения;
- запись и чтение JPEG (PCX) форматов;
- создание базы данных из записанных файлов;
- выбор различных палитр.

2. Основные термины и определения

Тепловой неразрушающий контроль - неразрушающий контроль, основанный на регистрации температурных полей объекта контроля.

Термография (теповидение) - метод получения информации об объекте путем бесконтактной регистрации всех видов излучения объекта в инфракрасном диапазоне спектра.

Тепловизор - прибор, регистрирующий излучение объекта в инфракрасном диапазоне и преобразующий тепловое изображение в видимое.

Термограмма - инфракрасное изображение температурного поля объекта контроля.

Тепловая аномалия - локальное отклонение распределения теплового излучения объекта от нормы.

Термопрофилограмма - график распределения температуры вдоль заданной линии на поверхности объекта контроля.

Температурный контраст объекта теплового контроля - величина, равная отношению разницы между наибольшим и наименьшим значениями температур объекта контроля к наибольшему из значений.

Коэффициент теплового излучения материала поверхности объекта контроля - характеризует долю энергии излучения данного материала от энергии излучения абсолютно черного тела, имеющего ту же температуру.

Контактное соединение - токоведущее соединение (болтовое, сварное, методом обжатия).

Превышение температуры - превышение измеренной температуры нагрева над температурой окружающего воздуха.

Избыточная температура - превышение измеренной температуры узла контролируемого объекта над температурой аналогичных узлов других фаз.

Коэффициент дефектности - отношение измеренного превышения температуры

контролируемого контактного соединения к превышению температуры, измеренному на участке шины на расстоянии более 1 метра от контролируемого контакта.

Абсолютно черное тело - идеальный излучатель, который при заданной температуре поглощает и испускает теоретически возможный максимум излучения.

3. Диагностика электрооборудования. Методы и особенности

3.1. Виды контроля работы электрооборудования. Достоинства и недостатки

Контроль состояния энергетического оборудования может осуществляться по многим параметрам: сопротивлению, акустическому и видимому излучению электрических разрядов, химическому составу масел, электромагнитному излучению и др. Одним из параметров, характеризующих состояние энергооборудования, является *температура*. Использование температуры как характеристики состояния энергооборудования обусловлено отклонением сопротивления участков оборудования от нормы и изменением на этих участках количества выделяемого тепла при прохождении по ним электрического тока, а также образование локальных зон выделения тепла под воздействием токов, наведенных электромагнитными полями.

На основе исследований, проведенных в ОРГРЭС, Колэнерго, Ленэнерго, Оренбургэнерго, Уралэнерго, Челябэнерго, Мосэнерго, других предприятий разработаны ГОСТ и ряд нормативных документов, в которых оговорены нормы нагрева и критерии оценки состояния энергооборудования по уровню температуры.

В связи с большими возможностями диагностики объектов по величине температуры этот метод контроля получил широкое распространение во многих отраслях промышленности.

В энергетике для контроля температуры используются в настоящее время визуальный контроль, тепловой контроль рукой, термокраски, термопленки, термоиндикаторы, термосвечи, контактные и бесконтактные термометры, термографы, тепловизоры и др.

- При визуальном контроле температуры проводится оценка цвета объекта, изменение состояния поверхности при изменении нагрузки, испарения воды и таяния снега на поверхности объекта контроля. Он является очень приблизительным и малоинформационным.
- Тепловой контроль поверхностью руки позволяет более точно определить разницу температур и примерно оценить величину температуры, но опасен и очень груб.
- Термокраски и заменившие их в последнее время термопленки изменяют свой цвет в зависимости от температуры. Они бывают двух видов - восстанавливающие первоначальный цвет при охлаждении и изменяющие необратимо цвет при достижении определенной температуры. Данный метод эффективен при контроле ограниченного участка или объекта. Он требует снятия напряжения при установке и замене пленки. Его сложно использовать при контроле всего оборудования. Метод имеет низкую точность и опасен для персонала.
- Аналогичные недостатки имеют различные виды термоиндикаторов, простейший из которых представляет собой пружинную проволоку, припаянную легкоплавким припоем к объекту контроля (ОК). При достижении температуры плавления припоя пружина разжимается и поднимает флажок.
- В настоящее время во многих энергосистемах используется метод контроля с использованием термосвечей, имеющих температуру плавления в диапазоне 60...70 °С. Свеча вставляется в изолирующую штангу и при соприкосновении свечи с объектом контроля определяется уровень температуры. При оплавлении места соприкосновения - температура объекта выше температуры плавления свечи, в противном случае - ниже. Метод требует непосредственного касания токопроводов и, следовательно, небезопасный для персонала. Позволяет примерно оценить только одно пороговое значение температуры, но из-за своей дешевизны имеет широкое распространение.
- Измерение температуры контактными методами производится с помощью стеклянных

(ртутных, спиртовых и др.) и цифровых термометров. Стекланные термометры не позволяют контролировать температуру поверхности, а при использовании их для контроля температуры масла внутри емкостей затруднено считывание показаний с большого расстояния. Цифровыми термометрами возможно измерять температуру поверхности проводников в основном при снятом напряжении питания.

- Бесконтактное измерение температуры с использованием инфракрасных (ИК) пирометров и тепловизоров имеет существенные преимущества перед перечисленными методами. ИК-диагностика - это неразрушающий метод контроля, поэтому не происходит изменения свойств объекта, как при работе с красками и пленками.

Наибольшее распространение в энергетике получили ИК-методы контроля оборудования с использованием тепловизоров. Наглядность тепловизионных методов, возможность измерения истинных значений температур, достоверность полученных результатов, оперативность в работе позволяют компенсировать высокую стоимость аппаратуры и оплату высококвалифицированного персонала.

К преимуществам тепловизионных съемок также относятся:

- высокая температурная разрешающая способность приборов;
- дистанционность измерения при полном исключении механического контакта и нарушения поля температур измеряемого объекта;
- возможность обнаружения внутренних дефектов по измерениям возмущений поля температур по поверхности конструкции;
- высокая пространственная разрешающая способность приборов;
- возможность обзора одним и тем же прибором малых (размером меньше сантиметра) и очень больших (размером до сотен метров) объектов;
- большой диапазон температур, охватываемый одним и тем же прибором.

Метод тепловизионного контроля позволяет выявить следующие неисправности электрооборудования:

Таблица 1

Электротехническое оборудование	Выявляемые неисправности
Генераторы	1. Межлистовые замыкания статора 2. Ухудшение паек обмоток 3. Оценка теплового состояния щеточного аппарата 4. Нарушение работы систем охлаждения статоров 5. Проверка элементов системы возбуждения
Трансформаторы	1. Очаги возникновения магнитных полей рассеивания 2. Образование застойных зон в баках трансформаторов за счет шламообразования, разбухания или смещения изоляции обмоток, неисправности маслосистемы 3. Дефекты вводов 4. Оценка эффективности работы систем охлаждения
Коммутационная аппаратура	1. Перегрев контактов токоведущих шин, рабочих и дугогасительных камер 2. Состояние внутрибаковой изоляции 3. Дефекты вводов, делительных конденсаторов 4. Трещины опорностержневых изоляторов
Маслонаполненные трансформаторы тока	1. Перегревы наружных и внутренних контактных соединений 2. Ухудшение состояния внутренней изоляции обмоток
Вентильные разрядники и ограничители перенапряжений	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

Отдельные недостатки, присущие тепловизионному контролю, компенсируются комплексным применением специализированного измерительного оборудования.

3.2. Особенности при проведении тепловизионного контроля электрооборудования

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

При ИК-контроле должны учитываться следующие факторы:

- коэффициент излучения материала
- солнечная радиация, тепловое переотражение
- скорость ветра
- расстояние до объекта и его размер, угол наблюдения
- значение токовой нагрузки, магнитных полей в месте измерения
- состояние окружающей среды и т.п.

Особенностью инфракрасного контроля энергетического оборудования является то, что в большинстве случаев недопустим прямой контакт оператора и прибора с объектом контроля, находящимся под напряжением. Расстояния, на которые допустимо приближение оператора, составляют от 1 метра для установок 1 кВ до десятков метров. При этом размеры объектов, температуру которых желательно контролировать, составляют от нескольких миллиметров (токопроводы) до нескольких метров (баки трансформаторов).

Кроме условий электробезопасности на расстояние влияет физическое местоположение контролируемого объекта. Подвесные изоляторы на линиях электропередач (ЛЭП) и контакты токопроводов могут находиться на расстоянии более двадцати метров от поверхности земли. Технические характеристики современных пирометров не позволяют решить всех задач, стоящих перед энергетиками в области контроля оборудования. Так, на сегодняшний день, пирометры не используются для контроля контактных соединений и изоляторов ЛЭП, а так же проводников малого диаметра. Этот недостаток в применении пирометра компенсируется использованием тепловизора, позволяющего проводить контроль на расстоянии до 100 метров с допустимой погрешностью.

Материал поверхности контролируемого изделия характеризуется величиной коэффициента излучения (КИ), который характеризует способность материала излучать энергию в ИК области спектра и изменяется от 0 до 1. В энергетике используется широкий набор материалов, КИ которых может изменяться от 0,05 (полированные алюминиевые детали) до 0,98 (сильнозагрязненные ребристые детали трансформаторов). Необходимо отметить, что на величину КИ большое влияние может оказать наличие на поверхности исследуемого объекта пленки воды или масла. Так, пленка воды на поверхности металла с КИ равным 0,6 повышает величину КИ до 0,95. Поэтому нежелательно проводить измерения в дождь или туман, при конденсации влаги на поверхностях оборудования. КИ некоторых материалов, используемых в энергетике, приведены в таблице № 2.

Коэффициент излучения зависит не только от вида материала, но и от угла наблюдения и шероховатости поверхности. Причем зависимость от угла наблюдения имеет разный вид для металлов и диэлектриков. Если для диэлектриков она примерно подчиняется Закону Ламберта и имеет наибольшее значение при измерении по нормали, то измерение температуры поверхности большинства металлов наиболее эффективно производить под углом примерно 20-30°, где КИ максимален.

Таблица 2

Вид материала	Состояние поверхности	Температура, °С	Коэффициент излучения
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 токосъемниках, блестящая	20-100	0,3
	На токосъемниках, 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	700-600	0,8
	Оцинкованная	70	0,78
	Полированная	100	0,07
Асбест	Бумага	-	0,94
	Картон	20-700	0,74-0,88
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

Важным фактором, влияющим на точность измерений, является температура сторонней засветки при КИ меньших единицы. Энергетические объекты могут находиться в закрытых помещениях - где температура сторонней засветки сравнима с температурой воздуха в помещении. При проведении практических измерений необходимо учитывать влияние солнечного излучения и сторонней

засветки на результаты. Оно может проявиться двояко. Во-первых, это приводит к дополнительному нагреву контролируемого объекта, что может привести к неправильной трактовке результатов измерений. Во-вторых, это переотражение солнечного света, инфракрасного излучения окружающей среды или сторонних источников от контролируемой поверхности, что приводит к появлению ложных дефектов. Поэтому, тепловизионный контроль обычно проводят в вечернее или ночное время, при выключенном освещении или под разными углами наблюдения.

Существенное влияние на температуру контролируемого объекта может оказать ветер или обдув. Для примерной оценки снижения перепада температуры от изменения скорости ветра предлагается использовать формулу

$$\frac{\Delta T_2}{\Delta T_1} = \left| \frac{V_1}{V_2} \right|^{0.448}$$

где ΔT - превышение температуры объекта при скорости ветра V_1 ,

ΔT_2 - то же, при скорости ветра V_2

Данная формула справедлива для скорости воздуха 1-7 м/с. При скорости ветра свыше 8 м/с измерения проводить не рекомендуется.

На результаты измерений влияют также влажность, дождь, туман, снег. При попадании осадков на поверхность проводника происходит его остывание, а так же изменение КИ поверхности. Кроме этого, наличие взвешенных частиц в воздухе ослабляет сигнал от контролируемого объекта и ведет к занижению измеренной температуры.

Определенные искажения в связь температуры и величины токовой нагрузки вносит тепловая инерция, которая может составлять несколько часов. Поэтому связь между превышением температуры и токовой нагрузкой необходимо контролировать при постоянной токовой нагрузке, либо усреднять данные за большой промежуток времени.

3.3. Критерии оценки дефектности электрооборудования

Основным нормативным документом, регламентирующим использование пирометров и тепловизоров для контроля энергооборудования, является РД 34.45-51.300-97. Оценка состояния электрооборудования может проводиться по нормированным температурам нагрева, избыточной температуре, коэффициенту дефектности, изменению температуры во времени, сравнению температур с однотипными объектами и др.

Для токоведущих жил силовых кабелей и металлических соединений (за исключением контактных соединений) допустимые значения температуры нагрева и превышения температуры приведены в табл. 3.

Таблица 3

№	Контролируемое соединение	Допустимое значение	
		Температура нагрева, °С	Превышение температуры, °С
1	Токоведущие жилы силового кабеля в режиме длительном/аварийном при наличии изоляции:		
	а) из поливинилхлоридного пластика или полиэтилена	70/80	-
	б) из вулканизирующегося полиэтилена	90/130	-
	в) из резины	65/-	-
	г) из резины повышенной стойкости	90/-	-

	д) с пропитанной бумажной изоляцией при напряжении до: 1кВ 6 кВ 10 кВ	80/80 65/75 60/-	-
2	Токоведущие металлические соединения (за исключением контактных соединений):		
	а) не изолированные	120	80
	б) изолированные с изоляцией классов нагревостойкости по ГОСТ 8865-93:		
	А	100	60
	В	130	90
	Е	120	80
	F	155	115
	Н	180	140
	У	90	50

Степень неисправности токоведущих соединений, приведенных в табл. 3, если нет превышения допустимого значения, определяется через коэффициент дефектности:

$$K_d = t_{изм} / t_{раб},$$

где: K_d — коэффициент дефектности соединения;

$t_{изм}$ — измеренная температура на дефектном участке;

$t_{раб}$ — измеренная температура на бездефектном участке шины.

При этом, если $K_d < 1,2$, то такое токоведущее соединение следует проверять периодически.

При $K_d = 1,2-1,5$ уже следует принять меры по устранению неисправности при ближайшей остановке электрооборудования на ремонт.

Значение $K_d > 1,5$ свидетельствует об аварийной ситуации и требует немедленного устранения неисправности.

Для контактных соединений различного назначения и условий эксплуатации допустимые значения температуры нагрева или превышения температуры узла над окружающей температурой приведены в табл. 4.

Таблица 4

№	Контролируемое соединение	Допустимое значение	
		Температура нагрева, °С	Превышение температуры, °С
1	Контакты из меди и медных сплавов:		
	- без покрытия, в воздухе/изоляционном масле	75/80	35/40
	- посеребренные или никелированные, в воздухе/масле	105/90	65/50
	- с покрытием оловом, в воздухе/масле	90/90	50/50
2	Металлокерамические вольфрамо- и молибденосодержащие в изоляционном масле	85	45
3	Аппаратные выводы из меди, алюминия и их сплавов, предназначенные для соединения с внешними проводниками		
	- без покрытия	90	50
	- с покрытием оловом, никелем, серебром	105	65

4	Болтовые контактные соединения из меди, алюминия и их сплавов:		
	- без покрытия, в воздухе/изоляционном масле	90/100	50/60
	- с покрытием оловом, в воздухе/ масле	105/100	65/60
	- с покрытием никелем или серебром, в воздухе/масле	115/110	75/60
5	Соединения устройств РПН силовых трансформаторов из меди и её сплавов при работе на воздухе/масле:		
	- с нажатием болтами	-	40/25
	- с нажатием пружинами	-	20/10
6	Коллекторы и контактные кольца при изоляции классов нагревостойкости:		
	А/Е/В	-	60/70/80
	Г/Н	-	90/100
7	Подшипники скольжения/качения	80/100	-

Данные в табл. 4 приведены для значения тока, равного **номинальному**.

Оценка состояния контактов и болтовых соединений при половине (**50%**) от номинальной нагрузки проводится по следующим критериям:

- при избыточной температуре **5-10 °С** предполагается, что изделие находится в **начальной стадии** развития дефекта и требует последующего контроля и устранения дефекта при проведении планового ремонта;
- при избыточной температуре **10-30 °С** считается, что имеем дело с **развивающимся** дефектом, который необходимо устранить при ближайшем выводе оборудования из работы;
- при избыточной температуре **более 30 °С** дефект считается **аварийным** и требует немедленного его устранения.

ИК контроль энергетического оборудования при токовой нагрузке **менее 0.3 I_{ном}** позволяет выявить дефекты только на поздних стадиях их развития или аварийных.

Необходимо отметить, что на практике специалистами ряда энергосистем разработаны свои критерии оценки состояния контактных соединений энергооборудования. Так, в работе Полякова предложены следующие критерии отбраковки контактных соединений:

- при избыточной температуре до 1 °С - норма;
- до 5 °С - ранняя стадия дефекта, требует последующего контроля;
- до 35 °С - начальная стадия развития дефекта;
- до 85 °С - сильно развитый дефект. Срок устранения до 3-х месяцев.
- Свыше 85 °С аварийный дефект. Срок устранения до 1 месяца.

В работе Сидоренко (АО «Новгородэнерго») используются аналогичные критерии отбраковки, за исключением пункта «до 5°С», который считается нормой. В обеих вышеуказанных работах не указан уровень нагрузки, что возможно воспринять как критерии при номинальной нагрузке. Как видно из сравнения критерии в РД97 более жесткие.

Нормативным документом (РД97) установлены сроки тепловизионного контроля в зависимости от типа оборудования от одного раза в год до одного раза в шесть лет. ИК контроль может проводиться как по прямому измерению температуры объектов, находящихся в зоне видимости, так и косвенным методом по температуре кожуха, внутри которого находится контролируемый объект. При этом объект может охлаждаться. В этом случае оценка состояния контролируемого объекта производится путем сравнения измеренных значений температуры контролируемого объекта со значением температуры аналогичного заведомо исправного оборудования.

При косвенном контроле ИК-диагностика является вспомогательным методом контроля. Выявленные дефекты должны подтверждаться другими методами.

3.4. Диагностика силовых трансформаторов

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.);
- нарушения в работе охлаждающих систем (маслонасосов, фильтров, вентиляторов и т.д.) 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.

Сложности ИК диагностики трансформаторов 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, 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. 1.

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 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.

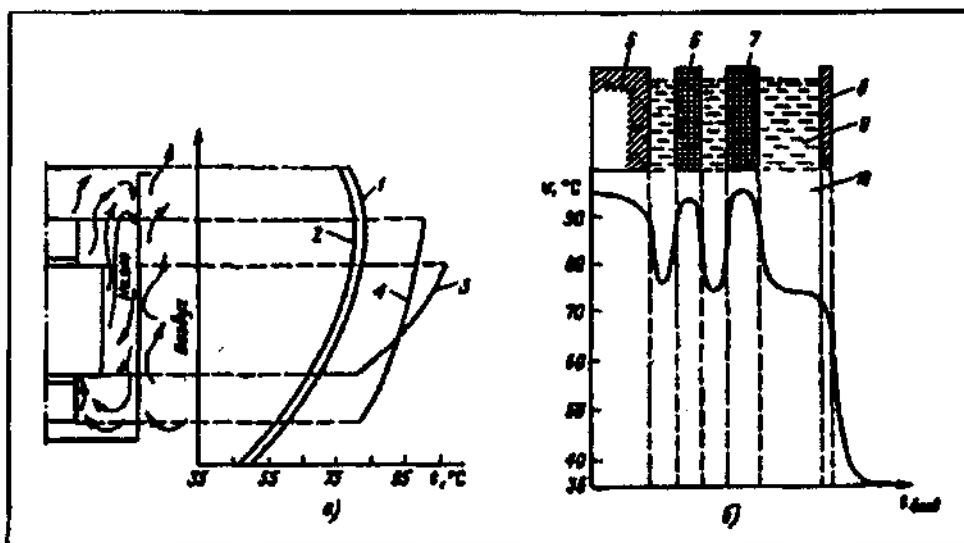


Рис. 1. Характер изменения температуры в силовом трансформаторе; а—изменение температуры по высоте; б—распределение температуры в горизонтальном сечении
1 - температура масла; 2 — температура стенок бака; 3 — температура обмотки; 4 — температура магнитопровода; 5 — магнитопровод; 6 — обмотка НН; 7 —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

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.

• 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.

- **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.

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.

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**

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 маслонасоса и трубопроводов работающего трансформатора практически одинакова. При появлении неисправности в маслонасосе (трения крыльчаток, витковое замыкание в обмотке электродвигателя и т.п.) температура на поверхности корпуса маслонасоса 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. Контактор переключающего устройства размещается в отдельном кожухе, расположенном на стенке бака трансформатора и залитом маслом.

Контроль состояния контактов переключателя, ввиду его глубинного 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.

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 объемами 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.

3.5. Устройство масляных силовых трансформаторов (для примера)

Общие сведения

Трансформатор силовой масляный трехфазный двухобмоточный ТРДН мощностью 63 000 кВ·А предназначен для преобразования трехфазного переменного тока с номинальным напряжением 115 кВ в трехфазный переменный ток с номинальным напряжением 6,3/6,3; 6,3/10,5 или 10,5/10,5 кВ при частоте 50 Гц и рассчитан на работу в открытых электроустановках.

Структура условного обозначения ТРДН-63000/110 У1:

Т - трехфазный;

Р - расщепленная обмотка НН;

Д - принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла;

Н - с устройством РПН;

63000 - мощность, кВ·А;

110 - класс напряжения обмотки ВН, кВ;

У1 - климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89.

Условия эксплуатации

Трансформаторы в части воздействия климатических факторов внешней среды должны соответствовать группе условий эксплуатации М2 ГОСТ 17516.1-90. Требования техники безопасности по ГОСТ 12.2.007.2-75, ГОСТ 12.2.003-74, ГОСТ 12.2.024-76, ГОСТ 12.1.004-91.

Трансформатор соответствует ГОСТ 12965-93. ГОСТ 12965-93

Номинальная мощность, МВ·А - 63

Номинальное напряжение обмоток, кВ:

ВН - 115

НН - 6,3/6,3; 10,5/10,5; 6,3/10,5

Схема и группа соединения обмоток - $Y_n/\square-\square-11-11$

Потери холостого хода, кВт - 50,0

Потери КЗ, кВт - 245

Напряжение КЗ, %: ВН-НН - 10,5

ВН-НН₁(НН)₂ - 20

НН₁-НН₂ - 30

Ток холостого хода, % - 0,5

Регулирование напряжения - РПН+9х1,78%

Масса, кг: трансформаторного масла - 22 000

транспортная - 72 600 , полная - 87 500

Допуск на напряжение КЗ составляет + 10%, на потери КЗ +10%, на потери холостого хода +15%, на ток холостого хода +30%, на суммарные потери +10%.

Изоляция линейного конца обмоток ВН, НН₁ и НН₂ выдерживает испытательные напряжения - импульсные, промышленной частоты 50 Гц в соответствии с ГОСТ 1516.1-76, а изоляция нейтрали обмоток ВН выдерживает испытательные напряжения полной волны 200 кВ, промышленной частоты 50 Гц - 100 кВ. Нейтраль обмоток ВН глухо заземлена. Допускается работа трансформатора с незаземленной нейтралью при условии ее защиты специальным разрядником или разрядниками с характеристиками, соответствующими испытательным напряжениям нейтрали.

Допускаемые нормы нагрева и стойкость при коротком замыкании соответствуют ГОСТ 11677-85, нагрузочная способность определяется ГОСТ 11677-85 и ГОСТ 14209-85. По заказу потребителя трансформаторы изготавливаются с вводами нормального исполнения (категория А) и усиленного исполнения (категория Б) по ГОСТ 9920-89. Гарантийный срок работы трансформатора устанавливается по ГОСТ 11677-85.

Конструкция и принцип действия

Магнитная система шихтованной конструкции, трехстержневая, однорамная выполняется из рулонной электротехнической стали с изоляционным покрытием. Прессовка стержней осуществляется бандажами из стеклоленты, прессовка ярм - ярмовыми балками, стянутыми стальными полубандажами. Магнитная система заземляется через ярмовые балки на бак трансформатора. Обмотки цилиндрические размещены на стрижнях остова концентрически.

Обмотки ВН соединены в звезду, обмотки НН₁-НН₂ - в треугольник. Встроенные трансформаторы тока предназначены для максимальной и дифференциальной токовой защиты и приборов измерений. Трансформатор снабжен: на линейных вводах ВН двумя трансформаторами тока типа ТВМ-110, в нейтрали ввода - двумя трансформаторами тока типа ТВТ-35М. На стороне НН устанавливаются вводы. Охлаждение трансформатора осуществляется радиаторами, каждый из которых обдувается двумя вентиляторами. Мощность электродвигателя вентилятора типа 4АА63А4ТРУ1 равна 0,25 кВт. Дутьевая установка питается от трехфазной сети напряжением 380 или 220 В. Трансформатор снабжен шкафом автоматического управления дутьем типа ШД-2.

Расширитель соединяется трубопроводом с баком трансформатора и имеет стрелочный маслоуказатель. На трансформатор устанавливаются воздухоосушитель, клапан предохранительный, фильтр термосифонный, датчики термометров манометрических, коробка зажимов сборная, реле газовое регулятора напряжения, реле газовое трансформатора. Бак трансформатора разъемный, колокольного типа. Подъем активной части трансформатора производится за проушины в верхних ярмовых балках, подъем верхней части бака или полностью собранного трансформатора за подъемные приспособления. Для перемещения в пределах подстанции трансформатор снабжен поворотными катками с ребрами. Трансформатор снабжается лестницей.

Габаритные и установочные размеры трансформатора типа ТРДН-63000/110 У1 приведены на рис. 2. Регулирование напряжения под нагрузкой (РПН) осуществляется переключателем устройством с приводом на стороне ВН.

Габаритные и установочные размеры трансформатора:

- 1 - бак;
- 2 - ввод НН;
- 3 - ввод ВН;
- 4 - установка трансформаторов тока ввода ВН;
- 5 - установка трансформаторов тока ввода "О" ВН;
- 6 - ввод "О" ВН;
- 7 - расширитель;
- 8 - маслоуказатель стрелочный;
- 9 - лестница;
- 10 - термосифонный фильтр;
- 11 - радиатор;
- 12 - сборная коробка зажимов;
- 13 - шкаф ШД-2;
- 14 - датчик термометра;
- 15 - газовое реле трансформатора;
- 16 - РПН;
- 17 - газовое реле регулятора напряжения;
- 18 - воздухоосушитель;
- 19 - предохранительный клапан;
- 20 - привод РПН

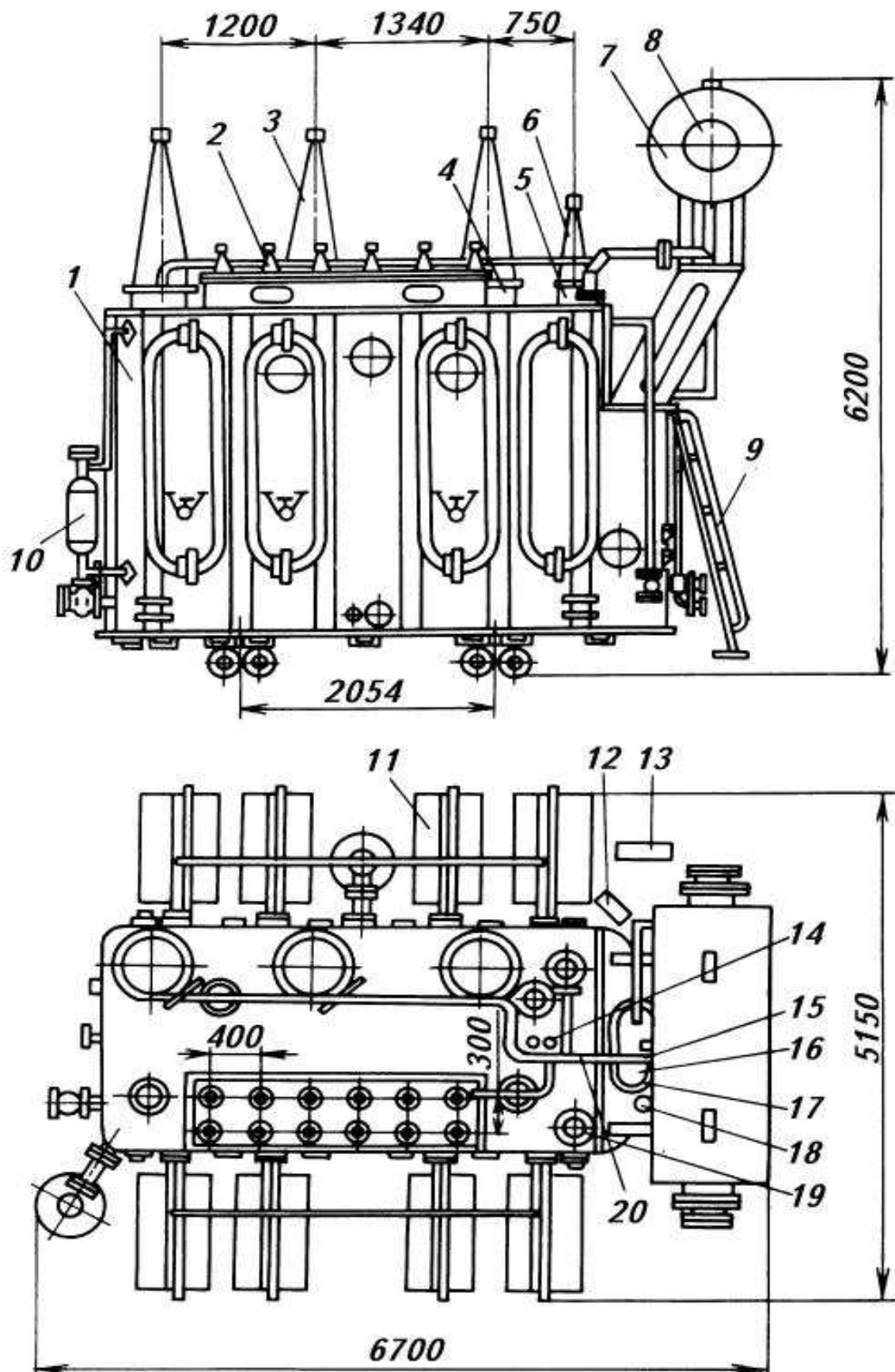


Рис. 2. Габаритные и установочные размеры трансформатора ТРДН-63000/110

4. Проведение тепловизионного обследования электрооборудования (для примера в Отчет)

Тепловизионное обследование электрооборудования подстанций ПГВ «Н», ПГВ «А» и ПГВ «С» ОАО "Вххх" было проведено 3 и 4 февраля 2010 г. Все объекты обследования расположены в специальных закрытых помещениях с искусственным освещением, что исключает влияние мешающих внешних факторов окружающей среды на результаты термографирования. До проведения термографирования электроустановки были осмотрены на предмет выявления следов грязи, пыли, масла, ржавчины и наличие др. дефектов на поверхностях для исключения ошибочных результатов при проведении анализа. В результате осмотра данные факторы обнаружены не были, **все электрооборудование содержится в нормальном состоянии.**

Поверхности бака трансформаторов, систем охлаждения и др. узлы окрашены однотонной краской без следов повреждений, что способствует созданию условий для обеспечения одинаковой излучательной способности поверхностей трансформаторов.

ИК-приемная камера при термографировании оборудования располагалась по нормали к обследуемой поверхности. Съемка велась со штатива, в отдельных случаях с руки. При невозможности охвата устройства контролем одним кадром, термографирование проводилось в режиме покадровой регистрации термоизображений с наложением кадров друг на друга не менее 20 % размера кадра. При этом расстояние до объекта не изменялось, а угол обзора не превышал 30 градусов от нормали. Размеры помещений позволяли проводить термографирование на расстоянии от 1 до 20 метров от обследуемых устройств.

Для исключения влияния внутреннего освещения на результаты термографирования обследование проводилось при дежурном освещении, либо с разных точек.

В процессе основной работы было снято **500** термограмм. Все полученные термограммы были обработаны с помощью программного комплекса в палитре 25 цветов (RGB), позволяющей наиболее наглядно представить распределение температурного поля поверхности объекта.

В правой части термограмм приведена температурная шкала, соответствующая цветовой палитре.

Перечень обследованного электрооборудования приведен в таблицах **5 и 6.**

Таблица 5

Наименование оборудования	Тип оборудования
ПГВ-А	
Разъединитель ЛР-110 ВЛ Ф-А	РНД-110
Масляный выключатель ВЛ Ф-А	У-110
Разъединитель ШР 1 с.ш. ВЛ Ф-А	РНД-110
Масляный выключатель СМВ-110	У-110
Разъединитель ШР 1 с.ш. СМВ-110	РНД-110
Разъединитель ШР 1 с.ш. трансформатора № 1	РНД-110
Отделитель ОД трансформатора № 1	ОД-110
Трансформатор № 1	ТРДН-63000/110
Разъединитель нуля трансформатора № 1	ЗОН-110
Разъединитель ЛР-110 ВЛ П-А	РНД-110
Масляный выключатель ВЛ П-А	У-110
Разъединитель ШР 2 с.ш. ВЛ П-А	РНД-110
Разъединитель ШР2 с.ш. СМВ-110	РНД-110
Разъединитель ШР 2 с.ш. трансформатора № 2	РНД-110
Отделитель ОД трансформатора № 2	ОД-110
Трансформатор № 2	ТРДН-63000/110
Разъединитель нуля трансформатора № 2	ЗОН-110
ПГВ-Н	
Разъединитель ЛР-110 ВЛ Ф-Н	РНД-110
Масляный выключатель ВЛ Ф-Н	У-110
Разъединитель ШР 1 с.ш. ВЛ Ф-Н	РНД-110
Масляный выключатель СМВ-110	У-110
Разъединитель ШР 1 с.ш. СМВ-110	РНД-110

Разъединитель ШР 1 с.ш. трансформатора № 1	РНД-110
Отделитель ОД трансформатора № 1	ОД-110
Трансформатор № 1	ТРДЦН-63000/110
Разъединитель нуля трансформатора № 1	ЗОН-110
Разъединитель ЛР-110 ВЛ П-Н	РНД-110
Масляный выключатель ВЛ П-Н	У-110
Разъединитель ШР 2 с.ш. ВЛ П-Н	РНД-110
Разъединитель ШР 2 с.ш. СМВ-110	РНД-110
Разъединитель ШР 2 с.ш. трансформатора № 2	РНД-110
Отделитель ОД трансформатора № 2	ОД-110
Трансформатор № 2	ТРДН-63000/110
Разъединитель нуля трансформатора № 2	ЗОН-110
ПГВ-С	
Разъединитель ЛР-110 ВЛ Ф-С	РНД-110
Масляный выключатель ВЛ Ф-С	У-110
Разъединитель ШР 1 с.ш. ВЛ Ф-С	РНД-110
Масляный выключатель СМВ-110	У-110
Разъединитель ШР 1 с.ш. СМВ-110	РНД-110
Разъединитель ШР 1 с.ш. тр-ра № 1	РНД-110
Отделитель ОД трансформатора № 1	ОД-110
Трансформатор № 1	ТРДН-40000/110
Разъединитель нуля трансформатора № 1	ЗОН-110
Разъединитель ЛР-110 ВЛ П-С	РНД-110
Масляный выключатель ВЛ П-С	У-110
Разъединитель ШР 2 с.ш. ВЛ П-С	РНД-110
Разъединитель ШР 2 с.ш. СМВ-110	РНД-110
Разъединитель ШР 2 с.ш. трансформатора № 2	РНД-110
Отделитель ОД трансформатора № 2	ОД-110
Трансформатор № 2	ТРДН-40000/110
Разъединитель нуля трансформатора № 2	ЗОН-110

Таблица 6

Наименование оборудования		
ПГВ-А РУ-6кВ № 1 с. 1		
Яч.42 Н Л-1	Яч.6 ТЭС Л-1	
Яч.44 РП-8 - РП-9 Л-3	Яч.10 РП-115	
Яч.46 РП-80 Л-1	Яч.14 СД-3500 № 2	
Яч.48 РП-104 Л-1	Яч.16 СД-3200 № 5	
Яч.50 Ввод тр. №1 сек. 1	Яч.17 ТН сек. 1	
Яч.52 Ввод тр. №2 сек. 2	Яч.18 ТН сек. 2	
ПГВ-А РУ-6кВ № 1 с. 2		
Яч.39 Тр-р с/р № 3	Яч.1 СД-3500 № 3	
Яч.43 Город Л-1	Яч.3 РП-47 Л-1	
Яч.45 Фид. 45-1	Яч.5 Город Л-1	
Яч.49 РП-100 Л-2	Яч.7 РП-44 Л-1	
Яч.51 РП-9 Л-1	Яч.9 СД-3500 № 4	
Яч.53 СМВ сек.1-2	Яч.11 РП-50 Л-1	
ПГВ-А РУ-6кВ № 1 с. 3		Яч.13 СВУ сек. 1-2
Яч.58 Ввод тр-р № 1 сек. 3	Яч.15 СД-5000 № 4	
ПГВ-А РУ-6кВ № 2 с. 3		
Яч.60 Ввод тр-р № 2 сек. 4	Яч.20 СД-5000 № 1	
Яч.62 Город Л-4	Яч.22 СД-5000 № 2	
Яч.64 РП-100 Л-1	Яч.26 СД-5000 № 3	

Яч.70 Тр-р с/р № 4	Яч.28 СМВ сек. 3-4
ПГВ-А РУ-6кВ №1 с. 4	Яч.30 СД-3500 № 1
Яч.55 РП-8 - РП-9 Л-4	Яч.36 ТЭС Л-2
Яч.57 РП-9 Л-2	ПГВ- РУ-6кВ № 2 с. 4
Яч.59 Фид. 59-2	Яч.19 РП-50 Л-2
Яч.61 РП-80 Л-2	Яч.21 РП-47 Л-2
Яч.63 РП-104 Л-2	Яч.23 Город Л-2
Яч.65 Неверово Л-2	Яч.25 РП-44 Л-2
Яч.69 ТН сек. 4	Яч.27 СД-5000 № 6
Яч.71 ТН сек. 3	Яч.29 СВУ сек. 3-4
ПГВ-А РУ-6кВ № 2 с. 1	Яч.31 СД-5000 № 5
Яч.4 РП-40 Л-1 тр-р с/р № 2	Яч.33 РП-40 Л-2 тр-р с/р № 1
РП-153 реактор СД-3000 № 2	ПГВ-Н ТСН № 1
РП-181 реактор СД-3000 поз. 101	ПГВ-Н ТСН № 2

Кроме перечисленного оборудования на каждой ПГВ были обследованы линейные вводы, опорные и подвесные изоляторы, трансформаторы напряжения, вентильные разрядники, высокочастотные заградители, реакторы, контактные соединения ошиновки ЗРУ и присоединений к линейным выводам аппаратов, вводы масляных выключателей и проходные вводы.

5. Анализ состояния оборудования по результатам тепловизионного обследования

5.1. ПГВ «А»

• Линейные вводы

На рис. 3 приведена часть термограмм обследованных вводов. Дефектов, связанных с перегревом в местах подсоединения внешних проводников к зажимам вводов не обнаружено. На поверхностях крышек локальных нагревов не выявлено. При пофазном сравнении отклонений не зафиксировано.

• Разъединители и отделители

Нагрева элементов контактной системы не выявлено. Термограммы приведены на рис. 4.

• Высокочастотные заградители

Дефектов в виде короткозамкнутых витков и нагретых контактных соединений не выявлено. Термограммы приведены на рис. 3.

• Масляные выключатели

Контактные соединения вводов не содержат тепловых аномалий. На поверхности баков локальных нагревов не обнаружено. При пофазном сравнении отклонений не выявлено.

• Подвесные и опорные изоляторы

При ИК-контроле дефектов не выявлено.

• Трансформаторы напряжения

Отклонений в состоянии ТН не выявлено. Локальных нагревов не зафиксировано. Термограммы приведены на рис. 4.

• Вентильные разрядники

Термограммы приведены на рис. 5. Верхние элементы нагреты одинаково во всех фазах. Распределение температуры на поверхности крышек по элементам фазы равномерное и соответствует исправно работающему.

• Силовые трансформаторы

Анализ полученных термограмм отдельных конструктивных элементов трансформаторов Т1 и Т2 (рис. 6) отклонений в их работе не выявил. Наибольшая зафиксированная температура поверхности бака (в верхних слоях масла) соответствует показаниям встроенного термометра контроля масла и не превышает установленных норм. Перепад температур по высоте бака не превышает 30°C. Температурных аномалий на поверхности бака трансформаторов и его конструктивных элементах не выявлено.

- **вводы ВН и НН** – в норме.
- **система охлаждения и регенерации масла** – нарушения циркуляции масла через радиатор за счёт зашламления и образования воздушных пробок не выявлено. Уровень масла в расширительном баке не менее 50%. Электродвигатели вентиляторов работают в штатном режиме. Температура масла на входе и выходе термосифонного фильтра отличается незначительно за счет малой нагрузки на трансформаторах и слабой циркуляции масла через него.
- **внутренние дефекты** – на поверхности бака не проявлены.
- **магнитные поля рассеивания** – очагов возникновения магнитных полей рассеивания и локальных зон нагрева от них не выявлено
- **контактные соединения** – в норме

- **Реакторы**

Отклонений в работе не выявлено.

- **Контактные соединения**

Дефектов, связанных с состоянием контактных соединений, не выявлено.

- **Электрооборудование ЗРУ-6 кВ №1, 2**

Обследование оборудования ЗРУ отклонений в их работе не выявило. Нагревов в соединениях и изоляторах сборных и соединительных шин не зафиксировано.

Заключение: В результате проведенного тепловизионного обследования электрооборудования ПГВ «А» и последующего анализа полученных термограмм, дефектов, влияющих на надежную эксплуатацию оборудования, не выявлено. Целесообразно провести дополнительное обследование при увеличении нагрузки и изменении параметров окружающей среды (температуры, влажности в зависимости от обследуемых аппаратов).

5.2. ПГВ «Н»

- **Линейные вводы**

На рис. 7 (А, Б, В, Г) приведена часть термограмм обследованных вводов. Дефектов в процессе анализа не обнаружено. На поверхностях крышек локальных нагревов не выявлено. При пофазном сравнении отклонений не зафиксировано.

- **Разъединители и отделители**

Нагрева элементов контактной системы не выявлено. Одна из термограмм приведена на рис. 7 (В), 8 (В, Ж).

- **Высокочастотные заградители**

Дефектов в виде короткозамкнутых витков и нагретых контактных соединений не выявлено. Термограммы приведены на рис. 7 (Д, Е, Ж).

- **Масляные выключатели**

Контактные соединения вводов не содержат тепловых аномалий. На поверхности баков локальных нагревов не обнаружено. При пофазном сравнении отклонений не выявлено. Часть термограмм приведена на рис. 11-2 (А, Б, В).

- **Подвесные и опорные изоляторы**

При ИК-контроле дефектов не выявлено. Часть термограмм приведена на рис. 8 (В, Ж).

- **Трансформаторы напряжения**

Отклонений в состоянии ТН не выявлено. Локальных нагревов не зафиксировано. Температура крышек в каждой фазе отличается незначительно. Термограммы приведены на рис. 8 (Б, Е).

- **Вентильные разрядники**

Термограммы приведены на рис. 8 (А, Д). Верхние элементы нагреты одинаково во всех фазах. Распределение температуры на поверхности крышек по элементам фазы равномерное и соответствует исправно работающему.

- **Силовые трансформаторы**

Анализ полученных термограмм отдельных конструктивных элементов трансформаторов Т1 и Т2 (рис. 9, 10) отклонений в их работе не выявил. Температура поверхности бака (в верхних слоях масла) соответствует показаниям встроенного термометра контроля масла и не превышает установленных норм. Перепад температур по высоте бака не превышает 25-30°C. Температурных

аномалий на поверхности бака трансформаторов и его конструктивных элементах не выявлено.

- **вводы ВН и НН** – в норме, без отклонений.

- **система охлаждения и регенерации масла** – нарушения циркуляции масла через радиатор за счёт зашламления и образования воздушных пробок не выявлено. Уровень масла в расширительном баке не менее 50%. Электродвигатели вентиляторов работают в штатном режиме. Термосифонные фильтры в рабочем состоянии.

- **внутренние дефекты** – на поверхности бака не проявлены.

- **магнитные поля рассеивания** – очагов возникновения магнитных полей рассеивания и локальных зон нагрева от них не выявлено

- **контактные соединения** – в норме

- **Реакторы**

Отклонений в работе не выявлено. Контактные соединения в норме.

- **Контактные соединения**

Дефектов, связанных с состоянием контактных соединений, не выявлено.

- **ТСН-1, ТСН-2**

На термограмме рис. 12А зафиксирован нагрев левого и среднего вводов ТСН-1. Избыточная температура составляет 40 °С. Необходимо проверить состояние болтового крепления шин к вводам и проверить на наличие перекоса фаз. Информация доведена до ответственного лица по эксплуатации оборудования.

- **Аккумуляторная**

Дефектов в контактных соединениях не выявлено. Термограммы приведены на рис. 12 (Г, Д, Е).

- **Щиты управления**

Выявлены 2 дефектных контактных соединения с повышенным нагревом. Информация доведена до ответственного лица по эксплуатации оборудования. Термограммы приведены на рис. 12 (А-Б, В).

- **Реакторы СД-3000 РП-153, РП-181**

Зафиксирован дефект контактных соединений в начальной стадии на реакторе РП-153 и развивающийся дефект контактного соединения реактора РП-181.

Информация доведена до обслуживающего персонала.

Заключение: В результате проведенного тепловизионного обследования электрооборудования ПГВ «Н» и последующего анализа полученных термограмм, дефектов, влияющих на надежную эксплуатацию оборудования 110 кВ, не выявлено. Целесообразно провести дополнительное обследование при увеличении нагрузки и изменении параметров окружающей среды (температура, влажность в зависимости от обследуемых аппаратов).

С дефектами, обнаруженными на электрических аппаратах по напряжению 6 кВ и 0,4 кВ, были ознакомлены ответственные за эксплуатацию специалисты непосредственно при проведении обследования.

5.3. ПГВ «С»

- **Линейные вводы**

На рис. 13 (А, В) приведена часть термограмм обследованных вводов. Дефектов, связанных с перегревом в местах подсоединения внешних проводников к зажимам вводов не обнаружено. На поверхностях крышек локальных нагревов не выявлено. При пофазном сравнении отклонений не зафиксировано.

- **Разъединители и отделители**

Нагрева элементов контактной системы не выявлено. Термограммы приведены на рис. 13 (Б, Д).

- **Высокочастотные заградители**

Дефектов в виде короткозамкнутых витков и нагретых контактных соединений не выявлено. Термограммы приведены на рис. 13Д.

- **Масляные выключатели**

Контактные соединения вводов не содержат тепловых аномалий. На поверхности баков локальных нагревов не обнаружено. При пофазном сравнении отклонений не выявлено. Характерные термограммы приведены на рис. 16 (А-Г).

- **Подвесные и опорные изоляторы**

При ИК-контроле дефектов не выявлено.

- **Трансформаторы напряжения**

Отклонений в состоянии ТН не выявлено. Локальных нагревов не зафиксировано. Термограммы приведены на рис. 13Ж и 16 (Е, З).

- **Вентильные разрядники**

Термограммы приведены на рис. 13 (Б, Г, Е). Верхние элементы нагреты одинаково во всех фазах. Распределение температуры на поверхности покрышек по элементам фазы равномерное и соответствует исправно работающему.

- **Силовые трансформаторы**

Анализ полученных термограмм отдельных конструктивных элементов трансформаторов Т1 и Т2 (рис. 14, 15) отклонений в их работе не выявил. Наибольшая зафиксированная температура поверхности крышки бака (в верхних слоях масла) соответствует показаниям встроенного термометра контроля масла и не превышает установленных норм. Перепад температур по высоте бака не превышает 25°C. Температурных аномалий на поверхности бака трансформаторов и его конструктивных элементах не выявлено.

- **вводы ВН и НН** – **Необходимо обратить внимание на вводы ВН фазы В трансформаторов Т1 (рис. 14А) и Т2 (рис. 15А).** Температура на поверхности покрышек равномерна по всей высоте, но отличается **на 2 °С** по сравнению с другими фазами. Необходимо провести дополнительное обследование при изменении нагрузки и внешних условий, в том числе другими методами, для выяснения причин их нагрева. Либо это связано с развивающимся дефектом ввода, либо с неравномерной нагрузкой по фазам.

Ввод НН трансформатора Т1 (рис. 15Е) **на 4 °С** выше соседних. Необходимо провести дополнительное обследование для установления причин нагрева.

- **система охлаждения и регенерации масла** – нарушения циркуляции масла через радиатор за счёт зашламления и образования воздушных пробок не выявлено. Уровень масла в расширительном баке и выхлопной трубе не менее 70%. Электродвигатели вентиляторов работают в штатном режиме. Термосифонные фильтры в исправном и рабочем состоянии.

- **внутренние дефекты** – на поверхности бака не проявлены.

- **магнитные поля рассеивания** – очагов возникновения магнитных полей рассеивания и локальных зон нагрева от них не выявлено

- **контактные соединения** – в норме, дефектов не выявлено.

- **Реакторы**

Отклонений в работе не выявлено. Для примера – термограмма на рис. 16Ж.

- **Контактные соединения**

Дефектов, связанных с состоянием контактных соединений, не выявлено.

- **Электрооборудование щитов управления**

На рис. 17 представлены термограммы выявленных дефектных контактных соединений (1, 2, 4), связанных, скорее всего, с некачественной опрессовкой наконечников. Нагрев не связан с перекосом фаз, так как зона нагрева находится непосредственно возле контакта.

На рис. 17.3 зафиксирована работа балластного керамического сопротивления в аварийном режиме с температурой на поверхности свыше 190 °С. Вероятная причина – неправильно выбран по мощности охлаждения.

Информация доведена до обслуживающего персонала.

Заключение: В результате проведенного тепловизионного обследования электрооборудования ПГВ «С» и последующего анализа полученных термограмм, дефектов, в целом влияющих на надежную эксплуатацию оборудования 110 кВ, не выявлено. Необходимо выяснить причины нагрева вводов ВН (фаза В) и НН трансформатора Т1 и ввода ВН (фаза В) трансформатора Т2.

С дефектами, обнаруженными на электрических аппаратах по напряжению 6 кВ и 0,4 кВ, были ознакомлены ответственные за эксплуатацию специалисты непосредственно при проведении обследования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения тепловизионного обследования электрооборудования ОАО «ВХХ» были получены объективные данные о состоянии и условиях эксплуатации электрических аппаратов ПГВ «А», ПГВ «Н» и ПГВ «С», выявлены особенности режимов их работы. В ходе обследования с выявленными дефектами сразу были ознакомлены ответственные за эксплуатацию лица. Рекомендуется проводить обследование электрооборудования не реже 1 раза в год, либо при значительном изменении режимов нагрузки.

В перспективе предприятие может организовать непрерывный мониторинг всего электрохозяйства с помощью системы ИК-диагностики.

Один из возможных принципов организации системы ИК диагностики в общем виде представлен на рис. 19 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 (ВЛЭ) определена лабораторией ИК-техники (ИКТ) с учетом опыта его эксплуатации, режима работы, внешних и других факторов и отражена в Нормах испытаний электрооборудования.



Рис.19. Принцип организации системы ИК диагностики

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, имеющих место во время 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 6 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.

эксперт 2 уровня, уд. № 1-10033-2008 от 22.04.08 г.

Р.С. Ахметов

Список литературы

1. РД34.45-51.300-97. Объём и нормы испытаний электрооборудования. РАО "ЕЭС России".
2. РД 153-34.0-20.363-99. Основные положения методики ИК-диагностики электрооборудования и высоковольтных линий. РАО "ЕЭС России".
3. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ. - 15-е издание. 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. Объём и нормы испытаний электрооборудования. М.: ЭНАС, 1998.
7. Бажанов С.А. Инфракрасная диагностика электрооборудования распределительных устройств, М. «Энергопрогресс», «Энергетик», 2000.
8. Алексеенко Г. В., Ашрятов А. К., Фрид Е. С. Испытания высоковольтных и мощных трансформаторов и автотрансформаторов. М.: Госэнергоиздат, 1962.
9. Трансформаторы силовые масляные мощностью от 25 до 2500 кВА на напряжение до 10 кВ. ОВП.460.020. Техническое описание. Инструкция по монтажу и эксплуатации.
10. ГОСТ 18353-79. Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов. М: Стандарты. 1979.
11. ГОСТ 23483-79. Контроль неразрушающий. Методы теплового вида. Общие требования. М.: Стандарты. 1979.
12. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов по результатам хроматографического анализа газов, растворённых в масле силовых трансформаторов», М. СПО ОРГРЭС, 1989г.
13. Анализ повреждений силовых трансформаторов за 1989-1991 г.г., М. СПО ОРГРЭС, 1993г.
14. Порудоминский В.В. Трансформаторы с переключением под нагрузкой, М. «Энергия», 1965г.
15. ГОСТ 8024-90. Аппараты и электротехнические устройства переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Нормы нагрева при продолжительном режиме работы и методы испытаний.
16. Анализ причин технологических нарушений в работе электроустановок». Выпуск 1/93, М. СПО «ОРГРЭС», 1994 г.
17. Анализ причин технологических нарушений в работе электроустановок за 1993 г., М. СПО ОРГРЭС, 1995г.
18. Козёлкин В.В, Усольцев И.Ф. Основы инфракрасной техники, М. Машиностроение, 1985г.
19. Стороженко В.А., Вавилов В.П., Волчек А.Д. Неразрушающий контроль качества промышленной продукции, Киев, Техника, 1988 г.
20. Ермолов И.Н., Останин Ю.Я. Методы и средства неразрушающего контроля качества, М. «Высшая школа», 1988 г.
21. Бажанов С.А. О выборе приборов инфракрасной техники, М. Энергетик №7, 1997 г.
22. Госсорг Ж. Инфракрасная термография. М.: Мир, 1988.

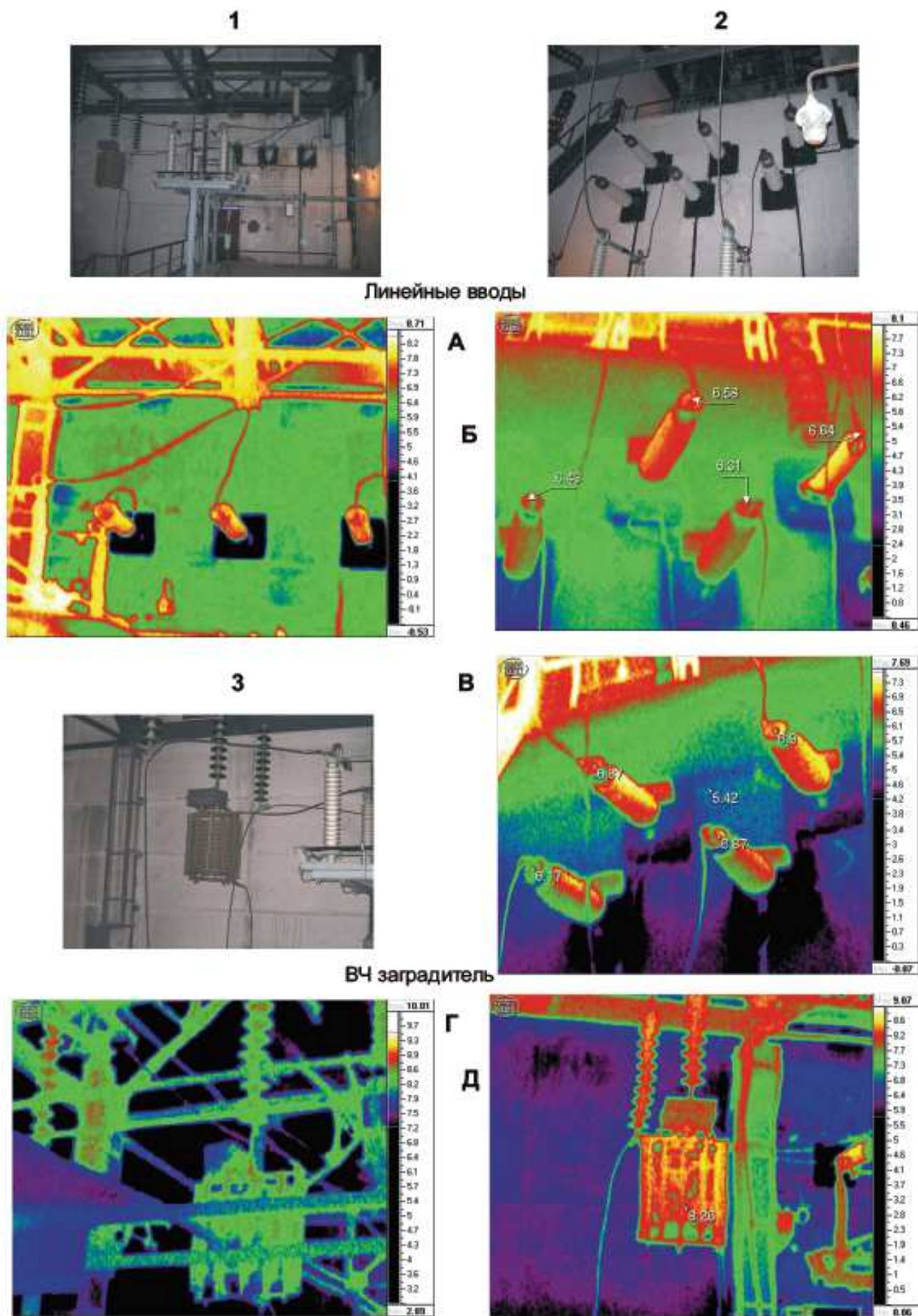
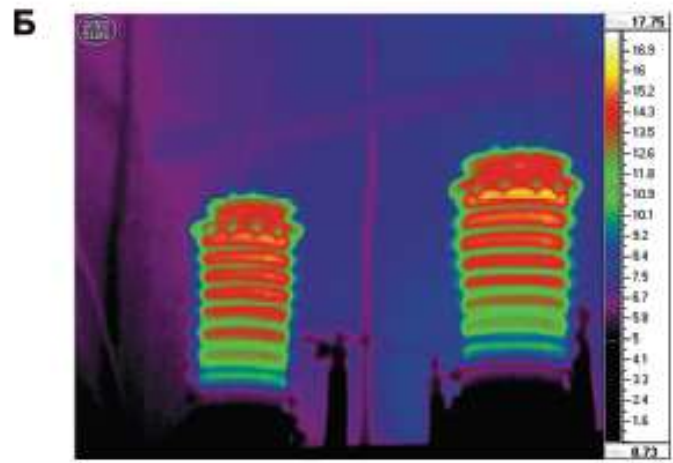
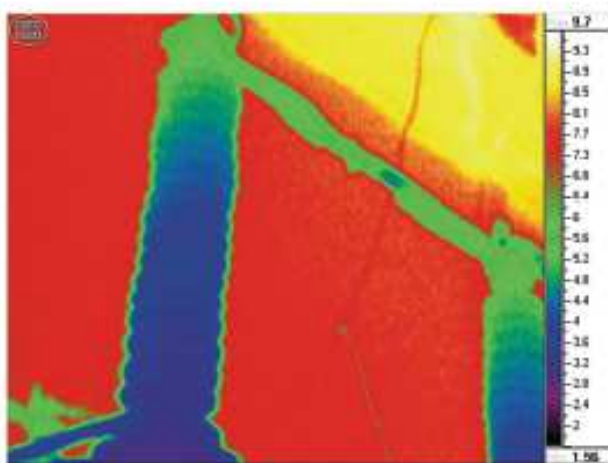
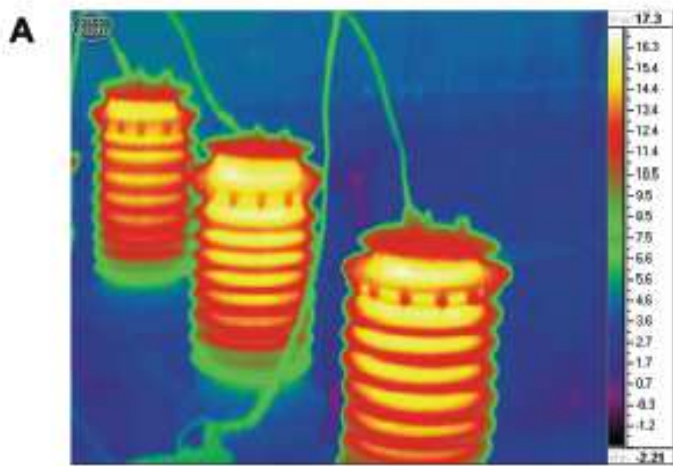
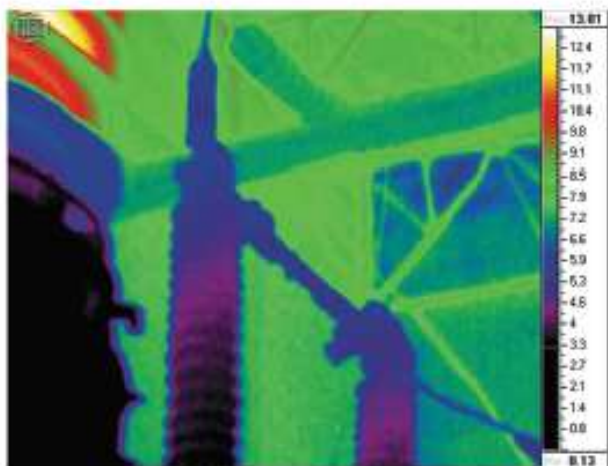


Рис. 3. Термограммы высоковольтных электрических аппаратов ПГВ "А"

1



2



Разъединители и опоры

Трансформаторы напряжения

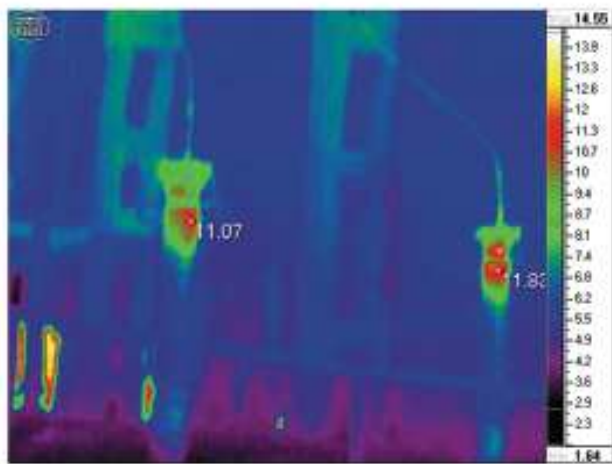
Рис. 4. Термограммы высоковольтных электрических аппаратов ПГВ "А"



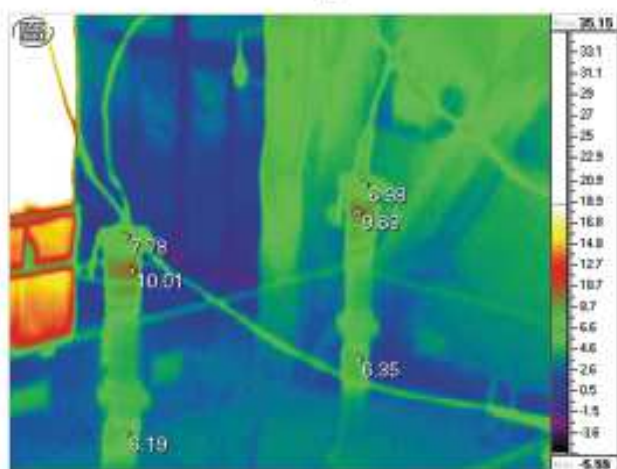
А



Б

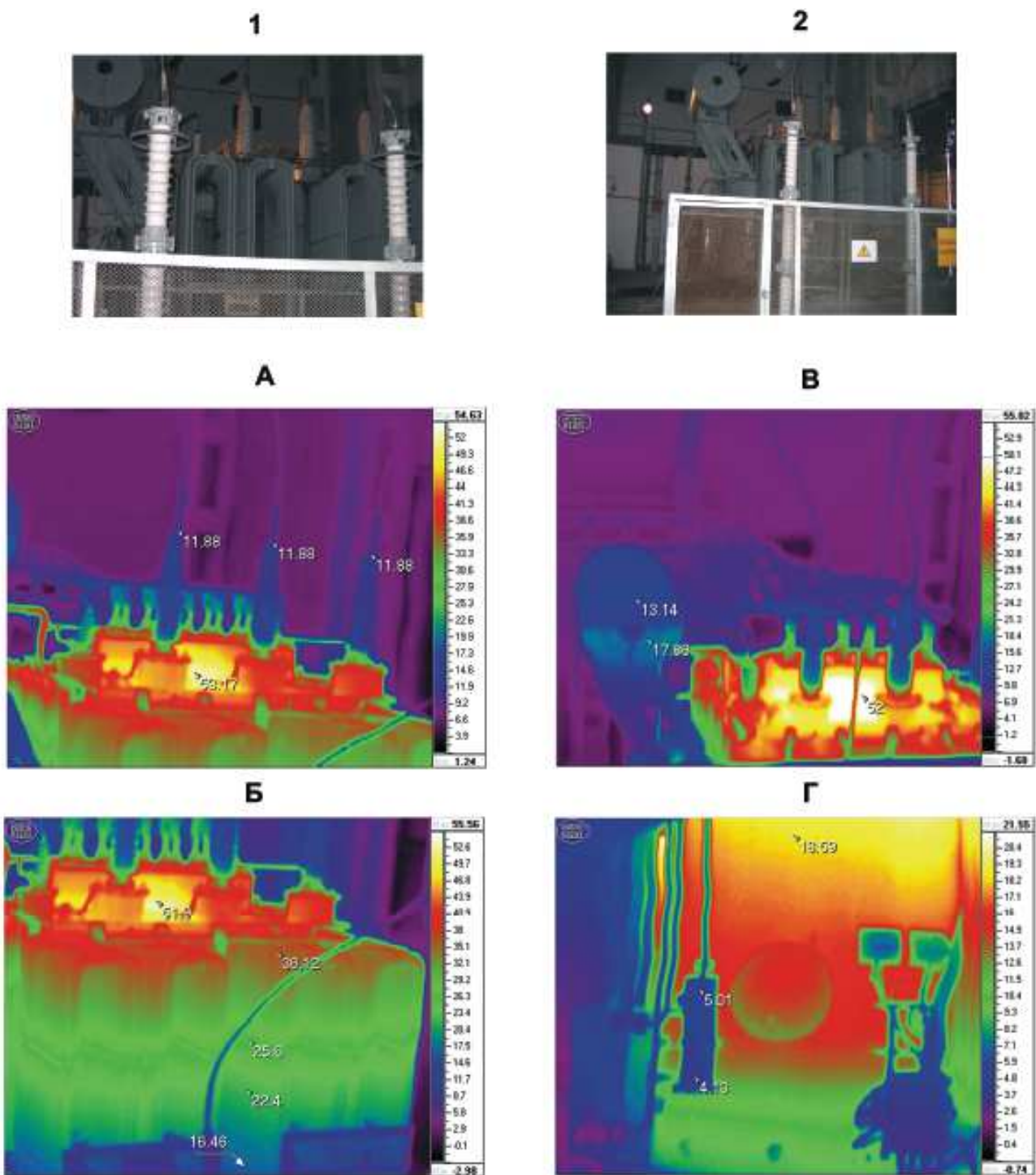


В



Вентильные разрядники

Рис. 5. Термограммы высоковольтных электрических аппаратов ПГВ "А"



Силовой трансформатор ТРДН-63000/110

Рис. 6. Термограммы фрагментов силового трансформатора ПГВ "А"

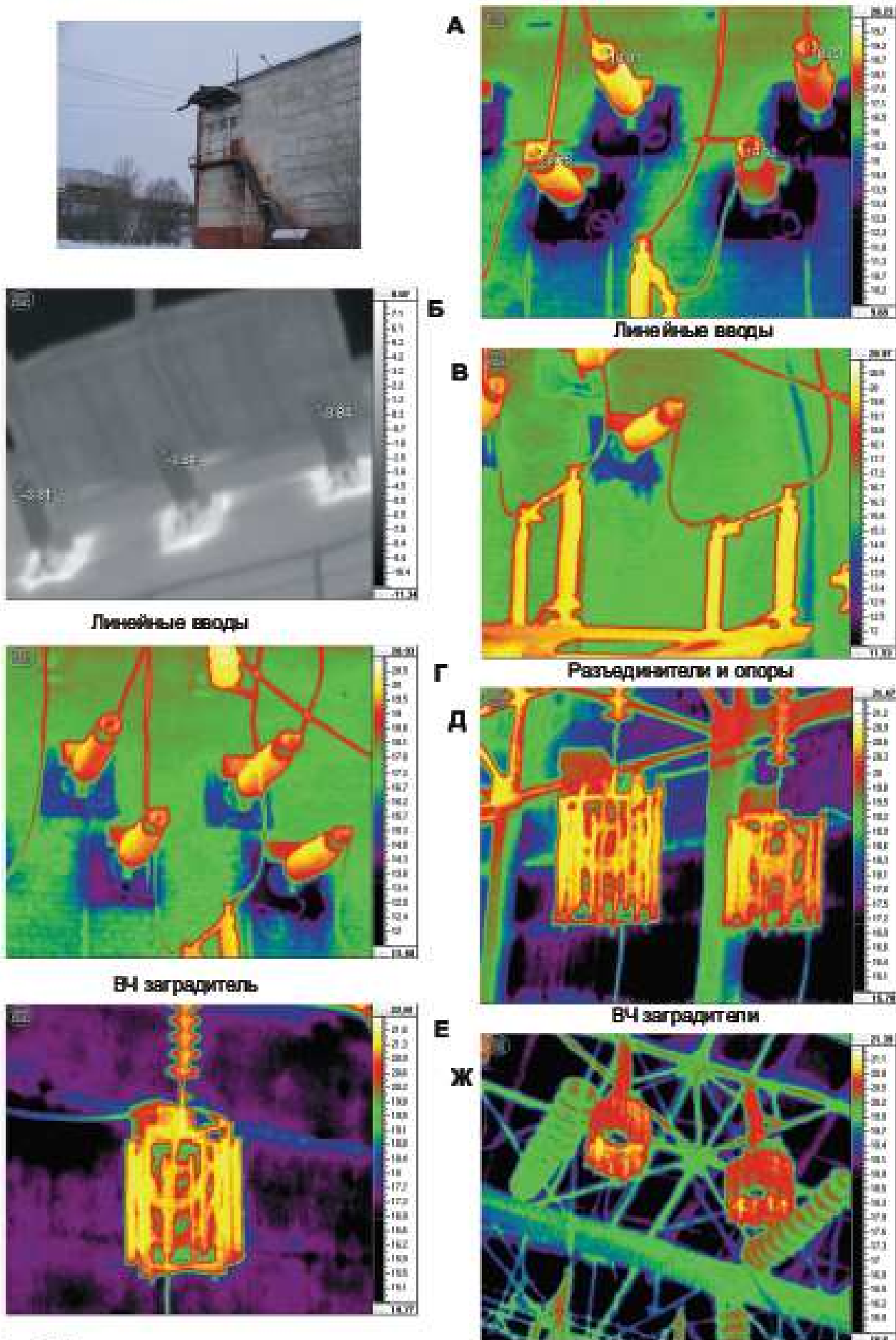


Рис. 7. Термограммы высоковольтных электрических аппаратов ПГВ "Н".

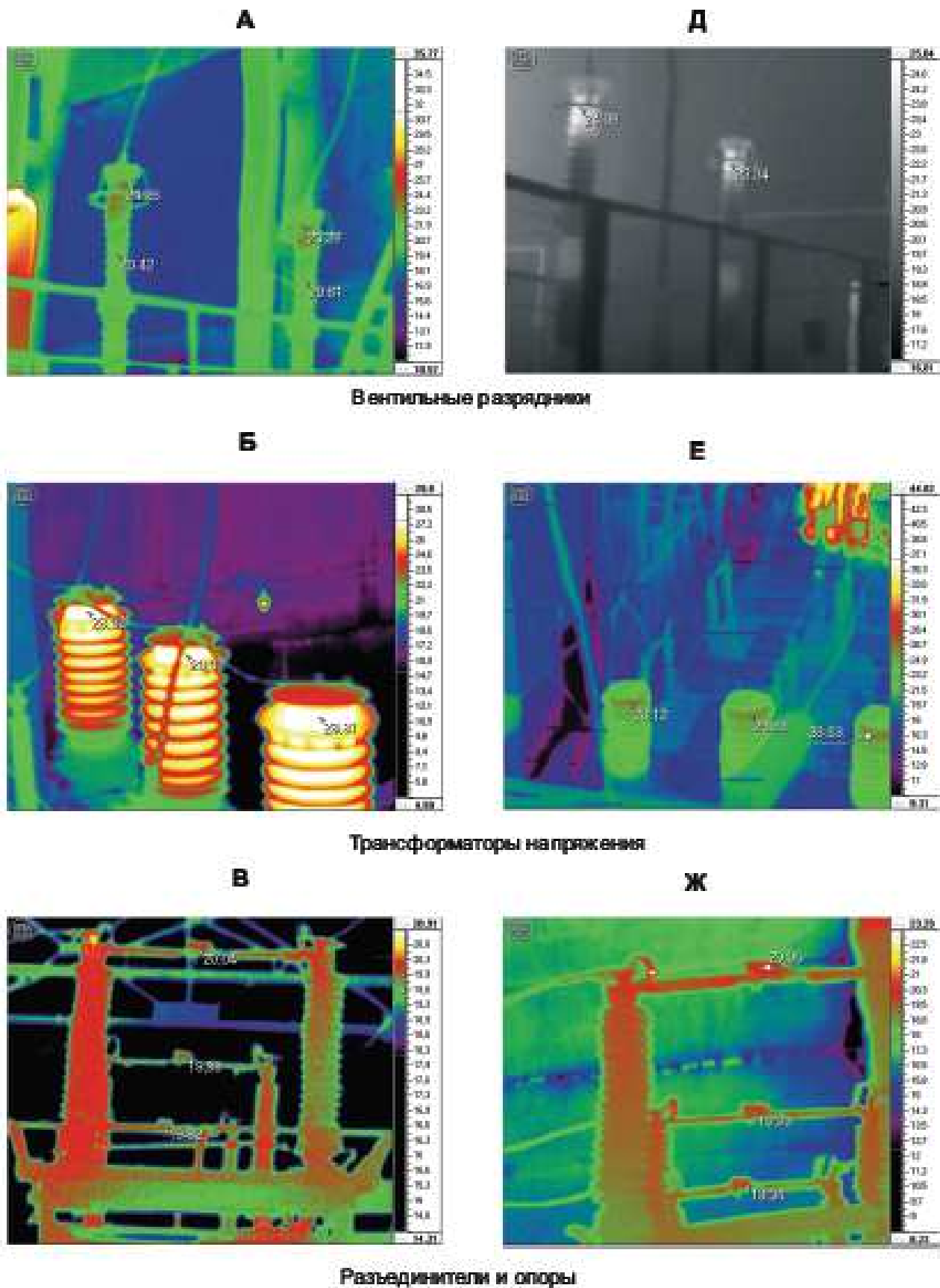


Рис. 8. Термограммы высоковольтных электрических аппаратов ПГВ "Н".

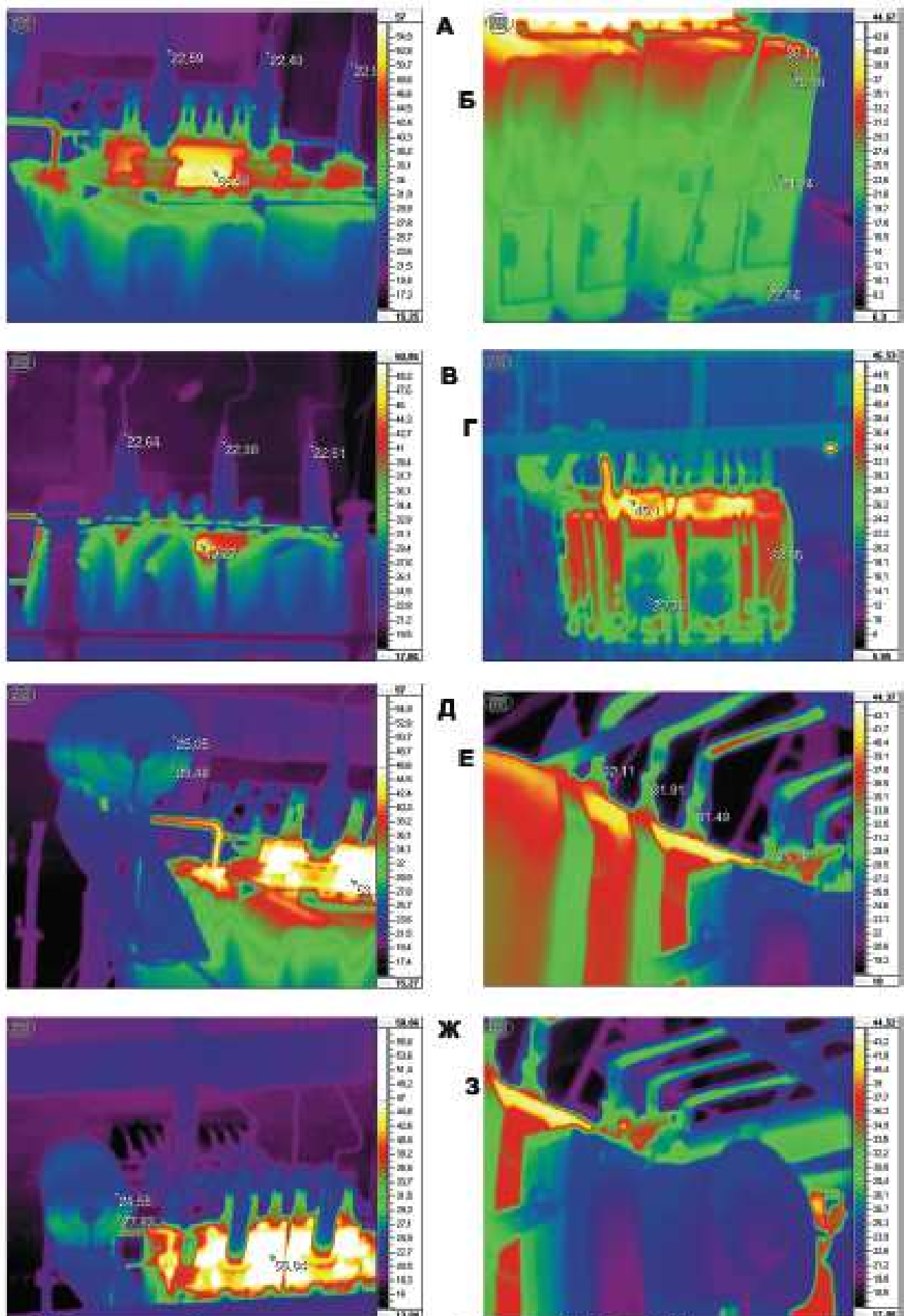


Рис. 9. Термограммы фрагментов силового трансформатора № 2 ПТВ "Н".

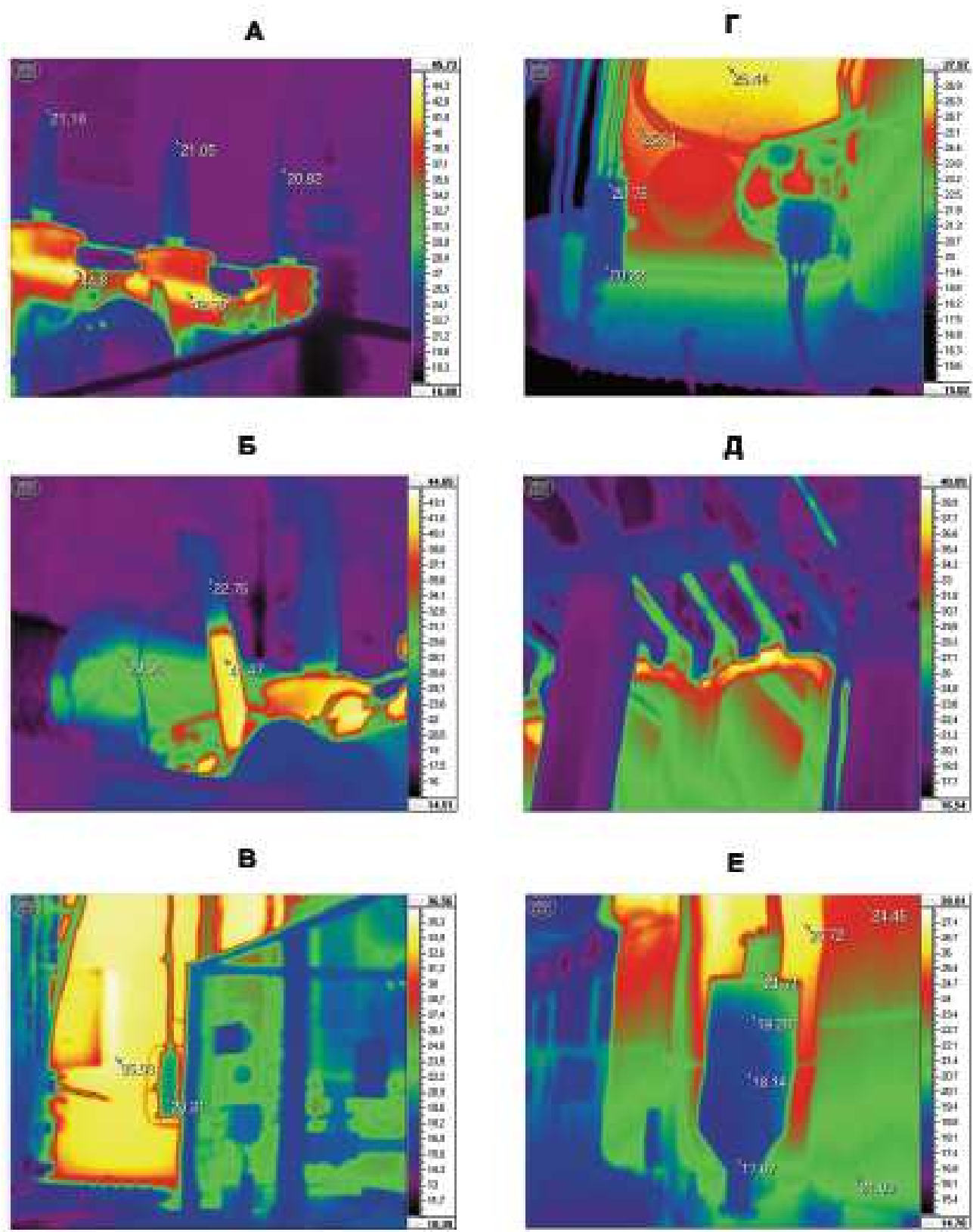


Рис. 10. Термограммы фрагментов силового трансформатора № 1 ПГВ "Н".

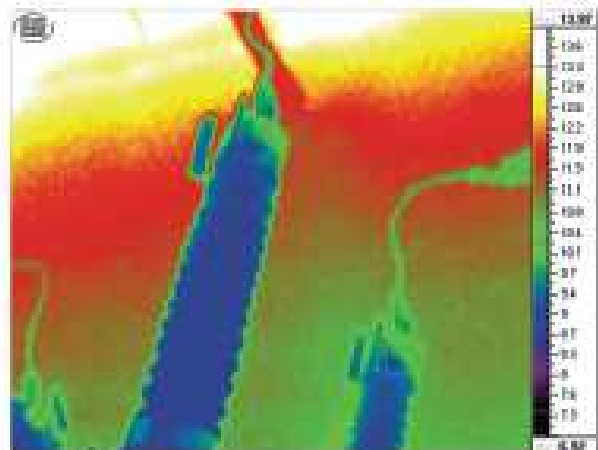
1



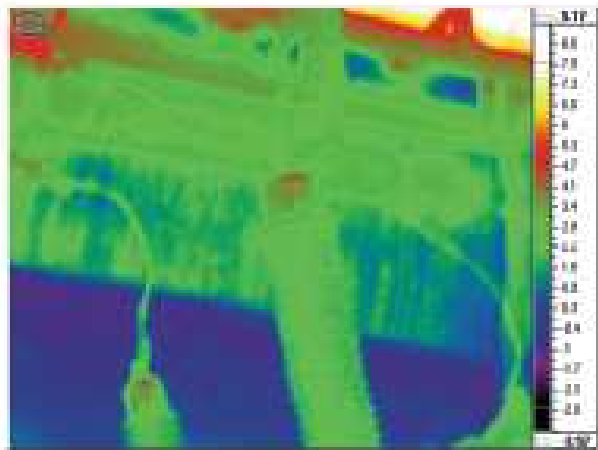
2



А



Б



Реакторы

В



Воды масляных выключателей

Рис. 11. Термограммы высоковольтных электрических аппаратов ПГВ "Н".

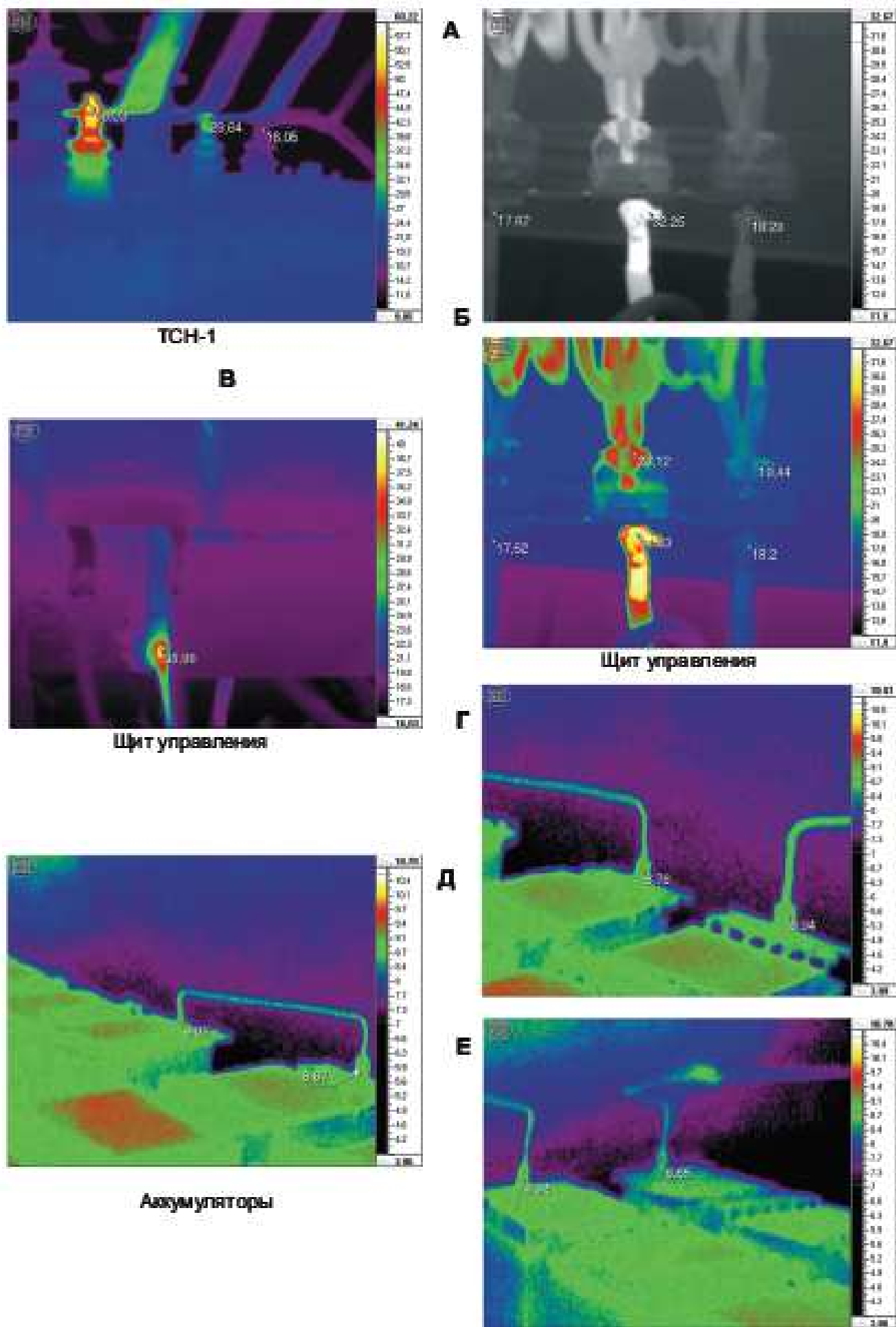


Рис. 12. Термограммы высоковольтных электрических аппаратов ПВЕ "НФ".

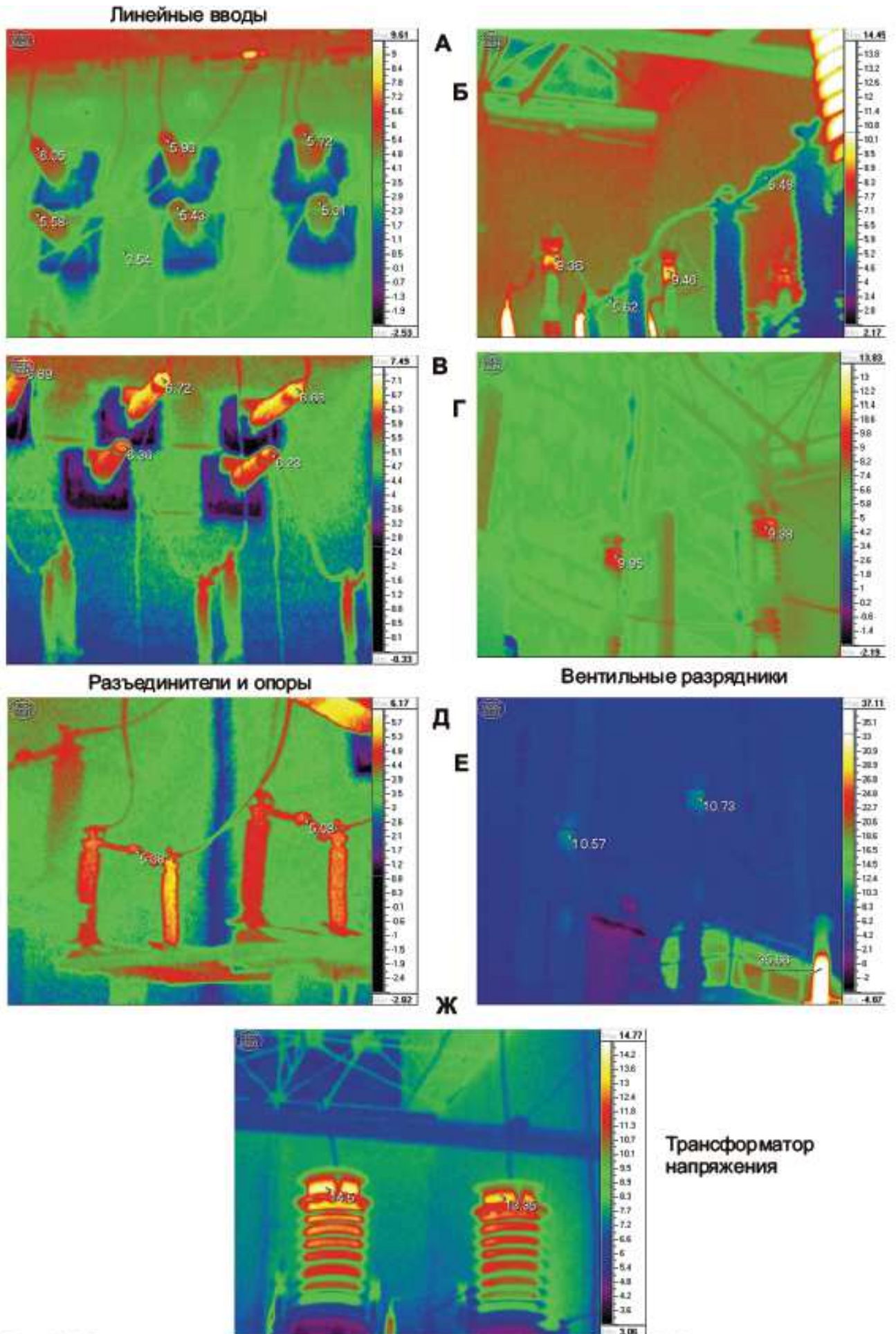
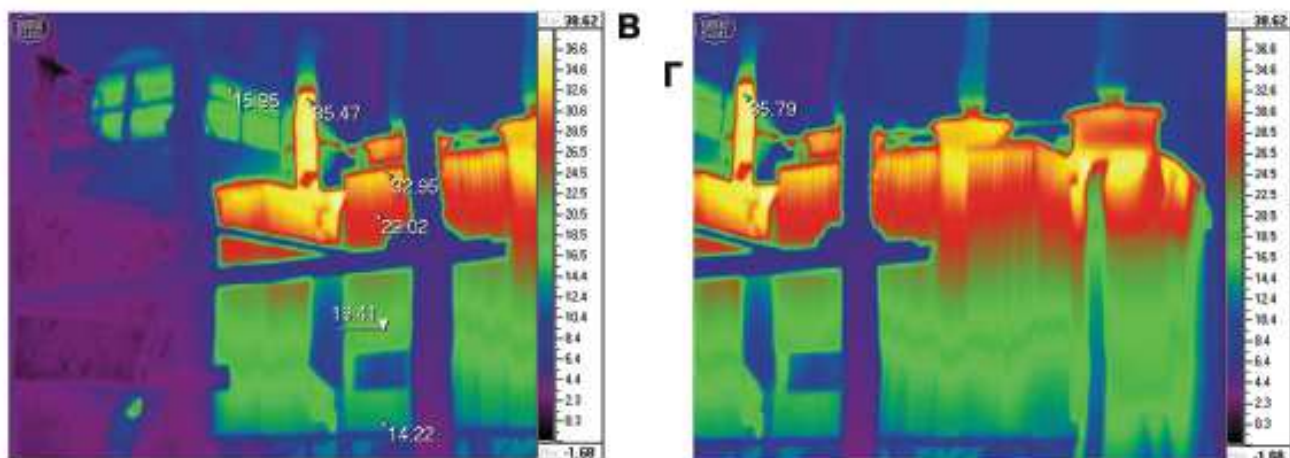
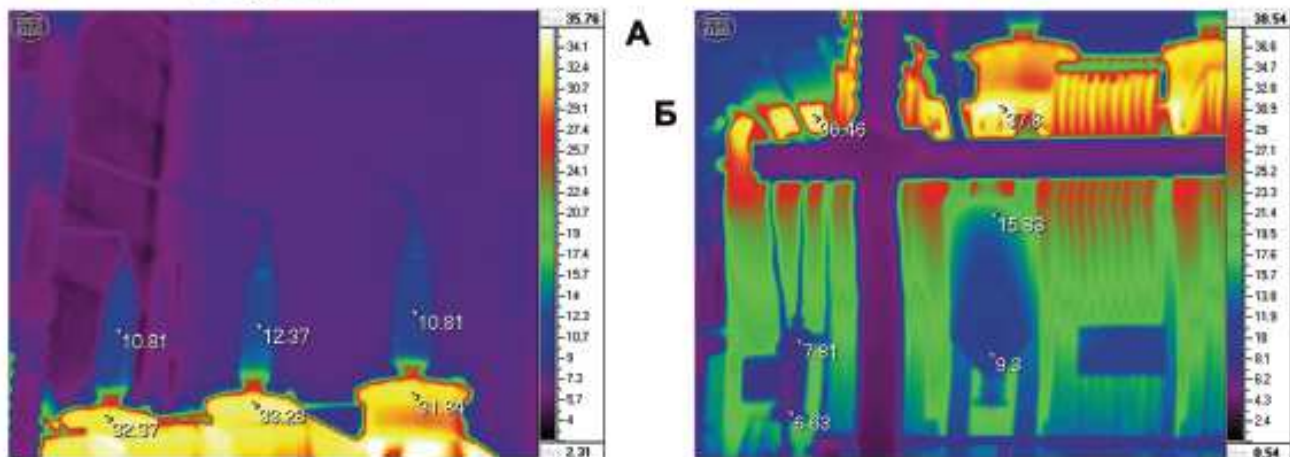


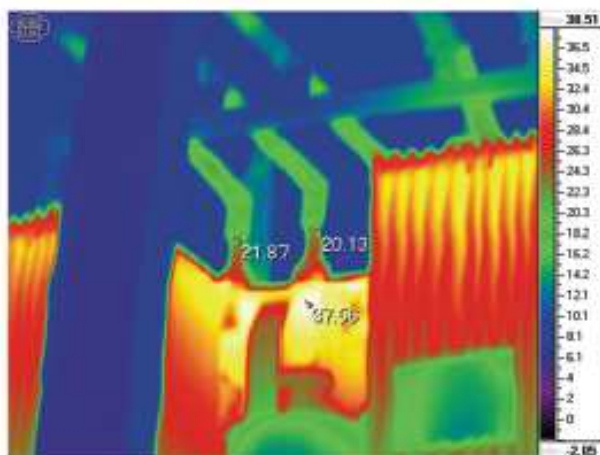
Рис. 13. Термограммы высоковольтных электрических аппаратов ПГВ "С"



Вводы ВН



Д



Вводы НН

Рис. 14. Термограммы фрагментов силового трансформатора № 2 ПГВ "С"

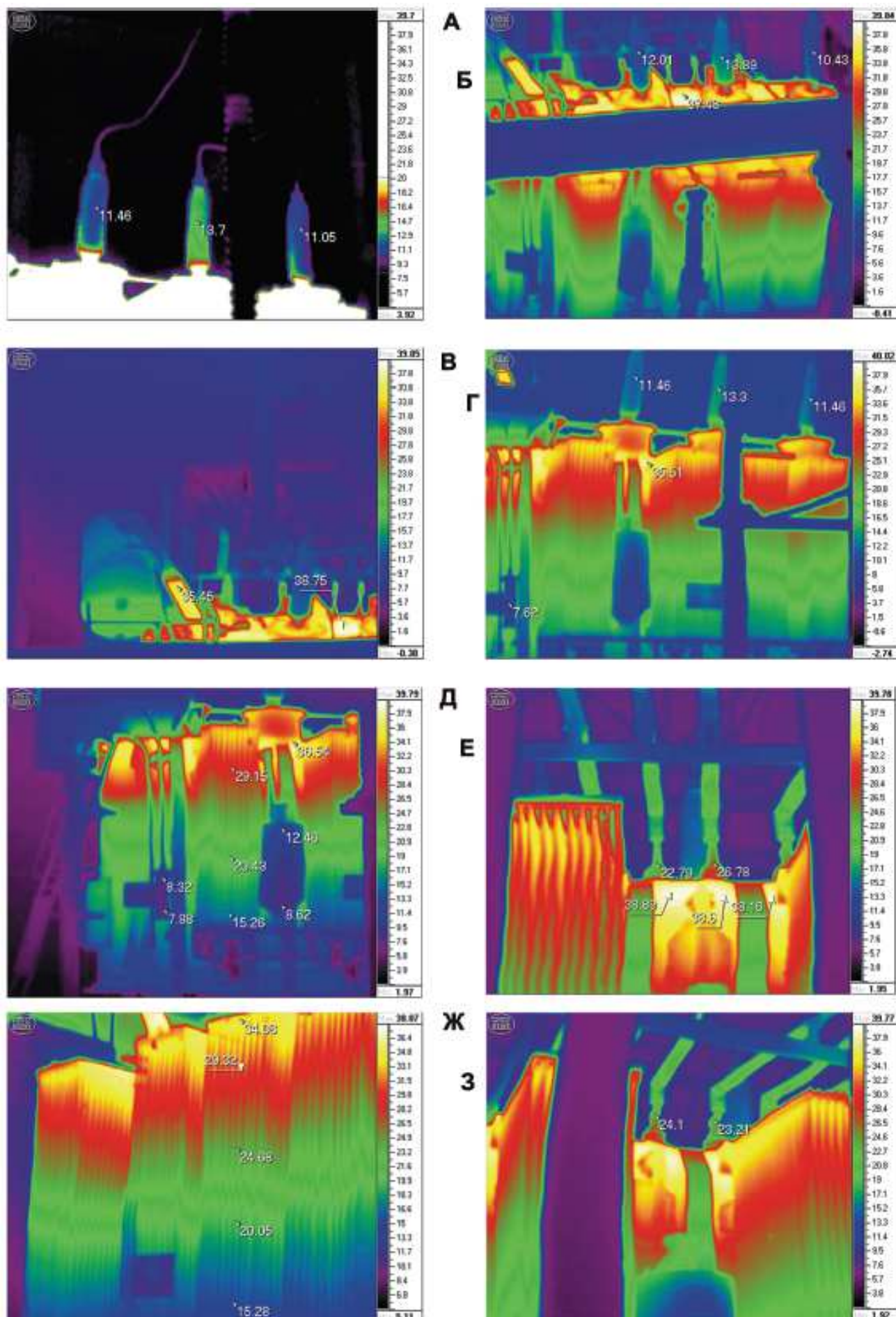


Рис. 15. Термограммы фрагментов силового трансформатора № 1 ПГВ "С"

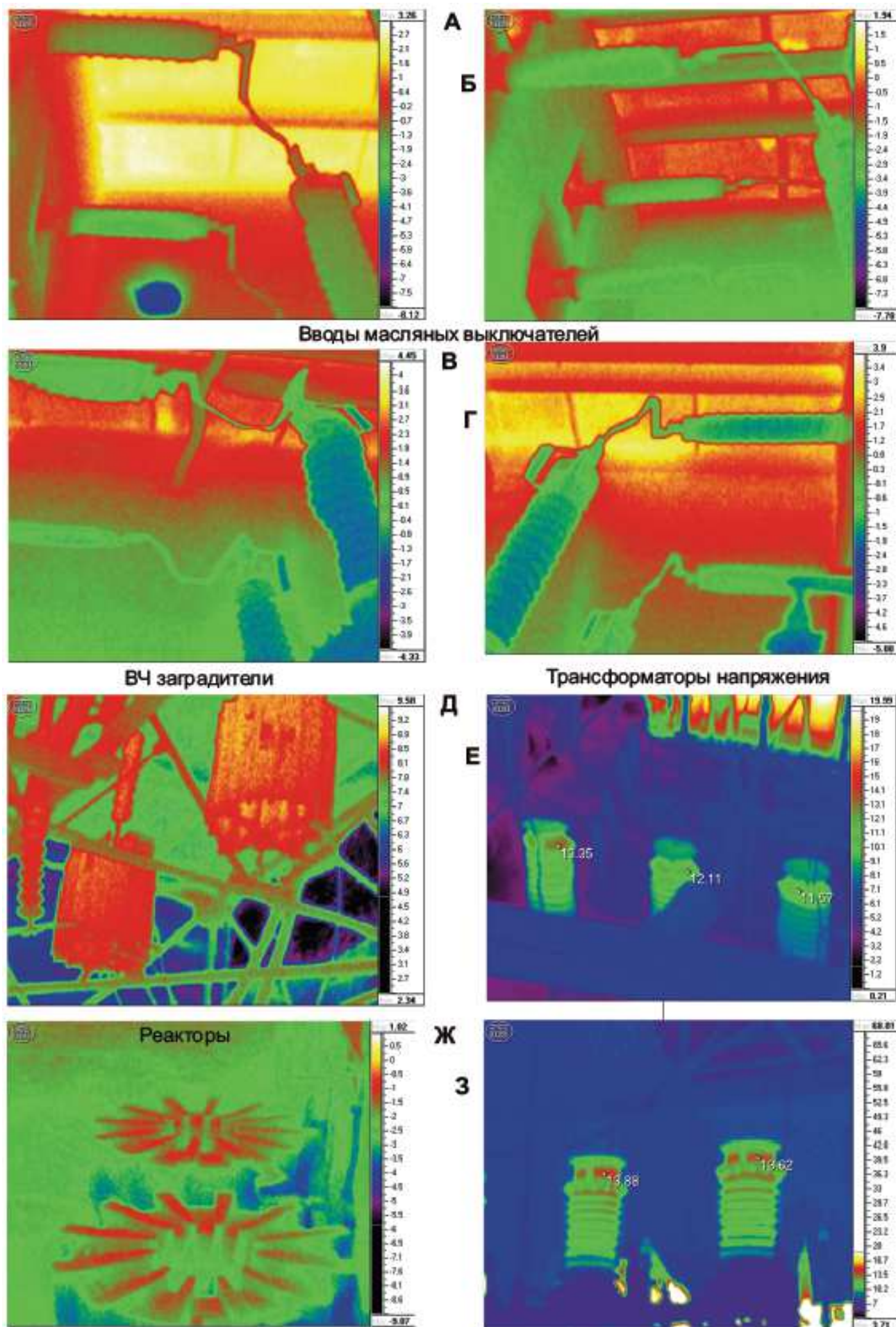


Рис. 16. Термограммы высоковольтных электрических аппаратов ПГВ "С"

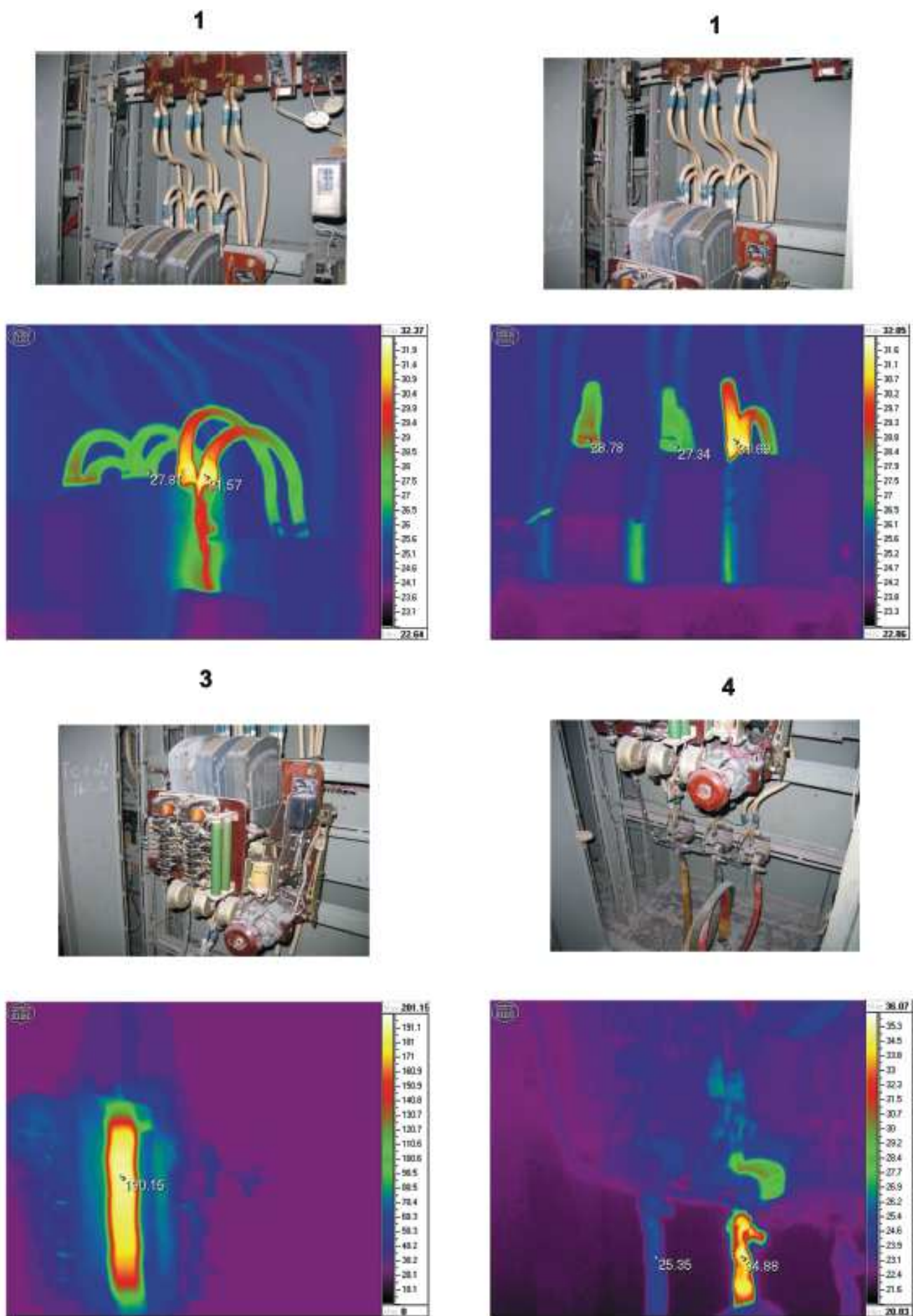


Рис. 17. Термограммы фрагментов электрооборудования 0,4 кВ щитов управления ПГВ "С"

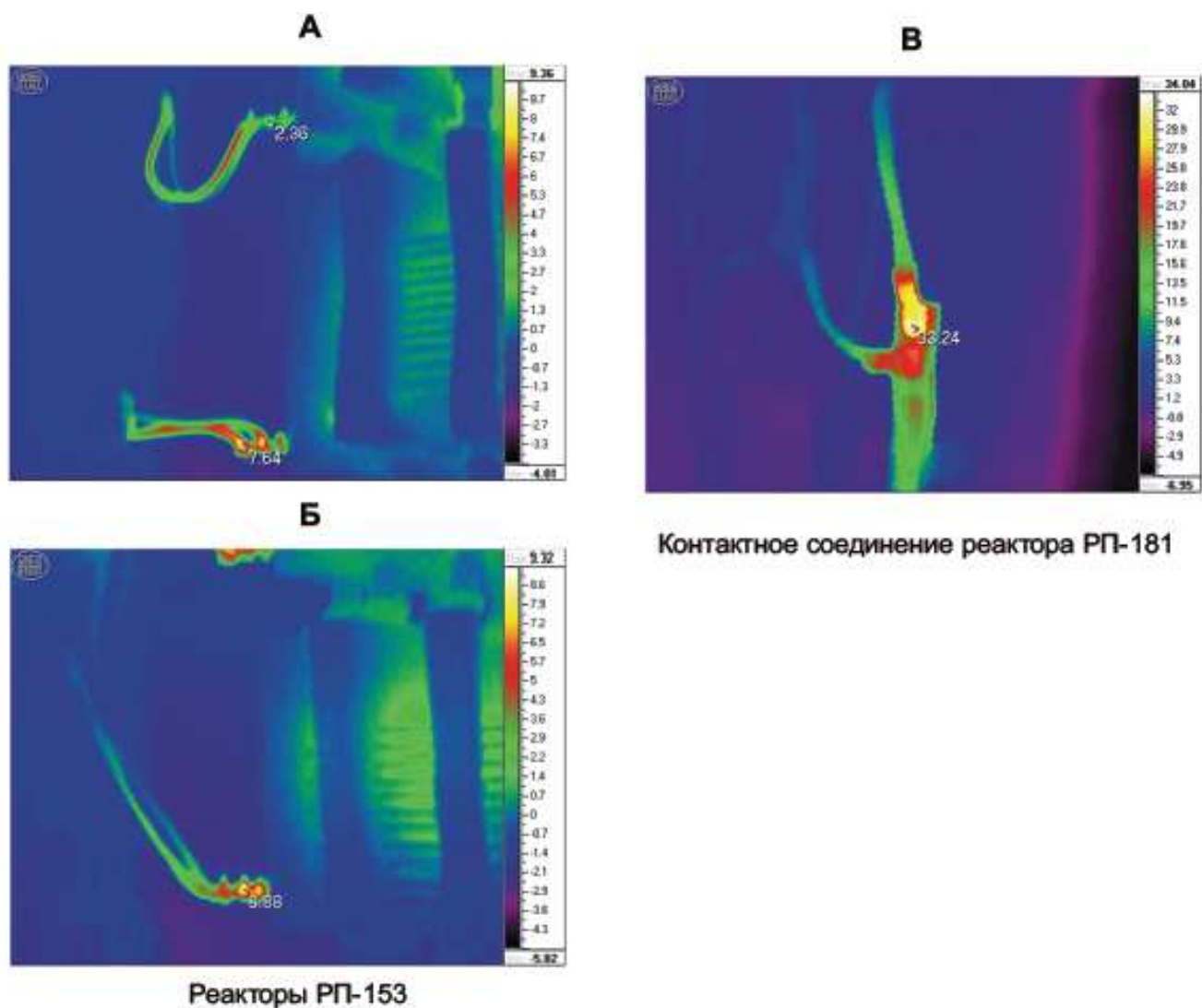


Рис. 18. Термограммы высоковольтных электрических аппаратов РП-153 и РП-181