

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
институт

Электроэнергетика
кафедра

УТВЕРЖДАЮ:

Заведующий кафедрой

_____ Г.Н. Чистяков
подпись инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
код – наименование направления

Оценка состояния оборудования методами тепловизионного контроля
тема

Руководитель _____ « ____ » _____ 2021 г. доцент кафедры ЭЭ, к.э.н. Н.В. Дулесова
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____ « ____ » _____ 2021 г. О.В. Шиянков
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____ « ____ » _____ 2021 г. И.А. Кычакова
подпись, дата инициалы, фамилия

Абакан 2021

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
институт

Электроэнергетика
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Г.Н. Чистяков
подпись инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2021 г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в виде бакалаврской работы**

Студенту Шиянкову Олегу Владимировичу

фамилия, имя, отчество

Группа ЗХЭн 16 (3-16) Направление (специальность) 13.03.02

номер

код

Электроэнергетика и электротехника

наименование

Тема выпускной квалификационной работ: Оценка состояния оборудования методами тепловизионного контроля

Утверждена приказом по институту № 244 от 23.04.2021г.

Руководитель ВКР Дулесова Н.В., к.э.н. доцент кафедры «Электроэнергетика»

(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для ВКР: теоретические выкладки, анализ методов диагностики выделенных предприятий.

Перечень разделов ВКР

1 Теоретическая часть

1.1 Условия проведения тепловизионного обследования

1.2 Дефекты контролируемых узлов электрооборудования по результатам тепловизионного обследования

2 Аналитическая часть

2.1 Характеристика организаций, осуществляющих диагностику электрооборудования методом тепловизионного контроля

2.2 Анализ методов контроля и диагностики электрооборудования

3 Практическая часть

3.1 Выбор аппаратуры для системы тепловизионного мониторинга

3.2 Экономический эффект от внедрения системы тепловизионного мониторинга на ГПП-1

Перечень графического материала:

1. Э1 Дефекты контролируемых узлов электрооборудования по результатам тепловизионного обследования

2. Э2 Анализ методов контроля и диагностики электрооборудования

3. Э3 Система тепловизионного мониторинга и экономический эффект от ее внедрения

Руководитель ВКР

подпись

/Н.В. Дулесова

инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению

подпись

/О.В. Шиянков

инициалы и фамилия студента

« 19 » января 2021 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа на тему «Оценка состояния оборудования методами тепловизионного контроля» содержит 57 страницу текстового документа, 25 использованных источников, 3 листа графического материала, одно приложение.

ДИАГНОСТИКА, КОНТРОЛЬ, АНАЛИЗ, ОБОРУДОВАНИЕ, НАДЕЖНОСТЬ, ОПЕРАТИВНОСТЬ, ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ.

Актуальность выбранной темы состоит в том, что в связи с принятой политикой цифровизации энергосетевых компаний и промышленных предприятий, наиболее перспективными средствами обнаружения, регистрации и прогнозирования являются автоматизированные системы мониторинга и диагностики электрооборудования, которые охватывают узлы системы, благодаря большому количеству датчиков, позволяют на ранней стадии выявить начало негативных процессов.

Целью выполнения выпускной квалификационной работы является анализ дефектов электрооборудования, а также применение новых, современных методов тепловизионного контроля электротехнического оборудования на объектах электросетевых компаний.

Объектом исследования является электротехническое оборудование объектов электросетевых компаний.

Предметом исследования являются методы тепловизионного контроля и диагностики электротехнического оборудования.

Задачи ВКР:

- исследовать виды и причины дефектов электрооборудования, в процессе проведения тепловизионного обследования и описать методы их выявления;
- дать характеристику организаций, осуществляющих диагностику электрооборудования методом тепловизионного контроля и произвести анализ методов контроля и диагностики электрооборудования, применяемых этими организациями;
- выбрать аппаратуру для тепловизионной системы мониторинга и оценить экономический эффект от ее внедрения.

THE ABSTRACT

The final qualification work on the topic "Assessment of the state of equipment by thermal imaging control methods" contains 57 pages of a text document, 25 sources used, 3 sheets of graphic material, and one appendix.

DIAGNOSTICS, CONTROL, ANALYSIS, EQUIPMENT, RELIABILITY, EFFICIENCY, ECONOMIC EFFECT.

The relevance of the chosen topic is that in connection with the adopted policy of digitalization of power grid companies and industrial enterprises, the most promising means of detection, registration and forecasting are automated monitoring systems and diagnostics of electrical equipment, which cover the system nodes, thanks to a large number of sensors, allow you to identify the beginning of negative processes at an early stage.

The purpose of the final qualification work is the analysis of electrical equipment defects, as well as the application of new, modern methods of thermal imaging control of electrical equipment at the facilities of electric grid companies.

The object of the study is the electrical equipment of the objects of electric grid companies.

The subject of the study is the methods of thermal imaging control and diagnostics of electrical equipment.

Tasks of the WRC:

- to investigate the types and causes of electrical equipment defects during the thermal imaging survey and describe the methods of their detection;
- to characterize organizations that perform diagnostics of electrical equipment by thermal imaging control and to analyze the methods of control and diagnostics of electrical equipment used by these organizations;
- choose the equipment for the thermal imaging monitoring system and evaluate the economic effect of its implementation.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|----|
| ВВЕДЕНИЕ | 5 |
| 1 Теоретическая часть..... | 6 |
| 1.1 Условия проведения тепловизионного обследования | 6 |
| 1.2 Дефекты контролируемых узлов электрооборудования по результатам тепловизионного обследования | 8 |
| 1.3 Возможные ошибки при оценке состояния оборудования..... | 23 |
| 2 Аналитическая часть..... | 26 |
| 2.1 Характеристика организаций, осуществляющих диагностику электрооборудования методом тепловизионного контроля..... | 26 |
| 2.2 Анализ методов контроля и диагностики электрооборудования..... | 33 |
| 3 Практическая часть | 44 |
| 3.1 Выбор аппаратуры для системы тепловизионного мониторинга | 44 |
| 3.2 Экономический эффект от внедрения системы тепловизионного мониторинга на ГПП-1 | 46 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 49 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ | 50 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ А | 53 |

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность выбранной темы состоит в том, что в связи с принятой политикой цифровизации энергосетевых компаний и промышленных предприятий, наиболее перспективными средствами обнаружения, регистрации и прогнозирования являются автоматизированные системы мониторинга и диагностики электрооборудования, которые охватывают узлы системы, благодаря большому количеству датчиков, позволяют на ранней стадии выявить начало негативных процессов.

Целью выполнения выпускной квалификационной работы является анализ дефектов электрооборудования, а также применение новых, современных методов тепловизионного контроля электротехнического оборудования на объектах электросетевых компаний.

Объектом исследования является электротехническое оборудование объектов электросетевых компаний.

Предметом исследования являются методы тепловизионного контроля и диагностики электротехнического оборудования.

Задачи ВКР:

- исследовать виды и причины дефектов электрооборудования, в процессе проведения тепловизионного обследования и описать методы их выявления;
- дать характеристику организаций, осуществляющих диагностику электрооборудования методом тепловизионного контроля и произвести анализ методов контроля и диагностики электрооборудования, применяемых этими организациями;
- выбрать аппаратуру для тепловизионной системы мониторинга и оценить экономический эффект от ее внедрения.

1 Теоретическая часть

1.1 Условия проведения тепловизионного обследования

В настоящее время в электроэнергетике в области диагностики электрооборудования большое распространение приобретают методы, позволяющие контролировать состояние объектов под рабочим напряжением. Одним из таких методов является тепловизионный контроль. Тепловизионный контроль широко используется для оценки состояния контактов и контактных соединений [1]. При обследовании маслонаполненного оборудования интерпретация результатов значительно сложнее и во многом зависит от опыта работы в данной области. Накопленный специалистами опыт позволил эффективно использовать тепловизионный контроль при комплексном диагностическом обследовании силовых и измерительных трансформаторов [2].

Целью проведения тепловизионного обследования является определение теплового состояния электрического аппарата и его узлов. Для оценки состояния системы охлаждения и регенерации масла силовых трансформаторов тепловизионное обследование оказывается одним из наиболее информативных методов, позволяющим по распределению температуры оценить эффективность теплоотдачи, наличие или отсутствие протока масла через элементы системы. При оценке состояния активной части силовых трансформаторов, измерительных трансформаторов тока и напряжения, высоковольтных вводов тепловизионный контроль следует рассматривать как один из эффективных методов, который позволяет установить наличие очага тепловыделения, и в ряде случаев определить место его расположения, предположить причину его возникновения. В объеме комплексного диагностического обследования тепловизионный контроль, в ряде случаев позволяет идентифицировать дефект с учетом результатов других видов измерений и анализов (например, измерений изоляционных характеристик, потерь холостого хода, сопротивлений обмоток постоянному току, характеристик частичных разрядов, акустического обследования, хрома-

тографического анализа растворенных в масле газов и др.).

При проведении тепловизионной диагностики силовых и измерительных трансформаторов учитывается влияние коэффициента излучения поверхности, нагревов и отражений от солнечной радиации, скорости ветра, расстояния до объекта и угла наблюдения, значения токовой нагрузки, теплового отражения излучения от других объектов [3].

При проведении тепловизионного обследования силовых трансформаторов необходимо учитывать следующие конструктивные особенности: способ прессовки магнитопровода (шпилечная или бандажная конструкция), расположение шинок заземления, элементов раскрепления активной части, отводов обмоток, а также расположение и конструкция устройств регулирования напряжения при их наличии. Кроме этого, необходимо учитывать постоянную времени нагрева, которая для силовых трансформаторов достигает 1,5-4,5 часа [4].

Тепловизионное обследование силовых трансформаторов целесообразно проводить, по крайней мере, в двух режимах. В режиме нагрузки и холостого хода производится съемка поверхностей бака трансформатора (по возможности, съемка производится перпендикулярно поверхности бака); выносных контактов (для трансформаторов с устройством регулирования напряжения под нагрузкой); болтовых соединений колокола или крышки бака, при наличии повышенных нагревов; высоковольтных вводов трансформатора. Такой подход позволяет выявить дефекты, связанные с образованием в активной части трансформатора короткозамкнутых контуров для токов, обусловленных потоками рассеяния и основным магнитным потоком. Обследование высоковольтных вводов, а также измерительных трансформаторов тока в двух режимах позволяет наблюдать картину нагрева, обусловленную диэлектрическими потерями в изоляции отдельно и совместно с картиной нагрева от омических потерь в токоведущих частях.

Только в режиме нагрузки достаточно производить съемку адаптеров встроенных трансформаторов тока и контактных соединений высоковольтных вводов. Кроме того, в одном из режимов обследования (как правило, в режиме

нагрузки) трансформатора производится съемка элементов системы охлаждения, очистки, регенерации масла и другого оборудования: маслонасосов и поверхностей охлаждения охладителей; термосифонных фильтров или адсорбентов; расширителей бака трансформатора и контактора РПН, а также выхлопной трубы (при ее наличии).

1.2 Дефекты контролируемых узлов электрооборудования по результатам тепловизионного обследования

Оценка технического состояния электрооборудования является важнейшим элементом всех основных аспектов эксплуатации электростанций и подстанций [5]. Одной из ее основных задач является выявление факта исправности или неисправности оборудования.

Рассмотрим, какие существуют дефекты электрооборудования и причины их возникновения.

1) Короткозамкнутые контура для токов, наведенных потоками рассеяния в активной части силовых трансформаторов.

Данный дефект проявляется в виде повышенных нагревов отдельных областей бака трансформатора и болтовых соединений колокола или крышки бака при обследовании в режиме нагрузки, и отсутствия указанных нагревов в режиме холостого хода трансформатора. При тепловизионном обследовании трансформатора типа ТДГ-60000/150 (срок эксплуатации 30 лет) в режиме нагрузки обнаружены повышенные нагревы болтовых соединений, и область повышенного нагрева в районе фазы «С» (рисунок 1), указывающие на наличие короткозамкнутых контуров для токов, обусловленных потоками рассеяния в активной части трансформатора, предположительно, в районе фазы «С».

Достаточно часто области повышенного нагрева поверхности бака возникают в месте несанкционированного замыкания элементов магнитной системы на бак трансформатора (например, при потере изоляции транспортных винтов и т.п.), либо напротив нештатного замыкания элементов прессовки магнитопр-

вода. Протекание токов короткозамкнутых контуров, в том числе и по болтам разъема колокола, вызывает их повышенный нагрев [6].

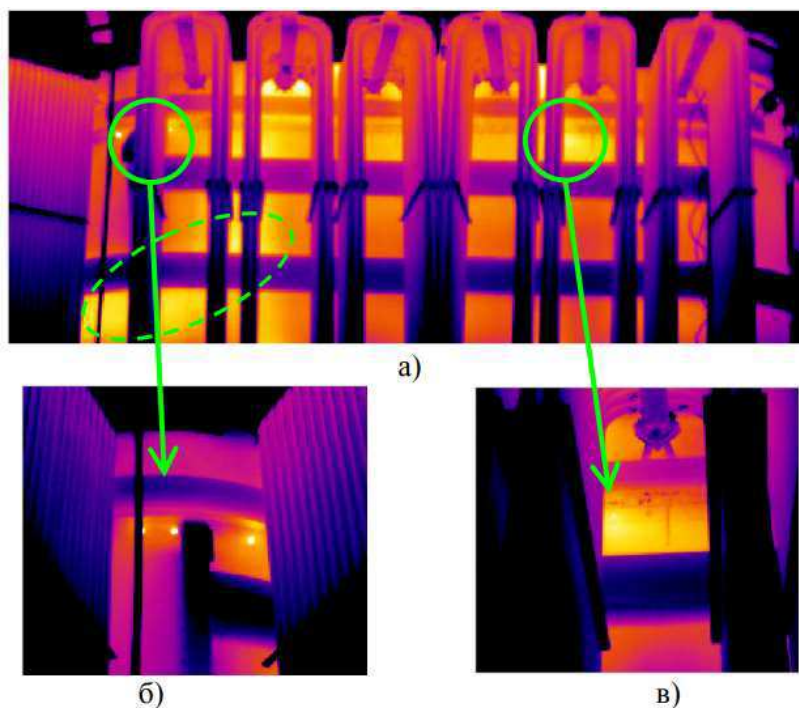


Рисунок 1 – Термограмма поверхности бака трансформатора типа ТДГ-60000/150 со стороны НН (а) и болтовых соединений крышки бака, имеющих повышенную температуру (б, в)

Избыточные температуры болтовых соединений могут достигать 100-130 °С. На рисунке 2 приведены термограмма и профиль температуры болтовых соединений колокола бака трансформатора типа ТДЦ-206000/500 (срок эксплуатации 37 лет). В таблице 1 представлены результаты хроматографического анализа газов, из которых видно, что концентрация этана (C_2H_6) в масле из бака этого трансформатора превышала граничное значение в 1,6 раз. Кроме этого, в масле отмечено нехарактерное для трансформатора со свободным дыханием соотношение кислорода и азота (2/98 при норме 20/80) и достаточно высокая концентрация окиси углерода. Все это свидетельствует о наличии в активной части трансформатора термического дефекта, затрагивающего твердую изоляцию.

Следует учитывать, что болтовые соединения колокола или крышки бака трансформатора могут иметь повышенную температуру при обследовании в

режиме нагрузки, вследствие циркуляции вихревых токов от потоков рассеяния, из-за особенностей конструкции силовых трансформаторов, как правило, большой мощности (250 МВА и выше). При этом избыточные температуры болтовых соединений обычно не превышают 20-30 °С.

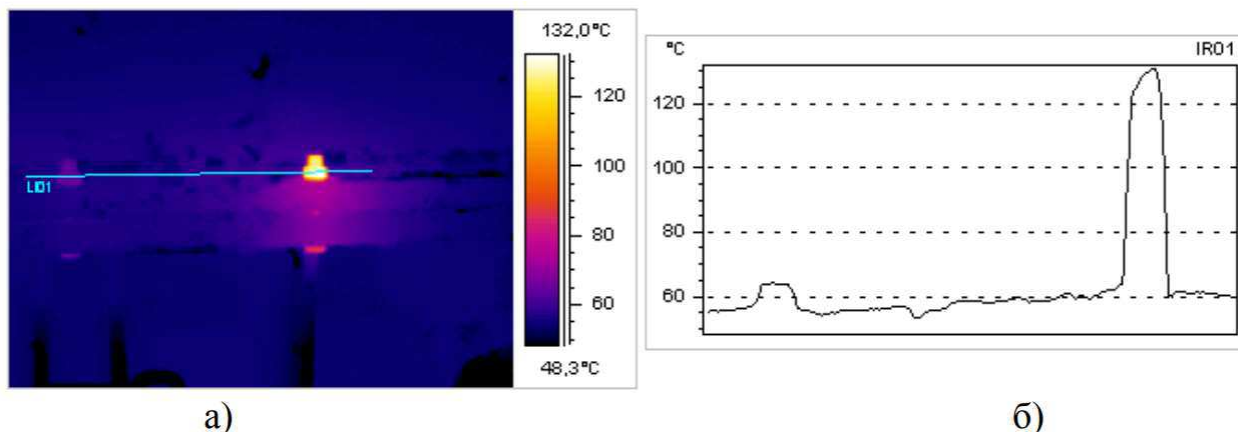


Рисунок 2 – Термограмма (а) и профиль температуры (б) болтовых соединений колокола бака трансформатора ТДЦ-206000/500

Таблица 1 – Результаты хроматографического анализа газов, растворенных в масле из баков трансформаторов ТДЦ-206000/500

| Тип трансформатора | Концентрация растворенных в масле газов, ppm | | | | | | | | | | | CO ₂ /CO |
|-------------------------------|--|----------------|----------------|-----------------|------------|-----------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------------|
| | H ₂ | O ₂ | N ₂ | CH ₄ | CO | CO ₂ | C ₂ H ₄ | C ₂ H ₆ | C ₂ H ₂ | C ₃ H ₆ | C ₃ H ₈ | |
| ТДЦ-206000/500 | 15,5 | 711 | 55775 | 62,2 | 325 | 1968 | 12,1 | 82,7 | отс. | 0,4 | 150 | 6,05 |
| АТДЦТНГ-125000/220/110 | 17,1 | 2785 | 71447 | 102 | 493 | 2059 | 28,5 | 161 | 0,8 | - | - | 4,2 |
| Граничные концентрации | 100 | - | - | 100 | 600 | 8000 | 100 | 50 | 10 | - | - | 5...13 |

2) Короткозамкнутые контура для токов, наведенных основным магнитным потоком.

Данный дефект возникает вследствие несанкционированного замыкания магнитопровода на прессующие элементы или бак трансформатора [7]. Проявляются аналогично контурам для токов от потоков рассеяния. При этом повышенные нагревы могут наблюдаться как в режиме нагрузки, так и в режиме холостого хода. При тепловизионном обследовании трансформатора типа АТДЦТНГ-125000/220/110 как в режиме нагрузки, так и в режиме холостого хода

были обнаружены области повышенного нагрева между фазами «В» и «С» со стороны вводов ВН и СН (рисунок 3). Вывод о наличии в баке трансформатора короткозамкнутых контуров для токов, наведенных основным магнитным потоком, подтвердился результатом хроматографического анализа масла из бака, представленного в таблице 1.

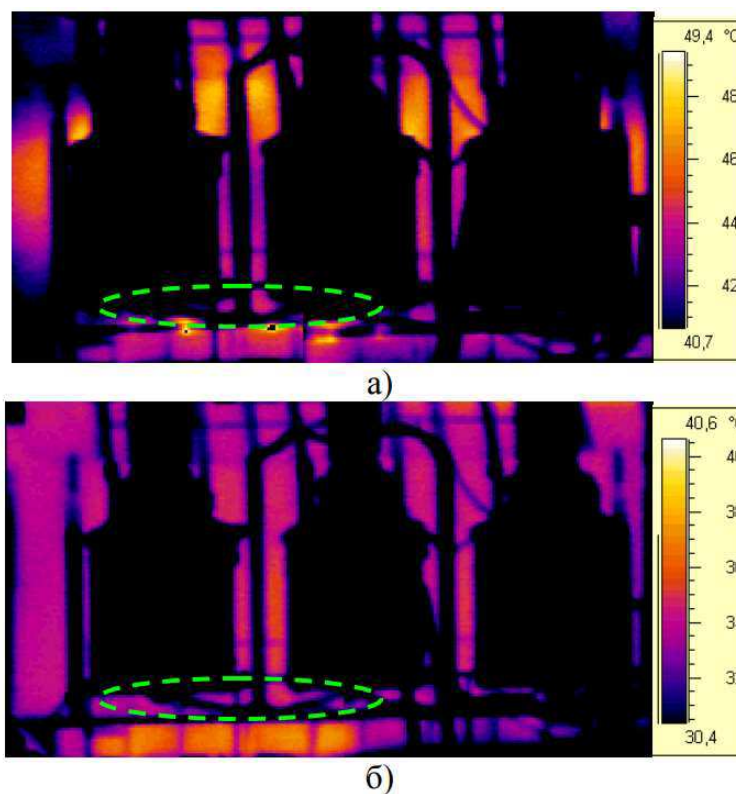


Рисунок 3 – Термограммы поверхности бака трансформатора типа АТ-ДЦТНГ-125000/220/110 со стороны вводов СН в режиме нагрузки (а) и в режиме холостого хода (б)

3) Дефекты контактных соединений ошиновки с аппаратными зажимами вводов.

Данные дефекты проявляются в режиме нагрузки трансформатора в виде повышенных нагревов контактных соединений (рисунок 4). Оценка состояния внешних контактных соединений трансформатора производится по превышению температуры (при токах нагрузки $(0,6- 1,0) \times I_{ном}$), по избыточной температуре (при токах нагрузки $(0,3-0,5) \times I_{ном}$) или по коэффициенту дефектности [8].

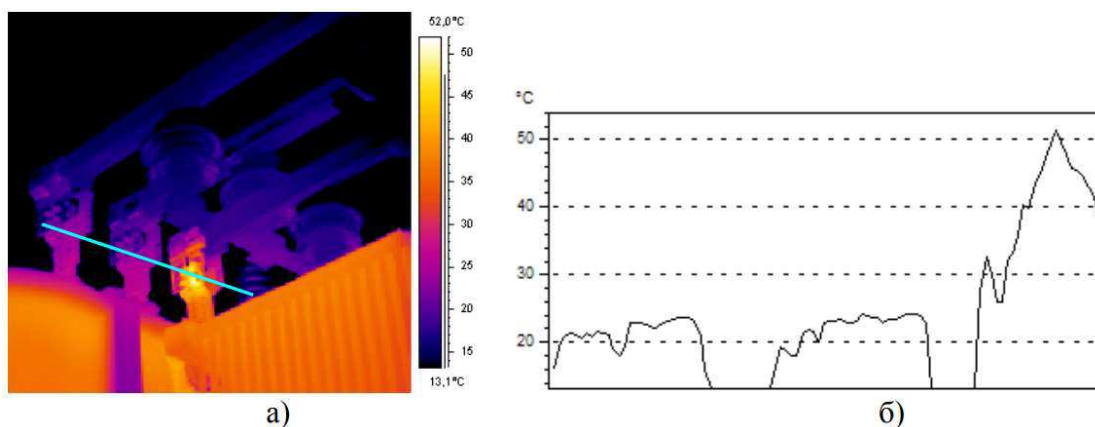


Рисунок 4 – Термограмма (а) и профиль температуры (б) контактных соединений вводов 6 кВ трансформатора типа ТДТН-40000/110 – У1

4) Снижение эффективности работы системы охлаждения и регенерации масла.

Ошибочное перекрытие кранов охладителей или засорение подводящих труб – проявляется в заметно меньшей температуре нагрева охладителя по сравнению с работающими в нормальном режиме (рисунок 5).

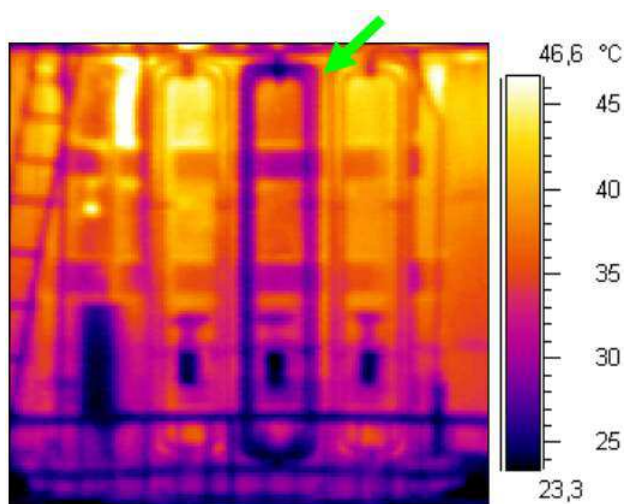


Рисунок 5 – Термограмма поверхности бака трансформатора типа ОДГ-35000/150 со стороны ВН (стрелкой указан перекрытый радиатор)

5) Загрязнение радиаторов охладителей.

Радиаторы могут забиваться пухом, пылью или грязью, данный дефект проявляется в повышенном нагреве поверхности радиатора и отсутствии характерных круговых холодных областей в месте прохода воздуха (рисунок 6).

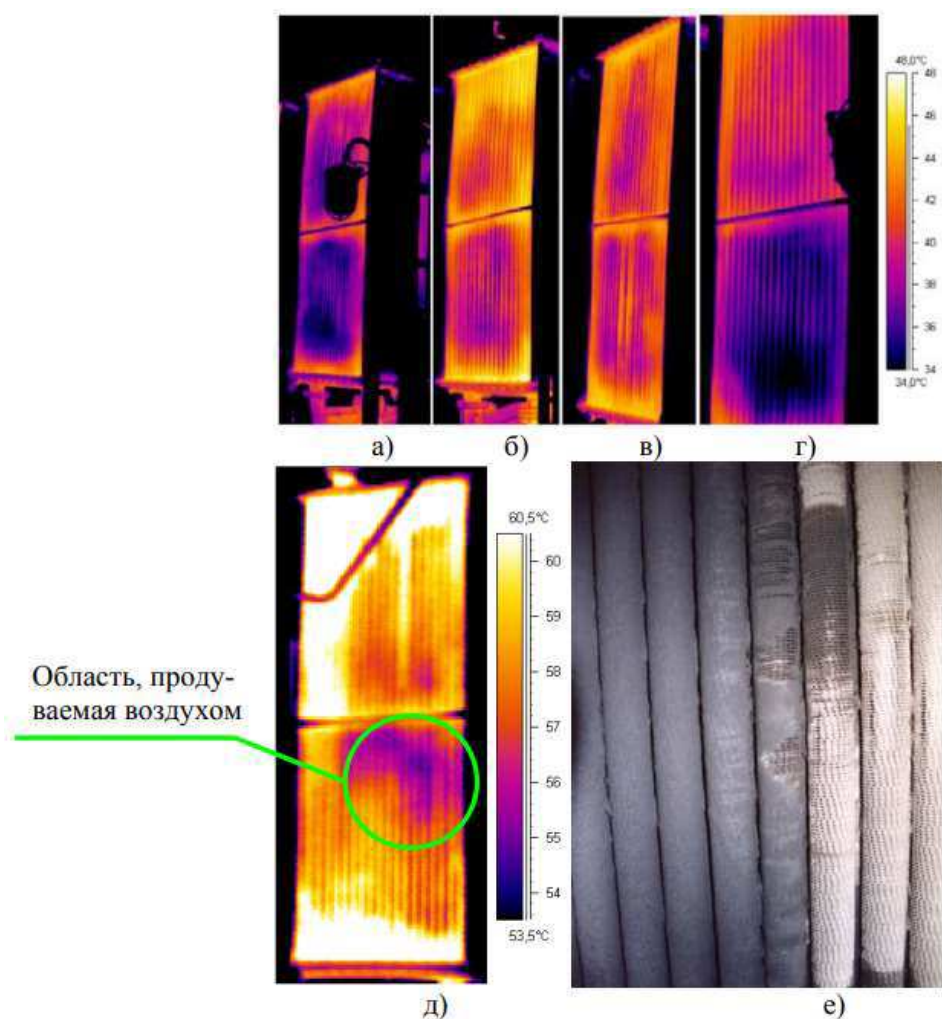


Рисунок 6 – Термограммы охладителей с удовлетворительным (а, г) и недостаточно эффективным (б, в, г) обдувом охлаждающих поверхностей, фотография (е) загрязненных охлаждающих трубок

В ряде случаев, в летний период загрязнение поверхности охладителей приводит к перегреву трансформатора и как следствие ускоренному старению бумажной изоляции при нагрузках значительно ниже номинальных.

б) Дефект циркуляционных маслонасосов.

При оценке состояния маслонасосов следует производить сравнение картины нагрева маслонасосов разных групп охлаждения. При этом следует учитывать, что средняя температура поверхности маслонасоса зависит от температуры циркулирующего масла (от места забора масла из бака трансформатора). Особое внимание следует обращать на нагрев торцевой поверхности в области подшипника и статора в области расположения обмоток. При наличии дефекта

подшипника или замыкания в обмотке в указанных местах могут наблюдаться области повышенного тепловыделения (рисунок 7). Результаты тепловизионного обследования в этом случае, как правило, коррелируются с данными вибрационного обследования маслонасосов [9].

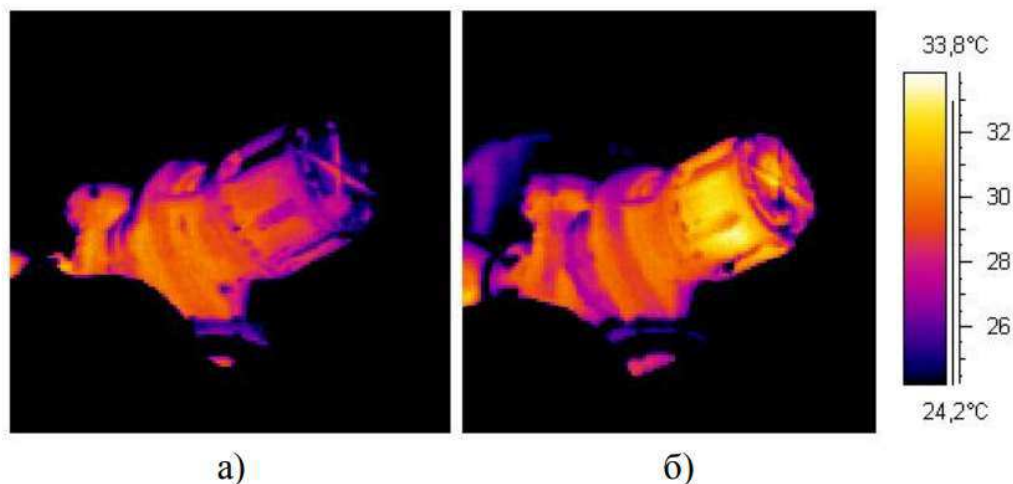


Рисунок 7 – Термограммы маслонасосов типа ЭЦТ-100/8 (трансформатора ТДЦ-125000/110): а – маслонасос в удовлетворительном состоянии; б – маслонасос с дефектом подшипника

7) Снижение протока масла через адсорберы и термосифонные фильтры.

Снижение потока масла может быть вызвано зашламлением силикагеля, загрязнением войлочного фильтра силикагелевой пылью из-за засыпки непромытого маслом силикагеля (рисунок 8), засорением подводящих труб, ошибочным перекрытием кранов подводящих труб [10]. Дефект может быть выявлен сравнением профилей температуры адсорберов или термосифонных фильтров обследуемого трансформатора. Адсорберы обследуемого трансформатора, имеющие нормальный поток масла должны быть примерно одинаково и равномерно нагреты. Пониженный нагрев адсорбера свидетельствует об ухудшении протока масла. По поверхности термосифонных фильтров должно наблюдаться снижение температуры в сторону протока масла, перепад температуры поверхности фильтра с нормальным протоком масла обычно составляет 2-5 °С.

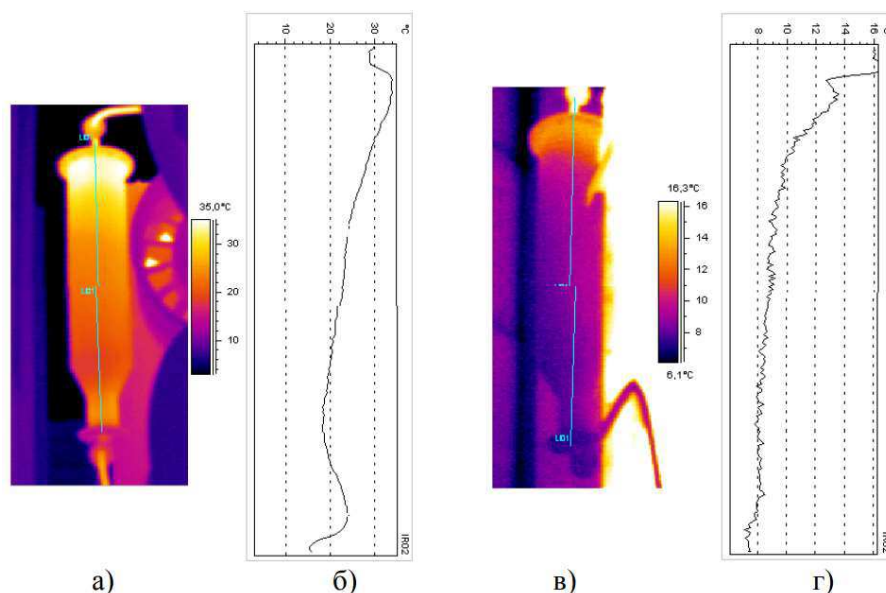


Рисунок 8 – Термограммы и профили температуры адсорберов трансформатора типа ТДЦ-80000/110-72: а, б – нормальный проток; в, г – засорение войлочного фильтра адсорбера

Не полная засыпка адсорберов и термосифонных фильтров силикагелем проявляется в виде наличия в верхней части фильтра равномерно нагретой области, температура которой близка к температуре бака трансформатора.

8) Дефекты высоковольтных вводов.

Высоковольтные трансформаторные вводы различаются по виду выполнения внутренней изоляции и по степени защиты внутренней изоляции от атмосферных явлений [11]. Нижняя часть ввода находится в среде масла, температура которого может достигать 95 °С, а верхняя - в среде воздуха с температурой от -40 до +40 °С. Отвод тепла во вводе определяется аксиально (конвекция снизу-вверх столба масла вертикально или наклонно стоящего ввода) и радиально через бумажную изоляцию и фарфор. Поскольку аксиальное тепловое сопротивление во много раз меньше радиального, большая часть тепла, выделяющегося во вводе и поступающего в него из горячего масла, отводится через металлический расширитель.

Маслонаполненный ввод не должен иметь локальных нагревов в зоне расположения контактных соединений и резкого изменения температуры или

локальных нагревов по высоте покрывки по сравнению с вводами других фаз. Нагрев поверхности корпуса расширителя не должен отличаться от такового у вводов других фаз.

При тепловизионном обследовании могут быть выявлены следующие дефекты высоковольтных вводов: образование короткозамкнутых контуров в расширителях герметичных вводов; развитие дефектов электрического и термического характера в изоляции вводов; нагревы внутренних контактных соединений вводов; увлажнение остова ввода; ухудшение качества масла; нарушение циркуляции масла во вводе; понижение уровня масла во вводе [12].

Развитие дефекта термического и электрического характера в изоляции ввода типа БМТ-110/630 У1 (рисунок 9), установленного на фазе «В» трансформатора типа ТМ-6300/110, обнаруженное при тепловизионном обследовании, было подтверждено результатами измерения уровня частичных разрядов (кажущийся заряд которых достигал 23 нКл) и хроматографического анализа масла из ввода. Для сравнения, в таблице 2 приведены также данные хроматографических анализов газов, растворенных в масле из вводов этого трансформатора, установленных в фазах «А» и «С». Следует отметить, что показатели качества масла из ввода при этом оставались в пределах норм [13].

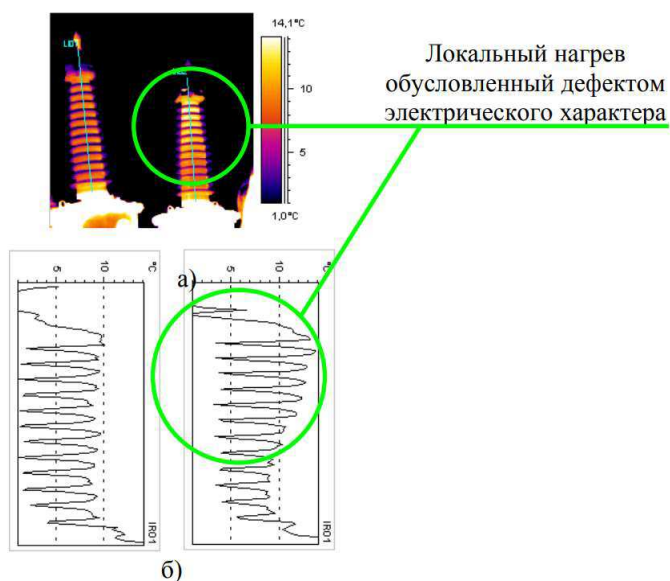


Рисунок 9 – Термограммы (а) и профили температуры (б) вводов фаз типа БМТ-110/630 У1, установленных на трансформаторе на трансформаторе типа ТМ-6300/110 (фазы «А» и «В» слева на право)

Таблица 2 – Результаты хроматографического анализа газов, растворенных в масле из баков трансформаторов

| Фаза | Концентрация растворенных в масле газов, ppm | | | | | | | | | | | |
|------|--|----------------|----------------|-----------------|------|-----------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| | H ₂ | O ₂ | N ₂ | CH ₄ | CO | CO ₂ | C ₂ H ₄ | C ₂ H ₆ | C ₂ H ₂ | ΣC _x H _y | C ₃ H ₆ | C ₃ H ₈ |
| А | 31,3 | 14606 | 68640 | 12,2 | 317 | 2861 | 19,8 | 19,4 | отс. | 51,4 | 9,0 | 157,0 |
| В | 33000 | 8521 | 33645 | 5864 | 71,3 | 1404 | 20,8 | 3015 | 3,0 | 8902,8 | 28,5 | 1874 |
| С | 51,2 | 11518 | 61034 | 16,5 | 349 | 3070 | 23,0 | 25,0 | отс. | 64,5 | 6,3 | 136 |

9) Конденсаторы связи.

При тепловизионном обследовании конденсатора связи (КС), измерив температуру поверхности, можно косвенным способом определить значение tg угла диэлектрических потерь его изоляции т.к именно им определяется нагрев КС. Даже при незначительном увеличении его значения, увеличивается температура нагрева поверхности КС. Конденсаторы связи (КС) являются достаточно надёжными электротехническими аппаратами. За 3,5 года периодических обследований электрооборудования 35-220 кВ, впервые в мае 2002 года, был обнаружен КС-220, из нижнего каскада которого в течение 12 месяцев вытекло масло. При тепловизионном обследовании, температура верхнего элемента составляла +10,7 С, а нижнего +62,5 С. Данный конденсатор связи представлен на рисунке 10.

Возможные дефекты и причины их возникновения [14]:

- повышенный нагрев колонки конденсатора связи - ухудшение изоляционных характеристик масла (окисление);
- локальный (местный) нагрев на колонке конденсатора связи - пробой одной или нескольких секций пакета;

Кроме того, дежурному персоналу подстанции при обходах, необходимо обращать внимание на отсутствие (наличие) подтёков масла. Часто встречаются дефекты контактных соединений крепления шлейфов. У однокаскадного конденсатора связи, не имеющего дефекта, более нагретой является верхняя часть, а к нижней - происходит плавное понижение температуры.

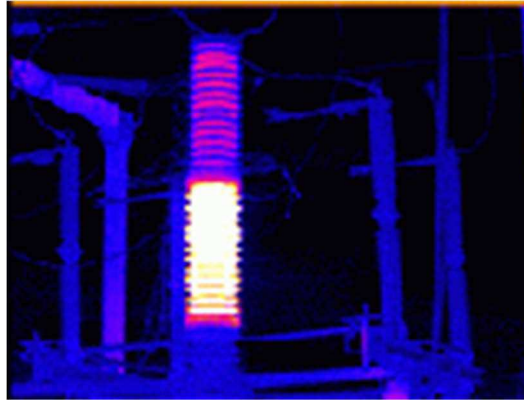


Рисунок 10 – Дефект нижнего каскада КС-220

10) Масляные выключатели.

При ИК-контроле масляных выключателей проверяется состояние контактной системы выключателя, верхней части маслонаполненного ввода, встроенных трансформаторов тока и устройств подогрева бака. Оценка контактов дугогасительных камер (ДК) производится на основании измерения температур нагрева поверхностей бака выключателя в зоне расположения камер. На ранней стадии развития дефекта в ДК, бак выключателя будет выглядеть светлее, нежели баки остальных фаз. Аварийные перегревы контактов ДК характеризуются появлением на поверхности баков масляных выключателей локальных тепловых «пятен». При получении неудовлетворительных результатов тепловизионного контроля контактов дугогасительных камер требуется произвести внеочередное измерение переходного сопротивления всей токоведущей цепи каждого полюса выключателя и в зависимости от его значения произвести ревизию ДК или установить учащённую периодичность ИК-контроля.

Возможные дефекты масляных выключателей:

- нагрев внешних контактных соединений крепления шлейфов к вводам МВ;
- перегревы контактов дугогасящей камеры;
- нагрев ПИНа у ввода;
- нарушение в работе системы подогрева бака;
- пониженный уровень масла во вводах;

- ухудшение изоляционных характеристик масла (бак более нагрет по сравнению с соседними фазами).

У маломасляных выключателей (серии ВМТ) на напряжения 110-220 кВ внутри колонок имеются подвижные и неподвижные контакты, роликовые токосъёмы и другие узлы с болтовыми соединениями [15]. Со временем происходит ослабление крепления болтов, что вызывает нагрев (например, между подвижным и неподвижным контактами), который может быть виден только с одной стороны выключателя. Такой дефект легко пропустить, поэтому осмотр ВМТ надо проводить со всех сторон.

Применение тепловизионного обследования для выявления дефектов высоковольтных маслонаполненных вводов выключателей под рабочим напряжением позволяет не только выявить вводы, для которых требуется учащённый контроль, но и обнаружить вводы имеющие скрытые дефекты, которые невозможно выявить традиционными методами испытаний. В последнее время все чаще выявляются дефекты, связанные с нарушением заземления измерительного вывода ввода МВ, что может привести к его повреждению. В начальной стадии развития этого дефекта виден нагрев крышки измерительного вывода, который может быть выявлен тепловизором, а затем появляется видимый визуально дуговой разряд.

По результатам обследования, можно выполнить расчёт значения тангенса угла диэлектрических потерь основной изоляции ввода (располагая соответствующей методикой), не проводя высоковольтных измерений мостом Р5026. Полученные результаты являются достаточно точными.

11) Контакты и контактные соединения.

Контакт – токоведущая часть аппарата, которая во время операции размыкает и замыкает цепь, или в случае скользящих или шарнирных контактов сохраняет непрерывность цепи [16].

Контактное соединение – токоведущее соединение (болтовое, сварное, выполненное методом обжатия), обеспечивающее непрерывность токовой цепи.

Применение приборов ИК-диагностики – тепловизоров, пирометров – позволяет дистанционно, безопасно для персонала определять состояние контактов и контактных соединений (далее контакты), которые составляют наибольшую часть выявляемых дефектов при тепловизионном обследовании подстанций. Причиной такого положения, как правило, является нарушение технологии ремонта и монтажа. Наиболее часто выявляются дефекты болтовых соединений и опрессовки. Как показала практика, чем ниже класс напряжения, тем количество дефектных контактов больше и наоборот.

Контактные соединения бывают следующих типов:

- болтовые;
- сварные;
- опрессованные;
- выполненные скруткой.

В контактных соединениях, выполненных опрессовкой, может наблюдаться неправильный подбор наконечников или гильз, неполный ввод жилы в наконечник, недостаточная степень опрессовки, что приводит к появлению дефектов в процессе эксплуатации.

Болтовые контактные соединения алюминиевых шин на большие токи (3000 А и выше) имеют недостаточную стабильность в эксплуатации. Если контактные соединения на токи до 1500 А требуют подтяжки болтов один раз в 1-2 года, то аналогичные соединения на токи 3000 А и выше нуждаются в ежегодной переборке с зачисткой контактных поверхностей. Опыт эксплуатации показывает, что наряду с многоамперными шинпроводами недостаточной надёжностью обладают одноболтовые контактные соединения. Последние, в соответствии с ГОСТ 21242-75, допускаются к применению на номинальный ток до 1000 А, однако повреждаются уже при токах 400-630 А. Процесс развития дефекта болтового соединения происходит достаточно медленно и зависит от таких факторов, как ветровая нагрузка, ток нагрузки, степень зоны загрязнения, усилий затяжки болтов.

Существует три категории или степени развития дефекта:

- дефект в начальной стадии;
- сильно развитый дефект;
- дефект в аварийной стадии.

В зависимости от степени развития дефекта необходимо устанавливать сроки и мероприятия по его устранению. Кроме того, при расчётах и анализе состояния дефектного контакта необходимо учитывать значение фактической и номинальной нагрузки на присоединении.

12) Разрядники и ОПН.

Характерные дефекты вентильных разрядников [17]:

- неравномерное распределение напряжения по элементам (для многоэлементных разрядников);
- обрыв шунтирующего сопротивления;
- увлажнение внутренней части в результате разгерметизации;
- неправильная комплектация элементов.

У многоэлементных разрядников чаще всего из строя выходят верхние элементы из-за неравномерного распределения напряжения, которое может зависеть от высоты установки разрядника, от правильности установки элементов, конструктивного исполнения разрядника (в одну или в две колонки), размера экрана (во многих случаях экран, для РВ 110-220 кВ, не соответствует необходимым размерам, кроме того он должен быть изготовлен из трубы для уменьшения коронирования, а не из металлической полосы). При наличии в фазе разрядника элемента, имеющего обрыв шунтирующего резистора, наблюдается более интенсивный нагрев других элементов этой фазы разрядника, а сам нерабочий элемент имеет более низкую температуру.

Обследования разрядников необходимо проводить не реже 1 раза в год (желательно летом) т.к время развития дефектов, характерных для разрядников, составляет примерно 12 мес. Большинство РВ, находящихся в эксплуатации энергосистем, выработали свой ресурс и уже не могут обеспечить эффективную защиту электрооборудования от перенапряжений.

Поэтому количество выявляемых дефектных разрядников с каждым годом увеличивается. В связи с этим на первый план выходит проблема замены их на более надёжные и простые в эксплуатации нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН), которые выпускаются как в фарфоровых, так и в полимерных корпусах. Контроль за ОПН, так же, как и за разрядниками, необходимо осуществлять 1 раз в год. Оценка их состояния, производится пофазным сравнением температур нагрева ограничителей одного присоединения. Исправный ОПН по всей высоте не должен иметь локальных нагревов, а температуры между фазами не должны отличаться друг от друга. На практике, пока не было выявлено ни одного дефектного ограничителя.

Примечание: Согласно РД 34.45-51.300-97 «При межремонтных испытаниях в случае удовлетворительных результатов тепловизионного контроля проверка состояния вентильных разрядников и ограничителей перенапряжений по пунктам 21.1 (измерение сопротивления)-21.3 (измерение тока проводимости) может не проводиться.»

13) Изоляторы фарфоровые.

При проведении тепловизионного обследования, имеется возможность оценить состояние подвесной фарфоровой изоляции ЛЭП (контроль подвесной изоляции на подстанции не требуется), а также опорных и проходных изоляторов ОРУ и ячеек КРУН подстанции.

Пробой изолятора в гирлянде приводит к увеличению напряжения на исправных изоляторах, что ведёт к повышению их температуры, а на пробитых температура снижается до температуры окружающей среды т.к. напряжение равно нулю (пробитые изоляторы выглядят более тёмными на термограммах). Кроме того, повышенные нагревы изоляторов в гирлянде могут быть вызваны их загрязнением выбросами промышленных предприятий. При малом числе изоляторов в гирлянде или большом числе пробитых эффективность тепловизионного контроля существенно возрастает.

У проходных изоляторов, при появлении дефекта, через него начинает протекать ток, что вызывает нагрев. У опорных изоляторов разъединителей и

шинных мостов основным дефектом является нарушение технологии запечки изоляторов, приводящее к продольным трещинам и пробою. На практике можно встретить увлажнение цементной армировки изолятора. В результате увеличивается ток утечки, протекающего через неё и «разогрев» армировки с повышением температуры. При исправном изоляторе, температуры фланца и фарфора почти одинаковы и превышают температуру окружающего воздуха не более чем на 0,5-0,7 град. Перегрев загрязнённого изолятора может достигать 2 град. Чаще всего повреждения изоляторов происходит в межсезонье, когда в течение суток могут наблюдаться значительные перепады температуры с плюса на минус [18].

1.3 Возможные ошибки при оценке состояния оборудования

При проведении тепловизионного обследования электрооборудования подстанции, важно не только обнаружить дефект, но и правильно оценить степень его опасности для оборудования. Иногда, на практике бывает, что выявленный дефект на самом деле таковым не является и вызвано это либо конструктивными особенностями оборудования, либо сторонними факторами (тепловым отражением от нагревательных элементов, освещением подстанции и т.д). Последнее проявляется при контроле токоведущей части с малым коэффициентом излучения, обладающей хорошей отражающей способностью. В результате на снимке можно обнаружить горячую точку, которая в действительности всего лишь тепловое отражение. Поэтому в таких случаях, если возникают сомнения о достоверности обнаруженного дефекта, рекомендуется проводить съёмку объекта под различным углом и изменением местоположения оператора. Освещение подстанции во время съёмки лучше отключить. Теперь рассмотрим несколько случаев, с которыми приходится сталкиваться на практике.

Первый случай. При проведении ночной съёмки силового трансформатора типа ТДТН 10000/110, а именно его маслonaполненных вводов 110 кВ, были обнаружены повышенные нагревы их выводов (рисунок 11).

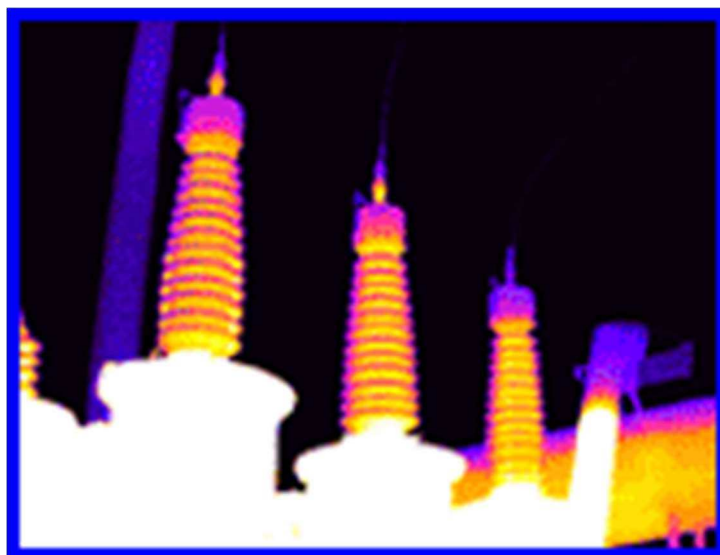


Рисунок 11 – Ложный дефект фазы «С»

При дальнейшем рассмотрении (с помощью фонарика) оказалось, что нагреты выводы фаз «А» и «В», которые были окрашены в жёлтый и светлозелёный цвет, соответственно, и практически были одинакового цвета, а фаза «С» (наиболее холодная на снимке) была выкрашена в темнокрасный цвет. Таким образом, имея разные коэффициенты излучения однотипных объектов, были получены разные температуры нагревов, тем самым, чуть не забраковав «целый» ввод.

Второй случай, так же касается обследования силового трансформатора, но уже на 220 кВ (тип ТДЦ 250000/220), а именно его систем охлаждения – радиаторов (рисунок 12). Глядя на снимок, можно сказать, что имеется нарушение циркуляции масла через радиатор, за счёт загрязнения. На самом же деле, причиной такого распределения температурных полей, является наличие с обратной стороны радиаторов, работающих вентиляторов обдува. На снимке видны две тёмные окружности на радиаторе (сверху и снизу), которые совпадают с месторасположением вентиляторов. Вывод: необходимо учитывать конструктивные особенности обследуемого оборудования.



Рисунок 12 – Термограмма системы охлаждения

Третий случай. При осмотре силового трансформатора типа ТДЦ 250000/220 был обнаружен термосифонный фильтр (ТСФ) с нарушением циркуляции масла через него (рисунок 13).



Рисунок 13 – Термограмма термосифонного фильтра

Анализируя снимок, с большой вероятностью можно было утверждать, что имеет место закрытие шиберов (вентилей) ТСФ, т.к. наблюдается резкая граница перепада температур на нижнем патрубке. Незадолго до этого, проводились ремонтные работы по замене адсорбента. Возможно, что шибер был оставлен в закрытом положении. После того, как проверив его и убедившись, что он открыт, было решено уточнить нагрузку на трансформаторе. Она оказалась менее 50% от номинальной. А при такой нагрузке циркуляция масла через ТСФ либо очень слабая, либо, как в данном случае, вообще отсутствует.

2 Аналитическая часть

2.1 Характеристика организаций, осуществляющих диагностику электрооборудования методом тепловизионного контроля

«Русская Инжиниринговая Компания» создана 18 августа 2005 года как управляющая компания Инжинирингово-строительного дивизиона РУСАЛа в пределах территории Промплощадки данного завода. Далее создана организация Филиал общества с ограниченной ответственностью «Инжиниринг Строительство Обслуживание» в г. Саяногорск и зарегистрирована 05 декабря 2018 года по адресу 121087, г. Москва, ул. Баркляя, дом 6, строение 5, эт. 4, ком. 22ж. Очередная реорганизация Общества произошла 01.03.2019г, и оно трансформировалось в ООО «ИСО». Создание данного подразделения позволило объединить научноисследовательскую и проектно-изыскательскую работу, разработку и внедрение инновационных технологий, производство оборудования, управление инвестиционно-строительными проектами и сервисное обслуживание промышленных предприятий. Предпосылками создания ООО «ИСО» явились:

- большое количество проектов строительства и модернизации производственных объектов в РУСАЛе;

- отсутствие российских компаний, оказывающих услуги в области проектирования, снабжения и управления строительством, имеющих опыт работы в области промышленного строительства;

- необходимость интеграции подразделений РУСАЛа, участвующих в проектах строительства и модернизации:

- 1) «ВАМИ» (Проектирование);
- 2) инженерно-технологический центр по алюминию (модернизация, исследования и новые технологии по алюминию);
- 3) инженерно-технологический центр по глинозему (инжиниринг и технология по глинозему);

4) «Сервисный центр» (сервисное обслуживание действующих предприятий, спецмонтаж оборудования);

5) «Промпарк Сибирь» (изготовление основного оборудования).

Основной задачей ООО «ИСО» является подготовка проектов, организация и общее управление строительством алюминиевых, глиноземных заводов и других промышленных объектов в России и за рубежом. ООО «ИСО» совершенствует технологии управления строительством и разрабатывает специальные программные продукты, позволяющие максимально эффективно реализовывать проекты Объединенной компании по модернизации уже существующих и созданию новых производственных мощностей. Для решения этой задачи ООО «ИСО» использует лучшее программное обеспечение в области управления проектами и разрабатывает собственную методологию управления строительными проектами, основанную на мировом опыте и международных стандартах.

ООО «ИСО» является уникальной среди российских компаний, так как объединяет процессы управления в течение всего жизненного цикла проекта: формирование стратегии развития, НИОКР, разработка бизнес-идеи проекта и технико-экономических обоснований, реализация проекта по принципам ЕРСМ, ввод в эксплуатацию объекта и вывод на проектную мощность, изготовление оборудования, сервисное обслуживание действующего производства.

Централизация всех ЕРСМ-процессов в одном подразделении Объединенной компании позволяет снизить затраты на крупнотоннажные строительные материалы и основное оборудование, а также снизить затраты на подготовку технико-экономических обоснований и проектную документацию. Среди приоритетных проектов ООО «ИСО» – строительство алюминиевых заводов в Красноярском крае и Иркутской области, возведение Богучанской ГЭС, строительство Боксито-глиноземного комплекса в Республике Коми и др.

Сведения о видах экономической деятельности ООО «ИСО» по ЕГРЮЛ:

Основной вид деятельности ООО «ИСО»:

– предоставление услуг по монтажу, ремонту, техническому обслужива-

нию и перемотке электродвигателей, генераторов и трансформаторов;

– производство электрической распределительной и регулирующей аппаратуры;

– предоставление услуг по монтажу, ремонту и техническому обслуживанию электрической распределительной и регулирующей аппаратуры.

Структура ООО «ИСО» представлена на рисунке 14.



Рисунок 14 – Структура ООО «ИСО»

Основной задачей ООО «ИСО» является подготовка проектов, организация и общее управление строительством алюминиевых, глиноземных заводов и других промышленных объектов в России и за рубежом. Одним из главных обслуживаемых объектов является завод РУСАЛ.

Для эффективного и своевременного обслуживания и ремонта оборудования используется лучшее программное обеспечение в области управления проектами и разработана собственная методология управления строительными проектами, основанная на мировом опыте и международных стандартах.

Среди основных видов деятельности ООО «ИСО» наряду с предоставлением различных услуг, является производство электрической распределитель-

ной и регулирующей аппаратуры, а также аппаратуры для эффективного осуществления основных металлургических процессов алюминиевых заводов.

В этой области имеется инновация, реализуемая посредством имеющегося на базе предприятия научно-технического потенциала (исследовательско-аналитического центра).

Предприятие ООО «ИСО» совместно с группой компаний РУСАЛ организовало производство нового изделия – защитной азотно-водородной атмосферы для термометаллургических процессов, используя собственные и заемные средства.

Специалисты компании ООО «ИСО» могут осуществлять тепловизионный контроль и диагностику различного электрооборудования с помощью современных тепловизоров и диагностических приборов.

Инжиниринговая компания INTRATOOL основана в 2002 году в Санкт-Петербурге (195027, Санкт-Петербург, шоссе Революции, 3). Компания имеет множество филиалов по всей России (рисунок 15).



Рисунок 15 – География компании INTRATOOL

Инжиниринговая компания INTRATOOL является разработчиком систем промышленного мониторинга INTRAVISION®.

Компания решает полный цикл задач, в число которых входят исследова-

ния, разработка, выпуск проектной и сопроводительной документации, производство технически сложного оборудования, его поставка в составе вспомогательных систем, монтаж и последующее обслуживание.

В составе Инжиниринговой компании INTRATOOL работают более 100 специалистов инженерных специальностей:

- проектировщики и архитекторы – 23
- бюро ГИП/ПП – 16
- технологи – 7
- конструкторы – 6
- сметчики – 6
- строительное управление – 21
- инженеры и технические специалисты – 36

К приоритетным разработкам направления INTRAVISION относятся системы для обеспечения непрерывного тепловизионного мониторинга, предназначенные для применения на опасных производственных объектах.

Инжиниринговая компания INTRATOOL выстраивает свою работу с учетом особенностей объектов заказчика и обеспечивает адаптацию технологий для каждого выбранного к оснащению участка производства.

Продукция компании INTRATOOL нацелена на:

- повышение безопасности производства;
- контроль качества;
- модернизация производства;
- соблюдение всех технических условий и требований нормативных правовых актов.

К основной продукции компании INTRATOOL относятся:

- системы улучшения видимости;
- системы тепло/телевизионного мониторинга;
- системы внутripечного мониторинга.

На сегодняшний день Компания готова решать самые сложные инженер-

но-технические задачи для повышения эффективности производства на российских предприятиях нефтегазовой, нефтехимической, энергетической, горной, металлообрабатывающей промышленности.

Комплекс инженерно-консультационных услуг направлен на внедрение новых технологий, уменьшение времени запланированных простоев, предупреждение незапланированных простоев производства, обеспечение максимального срока службы оборудования, сокращение затрат на проведение технического обслуживания, оптимизации издержек производства, прогнозирование рисков простоя оборудования.

Французская международная компания по производству электрооборудования Schneider Electric – это европейская международная компания, предоставляющая цифровые решения в области энергетики и автоматизации для повышения эффективности и устойчивого развития.

Компания Schneider Electric является мировым экспертом в управлении энергией и автоматизации. Schneider Electric предлагает интегрированные энергоэффективные решения для энергетики и инфраструктуры, промышленных предприятий, объектов гражданского и жилищного строительства, а также центров обработки данных. Подразделения компании успешно работают более чем в 100 странах мира [19].

АО «Шнейдер Электрик» имеет представительства в 35 городах России с головным офисом в Москве. Производственная база Schneider Electric в России представлена 6 действующими заводами и 3 логистическими центрами. Также в России работают научно-технические и инженерные центры компании. Численность персонала компании в России составляет около 12 000 сотрудников.

Развитие российского производства – основа долгосрочной стратегии Schneider Electric. Компания уже вложила более 1 млрд. долларов США в российские производственные мощности и продолжает инвестировать.

Более 60% продукции, поставляемой Schneider Electric российским клиентам, производится в России на 6 собственных заводах компании (рисунок 16). Широкий спектр электротехнической продукции по лицензии Schneider Electric

выпускается российскими партнерами в полном соответствии с мировыми стандартами качества.



Рисунок 16 – Производственные площадки Schneider Electric в России

В области передачи и распределения электроэнергии компания реализует проекты «под ключ»:

- комплексное предложение для распределительных сетей 35/20, 10, 6/0,4 кВ, в том числе системы диспетчерского контроля, управления энергообъектом и учета электроэнергии
 - понижающие и повышающие подстанции и центры питания
 - комплектные трансформаторные подстанции
 - комплексные системы защиты, контроля и управления для подстанций и распределительных сетей
 - КРУЭ, высоковольтные коммутационные аппараты, ячейки КРУ, выключатели, разъединители, трансформаторы, цифровые устройства и системы защиты, контроля и управления.

2.2 Анализ методов контроля и диагностики электрооборудования

Энергосетевые компании активно внедряют новые, современные методы для контроля электроэнергетического оборудования. Применения новых методов обоснованы тем, что современные условия эксплуатации требуют применения новых бесконтактных методов диагностирования оборудования под рабочим напряжением, простых, недорогих и оперативных [20]. Рассмотрим на примере выбранных организаций, какие методы применяются для контроля оборудования и какие новые методы внедряются и проанализируем их.

В ООО «ИСО» применяются методы диагностики электротехнического оборудования с использованием неразрушающих методов контроля. Данные методы являются более прогрессивным по сравнению с разрушающими методами, более эффективными. Основные методы неразрушающего контроля изображены на рисунке 17.



Рисунок 17 – Основные методы неразрушающего контроля

Проведем анализ и дадим оценку методу тепловизионного контроля, который использует компании ООО «ИСО».

Для диагностики электрооборудования и поиска локальных нагревов ООО «ИСО» имеет на вооружении 2 современных тепловизора Testo 875-2i (рисунок 18).



Рисунок 18 – Тепловизор Testo 875-2i

Метод тепловизионного контроля с использованием переносных тепловизоров все больше находит применение на энергетических предприятиях, это объясняется тем, что данный метод обладает простотой использования. В свою очередь, метод тепловизионного контроля обладает рядом преимуществ [21]:

- для контроля электротехнического оборудования не требуется большое количество персонала, достаточно одного специалиста;
- производить проверку можно в любое время, что самое важное не выводя оборудование из работы;
- обнаружение процесса разрушения в начальной стадии, это относится как к высоковольтным линиям, так и к силовому оборудованию.

Все преимущества позволяют оперативно выявить и исключить прогрессирование развития процесса разрушения изоляции и контактных соединений оборудования, и тем самым повысить надежность работы оборудования, и соответственно сократить расходы на ремонт.

Также, у этого метода есть и свои недостатки. Несмотря на его эффективность при его надлежащем исполнении, испытания проводятся только на плановой основе. Более того, так как каждая проверка обязательно должна проводиться в непосредственной близости от работающего электрооборудования, персонал находится в зоне риска.

ООО «ИСО» проводит тепловизионный контроль с регулярными временными интервалами, например, каждые 6, 12 или 24 месяца. Потенциальные риски этого подхода заключаются в том, что при периодических проверках служба эксплуатации не всегда вовремя получает сигнал тревоги о быстром ухудшении состояния в точках соединения. Кроме того, ограниченный доступ к некоторым электротехническим помещениям по правилам техники безопасности может усложнить проведение периодических испытаний и привести к появлению еще большего количества тепловых рисков.

Как правило, для проведения тепловизионного контроля также требуется наличие окна в дверце распределительного устройства (рисунок 19), чтобы обеспечить доступ к камере для проведения испытаний на работающем оборудовании.



Рисунок 19 – Диагностика через окно в дверце распределительного устройства

При работе с оборудованием оператору часто приходится открывать дверные панели для проверки соединений. Доступ к точкам контакта и их видимость также могут быть ограничены, особенно в случае сборных шин, поэтому размещение камеры может вызывать затруднения. По этим причинам при проведении испытаний некоторых типов распределительных устройств и трансформаторов могут возникать проблемы безопасности, т.к. технический специалист подвергается риску.

Подведем итог, переносной тепловизор – невероятно удобный инструмент для контроля, диагностики электрооборудования и электроустановок под любыми напряжениями. Он обладает своими преимуществами и недостатками. Использовать такой метод или нет, решать компаниям и предприятиям, которые проводят диагностику электрооборудования.

Рассмотрим более современные решения в области тепловизионной диагностики электрооборудования.

Для контроля энергетического оборудования **Инжиниринговая компания INTRATOOL** предлагает систему тепловизионного мониторинга INTRAVISION® Ti (рисунок 20). Она позволяют в стационарном режиме собирать температурные данные с элементов распределительных устройств, автоматически предупреждая об их перегреве еще на ранней стадии возникновения дефекта.

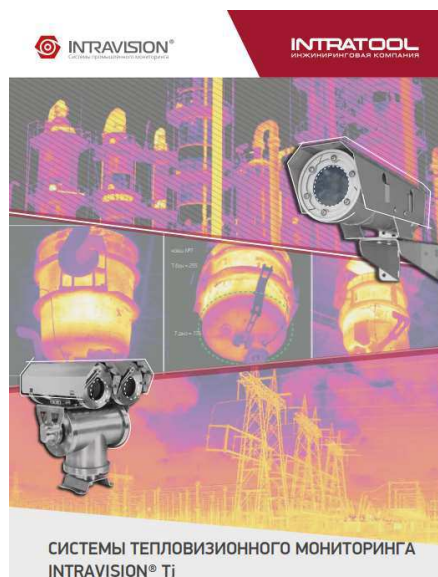


Рисунок 20 – Система тепловизионного мониторинга INTRAVISION® Ti

Система работает в режиме 24/7 и позволяет дистанционно контролировать состояние всех ключевых элементов оборудования подстанции, а также заходящие линии электропередачи (ЛЭП) [22].

Система выполняет автоматизированный визуальный осмотр и наблюдение за следующими видами оборудования:

- АТ, ШР; ТТ, ТН,
- разъединители и заземляющие ножи;
- высоковольтные выключатели;
- опорная и подвесная изоляция, контактные соединения проводов.

Функционал ПТК:

- удаленное видеонаблюдение измерительных приборов и оцифровка состояний элементов оборудования методом машинного зрения:

- удаленный тепловизионный контроль;
- автоматизированный осмотр по расписаниям;
- анализ данных осмотра для прогнозирования нарушений;
- оповещение об отклонениях, свидетельствующих о технологических

нарушениях;

Преимущества:

- контроль и наблюдение в режиме реального времени без участия человека;

- автоматизация процессов сбора и хранения информации, проведения плановых осмотров оборудования подстанций

- возможность прогнозирования показателей и выявления отклонений от трендов;

- снижение влияния «человеческого фактора»;

Эффект от внедрения:

- снижение эксплуатационных издержек;
- снижение затрат на устранение технологических нарушений и повышение надежности работы оборудования;

- предупреждение инцидентов, выявление конкретных дефектов на оборудовании;
- полный периметр контроля за состоянием основного оборудования, наряду с активно внедряемыми системами мониторинга.

На рисунке 21 представлена схема взаимосвязей система тепловизионного мониторинга INTRAVISION® Ti.

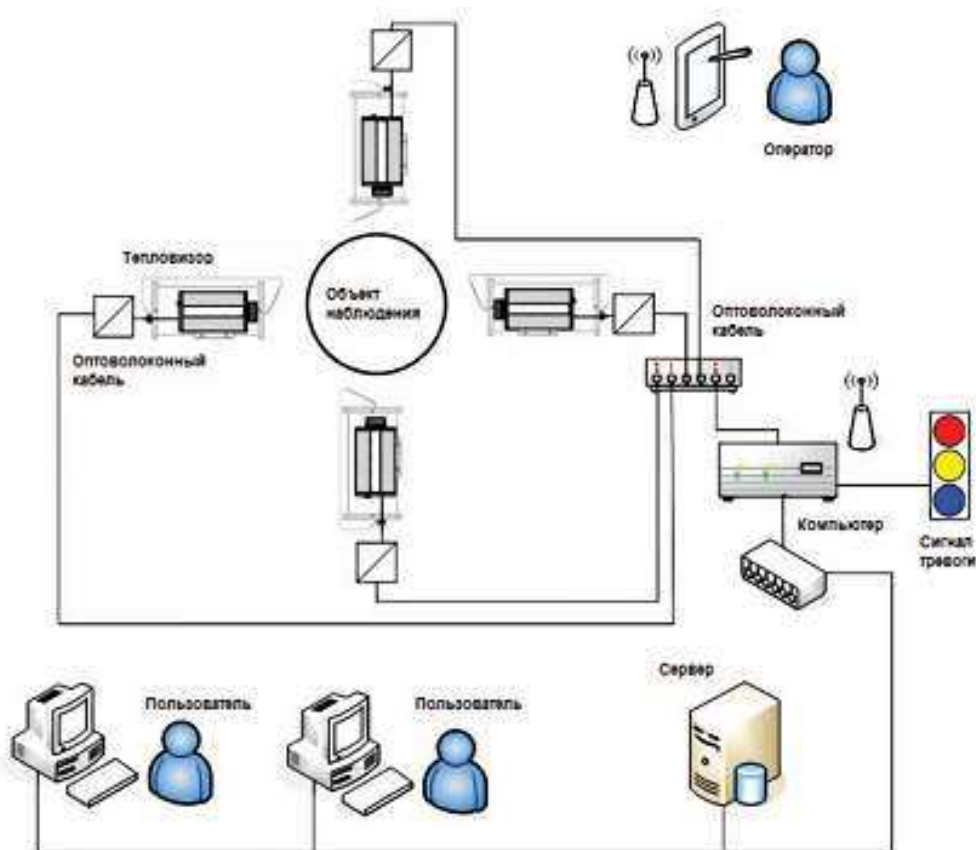


Рисунок 21 – Схема взаимосвязей система тепловизионного мониторинга INTRAVISION® Ti

С помощью круглосуточного тепловизионного контроля могут быть выявлены на ранней стадии следующие повреждения:

- **для силовых трансформаторов:** очаги возникновения магнитных полей рассеяния; наличие застойных зон в баках за счет шлакообразования, разбухания или смещения изоляции обмоток; неисправность маслосистемы; дефекты вводов и систем охлаждения;

- **для коммутационной аппаратуры:** перегрев контактов токоведущих шин, рабочих и дугогасительных камер; нарушение внутрибаковой изоляции; дефекты вводов, трещины опорно-стержневых изоляторов;
- **для измерительных трансформаторов:** перегрев наружных и внутренних контактных соединений; снижение надежности внутренней изоляции обмоток;
- **для вентильных разрядников и ограничителей перенапряжений (ОПН):** нарушение герметизации элементов; обрыв шунтирующих сопротивлений; отклонение в комплектации элементов;
- **для конденсаторов:** пробой секций элементов;
- **для высокочастотных заградителей:** перегрев контактных соединений.

На рисунке 22 приведен пример расположения технических средств системы тепловизионного мониторинга INTRAVISION® Ti.

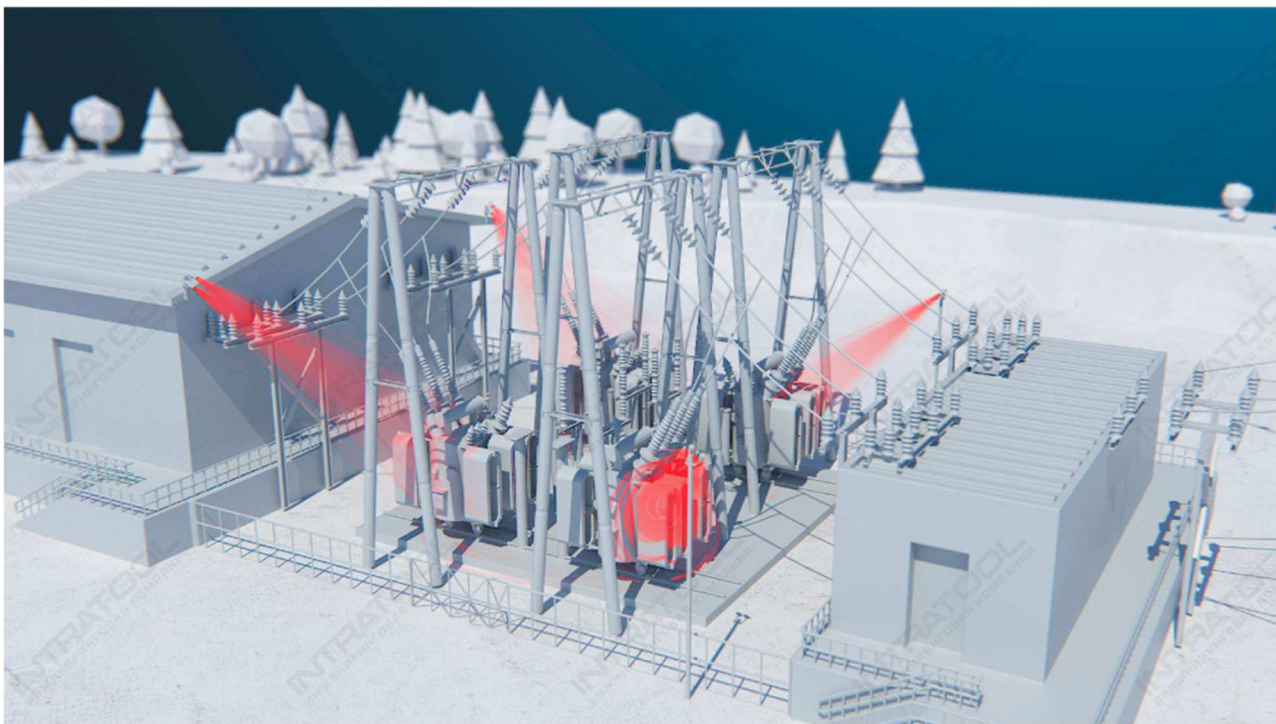


Рисунок 22 – Пример расположения технических средств системы тепловизионного мониторинга INTRAVISION® Ti

Подведем итог, так как стоимость системы мониторинга и ее монтажа высока, по этой причине системами диагностического мониторинга целесообразно оснащать трансформаторы мощностью свыше 25 МВА с загрузкой более 50 %, установленные на крупных узловых подстанциях питающих ответственных потребителей. Стоимость установки системы мониторинга будет составлять не более 3 % от стоимости трансформатора.

Рассмотрим еще одну организацию, предлагающую современное альтернативное решение в области тепловизионной диагностики электрооборудования.

АО «Шнейдер Электрик» предлагает технологию непрерывного контроля температуры, как альтернативу традиционному тепловизионному контролю, с использованием переносных тепловизоров.

Этот метод, если сравнивать его с ИК-термографией, является более безопасным и всеобъемлющим способом выявления тепловых рисков системы распределения электроэнергии среднего и низкого напряжения.

Непрерывный мониторинг температуры – относительно новое решение, которое имеет ряд преимуществ по сравнению с тепловизионными проверками и может обеспечить еще больший потенциал окупаемости инвестиций. Контроль температуры опирается на стационарные датчики на сборных шинах, кабельных соединениях и контактах автоматического выключателя, представленных на рисунке 23.

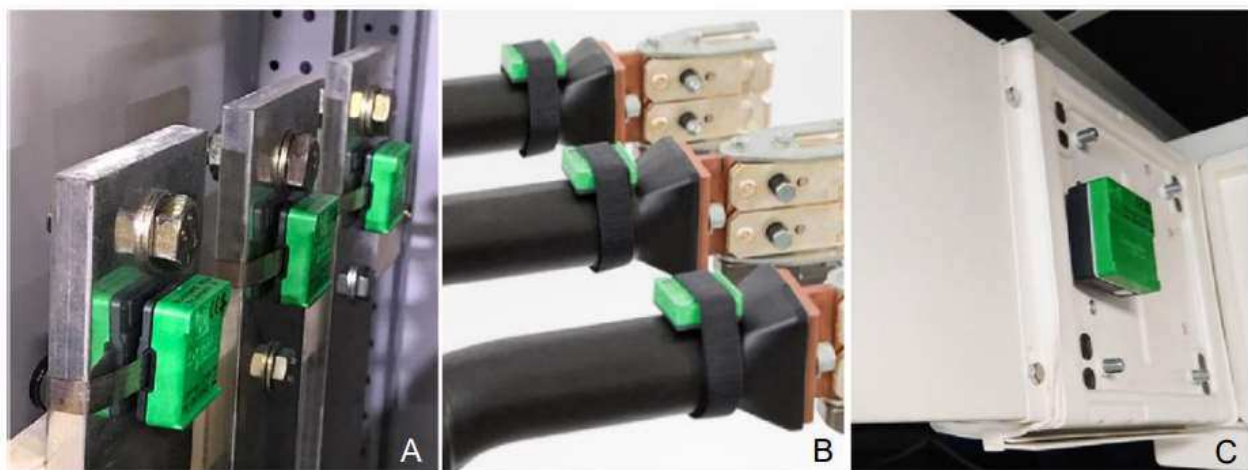


Рисунок 23 – Расположение датчиков для контроля температуры

Контроль температуры, в отличие от проводимых вручную периодических проверок с использованием тепловизора, выполняется непрерывно. Аномальные повышения температуры или тепловые пробои выявляются в режиме реального времени.

Критически важные моменты, которые можно пропустить при использовании ИК-сканирования, если они возникают между запланированными проверками, обязательно будут выявлены системой постоянного контроля температуры. Кроме того, системы мониторинга обычно включают возможности автоматического оповещения. Аварийный сигнал о тепловом событии будет немедленно отправлен группам по эксплуатации и техническому обслуживанию, что даст им возможность принять меры, прежде чем произойдет повреждение оборудования.

Дополнительным преимуществом стационарных датчиков является возможность использования температурной модели с учетом величины тока в качестве эталона. Температура сборной шины и соединения колеблется в зависимости от величины тока, протекающего в проводнике. А значит, зная величину тока, можно спрогнозировать температуру сборной шины и сравнить ее с фактической температурой. Это делает анализ более точным и гарантирует более тонкую настройку чувствительности аварийных сигналов. Другими словами, обнаружение аномального повышения температуры оптимизируется.

Было бы нецелесообразно регулярно проверять показания температуры на каждом стационарном датчике вручную. Функция беспроводной связи обеспечивает круглосуточный мониторинг, включая постоянное сканирование всех датчиков с целью обнаружения аномальных температур.

Датчики образуют целостную сеть для контроля температуры на уровне объекта. При необходимости тепловые данные автоматически и непрерывно загружаются в локальные и облачные аналитические приложения с помощью беспроводных концентраторов данных и других интерфейсов связи. Контроль температуры предоставляется в качестве основной функции или модульного

дополнения к решению для системы управления питанием и энергопотреблением.

На рисунке 24 показана стандартная схема непрерывного контроля температуры электрооборудования.

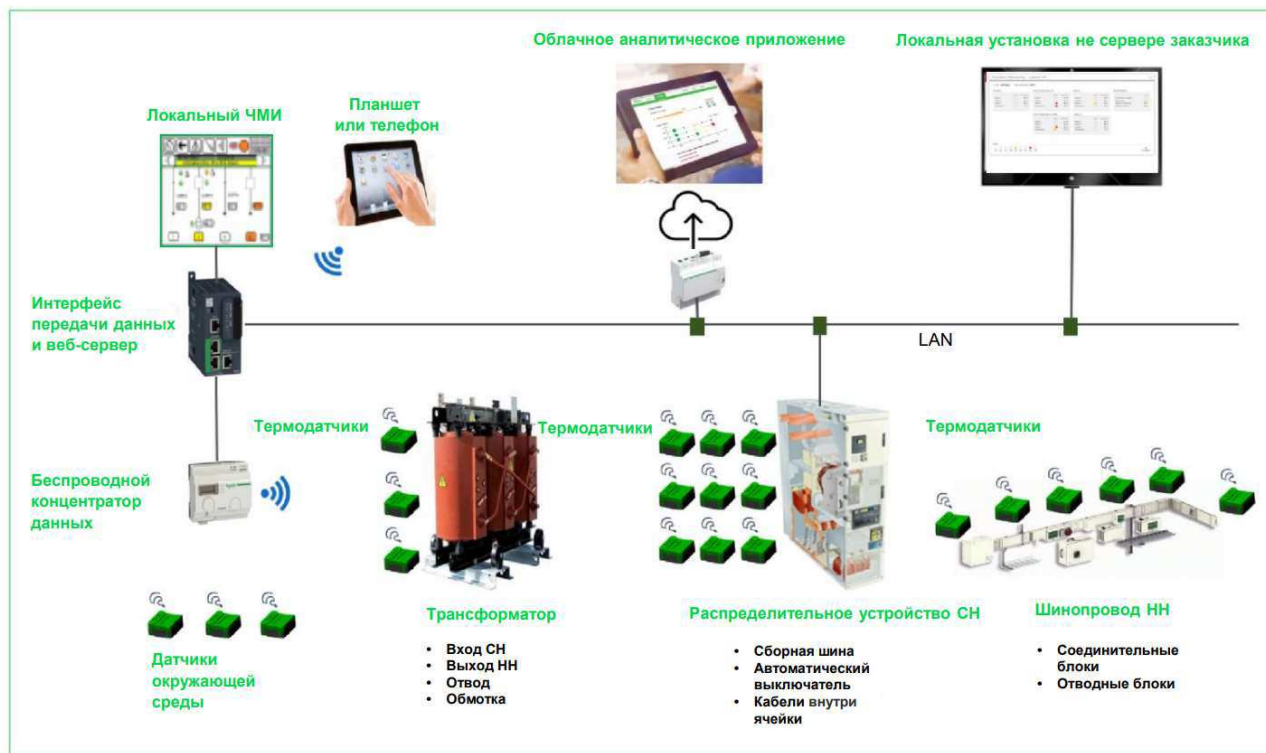


Рисунок 24 – Схема непрерывного контроля температуры электрооборудования

Беспроводной непрерывный мониторинг температуры позволяет максимально эффективно выявлять аномальные повышения температуры в пределах любой электрической распределительной инфраструктуры до того момента, как они приведут к выходу оборудования из строя, крупным финансовым потерям или, что еще хуже, человеческим жертвам [23].

В рамках стандартного 20-летнего срока службы большинства распределительных устройств функция непрерывного контроля температуры считается в 2,5 раза более экономически эффективной по сравнению с периодическими тепловизионными проверками. Она также является более безопасной, так как исключает необходимость постоянного контакта персонала с оборудованием под напряжением.

Что касается повышения надежности и времени безотказной работы, система контроля температуры помогает выявить тепловые сбои, которые возникают между ручными проверками. Использование температурной модели с учетом величины тока и межфазное сравнение также повышают точность определения тепловых рисков. При этом аварийная сигнализация позволяет сервисным службам оперативно реагировать на возникновение рисков до наступления возможных простоев и ущерба.

В результате анализа вышеуказанных методов контроля электрооборудования можно сделать вывод, что все три метода имеют свои преимущества и недостатки. Несмотря на то, что системы мониторинга более сложные и дорогостоящие, по сравнению с традиционным методом тепловизионного контроля, в долгосрочной перспективе они более выгодны, так как от ошибок, связанных с человеческим фактором, никуда не деться.

Так как с 2018 года принята стратегия «Цифровая энергетика», сутью которой, является создание единой информационной среды энергетики, то и предпочтение в выборе методов диагностики электрооборудования стоит отдавать автоматизированным системам мониторинга и диагностики электрооборудования, которые охватывают узлы системы, благодаря большому количеству датчиков и позволяют на ранней стадии выявить начало негативных процессов [24].

3 Практическая часть

3.1 Выбор аппаратуры для системы тепловизионного мониторинга

Компания ООО «ИСО» является подрядной организацией и осуществляет свою деятельность на промплощадке «Саяногорского Аллюминиевого Завода».

Как оговаривалось выше, в пункте 2.2, для диагностики электрооборудования и поиска локальных нагревов компания ООО «ИСО» использует традиционный метод тепловизионного контроля, с применением тепловизоров Testo 875-2i (рисунок 25).



Рисунок 25 – Диагностика с помощью тепловизора Testo 875-2i

В связи с цифровизацией энергосетевых компаний и промышленных предприятий, внедрим систему тепловизионного мониторинга для главной понижающей подстанции №1 (ГПП-1), находящейся на промплощадке «Саяногорского Аллюминиевого Завода» (рисунок 26).

Технологическая нагрузка завода запитана от трех трансформаторов ТДЦ 200000/220/20 (1Т, 2Т, 7Т – установлены на ГПП-1).

Трансформатор 1Т по нормальной схеме подключен к ВЛ 220 кВ Д76 и является основным питанием для КПП-1 (1 серия). Трансформатор 2Т подключен по нормальной схеме к ВЛ Д78 и является основным питанием для КПП-2 (2 серия). Трансформатор 7Т подключен по нормальной схеме к ВЛ Д77 и является резервным питанием для КПП-1 и КПП-2.

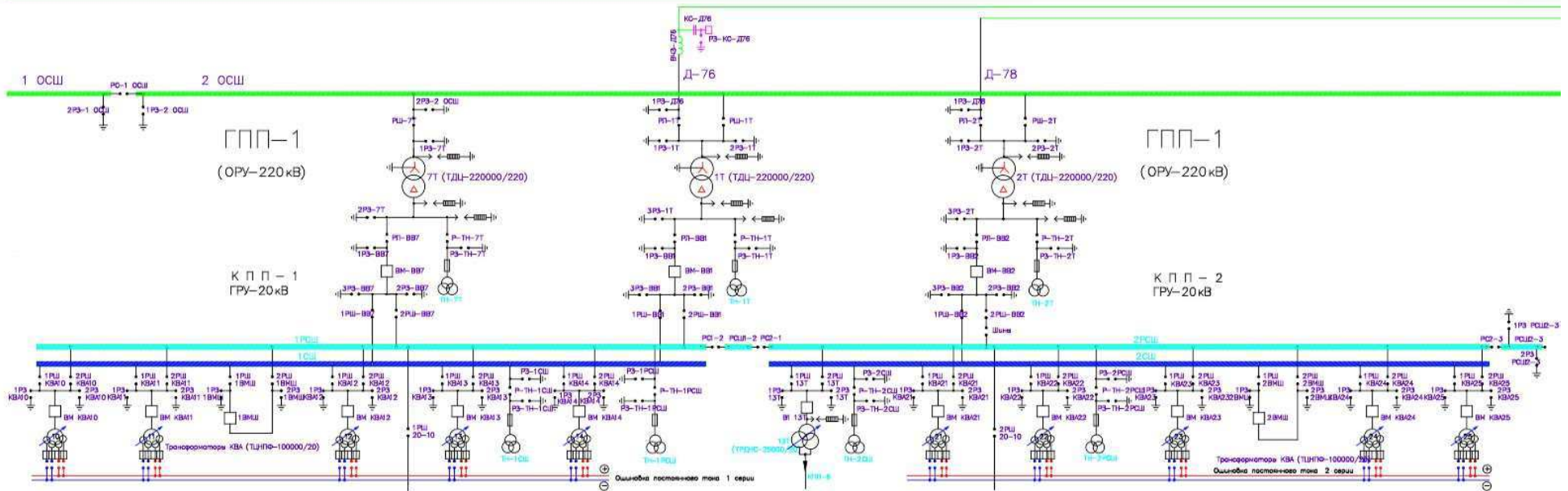


Рисунок 26 – Схема главной понизительной подстанции ГПП-1

На КПП-1 и КПП-2 установлено десять преобразовательных трансформаторов ТЦНП-100000/20. Итого 13 трансформаторов.

Рассмотрим выбор основной аппаратуры для системы мониторинга на ГПП-1.

Для системы мониторинга необходимо предусмотреть определенное количество аппаратуры, которая будет контролировать необходимые параметры. Я считаю, для одного трансформатора должно быть минимум 2 стационарных тепловизора, со стороны высокого и низкого напряжения.

На основании вышеуказанных данных, для системы мониторинга за ГПП-1, необходимо 26 стационарных тепловизоров. Для нашей системы мониторинга выберем тепловизор ЖК-361-РОЕ (рисунок 27).



Рисунок 27 – Тепловизор ЖК-361-РОЕ

3.2 Экономический эффект от внедрения системы тепловизионного мониторинга на ГПП-1

В настоящее время накоплен обширный статистический материал, подтверждающий высокую экономическую эффективность практического внедрения систем тепловизионного мониторинга, в том числе и на предприятиях металлургии. Так, по данным американского исследовательского центра ARC Advisory Group, 1 час незапланированного простоя обходится для металлургического предприятия в среднем в 1,2 млн. рублей [25].

Согласно локальному сметному расчету на монтаж системы тепловизионного мониторинга ГПП-1, представленного в приложении А, стоимость

внедрения системы тепловизионного мониторинга составила 7,1 млн. рублей.

Нетрудно посчитать, что достаточно предотвратить 6 часов простоя и это позволит полностью окупить затраты на внедрение системы тепловизионного мониторинга.

Рассмотрим эффективность применения системы тепловизионного мониторинга на примере трансформатора ТДЦ 200000/220/20, установленного на ГПП-1, промплощадке «Саяногорского Аллюминиевого Завода».

Стоимость простоя оборудования из-за аварийного останова высока и составляет по оценкам экспертов ООО «ИСО» приблизительно 700 тыс.руб./час.

Время неподготовленного ремонта на 250% больше нормального времени ремонта, соответственно трудозатраты в 2,5 раза выше, простой оборудования также в 2,5 раза выше. При условии, что запланированный ремонт составит 1 смену – 8 часов для бригады из 5 человек, то из-за увеличения времени простоя потери составят на 8400 тыс.руб. больше и потери по стоимости трудозатрат (стоимость чел/ч – 350 руб., и вместо 14 тыс.руб. получаем 35 тыс.руб.) составят 21 тыс.руб.

Хранение полного набора запасных комплектующих к оборудованию на складе (заморозка денежных средств, потеря приблизительно 280 тыс.руб./год).

Замена заведомо исправных деталей и узлов составляет для данного агрегата от 490 до 840 тыс.руб. в год.

Сделаем следующие обозначения:

- общие потери – Q
- простой оборудования – X
- трудозатраты – Y
- количество членов ремонтной бригады – A
- стоимость чел/ч - C
- хранение запчастей – P
- замена исправных деталей – Z
- время – t

Формула для убытков от простоя оборудования в денежном выражении:

$$Q = (X \cdot t \cdot 2,5 - X \cdot t) + (Y \cdot t \cdot 2,5 \cdot A - Y \cdot t \cdot A) + P + Z,$$

При этом:

$$t = 8 \text{ часов};$$

$$Y = 0,350 \text{ тыс.руб./ч};$$

$$A = 5 \text{ человек};$$

$$P = 280 \text{ тыс.руб.}, Z = 630 \text{ тыс.руб.}, X = 700 \text{ тыс.руб.},$$

2,5 – коэффициент, учитывающий увеличение простоя (по соображениям выше).

Убытки от простоя оборудования в денежном выражении:

$$Q = (700 \cdot 8 \cdot 2,5 - 700 \cdot 8) + (0,35 \cdot 8 \cdot 2,5 \cdot 5 - 0,35 \cdot 8 \cdot 5) + 280 + 630 = 9331 \text{ тыс./год.}$$

Экономия средств от внедрения системы тепловизионного мониторинга на данном трансформаторе с учетом того, что за год происходило не более одного внепланового останова, составляет 9331 тыс.руб.

Если взять такие трансформаторы по всем подстанциям на промплощадке «Саяногорского Аллюминиевого Завода», то экономический эффект увеличится в разы.

Срок окупаемости при внедрении системы тепловизионного мониторинга стоимостью 7,1 млн.руб. составит:

$$\text{ТОК} = 7100/9331 = 0,76 \text{ года или примерно } 9,12 \text{ месяца.}$$

По результатам расчетов целесообразна практическая реализация перехода от планово-профилактического обслуживания к обслуживанию по фактическому состоянию.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы была дана оценка применения современных методов тепловизионного контроля и диагностики электротехнического оборудования, так же были даны практические рекомендации по их применению.

Перспективные методы, рекомендованные к использованию в данной работе, удовлетворяют всем современным требованиям. Внедрение системы тепловизионного мониторинга электрооборудования на предприятии позволит исключить внеплановые остановы, сократить время ремонтов, заменить при ремонте оборудования только заведомо неисправных комплектующих, обеспечить минимальный запас комплектующих на складе, предотвратить повторное появление выявленных неисправностей. Использование этих методов позволяет оперативно принимать решения по устранению неисправностей, что приводит к уменьшению затрат на устранение неисправностей электрооборудования.

В связи с принятой политикой цифровизации энергосетевых компаний и промышленных предприятий, наиболее перспективными средствами обнаружения, регистрации и прогнозирования являются автоматизированные системы мониторинга и диагностики электрооборудования, которые охватывают узлы системы, благодаря большому количеству датчиков, позволяют на ранней стадии выявить начало негативных процессов.

Проведенное исследование имеет практическую значимость. Экономический эффект от внедрения системы тепловизионного мониторинга, для одного только трансформатора составляет более 9 млн. руб. Эффект показывает, что выгоднее предотвратить возникновение дефектов и осуществлять профилактику электрооборудования, чем потом в дальнейшем его ремонтировать или оплачивать простои, что может быть связано с серьезными финансовыми и трудовыми затратами предприятия. Эти практические рекомендации могут быть применены в различных электросетевых компаниях и энергосервисных организациях.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Тепловизионный контроль контактных соединений [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://leg.co.ua/stati/podstancii/teplovizionnyu-kontrol-kontaktnyh-soedineniy.html> (дата обращения 10.04.2021).
2. Комплексное обследование силовых трансформаторов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://diaworld.ru/about/publications/1424/> (дата обращения 10.04.2021).
3. Тепловизионный метод диагностики силовых и измерительных трансформаторов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://infopedia.su/12xbc67.html> (дата обращения 10.04.2021).
4. Основные положения методики инфракрасной диагностики электрооборудования [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://sro150.ru/metodiki/112-osnovnye-polozheniya-metodiki-infrakrasnoj-diagnostiki-elektrooborudovaniya> (дата обращения 10.04.2021).
5. Диагностика электрооборудования электрических станций и подстанций : учебное пособие / А. И. Хальясмаа [и др.]. — Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2015. — 64 с.
6. Шонин Ю.П., Монтаж, техническое обслуживание и ремонт силовых масляных трансформаторов / Шонин Ю.П., Путилов В.Я.. — Электрон. дан. — Москва : Издательский дом МЭИ, 2013. — 760 с.
7. Неисправности трансформаторов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.ess-ltd.ru/elektro/neispr-trans.php> (дата обращения 10.04.2021).
8. Оценка состояния сварных и выполненных обжатием КС [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://poisk-ru.ru/s36631t8.html> (дата обращения 10.04.2021).
9. Современные научные исследования и инновации. 2012. № 9 [Электронный ресурс]. URL: <https://web.snauka.ru/issues/2012/09/16794> (дата обращения: 18.06.2021).

10. Назначение и принцип действия термосифонных и адсорбционных фильтров трансформатора [Электронный ресурс]. URL:<https://otransformatore.ru/vopros-otvet/termosifonnyj-filtr-transformatora/> (дата обращения: 18.06.2021).

11. Классификация высоковольтных вводов [Электронный ресурс]. URL: <http://electrospb.ru/01-klassifikacija-vysokovoltnyh-vvodov> (дата обращения: 18.06.2021).

12. Характерные неисправности вводов и методы их устранения [Электронный ресурс]. <https://energoboard.ru/information/379/> (дата обращения: 18.06.2021).

13. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200053728> (дата обращения 10.04.2021).

14. Эксплуатация электрических подстанций и распределительных устройств : производственно-практическое пособие / В. В. Красник. – М. : ЭНАС, 2011. – 320 с. : ил.

15. Особенности эксплуатации маломасляных выключателей серии ВМТ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://electrinpho.ru/view_stati.php?id=83 (дата обращения 10.04.2021).

16. Термины и определения применяемые при обследовании электрооборудования [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://leg.co.ua/info/spravka/terminy-i-opredeleniya-primenyayemye-pri-obsledovanii.html>

17. Диагностика и контроль вентильных разрядников [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://lektsii.org/7-94518.html>

18. Тепловизионное обследование фарфоровых изоляторов [Электронный ресурс] // – URL: <https://teplovizo.ru/teplovizionnoe-obsledovanie-farforovyh-izolyatorov.htm> (Дата обращения 14.04.2021) загл. с экрана

19. История компании Schneider Electric [Электронный ресурс] // – URL: <https://www.interlight.store/articles/272764> (Дата обращения 14.04.2021) загл. с экрана

20. Актуальные технологии для рынка электроэнергетики [Электронный ресурс] // – URL: https://www.tadviser.ru/index.php/Статья:Актуальные_технологии_для_рынка_электроэнергетики (Дата обращения 14.04.2021) загл. с экрана
21. Тепловизионный контроль электрооборудования [Электронный ресурс] // – URL: <https://domdvordorogi.ru/teplovizionnyiy-kontrol-elektrooborudovaniya> (Дата обращения 14.04.2021) загл. с экрана
22. Новости электроэнергетики [Электронный ресурс] // – URL: https://www.eprussia.ru/news/base/2021/2111341.htm?sphrase_id=5492593 (Дата обращения 14.04.2021) загл. с экрана
23. Непрерывный мониторинг температуры как современная альтернатива тепловизионному контролю [Электронный ресурс] // – URL: https://www.se.com/ru/ru/download/document/998-20425658_RU/ (Дата обращения 14.04.2021) загл. с экрана
24. Ведомственный проект «Цифровая Энергетика» [Электронный ресурс] // – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/14559> (Дата обращения 14.04.2021) загл. с экрана
25. Сушко, А.Е. Повышение эффективности управления металлургическим производством путем комплексного внедрения ресурсосберегающих технологий на основе методов и средств вибрационной диагностики [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://diatechnic.ru/attachments/e/8/e8f05b715a7c96-cf62e10ce12ce043f3.pdf> (дата обращения 10.04.2020).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Локальный сметный расчет на монтаж системы тепловизионного мониторинга ГПП-1

СОГЛАСОВАНО:

УТВЕРЖДАЮ:

« _____ » _____ 20__ г.

« _____ » _____ 20__ г.

(наименование стройки)

Локальный сметный расчет № (локальная смета)

на монтаж системы тепловизионного мониторинга ГПП-1
(наименование работ и затрат, наименование объекта)

Основание:

Сметная стоимость _____ 7 107, 614тыс. руб.
 строительных работ _____ 33, 847тыс. руб.
 монтажных работ _____ 164, 516тыс. руб.
 оборудования _____ 5 724, 648тыс. руб.
 Средства на оплату труда _____ 50,494тыс. руб.
 Сметная трудоемкость _____ 1024,9чел.час
 Составлен(а) в текущих (прогнозных) ценах по состоянию на _____

| № пп | Шифр и номер позиции норматива | Наименование работ и затрат, единица измерения | Кол-во | Стоимость единицы, руб. | | Общая стоимость, руб. | | | Затраты труда рабочих, чел.-ч, не занятых обслуживанием машин | |
|------|--------------------------------|--|--------|-------------------------|--------------------|-----------------------|--------------|--------------------|---|-------|
| | | | | всего | эксплуатации машин | Всего | оплаты труда | эксплуатация машин | на единицу | всего |
| | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| | | | | | | | | | | |

продолжение Приложения А

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
|---|-------------------------|---|------|--------------------|------------------|----------|---------|-------------------|-------|--------|
| Раздел 1. Строительно-монтажные работы | | | | | | | | | | |
| 1 | ФЕР46-03-002-01 | Сверление кольцевыми алмазными сверлами в железобетонных конструкциях с применением охлаждающей жидкости (воды) горизонтальных отверстий глубиной 200 мм диаметром: 20 мм (100 отверстий) | 0,5 | 2282,66 224,15 | 917,01 255,20 | 1141,33 | 112,08 | 458,51 127,60 | 23,3 | 11,65 |
| 2 | ФЕР46-03-002-17 | На каждые 10 мм изменения глубины сверления добавляется или исключается: к расценке 46-03-002-01(100 отверстий) КОЭФ. К ПОЗИЦИИ: до 600 мм ПЗ=40; ОЗП=40; ЭМ=40; ЗПМ=40; МАТ=40; ТЗ=40; ТЗМ=40 | 0,26 | 3946 142,40 | 1520,4 510,40 | 1025,96 | 37,02 | 395,3 132,70 | 14,8 | 3,85 |
| 3 | ФЕР46-03-011-01 | Пробивка в кирпичных стенах борозд площадью сечения: до 20 см2 (100 м борозд) | 5 | 562,04 143,58 | 418,46 40,84 | 2810,2 | 717,9 | 2092,3 204,20 | 15,64 | 78,2 |
| 4 | ФЕРм10-01-055-02 | Прокладка кабеля, масса 1 м: до 1 кг, по стене кирпичной (100 м кабеля) | 7,2 | 1488,66 336,50 | 145,97 15,39 | 10718,35 | 2422,8 | 1050,98 110,81 | 37,1 | 267,12 |
| 5 | ФЕРм11-04-002-02 | Аппарат настольный, масса: до 0,03 т (1 шт.) | 3 | 54,78 26,36 | 27,89 | 164,34 | 79,08 | 83,67 | 3,09 | 9,27 |
| 6 | ФЕРм10-04-067-15 | Пульт видеоинженера (1 шт.) | 1 | 754,79 524,29 | 4,5 0,50 | 754,79 | 524,29 | 4,5 0,50 | 54,5 | 54,5 |
| 7 | ФЕРм11-04-008-01 | Съемные и выдвигаемые блоки (модули, ячейки,ТЭЗ), масса: до 5 кг (1 шт.) | 2 | 9,95 8,90 | 0,87 | 19,9 | 17,8 | 1,74 | 1,03 | 2,06 |
| 8 | ФЕРм10-10-002-02 | Тепловизионные камеры (1шт.) | 26 | 51,11 39,27 | 9,97 | 1328,86 | 1021,02 | 259,22 | 3,59 | 93,34 |
| 9 | ФЕРм10-02-016-06 | Отдельно устанавливаемый: преобразователь или блок питания (1 шт.) | 3 | 199,93 112,01 | 39,6 4,43 | 599,79 | 336,03 | 118,8 13,29 | 10,1 | 30,3 |
| 10 | ФЕРм10-03-056-12 | Настройка канала телевизионного по подготовленным линейным трактам, канал телевизионный между двумя оконечными станциями при количестве пунктов транзита между ними: 0 (1 канал одного направления) | 1 | 4731,05 4638,28 | | 4731,05 | 4638,28 | | 359 | 359 |

продолжение Приложения А

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
|--|-------------------------|---|----|-------------------|---------------|----------|--------|-----------------|------|-------|
| Раздел 2. Монтажные работы по ФЕРм08 с применением понижающего коэффициента согласно письму №30424-КК/08 от 20.08.2010 года | | | | | | | | | | |
| 11 | ФЕРм08-03-572-03 | Блок управления шкафного исполнения или распределительный пункт (шкаф), устанавливаемый: на стене, высота и ширина до 600х600 мм (1 шт.) | 1 | 230,38 23,01 | 30,43 1,35 | 230,38 | 23,01 | 30,43 1,35 | 2,32 | 2,32 |
| 12 | ФЕРм08-03-575-01 | Прибор или аппарат (1 шт.) | 11 | 11,51 11,11 | | 126,61 | 122,21 | | 1,12 | 12,32 |
| 13 | ФЕРм08-02-413-01 | Провод, количество проводов в резинокбитумной трубке: до 2, сечение провода до 6 мм ² (100 м трубок) | 5 | 1322,02 189,88 | 53,23 2,97 | 6610,1 | 949,4 | 266,15 14,85 | 20,2 | 101 |
| Раздел 3. Стоимость оборудования и материалов в текущем уровне цен | | | | | | | | | | |
| 14 | прайс-лист | 16 кан. видео, 16 кан. аудио, H.264, Пентаплекс, 10/100 Mbit Ethernet, ПО центр. поста набл. (CMS), RS-485, 400 к/сек (352х288), 200 к/сек (704х288), 100 к/сек (704х576), VGA, S-VHS, 3 Spot, Мышь, 3 USB, ИК-пульт, DVD/CD-RW, Встроенный WEB-сервер, Уведомления по e-mail, Dual stream, макс. 4 шт HDD, 220В АС (шт.) | 1 | 33421,44 | | 33421,44 | | | | |
| 15 | прайс-лист | SATA 500.0gb Seagate 3500 641AS Bargasuda 7200.9, 7200rpm SATA II 16mb (шт.) | 2 | 2754,24 | | 5508,47 | | | | |
| 16 | прайс-лист | Тепловизор JK-361-PoE тепловизионная матрица 384х288, 8-14 мкм, чувствительность 0,05 °С. частота кадров – 30 Гц питание и передача данных – по Ethernet кабелю (витая пара, RG45) дополнительно - видеовыход PAL/NTSC и внешнее питание 12 В. | 26 | 217200,0 | | 5647200 | | | | |

продолжение Приложения А

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
|----|------------|--|------|---------|---|----------|---|---|----|----|
| 17 | прайс-лист | Источник бесперебойного питания 12В корпус под DIN рейку SKAT-12-3,0-DIN (шт.) | 3 | 1209,66 | | 3628,98 | | | | |
| 18 | прайс-лист | Аккумулятор 12 В, емкость 7 А/час (шт.) | 3 | 418,64 | | 1255,93 | | | | |
| 19 | прайс-лист | Бокс ЩРН-12з-1 36 УХЛЗ (шт.) | 1 | 495,76 | | 495,76 | | | | |
| 20 | прайс-лист | Автомат. выключатель ВА47-29 1P 16А х-ка С (шт.) | 1 | 38,56 | | 38,56 | | | | |
| 21 | прайс-лист | Автомат. выключатель ВА47-29 1P 6А х-ка С (шт.) | 1 | 38,56 | | 38,56 | | | | |
| 22 | прайс-лист | Автомат. выключатель ВА47-29 1P 1А х-ка С (шт.) | 9 | 38,56 | | 347,03 | | | | |
| 23 | прайс-лист | Шина "N" 6*9 14/1 (14 групп/крепеж по центру) ИЭК (шт.) | 2 | 30,85 | | 61,7 | | | | |
| 24 | прайс-лист | Изолятор DIN (шт.) | 2 | 5,51 | | 11,02 | | | | |
| 25 | прайс-лист | Клемник 4мм - 12 секций(н) (шт.) | 6 | 17,63 | | 105,76 | | | | |
| 26 | прайс-лист | Коробка разводная, 80х80х45мм, Плекс (IP-55) (шт.) | 12 | 24,24 | | 290,85 | | | | |
| 27 | прайс-лист | Кабель КВК-П 2*0,75 (м) | 1200 | 24,24 | | 29084,76 | | | | |
| 28 | прайс-лист | Труба ПВХ гибкая, D=16 мм (м) | 500 | 4,41 | | 2203,4 | | | | |
| 29 | прайс-лист | Разъем BNC под пайку (шт.) | 28 | 34,15 | | 956,27 | | | | |

окончание Приложения А

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
|--|---|---|---|---|---|---------------------|-----|-------------------|----|----------------|
| Итоги по смете: | | | | | | | | | | |
| Итоги по Строительным работам | | | | | | | | | | |
| Итого Поз. 1-3 | | | | | | 4977,49 | 867 | 2946,11 464,50 | | 93,7 |
| Накладные расходы 110% ФОТ (от 1 331,50) | | | | | | 1464,65 | | | | |
| Сметная прибыль 70% ФОТ (от 1 331,50) | | | | | | 932,05 | | | | |
| Итого с накладными и см. прибылью | | | | | | 7374,19 | | | | 93,7 |
| Всего с учетом "Индекс Минрегионразвития на 2 кв 2021 года (Письмо Минстроя России от 25.12.2017 N 58300-ОГ/09) (4,59) | | | | | | 33 847,53 | | | | 93,7 |
| Итоги по Монтажным работам | | | | | | | | | | |
| Итоги по позициям, введенным в ценах 2001г. | | | | | | | | | | |
| Монтаж оборудования | | | | | | 26578,89 | | | | 656,42 |
| Монтаж радиотелевизионного и электронного оборудования | | | | | | 2267,89 | | | | 159,17 |
| Электромонтажные работы на других объектах | | | | | | 6995,53 | | | | 115,64 |
| Итого | | | | | | 35842,31 | | | | 931,23 |
| Всего с учетом "Индекс Минрегионразвития на 2 кв 2021 года (Письмо Минстроя России от 25.12.2017 N 58300-ОГ/09) (4,59) | | | | | | 164 516,20 | | | | 931,23 |
| Итого по позициям, введенным в текущих ценах | | | | | | 5 724 648,49 | | | | |
| Итого | | | | | | 5 889 164,69 | | | | 931,23 |
| Итого | | | | | | 5 923 012,22 | | | | 1024,90 |
| НДС 18% | | | | | | 1 184 602,44 | | | | |
| ВСЕГО по смете | | | | | | 7 107 614,66 | | | | 1024,90 |

Бакалаврская работа выполнена мной самостоятельно. Использованные в работе материалы и концепции из опубликованной научной литературы и других источников имеют ссылки на них.

Отпечатано в 1 экземплярах.

Библиография 25 наименований.

« _____ » _____ 20 ____ г.
(дата)

(подпись)

(ФИО)

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
институт

Электроэнергетика
кафедра

УТВЕРЖДАЮ:

Заведующий кафедрой

Г.Н. Чистяков
подпись инициалы, фамилия

«25» 06 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
код – наименование направления

Оценка состояния оборудования методами тепловизионного контроля
тема

Руководитель Дулесова «25» 06 2021 г. доцент кафедры ЭЭ, к.э.н. Н.В. Дулесова
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник Шиянков «24» 06 2021 г. О.В. Шиянков
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер Кычакова «14» 06 2021 г. И.А. Кычакова
подпись, дата инициалы, фамилия

Абакан 2021