

Аннотация

Выпускная квалификационная работа бакалавра посвящена системе мониторинга силовых трансформаторов 220 кВ. Трансформаторы, на которых устанавливается данная система расположены на подстанции «Левобережная» в городе Тольятти.

В работе были рассмотрены методы контроля трансформатора и основные цели внедрения данной системы. Произведен выбор наилучшей и более подходящей системы непрерывного контроля (СНК). Выполнено подробное описание характеристик, состава и структуры системы выбранной системы мониторинга SAFE-T. Произведено подключение оборудования для системы мониторинга на два автотрансформатора АДЦТН 250000/220/110-У1. Выполнено описание настройки программного обеспечения для работы с системой непрерывного контроля. Подсчитана экономическая выгода от внедрения СНК.

Выпускная квалификационная работа бакалавра выполнена в объеме 66 листов, содержит 37 рисунков, 21 таблицу, 6 чертежей, выполненных на формате А1 и 2 приложений.

Abstract

Final qualifying work of bachelor is dedicated to the monitoring system of power transformers of 220 kV. The transformers that receive the system located in the Levoberezhnaya substation in Togliatti.

The article considers methods of control of the transformer and the main objectives of implementing this system. Selection of the best and more suitable system of continuous control (SCC). A detailed description of the characteristics, composition and structure of the system the selected SAFE-T system of monitoring and description of the software settings to operate the monitoring system were made. The connection of the equipment to the monitoring system in two ATDTSTN 250000/220/110-U1 autotransformers was also made. Economic benefits from the implementation of the SCC were estimated.

Final qualifying work performed in a volume of 66 pages, contains 37 figures, 21 tables, 6 drawings, made on size A1 and two applications.

Содержание

Введение	5
1 Методы контроля повреждения силового трансформатора.....	6
2 Выбор системы мониторинга для силового трансформатора	12
3 Описание системы мониторинга SAFE-T.....	14
4 Сборка системы мониторинга.....	26
5 Настройка программного обеспечения.....	46
6 Экономическая выгода от внедрения системы мониторинга и анализ повреждения трансформатора после его введения.....	62
Заключение.....	64
Список использованных источников.....	65
Приложение.....	67

Введение

В настоящее время на современных отечественных и зарубежных электростанциях и в электрических сетях эксплуатируется значительное количество изношенного электрооборудования. Например, в США по состоянию на 1997 г. около 65% силовых трансформаторов отработали более 25 лет, в России износ основных фондов электроэнергетики составляет около 50%.

Экономическая ситуация, а также общее количество оборудования с длительным сроком службы не позволяют в ближайшие годы провести его замену. В связи с этим все более актуальной становится проблема продления сроков службы и оценка возможности дальнейшей эксплуатации такого электрооборудования в системах электроснабжения промышленных, жилых и общественных зданиях.

Целью системы непрерывного мониторинга по фактическому состоянию является повышение надежности и снижение эксплуатационных расходов:

- повышение эффективности эксплуатации трансформаторного оборудования и сокращение случаев сбоев энергообеспечения по вине отказа оборудования за счет выявления начальной стадии развития дефекта и/или предаварийных и аварийных режимов в контролируемом оборудовании;
- сокращение инвестиционных затрат на необоснованное обновление оборудования;
- снижение расходов на проведение ремонтов в результате организации ремонтов по реальному состоянию оборудования вместо календарного;
- сокращение трудозатрат персонала в результате внедрения автоматизированных методов контроля и диагностики;
- увеличение времени эксплуатации оборудования на основании фактических значений критических параметров трансформаторного оборудования;
- снижение рисков причинения экологического ущерба из-за выхода из строя трансформаторного оборудования.

1 Методы контроля повреждений силового трансформатора

В настоящее время наиболее эффективным средством повышения надежности силовых трансформаторов является применение методов и средств технической диагностики (ТД).

В основном все современные системы мониторинга нацелены на оценку состояния изоляции как наиболее важного и подверженного разрушению элемента трансформатора. С этой целью используют оценку режима нагрузки трансформатора, контроль температуры наиболее нагретой точки, определение влагосодержания в бумажной изоляции, определение тангенса угла диэлектрических потерь. Также одним из главных является контроль состояния системы охлаждения, при оценке эффективности которой обычно используются следующие параметры: температура верхних слоев масла, разница температур масла на входе и выходе системы охлаждения, температура окружающей среды, состояние маслонасосов и вентиляторов. Однако не маловажным является контроль таких параметров как: уровень частичных разрядов, характеристика вибрации бака трансформатора, токи электродвигателей маслонасосов и вентиляторов обдува, скорость потоков масла от маслонасоса, ток проводимости, $\tan\delta$ и емкость высоковольтных вводов, ток или мощность электродвигателя привода РПН.

Рассмотрим наиболее эффективные методы ТД и оценки состояния силовых трансформаторов.

1. Измерение и контроль тока, напряжения, мощности.

Рабочие параметры трансформатора, которые свидетельствуют о его нагрузке и служат в качестве входных величин для модели теплового и мощностного баланса трансформатора.

2. Мониторинг влагосодержания и концентрации растворенных газов в масле трансформатора.

От состояния масла в баке трансформатора в максимальной степени зависит состояние изоляционной системы, а также и надежность работы трансфор-

матора. Наиболее важно контролировать влагосодержание в масле. От этого в значительной степени зависят изоляционные свойства масла.

Наличие растворенных газов в масле обычно говорит о наличии дефектов внутри трансформатора. Это тоже важный диагностический признак. Анализ комбинаций нескольких растворенных газов позволяет дифференцировать тип возникшего внутри трансформатора дефекта.

3. Изменение емкости и $\tan\delta$ вводов.

Повреждаемость высоковольтных вводов всегда является, относительно других элементов трансформатора, достаточно высокой, и по некоторым данным достигает 30–35 % от общего количества аварий трансформаторов. Поэтому в состав всех систем диагностического мониторинга трансформаторного оборудования обязательно входят первичные датчики и необходимое оборудование для измерения тангенса угла потерь и емкости вводов в режиме «on-line».

Зафиксированные изменения свидетельствуют о неисправности системы изоляции высоковольтных вводов трансформатора.

4. Мониторинг частичных разрядов в высоковольтных вводах и главной изоляции трансформатора.

Оперативная диагностика состояния изоляции вводов и обмоток трансформатора по уровню и распределению частичных разрядов является эффективной, и особенно, высоко чувствительной к дефектам на самых ранних стадиях их развития. Этот метод следует всегда включать в состав систем диагностического мониторинга трансформаторного оборудования.

5. Мониторинг тепловых режимов работы трансформатора и управления системой охлаждения.

Для силовых трансформаторов понижающих подстанций измерение температуры бака является обязательным. Данные о температуре бака трансформатора необходимы в системе диагностического мониторинга для двух целей. Во-первых, для выявления изменения температуры бака, в зависимости от текущих технологических параметров, и, во-вторых, для уточнения диагностических за-

ключений для тех параметров, которые имеют общий тренд с температурой бака трансформатора.

6. Система мониторинга состояния РПН трансформатора.

Надежность работы системы регулирования напряжения понижающих трансформаторов под нагрузкой (РПН) во многом определяет качество электроснабжения потребителей. В современных экономических условиях важность этого параметра существенно возрастает, что обусловлено ужесточением требований к качеству электроснабжения промышленных и бытовых потребителей. По этой причине растет количество трансформаторов, в которых ведется мониторинг состояния РПН.

Особенно важно использование системы диагностического мониторинга РПН для тех трансформаторов, которые работают в режиме автоматического поддержания напряжения на стороне подключения внешнего потребителя электрической энергии.

7. Токи короткого замыкания.

Записи процессов токов КЗ предоставляют информацию, прежде всего, о динамической нагрузке обмоток трансформатора.

Данные методы эффективны и позволяют выявить дефекты на ранней стадии в электрооборудовании, тем самым предоставляют возможность повысить ресурс и надежность оборудования. Расположение диагностируемого оборудования изображено на рисунке 1.1.

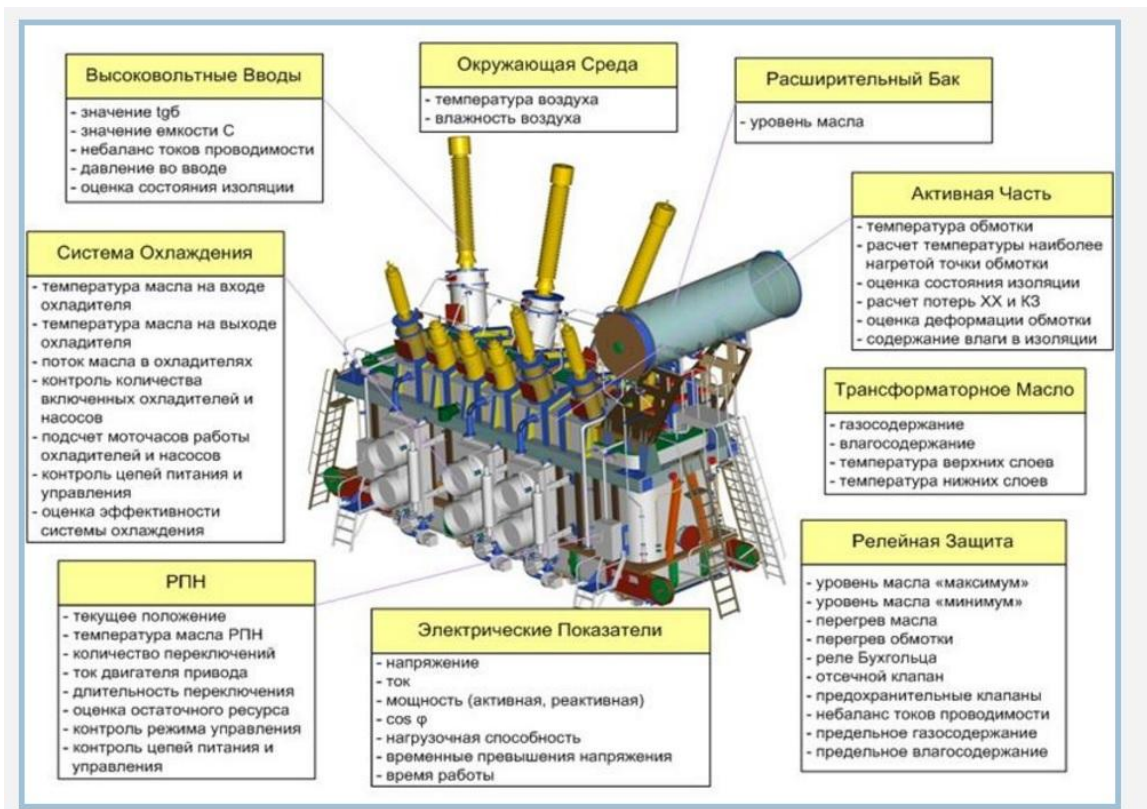


Рисунок 1.1 – Расположение диагностируемого оборудования на трансформаторе

На рисунке 1.2 представлена упрощенная схема контроля силового трансформатора и устройства контроля газо-влажностного содержания TRANSFIX 1.6. Объекты диагностирования и контроля:

1. Ввода 220 кВ, параметры: C1, tg (S), изоляция, данные параметры контролируются с помощью датчиков контроля ЧР 1,2,3,8, показанные на рисунке 1.2.
2. Контроль газов и влаги в масле, выполняется устройством TRANSFIX 1.6 (рисунок 1.3).
3. Контроль тока в нейтрале, несимметрии сопротивления осуществляется датчиками тока под цифрами 4,5,6 на рисунке 1.2.
4. Контроль за системой охлаждения в верхней и нижней части бака трансформатора, проводят датчики 9 и 10 на рисунке 1.2.

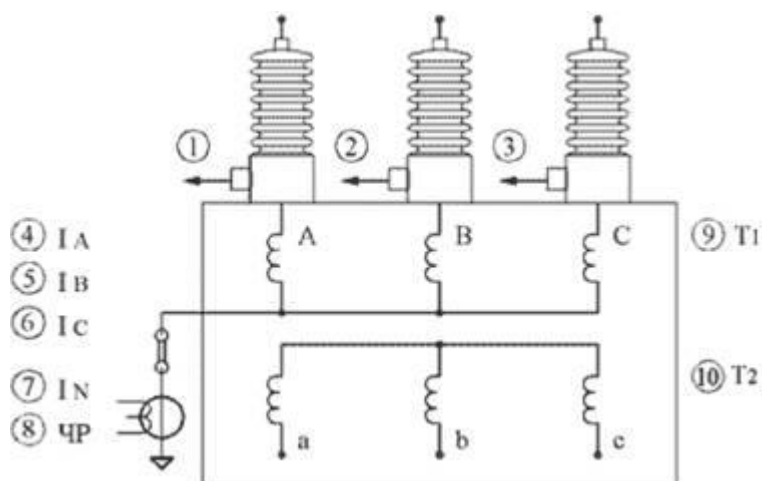


Рисунок 1.2 – Упрощенная схема контроля силового трансформатора

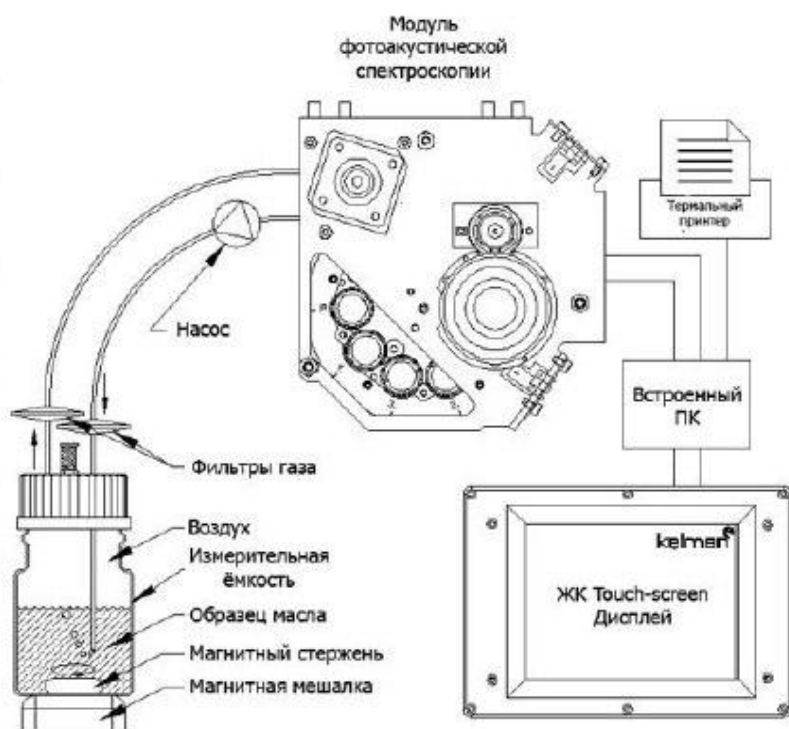


Рисунок 1.3 – Схема устройства TRANSFIX 1.6

При диагностике силовых трансформаторов согласно введенным в России с 01.06.2006г. предлагаются следующие критерии состояния оборудования:

<i>Норма</i>	<i>Норма со значительными отклонениями</i>	<i>Ухудшенное состояние</i>	<i>Предварийное состояние</i>
--------------	--	-----------------------------	-------------------------------

При использовании системы мониторинга трансформатора на ранних стадиях выявляются следующие дефекты:

1. Разрушение маслобарьерной изоляции в баке;
2. Состояние изоляции обмоток;
3. Дуга в масле;
4. Термическое разложение масла;
5. Термическое разложение маслобарьерной изоляции;
6. Пиролиз целлюлозной изоляции;
7. Пиролиз масла.

Во вводах трансформатора:

1. Старение масла и бумаги остова;
2. Зауглероживание поверхности фарфоровой юбки изолятора.

2 Выбор системы мониторинга для силового трансформатора

Система непрерывного контроля (СНК) предназначена для сбора, обработки, отображения и хранения информации, характеризующей рабочее состояние силового трансформаторного оборудования в режим эксплуатации.

Система мониторинга должна представлять информацию для контроля и регулирования режимов работы, для своевременного принятия необходимых мер и предаварийных режимах и для анализа аварийных режимов с целью снижения эксплуатационных издержек и прогнозирования технического состояния реакторного оборудования.

При выборе системы мониторинга вначале следует определить, какой уровень диагностики понадобится для контроля трансформатора. Уровень системы определяется исходя из его напряжения. Например, до 110 кВ эффективнее будет применить системы с малым количеством диагностических параметров. А уже в трансформаторах с напряжением 220 кВ и выше с полным набором параметров. После определения с уровнем диагностики подыскиваем системы, которые подходят требованиям.

В результате анализа разным системам было выбрано несколько: «DIMRUS», «FARADAY», и «SAFE-T». «FARADAY» является одной из первых зарубежных систем мониторинга. Аналогом отечественной продукции является «SAFE-T». Данные системы хорошо зарекомендовали себя на рынке, как надежные и сравнительно недорогостоящие СНК.

При дальнейшем анализе наиболее подходящей системой стала «SAFE-T». Помимо основных параметров она обладает характеристикой, значительно упрощающих работу. В «SAFE-T» заложена программа, которая без участия человека рассчитывает ряд параметров, позволяющих более точно определить наличие неисправностей и дефектов, а также необходимость принятия мер по предупреждению. А именно: расчет в режиме онлайн температуры наиболее нагретой точки, расчет влагосодержания твердой изоляции, расчет степени износа изоляции, расчет температуры образования пузырьков газа, регистрация и

анализ временных перенапряжения на стороне ВН, оценка состояния системы охлаждения и устройства РПН. Также одним из положительных факторов является сохранность информации и системе и безотказность работы первичных датчиков и измерительных систем (аналоговых или релейных) и нарушении в ее работе, что позволяет сохранить данные информации с функционирующих устройств, и в дальнейшем выявить проблему.

3 Описание системы мониторинга SAFE-T

3.1 Технические характеристики

СНК выполняет следующие функции: контроль электрических параметров (тока, напряжения, активные, реактивные мощности, $\cos\varphi$). Осуществляет контроль за состоянием изоляции вводов с регистрацией абсолютных значений тангенса угла диэлектрических потерь ($\operatorname{tg}\delta_1$), емкости изоляции (C_1) и их изменений. Регистрирует и контролирует аналоговые сигналы от датчиков и устройств, в том числе температуры нижних слоев масла, температуры верхних слоев масла, температуры окружающей среды, температуры в баке контактора РПН, а также положения РПН). Регистрирует и управляет цифровыми сигналами от датчиков и устройств газо-влажностного содержания трансформаторного масла, шкафа управления системой охлаждения. Система SAFE-T позволяет вести контроль допустимых систематических и аварийных перегрузок, а также формирует сигнал при предупредительной или аварийной сигнализации по всем параметрам. Данная СНК проводит запись и хранение полученной информации в течение всего периода эксплуатации оборудования и автоматически копирует данные технического состояния оборудования в процессе работы. Полученная информация хранится на диске в контроллере блока мониторинга. SAFE-T способна интегрироваться в АСУ ТП подстанции и проводить удаленный просмотр оперативных и архивных данных посредством встроенного WEB-сервера. Структурная схема СНК показана на рисунке 3.1. Основные характеристики СНК SAFE-T представлены в таблице 3.1.

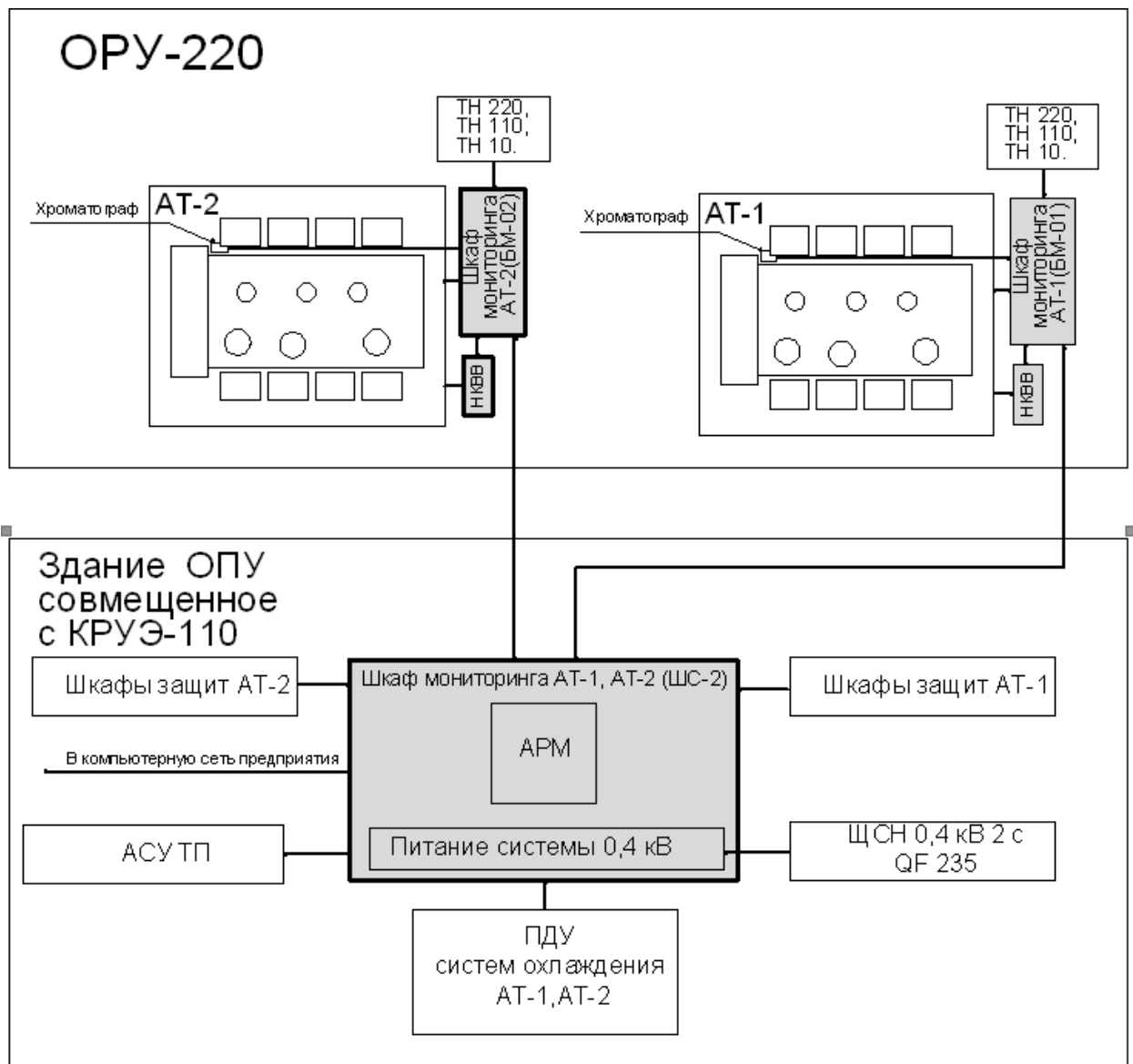


Рисунок 3.1 – Структурная схема СНК

Таблица 3.1 – Основные характеристики СНК SAFE-T

Наименование параметра	Значение
Основные технические данные системы непрерывного контроля	
Количество блоков мониторинга (БМ), подключенных к одному системному шкафу не более	15
Интерфейсы обмена с электронными датчиками	RS-232, RS-485, Ethernet
Интерфейс предоставления удаленного просмотра оперативных и ретроспективных данных	Web-сервер(с использованием стандартных интернет-браузеров)
Основные технические данные блока мониторинга	
Количество единиц трансформаторного оборудования, контролируемых одним БМ	1
Параметры цепей питания БМ: -номинальное напряжение питания, В -допустимое отклонение от номинального напряжения -номинальная частота, Гц -потребляемая мощность; -с отключенными нагревателями, ВА, не более - с включенными нагревателями, ВА, не более	220 +10;-15 50 100 850
Количество каналов измерения фазных токов обмоток высоковольтного оборудования, не более	9
Количество каналов измерений фазных напряжений обмоток высоковольтного оборудования	9
Количество выходов аналоговых сигналов от внешних датчиков, не более	64
Количество входных дискретных сигналов БМ, не более	128
Количество входных дискретных сигналов БМ от электронных датчиков, не более	128
Частота опроса входных датчиков и устройств (контактные сигналы)	От 1 мс

Продолжение таблицы 3.1

Количество входных контактных сигналов, не более	64
Частота опроса входных датчиков и устройств	От 1 с
Количество входных дискретных сигналов БМ, не более	128
Частота входных дискретных сигналов БМ от электронных датчиков, не более	128
Частота опроса входных датчиков и устройств (контактные сигналы)	от 1 мс
Количество выходных контактных сигналов, не более	64
Параметры выходных сигналов: -номинальное напряжение (постоянное),В	0...24
Параметры входных контактных сигналов: -напряжение (переменное/ постоянное), А -ток (переменный/постоянный),А	250/20 6/0,2
Интерфейсы обмена БМ с электронными датчиками	RS-232, RS-485, Ethernet, Ethernet/FX
Функция автономной работы при отключении АРМ	Да
Хранение архивов в контроллере на твердотельной энергозависимой памяти за период, не менее, лет	30
Встроенная функция контроля основной изоляции, в том числе с реализацией функции контроля разрядной активности, не более	9
Встроенная функция контроля импульсных напряжений	Да
Габаритные размеры (высота, ширина, глубина), не более	1700,1000,310
Масса, кг, не более	120
Рабочая температура воздуха окружающей среды, ° С	-60...+45
Относительная влажность воздуха, %	Не более 95 при +35 ° С
Атмосферное давление, кПа	84...106,5
Климатическое исполнение и категория размещения	УХЛ1

Продолжение таблицы 3.1

Основные технические данные системного шкафа (ШС)	
Параметры цепей питания ШС:	
-номинальное напряжение питания,	220
-допустимое отклонение от номинального напряжения	5
-номинальная частота, Гц	50
-потребляемая мощность, не более,	500
Интерфейсы обмена с БМ	Ethernet/FX
Габаритные размеры (высота, ширина, глубина), не более, мм	2100,800,800
Масса ШС, не более, кг	220
Параметры компьютерного оборудования ШС:	
-процессор, не ниже, ГГц	2,5
-оперативная память, не менее, МВ	200
-объем жесткого диска, не менее, GB	320
-диагональ TFT монитора, не менее	19
Рабочая температура воздуха, окружающей среды	+5...+35
Относительная влажность воздуха,%	не более 90
Атмосферное давление, кПа	84..106,5
Климатическое исполнение	УХЛ4.2

Система мониторинга SAFE-T реализует следующие математические функции и экспертные оценки. Анализирует и регистрирует временные превышения напряжения на стороне ВН при длительности превышения 20 минут и более. Ведет расчет активной и реактивной мощности, $\cos \varphi$ по всем сторонам контролируемого оборудования. Рассчитывает температуру наиболее нагретой точки обмотки по данным температуры верхних слоев масла и тока нагрузки, также расчет влагосодержания твердой изоляции в местах перегрева. Определяет температуру закипания и запас по температуре закипания. СНК рассчитывает степень старения обмоток по температуре наиболее нагретой точки обмотки и расчетному влагосодержанию твердой изоляции, позволяет по полученным данным сделать прогноз старения и общего износа трансформатора. Система мониторинг проводит непрерывный контроль режима работы системы охлаждения, также рассчитывает перепад температуры масла по высоте бака.

При расчете перепада температуры масла в основном баке и баке контактора РПН происходит расчет механического и электрического износа контактов. SAFE-T постоянно контролирует $\text{tg}\delta$ и емкость основной изоляции вводов ВН, СН, и токи небаланса проводимости трехфазной системы вводов.

3.2 Состав системы непрерывного контроля

Система мониторинга SAFE-T состоит из датчиков, первичных преобразователей, установленных на ТрО, устройств, блока мониторинга, и системного шкафа. Системный шкаф включает в себя оборудование блока концентрации сети (БКС), автоматизированного рабочего места (АРМ), и источника бесперебойного питания, ИБП или UPS. АРМ оператора выполнена на базе персонального компьютера и связывается с блоком мониторинга посредством волоконно-оптической линии связи. Для ведения удаленного доступа используется локальная сеть посредством встроенного WEB-сервера. Требования к датчикам первичных преобразователей расположены в Приложении А.

3.3 Структура СНК

СНК строится по трехуровневой схема. Уровень 1 включает в себя первичные датчики, устройства и приборы. Уровень 2 – блок мониторинга, который является совокупностью промышленных компьютеров (контроллеров), обеспечивают сбор, обработку и хранение сигналов, полученных от первичных датчиков с уровня 1, с присвоением метки реального времени, расчет технических показателей работы и состояния трансформатора на базе математических моделей, и передает информацию на 3 уровень.

Уровень 3 – системный шкаф. В нем расположен АРМ СНК, предназначенный для обеспечения приема информации от уровня 2, резервирования архивов и ведения базы данных, удаленного контроля, визуализации информации на встроенном АРМ оператора. На рисунке 3.2 представлена структура для двух трехфазных трансформаторов с расположением АРМ.

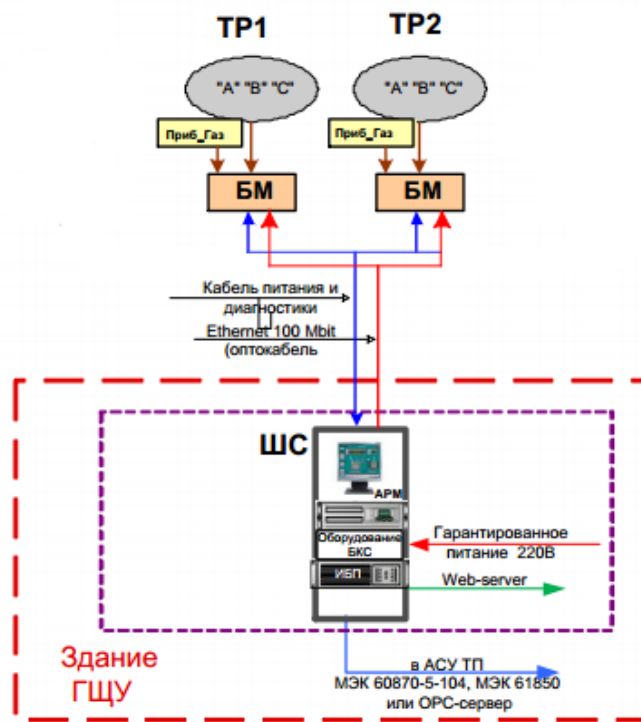


Рисунок 3.2 – Структурная схема с расположением АРМ

3.4 Назначение элементов СНК

Блоки мониторинга предназначены для приема, обработки, преобразования в цифровой вид, и хранения параметров, получаемых от первичных датчиков и устройств, с последующей передачей информации на верхний уровень (АРМ оператора). БМ размещается рядом с ТрО, один на группу.

Блок мониторинга принимает, обрабатывает и архивирует данные, полученные от первичных датчиков на твердотельном диске и обеспечивает передачу данных в АРМ оператора в автоматическом режиме.

АРМ оператора обеспечивает обработку и хранение измеренных и расчетных параметров состояния трансформаторного оборудования. АРМ отображает сигналы срабатывания аварийной и предупредительной сигнализации, поддерживает визуализацию состояния контролируемых и рассчитываемых параметров, а также обеспечивает работу с накопленными архивами.

3.5 Описание работы блока мониторинга и системного шкафа

Блок мониторинга состоит из промышленного компьютера Моха со стандартными модулями ввода – вывода. Контроллер работает под управления ОС Windows Embedded Standard.

Блок мониторинга выполняет следующие задачи:

- ввод состояния дискретных и аналоговых сигналов;
- нормирование аналоговых сигналов;
- контроль цепей аналоговых сигналов;
- контроль состояния модулей ввода-вывода и формирование сигнала «Отказ блока мониторинга»;
- формирование массивов для обмена с АРМ оператора;
- в процессе работы АРМ оператора организуется несколько типов архивов:
 - 30-ти дневные архивы параметров прибора Powermonitor (фазные токи, напряжения, активные и реактивные мощности, частота). Все параметры накапливаются с периодом 1 сек. Файлы со временем хранения более 10 дней уничтожаются;
 - 30-ти летние архивы параметров прибора Powermonitor и всех аналоговых и математических параметров, все параметры накапливаются с периодом 2 мин. При смене года создается новый файл.
 - 30-ти летние архивы событий релейных сигналов с привязкой по времени.

Уровни срабатывания входных дискретных сигналов: лог-(0)-0-5 В, лог-(1)-18-30В. Аналоговые сигналы подключены к модулям АКОН WAD-AIK-BUS, которые выполняют цифровой код.

При включении питания в контроллере Моха производится самотестирование и подготовка к работе. При этом программа контроллера с периодом 1 сек включает и выключает дискретный выход, который управляет зеленым индикатором на передней панели блока мониторинга. После установки связи с АРМ оператора при успешном запуске проекта контроллер Моха записывает в

соответствующий разряд Логическую 1 и зеленый индикатор начинает светиться постоянно.

Для дистанционного контроля состояния блока мониторинга формируется сигнал «Отказ мониторинга». При этом, для того чтобы указанный сигнал вырабатывался и при отсутствии питания БМ, указанный сигнал формируется от внешнего питания 24В, поступающего из блока концентрации сети или шкафа системного (ШС), (рисунок 3.3). Указанное питание через резистор поступает на обмотку управляющего реле. При нормальном завершении самопроверки соответствующий выход контроллера включен постоянно и шунтирует обмотку управляющего реле, в результате чего сигнал отказа не выдается. В случае обесточивания блока мониторинга, а также в результате работы программы самодиагностики (контроля оборудования), указанный выход выключается, управляющее реле срабатывает и своим замкнутым контактом выдает БКС (ШС, или панель управления) сигнал отказа, который может быть введен в АСУ ТП.

В состав блока мониторинга входит прибор контроля энергии Power Monitor, предназначенный для измерения параметров энергии. Данный прибор состоит из измерительной части и карты памяти, и подключается к сети «Ethernet».



Рисунок 3.3 – Системный шкаф

Шкаф НКВВ АТ (шкаф непрерывного контроля и защиты высоковольтных вводов), предназначен для непрерывного контроля (мониторинга) состояния изоляции высоковольтных вводов, сигнализации и защиты в процессе эксплуатации в условиях умеренного и холодного климата.

НКВВ включает в себя:

- шкаф непрерывного контроля высоковольтных вводов ШНК;
- комплект 6 устройств присоединения к объекту УПО2, именуемых в дальнейшем УПО.

Функции НКВВ выполняемы в системе мониторинга:

- Измерение ортогональных составляющих тока утечки и вычисление приращения $\text{tg}\delta$ изоляции ввода;

- измерение фазного напряжения и частоты сети и вычисление емкости С1 изоляции ввода;
- измерение температуры окружающей среды;
- функции предупредительной сигнализации и защиты и формирование дискретных (контактных) обобщенных сигналов предупредительной и аварийной сигнализации по фактам превышения заданных уровней приращения $\text{tg}\delta$ и относительного изменения емкости С1;
- накопление и архивирование данных, возможность просмотра архивов и вывода на верхний уровень;
- визуализация в устройстве отображения информации параметров, характеризующих состояние оборудования с двунаправленным обменом данными и командами;
- самодиагностика состояния программно-аппаратных средств подсистемы и сходящих в нее первичных датчиков.

Шкаф мониторинга (рисунок 3.4) АТ-1, АТ-2 (ШС-2) совмещает в себе функции распределения электропитания СНК. Обеспечивает информационный обмен между блоками СНК и внешними устройствам, обработку и хранение измеренных и расчетных параметров состояния трансформаторного оборудования, визуализацию состояния контролируемых и рассчитываемых параметров, обеспечивает работу с накопленными архивами.



Рисунок 3.4 – Шкаф мониторинга

4 Сборка системы непрерывного контроля

Начальным этапом установки системы непрерывного контроля является установка оборудования. Сначала устанавливается и подключается блоки мониторинга к трансформаторному оборудованию и ШС в соответствии инструкции по монтажу. Разместить АРМ оператора, БКС, источник бесперебойного питания в защищенном месте от попадания и частично пыли. Затем подключить к БКС источник бесперебойного питания и переменное напряжение 220В собственных нужд. Конечным этапом будет подключение дополнений от БМ к БКС, и подключение АРМ к БКС.

В процессе монтажа системы следует руководствоваться: требованиями инструкций по монтажу, схемой подключения СНК в части контроля трансформаторов, комплектом рабочей документации монтажной организации, правилами устройства электроустановок, правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей, инструкцией по технике безопасности при проведении отдельных видов работ.

4.1 Место монтажа и заземления

Блоки мониторинга и ШНК должны располагаться возле эксплуатируемого оборудования, не более 5 м от объектов контроля.

Датчик температуры наружного воздуха БМ устанавливается в гермовводе, в месте защищенным от прямых солнечных лучей.

Системный шкаф ШС-2 располагается в здании подстанции.

Для безопасной работы с системой СНК она должна быть заземлена по госту 12.1030-81. Болт заземления располагают в правой нижней части шкафа внешних подключений, как показано на рисунке 4.1.



Рисунок 4.1 – Место заземления СНК

Также следует заземлить ШС-2 перед включением цепей питания, диагностики. Болт заземления ШС-2 расположен за задней дверью, в правой нижней части шкафа, как показано на рисунке 4.2.

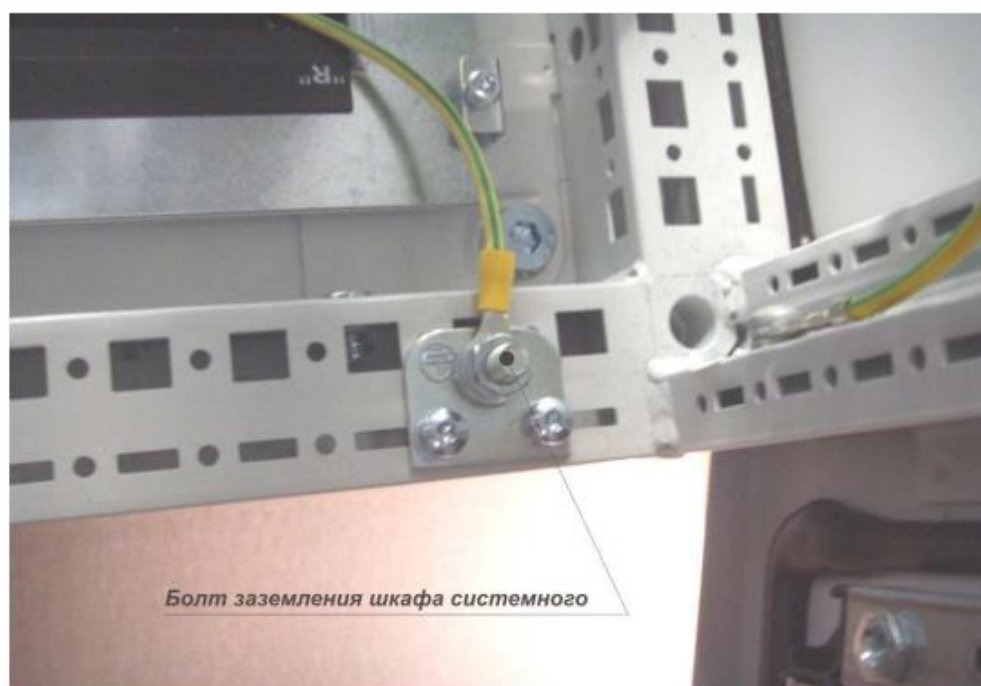


Рисунок 4.2 – Место заземления ШС-2

4.2 Подключение СНК

Перед самым подключением следует провести следующие подготовительные работы:

1. Произвести установку фланш-панелей с установленными гермовводами в основании шкафов БМ в положение монтажа.
2. Проложить оптоволоконный кабель от ШС к шкафу БМ.
3. Произвести сварку оптоволоконного кабеля со стороны ШС и шкафа БМ, со стороны ШС подключить оптику используя установленные сплайскассеты.
4. Подвести кабели сечением $2,5 \text{ мм}^2$, гарантированного питания $\sim 220 \text{ с}$ частотой 50 Гц к блоку мониторинга от ШС.
5. Проложить кабель сечением $2,5 \text{ мм}^2$ от блока мониторинга к системному шкафу для цепей диагностики БМ.
6. Ввести кабели питания и сигнальные кабели БМ через герметичные кабельные вводы, PG 16, PG 21 фланш-панелей шкафа БМ.

Для подключения СНК рекомендуемы следующие виды кабелей;

1. для релейных сигналов, ТН, количество жил в кабеле должно соответствовать количеству подключаемых сигналов;
 - КВВГЭ нг $19 \times 1,5$ медь. (19 жил по $1,5 \text{ мм}^2$);
 - КВВГЭ нг $19 \times 1,0$ медь. (19 жил по $1,0 \text{ мм}^2$).
2. для цепей питания, диагностики (от БМ к ШС) и ТТ:
 - КВВГЭ нг $7 \times 2,5 \text{ мм}^2$;
 - КВВГЭ нг $10 \times 2,5 \text{ мм}^2$.
3. для аналоговых сигналов:
 - Belden 22638 (2 витые пары по $0,5 \text{ кв. мм}$ в экране);
 - КИПЭВ $2 \times 2 \times 0,6$ (2 витые пары по $0,6 \text{ кв. мм}$ в экране);
 - Helukabel 20200 ($2 \times 2 \times 0,5$);
 - Helukabel 14077 ($2 \times 2 \times 0,5$);
 - Helukabel 17001 ($2 \times 2 \times 0,5$);

- Helukabel 19120 (2x2x0,5);
- КУПЭВ 4x2x0,5 (4 витые пары по 0,5 кв. мм в экране);
- КУПЭВ 7x2x0,5 (7 витых пар по 0,5 кв. мм в экране);
- КУПЭВ 2x2x0,5 (2 витые пары по 0,5 кв. мм в экране).

4. для цифровых сигналов по интерфейсу Ethernet, включая подключение прибора ПДУ ШАОТ 1-М;

- Кабель Belden 1633+;

5. для релейных сигналов от хроматографа 7X в БМ:

- КВВГЭ нг 14x1,5 мм².

6. для цифровых сигналов от хроматографа 7X и ШНК-6-07 в БМ:

- Belden9842

7. для подключения сигнальных кабелей от УПО2 к ШНК-6-07:

- кабель FTP2-C5E-SOLID-OUTDOOR-40 (кабель входит в комплект поставки).

8. для связи блоков мониторинга и ШС ШНК SAFE-T:

- многомодовый оптоволоконный кабель , диаметр волокна 62мкм, 4 волокна, для наружной прокладки.

4.3 Подключение питания ШНК

Подключение кабелей питания и цепи диагностики к БМ и ШС выполняется согласно таблицам 4.1...4.7, и рисункам 4.4 и 4.5. На рисунке показана структурная схема электропитания системы мониторинга. В таблице В – верхний уровень клеммы, Н – нижний уровень клеммы. Структурная схема электропитания системы мониторинга показана на рисунке 4.3. Перечень подключаемых кабелей представлен в Приложении В.

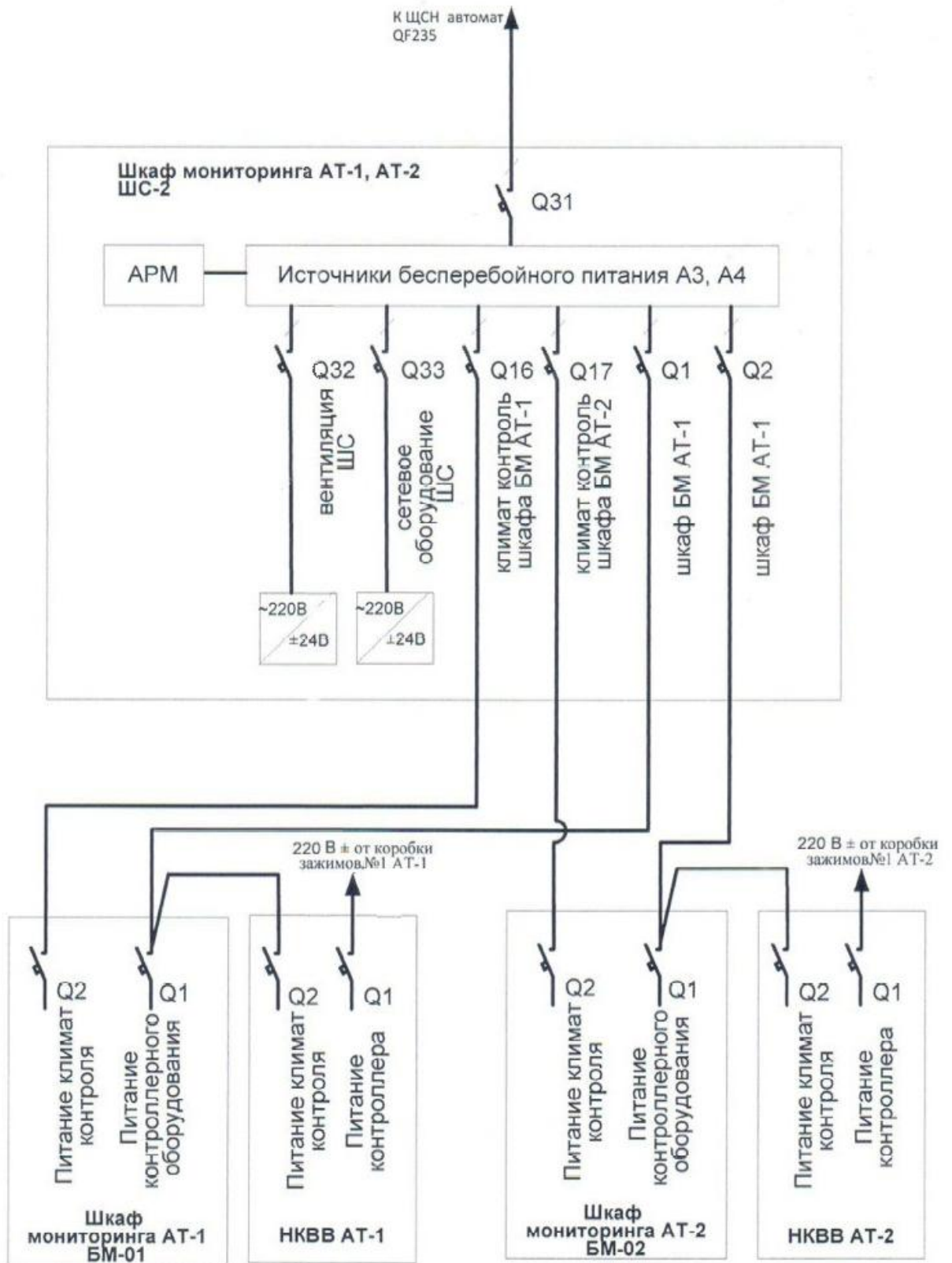


Рисунок 4.3 – Структурная схема электропитания системы мониторинга

Таблица 4.1– Подключение БМ-1, БМ-2 к ШС.

Кабель	Назначение	ШС	БМ
191	Контроль отказа БМ-1 авто-трансформатора АДЦН-250000/200/110-У1	X7 (В)	2-X67(отказ БМ-1)
		X7 (Н)	2-X66 (+24В)
		X8(В)	2-X65 (-24В)
291	Контроль отказа БМ-2 авто-трансформатора АДЦН-250000/200/110-У1	X9 (В)	2-X67 (отказ БМ-2)
		X9 (Н)	2-X66 (+24В)
		X10 (В)	2-X65 (-24В)

Таблица 4.2 – Подключение релейных сигналов отказа БМ в АСУТП

Кабель	Назначение	ШС	Примечание
93	Отказа БМ-1 автотрансформатора АДЦН-250000/200/110-У1	X40 (В)	КВВГЭнг 7х1,5
		X40 (Н)	
	Отказа БМ-2 автотрансформатора АДЦН-250000/200/110-У1	X41 (В)	
		X41 (Н)	

На рисунке 4.4 Q31 – вводный автоматический выключатель, Q32 – автоматический выключатель панели вентиляции, Q33 – автоматический выключатель панели сетевого оборудования, Q1– автоматический выключатель питания БМ-1 автотрансформатора АДЦТН 250000/220/110-У1, Q2 – автоматический

выключатель питания БМ-2 автотрансформатора АДЦТН 250000/220/110-У1, Q16 – автоматический выключатель включения климат контроля БМ-1, Q17 – автоматический выключатель включения климат контроля БМ-2.

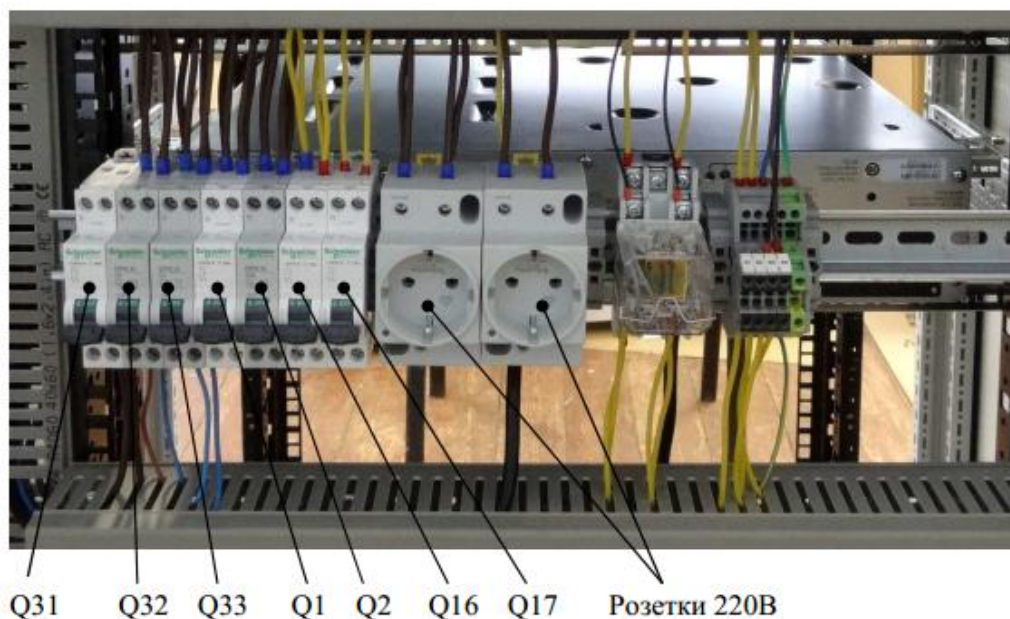


Рисунок 4.4 – Подключения питания СНК

На рисунке 4.5 показано подключение питания в нижнем шкафу БМ где: Q1 – автоматический выключатель системы климат контроля; Q2 – автоматический выключатель питания контроллера.

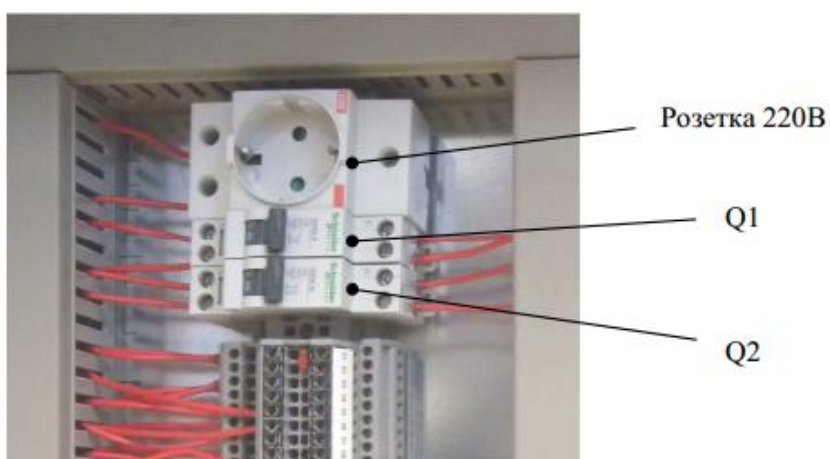


Рисунок 4.5 – Подключение питания в нижнем шкафу БМ

Таблица 4.3 – Подключение оптоволоконного кабеля от ШС к БМ

Кабель	Подключение в ШС-2	Тип кабеля	Подключение в БМ
192	Оптопорт 1, разъем SC	Оптоволоконный	Оптопорт 1, разъем SC БМ-1
292	Оптопорт 2, разъем SC	Оптоволоконный	Оптопорт 1, разъем SC БМ-2

Таблица 4.4 – подключение автоматов питания БМ-1 и БМ-2 в ШС

Кабель	Назначение	Выключатели ШС	Клеммы подключения БМ
192	Включение БМ-1 Автотрансформатора АТДЦТН-250000/220/110-У1	Q1	Фаза x57
			Нейтраль x58
	Включение климат контроля БМ-1	Q16	Фаза X51
			Нейтраль x53
291	Включение БМ-1 Автотрансформатора АТДЦТН-250000/220/110-У1	Q2	Фаза X57
			Нейтраль X58
	Включение климат контроля БМ-2	Q17	Фаза X51
			Нейтраль X53

Таблица 4.5 – Подключение автомата шкафа ШКН-6-07 АТ-1

Кабель	Назначение	ШКН-6-07	Тип кабеля
125	Питание шкафа ШКН-6-07 220В	Выключатель SA1 Контакты 3(+), 4(-)	КВВГЭнг4x1,5
126	Гарантированное питание ~220В	Выключатель SA2 Контакты 3 Фаза; 4 Нейтраль	

Таблица 4.6 – Подключение автомата шкафа ШКН-6-07 АТ-2.

Кабель	Назначение	ШКН-6-07	Тип кабеля
--------	------------	----------	------------

125	Питание шкафа ШКН-6-07 220В	Выключатель SA1 Контакты 3(+), 4(-)	КВВГЭнг4х1,5
126	Гарантированное питание ~220В	Выключатель SA2 Контакты 3 Фаза; 4 Нейтраль	

Таблица 4.7 – Подключение ПДУ ШАОТ 1-М к БМ.

Кабель	Назначение	Тип разъема	Тип кабеля	Подключение в БМ
161	ПДУ ШАОТ 1-М АТ-1	RJ-45	Ethernet	Порт 2, БМ-1
261	ПДУ ШАОТ 1-М АТ-2			Порт 2 БМ-2

Подключение сигнальных кабелей БМ1 согласно схеме подключения трансформаторного оборудования, и таблицам 4.8...4.13. Общая схема подключения СНК к автотрансформаторам АТДЦТН 250000/220/110-У1 показана на рисунке 4.6. Подключение трансформатора АТ2 и блока мониторинга БМ2, проходит аналогично.

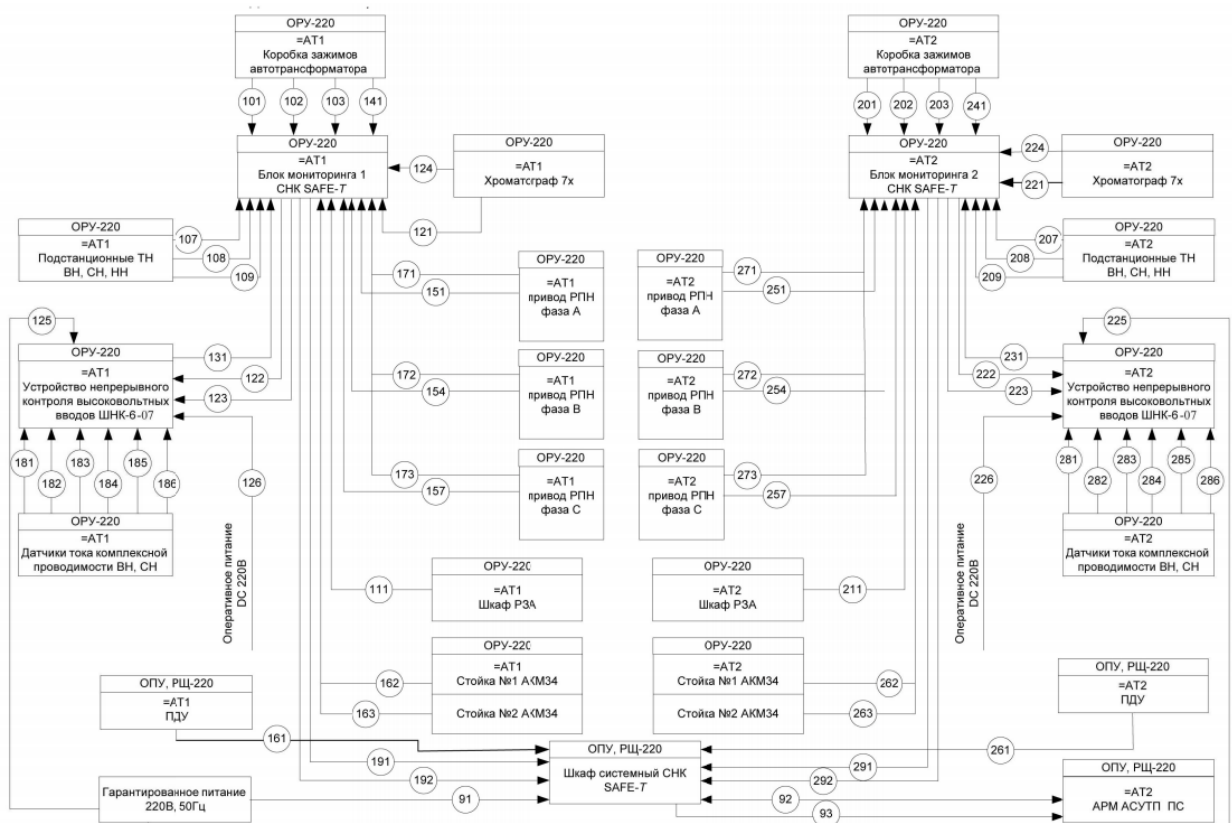


Рисунок 4.6 – Общая схема подключения СНК к автотрансформаторам

Таблица 4.8 – Подключение сигнальных кабелей.

Кабель	Контакты БМ-1		Релейный вход (DIN)	Контролируемый параметр	Оборудование	Контакт клеммы
	Н	В				
111	71	71	0	Срабатывание отсечного клапана		*
141	72	72	1	Срабатывание устройства сброса давления №1	Коробка зажимов сборная №1 КП1	36;38
	73	73	2	Срабатывание устройства сброса давления №2	Коробка зажимов сборная №2КП1	164;166
111	74	74	3	Указатель уровня масла в расширителе АТ “макс”		*
	75	75	4	Указатель уровня масла в расширителе АТ “мин”		*
	76	76	5	Указатель уровня масла в расширителе РПН “макс”		*
	77	77	6	Указатель уровня масла в расширителе РПН “мин”		*
171	78	78	7	Сигнал “Моторный привод РП ф. А в работе”	Привод ф.А	300;276

Продолжение таблицы 4.8

124	82	82	11	Сигнальное реле 6	Хроматограф 7X	17;18
	83	83	12	Сигнальное реле 7		19;20
	84	84	13	Резерв		-
	86	86	15	Резерв		-
172	87	87	16	Сигнал “Моторный привод РПН ф. В в работе”	Привод ф.В	300;276
173	88	88	17	Сигнал “Моторный привод РПН ф. С в работе”	Привод ф.С	300;276
171	89	89	18	Питание силовых цепей или цепей управления привода ф. А отключено	Привод ф.А	247;217
172	90	90	19	Питание силовых цепей или цепей управления привода ф. В отключено	Привод ф.В	247;217
173	91	91	20	Питание силовых цепей или цепей управления привода ф. С отключено	Привод ф. С	247;217
171	92	92	21	РПН ф. А в конечном положении 1	Привод ф. А	294;273
172	92	92	22	РПН ф. В в конечном положении 1	Привод ф. В	294;273
173	94	94	23	РПН ф. С в конечном положении 1	Привод ф. С	294;273

Продолжение таблицы 4.8

171	95	95	24	РПН ф. А в конечном положении 13	Привод ф. А	292;272
172	96	96	25	РПН ф. В в конечном положении 13	Привод ф. В	292;272
173	97	97	26	РПН ф. С в конечном положении 13	Привод ф. С	292;272
124	98	98	27		Хроматограф 7X	7;8
	99	99	28			9;10
	100	100	29			11;12
	101	101	30			13;14
	102	102	31			15;16

Таблица 4.9 – Подключение датчиков с унифицированным выходом 4-20Ма

Кабель	Контакты БМ-1		Аналоговый вход (DIN)	Контролируемый параметр	Оборудование	Контакт клеммы
	Н	В				
162	201(+)		2	Температура масла на входе охладителя №1	Стойка №1 индикаторов АКМ 34	ИТМ-3 62-2
		201(-)				ИТМ-3 61-2
	202(+)		3	Температура масла на входе охладителя №2		ИТМ-4 62-4
		202(-)				ИТМ-4 61-4

Продолжение таблицы 4.9

163	203(+)		4	Температура масла на входе охладителя №3	Стойка №2 индикаторов АКМ 34	ИТМ-5 62-2
		203(-)				ИТМ-5 61-2
	204(+)		5	Температура масла на входе охладителя №4		ИТМ-6 62-4
		204(-)				ИТМ-6 61-4
151	212(+)		13	Ток двигателя привода РПН ф. А	Привод РПН ф. А	Х1/210
		212(-)				Х1/209
154	213(+)		14	Ток двигателя привода РПН ф. В	Привод РПН ф. В	Х1/210
		213(-)				Х1/209
157	214(+)		15	Ток двигателя привода РПН ф. С	Привод РПН ф. С	Х1/210
		214(-)				Х1/209
151	215	215	16	Температура масла в контакторе РПН ф. А	Привод РПН ф. А	Х1/199(н,в)
	216	216				Х1/200(н,в)
154	217	217	17	Температура масла в контакторе РПН ф. В	Привод РПН ф. В	Х1/199(н,в)
	218	218				Х1/200(н,в)
154	219	219	18	Температура масла в контакторе РПН ф. С	Привод РПН ф. С	Х1/199(н,в)
	220	220				Х1/200(н,в)
			19	Температура внутри БМ	БМ	

Таблица 4.10 – Подключение измерительных трансформаторов тока и напряжения

Кабель	Клемма коробки БМ-1	Контролируемый параметр	Оборудование
107	9	Обмотка ТН ВН (ф. А)	Измерительные ТН ВН
	10	Обмотка ТН ВН (ф. В)	
	11	Обмотка ТН ВН (ф. С)	
	12	Обмотка ТН ВН	
101	1	Обмотка ТТ НН ф. А (+)	Встроенные в АТ ТТ ВН, класс 0,5
	2	Обмотка ТТ НН ф. А (-)	
	3	Обмотка ТТ НН ф. В (+)	
	4	Обмотка ТТ НН ф. В (-)	
	5	Обмотка ТТ НН ф. С (+)	
	6	Обмотка ТТ НН ф. С (-)	
108	21	Обмотка ТН СН (ф. А)	Измерительные ТН СН
	22	Обмотка ТН СН (ф. В)	
	23	Обмотка ТН СН (ф. С)	
	24	Обмотка ТН СН	

Продолжение таблицы 4.10

102	13	Обмотка ТН СН ф. А (+)	Встроенные в АТ ТТ СН, класс 0,5
	14	Обмотка ТН СН ф. А (-)	
	15	Обмотка ТН СН ф. В (+)	
	16	Обмотка ТН СН ф. В (-)	
	17	Обмотка ТН СН ф. С (+)	
	18	Обмотка ТН СН ф. С (-)	
109	33	Обмотка ТН НН (ф. А)	Измерительные ТН НН
	34	Обмотка ТН НН (ф. В)	
	35	Обмотка ТН НН (ф. С)	
	36	Нейтраль ТН НН	
103	25	Обмотка ТТ НН ф. А (+)	Встроенные в АТ ТТ НН, класс 0,5
	26	Обмотка ТТ НН ф. А (-)	
	27	Обмотка ТТ НН ф. В (+)	
	28	Обмотка ТТ НН ф. В (+)	
	29	Обмотка ТТ НН ф. С (+)	
	30	Обмотка ТТ СН ф. С (-)	

Таблица 4.11 – Подключения сигналов от УПО2 к ШНК-6-07 автотрансформатора.

Кабель	Контакт клеммы клеммы ввода-вывода измерительного	Контролируемый параметр	Тип кабеля	Контакт клеммы ШНК-6-07
181	1	Измерительный вывод ввода ф. А ВН	FTP2-C5E-SOLID-OUTDOOR-40	1A 1
	1G			1A 1G
182	1	Измерительный вывод ввода ф. В ВН	FTP2-C5E-SOLID-OUTDOOR-40	1A 1
	1G			1A 1G
183	1	Измерительный вывод ввода ф. С ВН	FTP2-C5E-SOLID-OUTDOOR-40	1A 1
	1G			1A 1G
184	1	Измерительный вывод ввода ф. А СН	FTP2-C5E-SOLID-OUTDOOR-40	1A 1
	1G			1A 1G
185	1	Измерительный вывод ввода ф. В СН	FTP2-C5E-SOLID-OUTDOOR-40	1A 1
	1G			1A 1G
186	1	Измерительный вывод ввода ф. С СН	FTP2-C5E-SOLID-OUTDOOR-40	1A 1
	1G			1A 1G

Таблица 4.12 подключения измерительных трансформаторов напряжения к ШНК-6-07

Кабель	Клемма клеммной коробки БМ-1	Контролируемый параметр	Тип кабеля	Оборудование
122	9	Обмотка ТН ВН (ф. А)	КВВГЭ НГ4х2.5	ХТ4-2
	10	Обмотка ТН ВН (ф. В)		ХТ4-2
	11	Обмотка ТН ВН (ф. С)		ХТ4-3
	12,24	Нейтраль ТН ВН		ХТ4-4,ХТ8-4
122	21	Обмотка ТН СН (ф. А)	КВВГЭ НГ4х2.5	ХТ8-1
	22	Обмотка ТН СН (ф. В)		ХТ8-2
	23	Обмотка ТН СН (ф. С)		ХТ8-3

Таблица 4.13 – Подключение цифровых сигналов к БМ-1.

Кабель	Контакт клеммы БМ-1	Контролируемый параметр	Оборудование
121	301	Связь с Хроматографом 7Х	ХТ1/25
	302		ХТ1/26
	303		-
131	304	Связь с прибором НКВВ-6	ХТ14/10
	305		ХТ14/11

4.4 Подключение приборов измерения газо-влажностного содержания

Для измерения газо-влажностного содержания в трансформаторном масле существуют два типа присоединения приборов:

- устанавливаемые непосредственно на баке;
- выносные.

Для монтажа на баке необходимо установить поворотный вентиль ДУ50 на посадочное место. Посадочное место изготавливается для конкретно выбранного прибора. Схема установки приборов показана на рисунке.

Рекомендуемые места для установки

- нижняя выходная труба радиатора охлаждения первого охладителя;
- для системы охлаждения Д – на торце объединительного верхнего или нижнего коллектора.

Могут быть предусмотрены другие места установки:

- на уровне наполнительного вентиля (верхняя часть бака);
- на верхней входной трубе радиатора;
- на уровне сливного вентиля (нижняя часть бака) – худший вариант.

Для монтажа необходимо два посадочных места $d=1/2$ с вентилем (NPT). Рекомендуется установить вентиль в месте отбора масла с лучшим перемешиванием масла (активный поток масла), обязательно выше уровня дна бака трансформатора не менее (460 мм), например, вспомогательные вентили, контур активного охлаждения.

Рекомендуемое место установки вентиля возврата масла расположено в нижней части трансформатора, например, вентиль слива масла.

Вентили отбора и возврата масла устанавливаются с расчетом:

- длины каналов отбора и возврата масла не должна превышать: отбор-0,5 м, возврат-10м;
- вентиль возврата масла должен быть расположен на удаленном расстоянии от маслососа;
- расстояние между вентилями не более 1 м;

– трубки для отбора и возврата должны иметь изгиб или петлю для компенсации температурного расширения;

– стойка с прибором устанавливается рядом с баком с учетом ограничения длин линий отбора. На рисунках 4.7, 4.8 показана схема установки оборудования для измерения газо-влажностного содержания в трансформаторе.

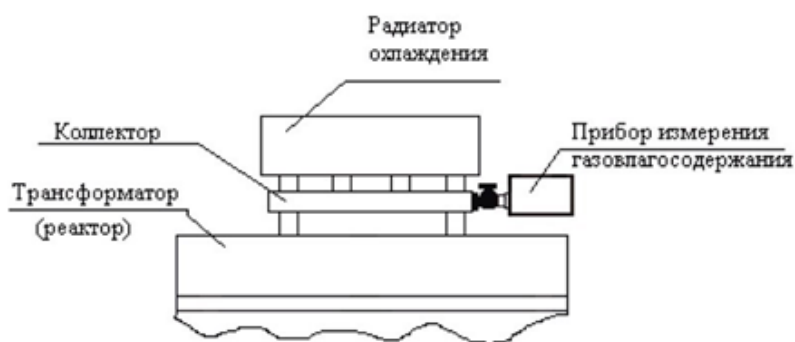
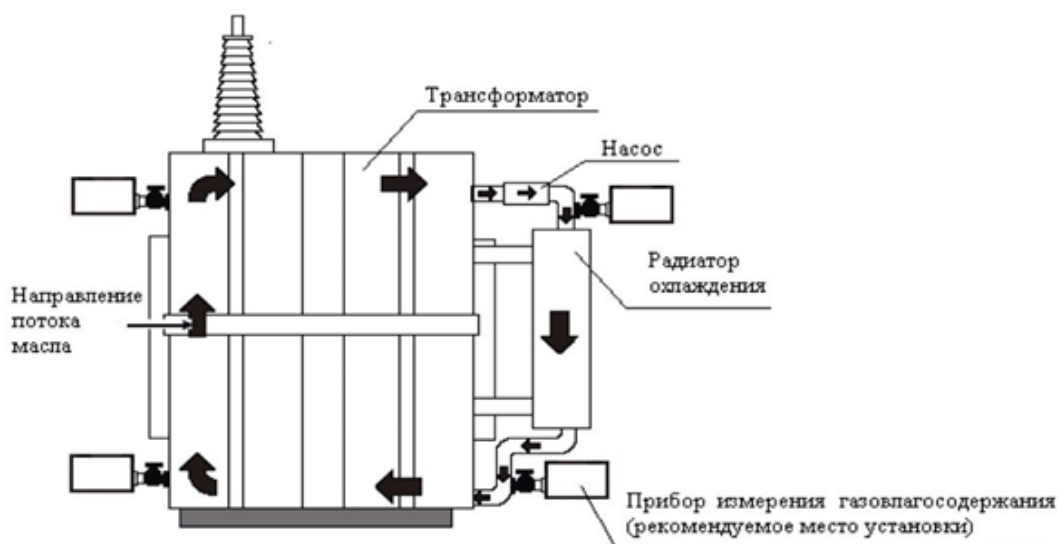


Рисунок 4.7 – Схема установки приборов на объединительном коллекторе радиаторов охлаждения.

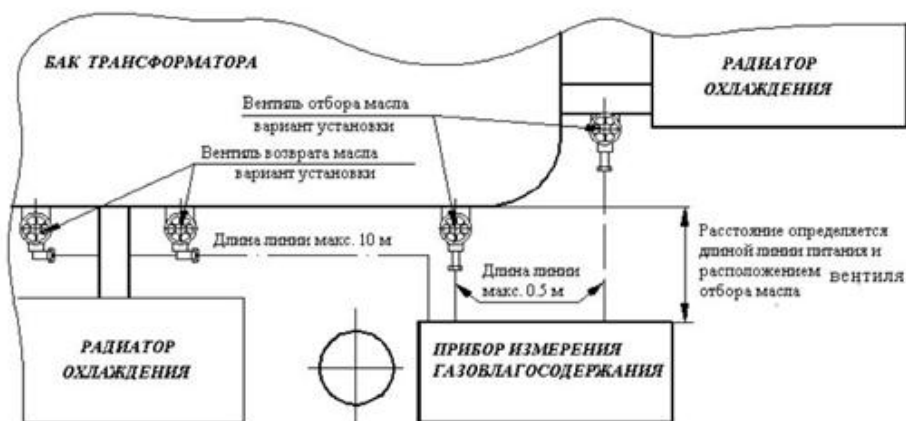
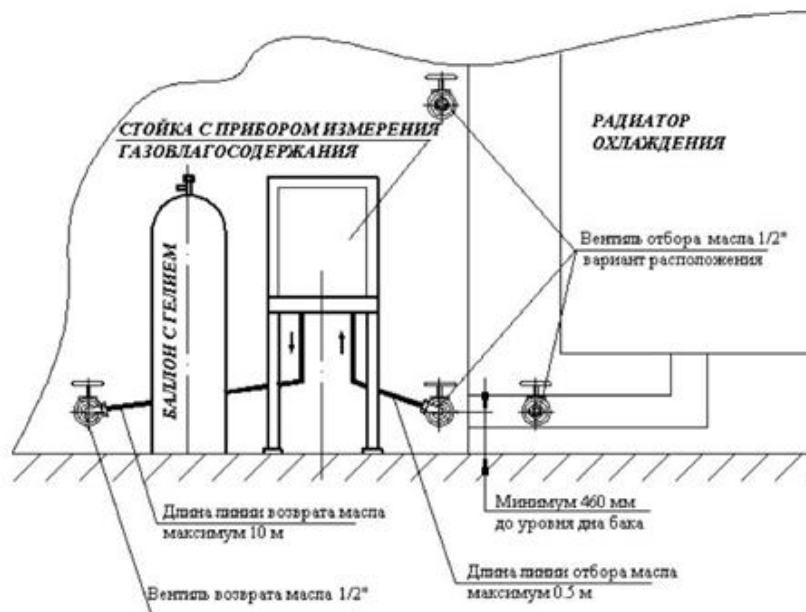


Рисунок 4.8 – Схема установок выносных приборов (вид спереди)

Для анализа газов в трансформаторе, а также для контроля влагосодержания используется газовый хроматограф «7Х». Данный хроматограф реализует диагностические алгоритмы по принципу «Треугольника Дюваля».

5 Настройка программного обеспечения СНК

5.1 Включение питания, и запуск программы системы мониторинга

Для начала работы следует обеспечить систему мониторинга питанием, для этого необходимо перед началом включения проверить подключение батарей в UPS. Включить вводный автомат включения питания, автомат включения панели сетевого оборудования и панели вентиляции ШС, автомат включения питания БМ в ШС. При этом подается питание 220В на БМ. В ШС загораются светодиоды на реле отказа БМ. Нажать кнопку включения на UPS. После UPS автоматически выполняет самодиагностику, по окончании переходит в режим снабжения нагрузки от сети переменного тока. Далее следует включить автоматы включения питания в шкафу БМ. На двери БМ загорится красный светодиод и проводится тестирование блока мониторинга. При удачном тестировании начинает мигать зеленый светодиод, красный – гаснет. После включения АРМ зеленый светодиод на двери БМ горит постоянно, светодиоды реле отказа ШС гаснут. В таблице 5.1 показана светодиодная диагностика

Таблица 5.1 – Светодиодная диагностика

Состояние светодиодов	Описание
Зеленый – горит Красный - включен	Штатная работа БМ
Зеленый – мигает Красный – выключен	Ошибки внешних устройств или включения АРМ
Зеленый – выключен Красный - мигает	Ошибки устройств БМ
Зеленый – выключен Красный - горит	Ошибки чтения конфигурационного файла, БМ не работоспособен

После основных этапов подключения подается питание на UPS АРМ оператора и загружается ОС Windows XP.

5.2 Настройка работы программы

Для настройки режимов управления питанием, следует откорректировать в свойствах экрана параметры, согласно рисунку 5.1.

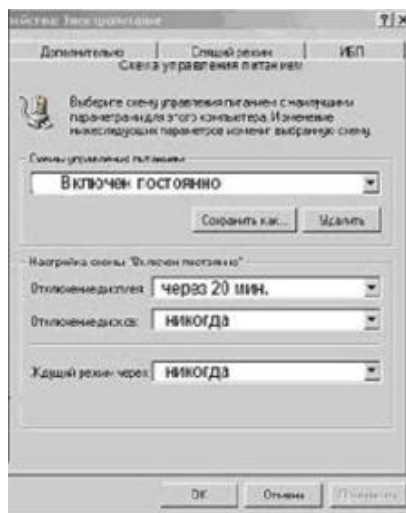


Рисунок 5.1 – Настройка параметров режима питания

При старте работы с программой каждый оператор должен пройти идентификацию как показано на рисунке 5.2.

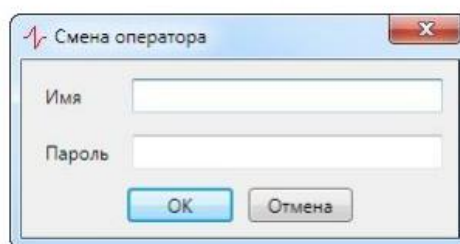


Рисунок 5.2 – Ввод пользовательских данных оператора

После удачной идентификации оператора СНК раскрывается окно интерфейса пользователя, показанный на рисунке. Он включает в себя: меню, панель инструментов, область просмотра параметров, таблицу сигналов тревог.

Для просмотра в реальном времени параметров трансформаторного оборудования (ТрО) используется меню «Оперативные данные». Меню «Оперативные данные» представлено на рисунке 5.3

- Система непрерывного контроля SAFE-T

Оперативные данные Архивные данные Сигналы тревог Оператор Справка

2

Сводная таблица

Имя	AT-1	AT-2
Ток ф.А (ВН), А	Нет данных	Нет данных
Ток ф.В (ВН), А	Нет данных	Нет данных
Ток ф.С (ВН), А	Нет данных	Нет данных
Температура масла на входе охладителя №1, °С	Нет данных	Нет данных
Температура масла на входе охладителя №2, °С	Нет данных	Нет данных
Температура масла на входе охладителя №3, °С	Нет данных	Нет данных
Температура масла на входе охладителя №4, °С	Нет данных	Нет данных
Температура масла на выходе охладителя №1, °С	Нет данных	Нет данных
Температура масла на выходе охладителя №2, °С	Нет данных	Нет данных
Температура масла на выходе охладителя №3, °С	Нет данных	Нет данных
Температура масла на выходе охладителя №4, °С	Нет данных	Нет данных
Номер положения РПН ф.А	Нет данных	Нет данных
Номер положения РПН ф.В	Нет данных	Нет данных
Номер положения РПН ф.С	Нет данных	Нет данных
Тангенс угла диэлектрических потерь ввода ф.А (ВН), %	Нет данных	Нет данных
Тангенс угла диэлектрических потерь ввода ф.В (ВН), %	Нет данных	Нет данных
Тангенс угла диэлектрических потерь ввода ф.С (ВН), %	Нет данных	Нет данных
Тангенс угла диэлектрических потерь ввода ф.А (СН), %	Нет данных	Нет данных
Тангенс угла диэлектрических потерь ввода ф.В (СН), %	Нет данных	Нет данных
Тангенс угла диэлектрических потерь ввода ф.С (СН), %	Нет данных	Нет данных
Содержание влаги в масле, %	Нет данных	Нет данных

Оборудование	Имя сигнала тревоги	Значение	Дата	Время	Оператор	Дата подта.	Время подта.
AT-1 (АТДЦТН-250000/220/110-У1)	Нет связи с контроллером	1	03.11.2014	11:49:05	Klm		
AT-2 (АТДЦТН-250000/220/110-У1)	Нет связи с контроллером	1	03.11.2014	11:49:05	Klm		

Рисунок 5.3 – Меню оперативных данных

Для просмотров архивных данных значений параметров ТрО в заданный момент времени, используется меню “Архивные данные”. В нем можно просматривать параметры, показанные на рисунке 5.4.

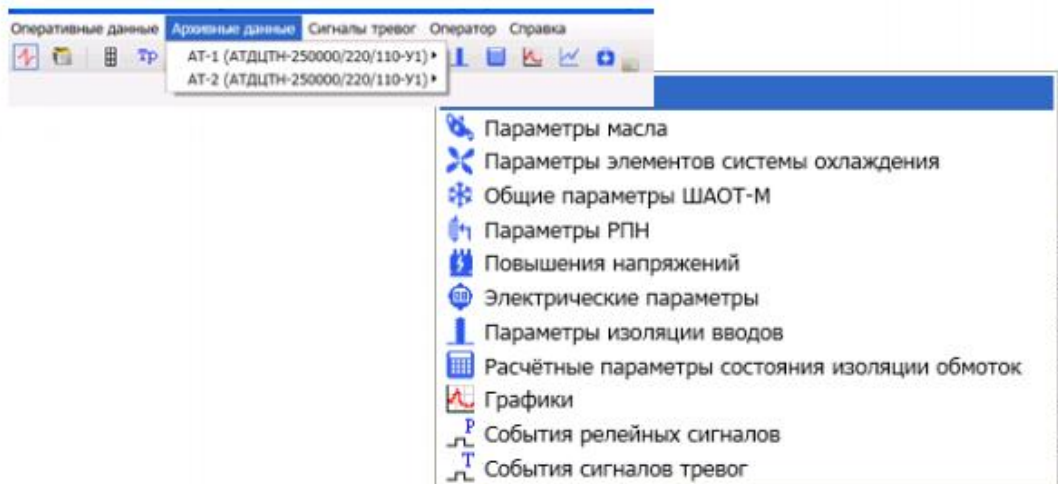


Рисунок 5.4 – Меню архивных данных

При работе с программой следует ознакомиться с панелью инструментов. Панель инструментов показана на рисунке 5.5.



Рисунок 5.5 – Панель инструментов

Поля панели инструментов делится на четыре группы: первая группа – тип данных, во вторую группу входит сводные таблицы и оборудования, в третью тип и форма отображения параметров, и в четвертую группу входит работа с отображаемыми параметрами.

Первая группа содержит с себе следующие иконки, показанные на рисунке 5.6.

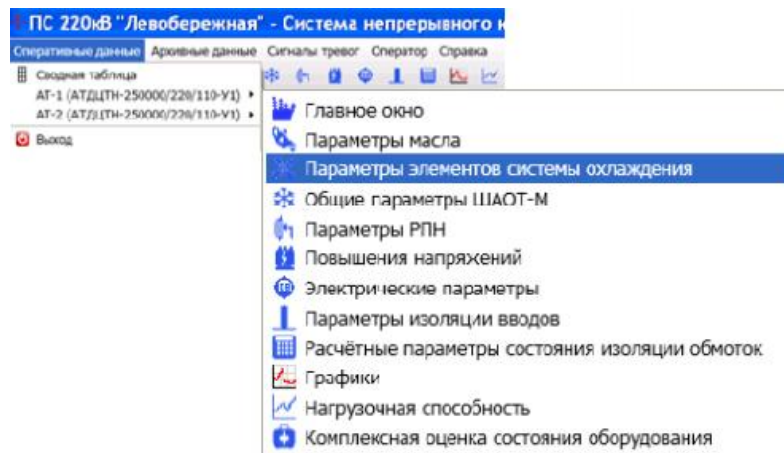


Рисунок 5.6 – Иконки первой группы панели инструментов

Вторая группа содержит иконки, показанные на рисунке 5.7.

Иконки	Описание
	Оперативные данные
	Архивные данные

Рисунок 5.7 – Иконки второй группы панели инструментов

Третья группа содержит следующие иконки, показанные на рисунке 5.8.















Иконки	Описание
	Главное окно
	Электрические параметры
	Параметры системы охлаждения
	Параметры масла
	Параметры изоляции вводов
	Математические параметры
	Параметры ШАОТ
	Параметры РПН
	Повышения напряжений
	Комплексная оценка состояния оборудования
	Графики
	Нагрузочная способность
	События релейных сигналов
	События сигналов тревог

Рисунок 5.8 – Иконки третьей группы панели инструментов

Иконки	Описание
	Предыдущий график
	Следующий график
	Графики электрических параметров
	Графики аналоговых параметров
	Графики параметров изоляции вводов
	Графики математических параметров
	Предыдущая страница
	Следующая страница
	Страница
	Установка времени

И четвертая группа содержит в себе иконки, показанные на рисунке 5.9.

Рисунок 5.9 – Иконки четвертой группы панели инструментов

Для просмотра параметров отображающие состояние контролируемого объекта, которые строятся в виде таблицы и графиков, используются оперативные данные. Данные обновляются с дискретностью 1 секунды. Значения параметров, отображенных в таблице, могут быть показаны на сером (норма), желтом (предварительное состояние), или красном(авария) или красном фоне. Пример таблицы операционных данных показан на рисунке 5.10.

ПСК 220кВ "Левобережная" Система непрямого контроля МФТ-Т

Оперативные данные Аварийные данные Сигналы тревог Оператор Справка

2

1 Главное окно АТ-1 (АТДЦПН-250000/220/110-V1)

3

Имя	Значение
Коэффициент нагрузки обмотки ВН ф.А, отн. ед.	0.40
Температура верхних слоев масла, °С	Нет данных
Температура нижних слоев масла, °С	Нет данных
Температура наиболее нагретой точки обмотки ВН ф.А, °С	Нет данных
Номер положения РПН ф.А	7.0
Содержание влаги (H2O) в масле, %K5@25°C	3.4
Содержание водорода (H2) в масле, мкл/л	600.3
Содержание кислорода (O2) в масле, мкл/л	3329.6
Содержание метана (CH4) в масле, мкл/л	0.0
Содержание угарного газа (CO) в масле, мкл/л	108.1
Содержание этилена (C2H4) в масле, мкл/л	2.0
Содержание этана (C2H6) в масле, мкл/л	2.4
Содержание ацетилена (C2H2) в масле, мкл/л	0.3
Содержание углекислого газа (CO2) в масле, мкл/л	590.2
Абсолютное влагосодержание масла, ppm	0.1
Количество включённых вентиляторов, шт.	7
Количество включённых насосов, шт.	0
Температура окружающей среды, °С	4.4
Влажность воздуха, %	89.6
Температура в блоке мониторинга, °С	21.6

Имя	Значение
Срабатывание отсечного клапана	Выкл.
Срабатывание устройства сброса давления M1	Выкл.
Срабатывание устройства сброса давления M2	Выкл.
Указатель уровня масла АТ "Максимум"	Выкл.
Указатель уровня масла АТ "Минимум"	Выкл.
Указатель уровня масла в расширителе РПН "Максимум"	Выкл.
Указатель уровня масла в расширителе РПН "Минимум"	Выкл.
Откл. лит-е целей силовых/управления привода РПН ф.А	Выкл.
Откл. лит-е целей силовых/управления привода РПН ф.В	Выкл.
Откл. лит-е целей силовых/управления привода РПН ф.С	Выкл.
Сигнализация группы вводов ВН	Выкл.
Авария группы вводов ВН	Выкл.
Сигнализация группы вводов СН	Выкл.
Авария группы вводов СН	Выкл.
Откл. основной и резервный источники питания ШАОТ-М	Выкл.
Включены электродвигатели вентиляторов	Вкл.
Аварийно откл. электродвигатель(и) вентиляторов	Выкл.
Включены электродвигатели насосов	Выкл.
Аварийно откл. электродвигатель(и) насосов(ов)	Выкл.

Образование	Имя сигнала тревоги	Значение	Дата	Время	Оператор	Дата пачки	Время пачки
АТ-1 (АТДЦПН-250000/220/110-V1)	Включены электродвигатели вентиляторов	1	21.10.2014	18:15:37	K3m		
АТ-1 (АТДЦПН-250000/220/110-V1)	Включены электродвигатели вентиляторов 3 группы	1	21.10.2014	18:15:37	K3m		

пуск

ПСК 220кВ "Левобереж..."

2.Эксп - Панк

EN 16:15

Рисунок 5.10 – Таблица операционных данных

Назначение полей в таблице оперативные данные:

1. наименование функциональной подсистемы;
2. таблица аналоговых параметров;
3. таблица дискретных параметров;
4. предаварийное состояние параметров;
5. аварийное состояние параметров;
6. нормальное состояние параметра.

При отсутствии связи с блоком мониторинга, вместо текущих значений параметров будет выведено сообщение “Нет данных”.

5.3 Графики оперативных данных

Графики оперативных данных отображаются в следующем виде рисунке 5.11.

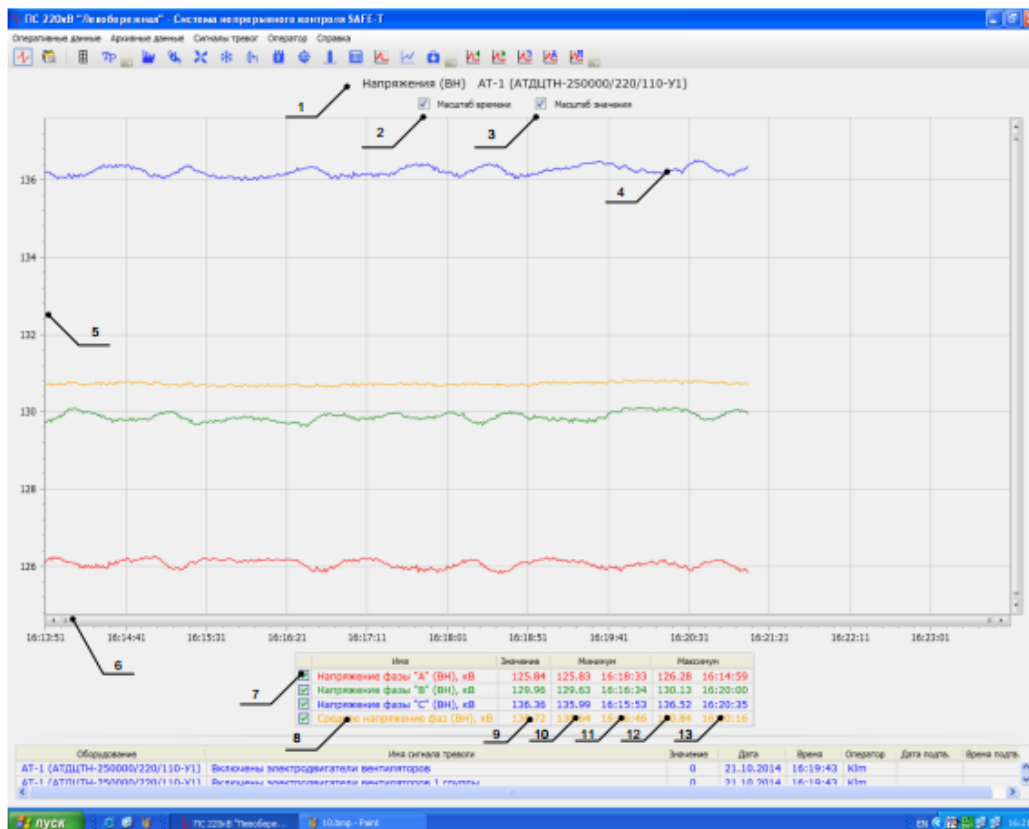


Рисунок 5.11 – График оперативных данных

Назначение полей:

1. наименование параметров или группы параметров, графики которых отображаются;
2. флажок (разрешение/запрет масштабирования по ос X);
3. флажок (разрешение/запрет масштабирования по оси Y);
4. график;
5. ось Y (значения);
6. ось X (время);
7. флажок (включение/отключение отображения графиков);
8. наименование параметра;
9. текущее значение параметра;

10. минимальное значение параметра;
11. время минимального значения;
12. максимальное значение параметра;
13. Время максимального значения параметра.

Цвета шрифта (8-13) соответствует цвету графика.

При необходимости отключения отображения графика необходимо снять флажок (7) соответствующего параметра. Для возобновления отображения графика установить флажок соответствующего параметра.

Если нет связи с блоком мониторинга, то вместо текущих значений параметров (9) будет выведено сообщение «Нет данных».

5.4 Масштабирование графика

При необходимости увеличения или уменьшения масштаба графика выполняются следующие действия, показанные на рисунке 5.12.

Действие	Эффект
Нажмите клавишу SHIFT, переместите курсор мыши (⊕) на область графика, который будет масштабироваться, и щелкните левой кнопкой мыши (удерживая клавишу SHIFT)	Масштаб графика увеличен в 3 раза
Нажмите клавишу ALT, переместите курсор мыши (⊖) на область графика, который будет масштабироваться, и щелкните левой кнопкой мыши (удерживая клавишу ALT)	Масштаб графика уменьшен в 3 раза
Нажмите клавишу SHIFT и выберите область на графике, используя левую кнопку мыши (удерживая клавишу ALT) 	После отпускания левой кнопки мыши, график будет увеличен в рамках выбранной области
Нажмите клавишу CTRL и, удерживая ее нажатой,	Масштаб графика увеличен на

Рисунок 5.12 – Порядок действия при необходимости изменения масштаба графика

нажмите клавишу "+"	20 процентов
Нажмите клавишу CTRL и, удерживая ее нажатой, нажмите клавишу "-"	Масштаб графика уменьшен на 20 процентов
Прокрутите колесо мыши вперед	Масштаб графика увеличен
Прокрутите колесо мыши назад	Масштаб графика уменьшен
Нажмите комбинацию клавиш CTRL + Z	Возврат к предыдущему масштабу графика

Продолжение рисунка 5.12

5.5 Прокрутка графика

Для прокрутки графика выполняются следующие действия, показанные на рисунке 5.13

Действие	Эффект
Нажмите и удерживайте левую кнопку мыши (курсор мыши изменяется с  на ) , переместите курсор мыши	График прокручен
Используйте полосы прокрутки	График прокручен
Нажмите клавишу CTRL и, удерживая ее нажатой, нажмите клавишу "стрелка влево"	График перемещен влево
Нажмите клавишу CTRL и, удерживая ее нажатой, нажмите клавишу "стрелка вверх"	График перемещен вверх
Нажмите клавишу CTRL и, удерживая ее нажатой, нажмите клавишу "стрелка вправо"	График перемещен вправо
Нажмите клавишу CTRL и, удерживая ее нажатой, нажмите клавишу "стрелка вниз"	График перемещен вниз

Рисунок 5.13 – Порядок действия для перемещения графика

5.5 Настройка архивных данных

Для настройки архивных данных, сначала следует задать время, с которого начинается сбор и хранение данных. Время устанавливается в окне «Установка времени» как показано на рисунке 5.14.

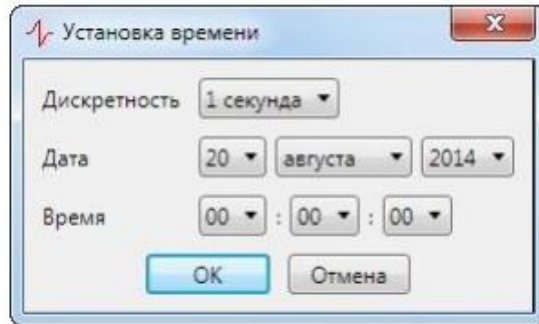


Рисунок 5.14 – Установка времени

Архивные данные отображаются в таблице аналоговых параметров или таблице дискретных параметров. Значения параметров отображаются на сером (норма), желтом (предварийное состояние) или красном (авария) фоне как показано на рисунке 5.15.

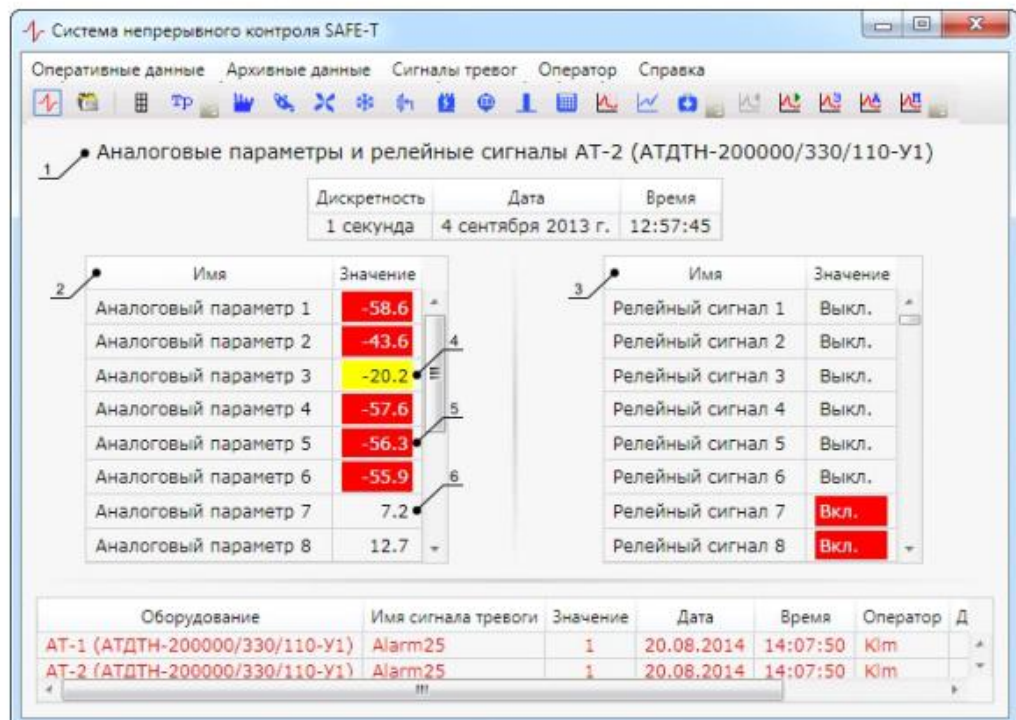
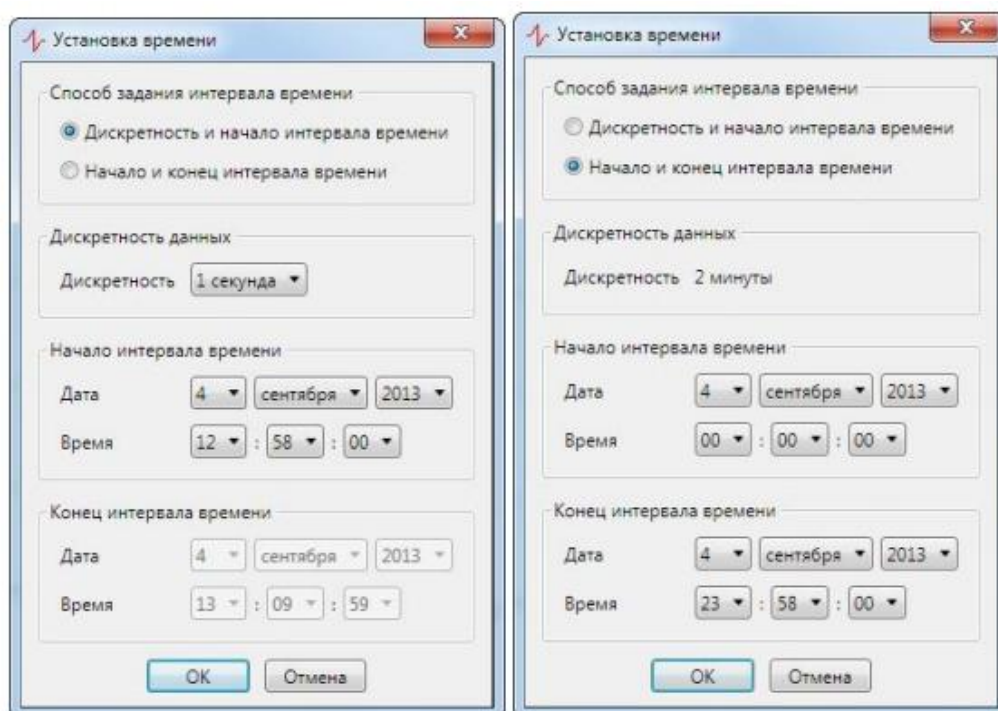


Рисунок 5.15 – Таблица архивных данных

Архивные данные аналоговых и релейных сигналов имеют следующее назначение:

1. наименование функциональной подсистемы;
2. таблица аналоговых параметров;
3. таблица дискретных параметров;
4. предаварийное состояние параметра;
5. аварийное состояние параметра;
6. нормальное состояние параметра.

При необходимости можно вывести общий график за определенный промежуток времени. Для этого необходимо установить время по примеру, кото-



рый показан на рисунке 5.16.

Рисунок 5.16 – Установка даты вывода графика

После выполнения данной операции, будет выведен данный график, рисунок.

Назначение полей:

1. наименование параметра или группы параметров, графики которых отображаются;

2. флажок (разрешение/запрет масштабирования по оси X);
3. флажок (разрешение/запрет масштабирования по оси Y);
4. график
5. ось Y (значения);
6. значение параметра (срез данных) в отмеченное курсором время;
7. дата и время, соответствующих срезу данных;
8. ось X (время);
9. флажок (включение/отключение отображения графиков);
10. наименование параметров;
11. минимальное значение параметра;
12. дата минимального значения параметра;
13. время минимального значения параметра;
14. максимальное значение параметра;
15. дата максимального значения параметра.

5.6 Настройка интервала времени событий релейных сигналов

Для настройки интервала времени событий релейных сигналов следует открыть окно «Установка времени релейных сигналов». Затем задать интервал нужный интервал времени, как показано на рисунке 5.17.

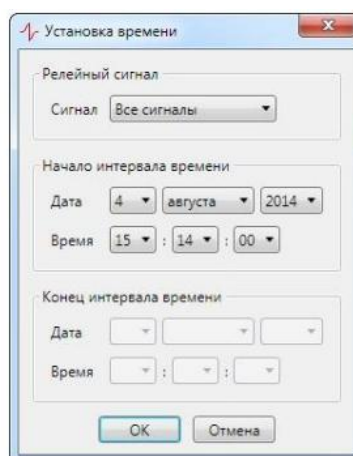


Рисунок 5.17 – Установка времени релейных сигналов

События тревог релейных сигналов отображаются в следующем виде, рисунок 5.18.

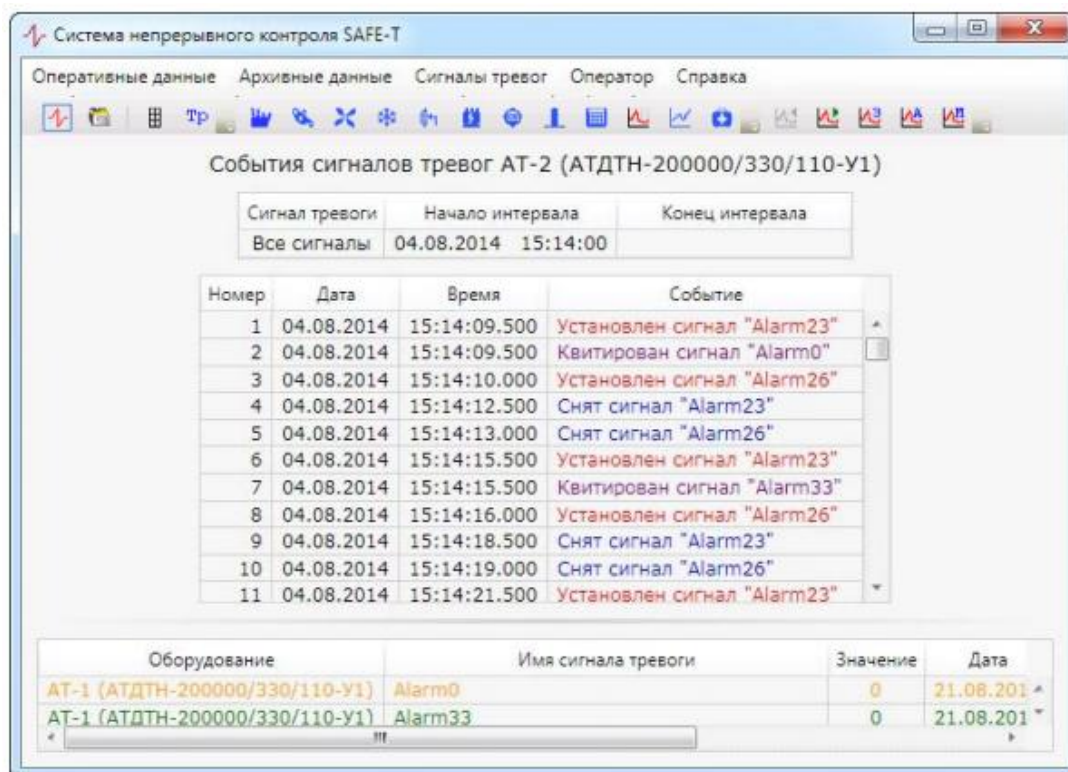


Рисунок 5.18 – События тревог релейных сигналов

Чтобы квитировать сигналы тревог, выделяются сигналы и нажимается и после нажать кнопку квитировать сигналы будут выстроены по списку, как показано на рисунке 5.19

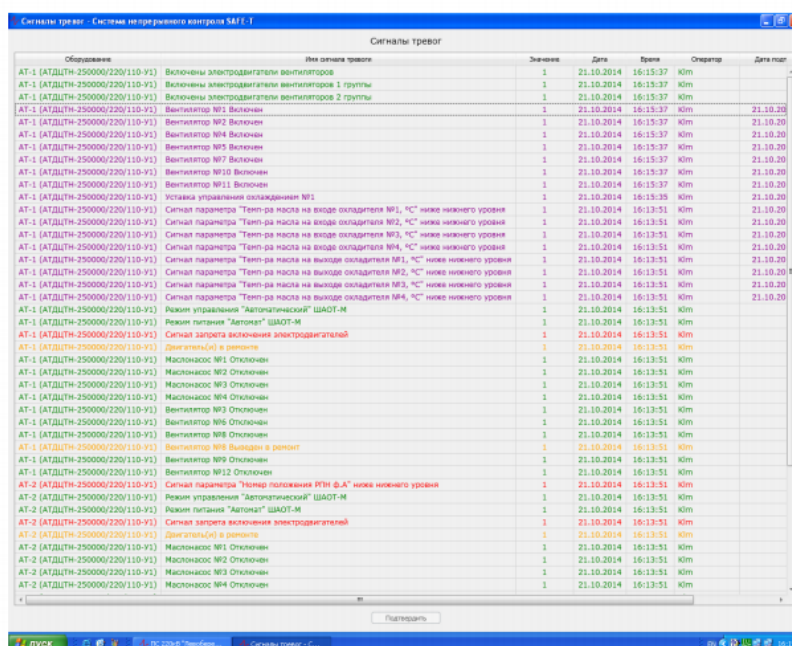
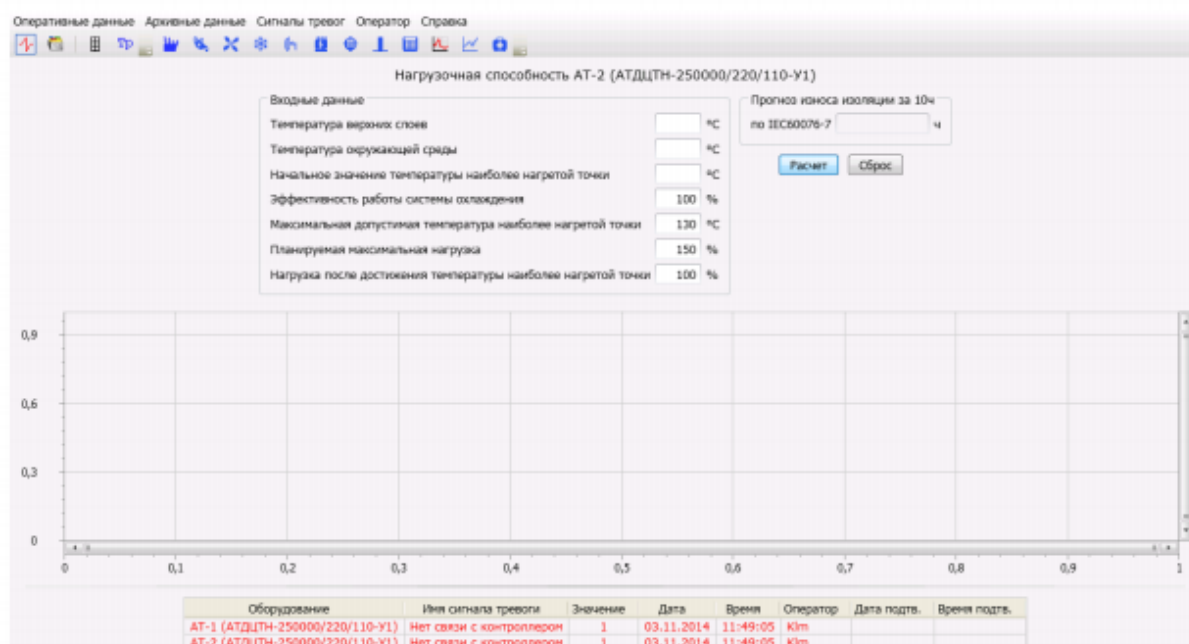


Рисунок 5.19 – Список событий релейных тревог за промежуток времени

5.7 Расчет нагрузочной способности трансформатора в режиме On-Line

Расчет в режиме On-line дает диспетчеру возможность рассчитать допустимую нагрузку (перегрузку) при данной температуре окружающей среды и предшествующей нагрузке без ущерба общего срока службы трансформатора.

Для того чтобы открыть окно ввода исходных параметров для расчета, (рисунок 5.20) нагрузки, используется кнопка на панели «Нагрузочная способ-



НОСТЬ».

Рисунок 5.20 – Панель ввода данных нагрузочной способности трансформатора

После ввода параметров следует нажать кнопку расчет. После расчета параметров, появится результат в виде графика. График нагрузочной способности трансформатора показан на рисунке 5.21

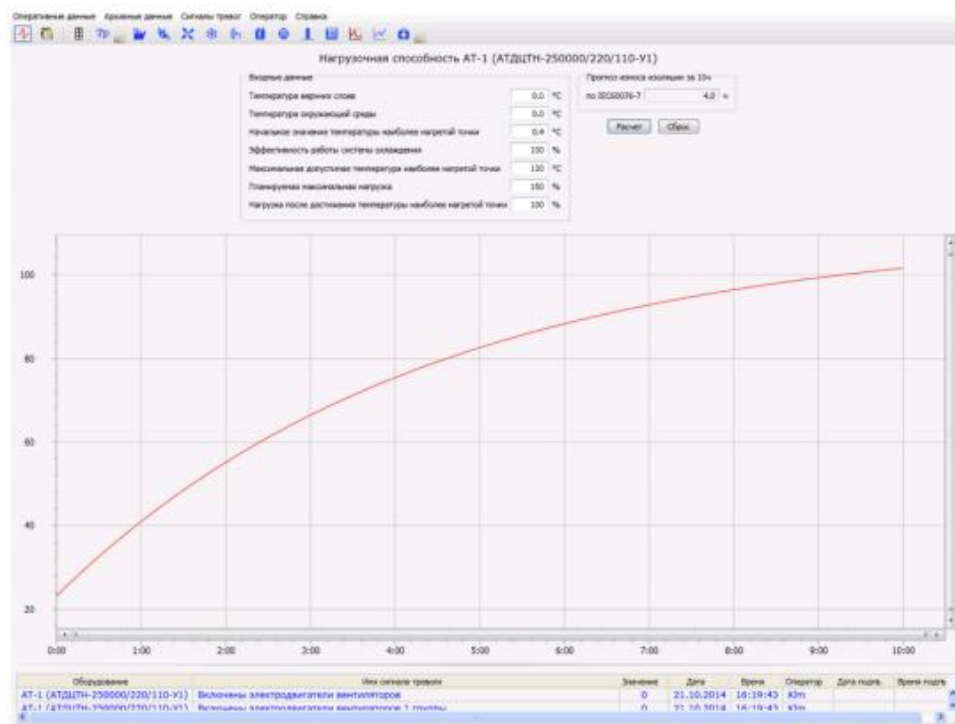


Рисунок 5.21 – График нагрузочной способности трансформатора

5.8 Проверка работоспособности системы

Для проверки системы следует провести ряд пунктов:

1. Открыть поочередно окна с трендами аналоговых сигналов и убедиться в факте записи данных, при этом автоматически проверяется загрузка указанных в базы данных.
2. Открыть главное окно автотрансформаторов и убедиться в правильности индикации сигналов путем сравнения с достоверными данными.
3. Открыть окна релейных сигналов и просмотреть последние имеющиеся в архиве сообщения и сравнить с достоверно известными фактами работы трансформаторного оборудования.
4. Закрыть все вспомогательные окна.

5.9 Перечень возможных неисправностей системы мониторинга

При возникновении неисправности в системе оператору необходимо закрыть программу, выключить питание АРМ, и снять питание с блока мониторинга, выключив бесперебойный источник питания АРМ оператора на это укажет светодиод красного цвета на передней панели.

5.10 Общие указания при техническом обслуживании

Для поддержания исправности и обеспечения работы в течение всего срока эксплуатации, должны проводиться технические обслуживания СНК. Техническое обслуживание аппаратуры проводится согласно графику, утвержденному главным инженером эксплуатирующей организацией в объеме, установленном инструкцией. В графике должны быть определены время, место проведения технического обслуживания и руководители работ.

Техническое обслуживание должно проводиться в нормальных климатических условиях: температура окружающей среды $(25 \pm 10)^\circ \text{C}$, относительная влажность воздуха 45-80%, атмосферное давление $8,6 \cdot 10^4 - 10,5 \cdot 10^4 \text{ Па}$ (645 – 795 мм рт. ст.)

5.11 Меры безопасности

К техническому обслуживанию системы непрерывного контроля могут допускаться лица из числа обслуживающего персонала АСУ, прошедшие обучение по эксплуатации и техобслуживанию СНК, ПТЭ и ПТБ, и имеющие группу по электробезопасности не ниже 3.

Система непрерывного контроля соответствует требованиям безопасности согласно ГОСТ 12.2.007.0-75 и ГОСТ 25861-83.

Технические средства СНК находящиеся под напряжением имеют защиту от случайного прикосновения – защитное заземление. В соответствии с ГОСТ 12.1.030-81 и ПУЭ значение сопротивления цепи защитного заземления не должно превышать 4 Ом.

Регламентное обслуживание технических средств СНК должно выполняться с соблюдением требований правил ПТЭ и ПТБ при работах на установках с напряжением до 1000В и только при снятом напряжении питания и подключенном защитном заземлении.

При обнаружении дыма или запаха горелой изоляции немедленно снять напряжение питания и принять меры к устранению причины и последствий неисправности.

6 Экономическая выгода от внедрения системы мониторинга и анализ повреждения трансформатора после ее введения.

По данным СИГРЭ использование системы мониторинга предотвращает большинство случаев отказов электрооборудования, что определяет стратегическую выгоду, основанную как исключении побочного ущерба. При наблюдении выделения растворенных в трансформаторном масле газов при дефектах, ускорения старения из-за повышенного влагосодержания масла или аномально-го нагрева в результате дефектов охлаждающей системы, было выявлена степень определения дефектов более 85%. Из оценки внутреннего давления масла обнаружение дефектов составляет до 90%. Благодаря контролю РПН механических и электрических параметров уровень обнаружения дефектов более 80%. Установка СНК на систему охлаждения позволило определить степень дефектов более 95%.

При рассмотрении 400 единиц силовых трансформаторов 220Кв показатель отказа составил $f=1,18\%$. В таблице 6.1 показаны данные процентной вероятности отключения элемента более 1 дня, и вероятность степени обнаружения дефекта до отключения

Таблица 6.1 – Данные риска повреждения в трансформаторе и степень его определения, в %

Компонент	Риск повреждения, $r_n, \%$	Степень определения повреждения $d_n, \%$
Обмотка + сердечник	35%	80%
РПН	40%	85%
Ввод	14%	95%
Вспомогательные устройства	5%	100%

С использованием данных таблицы и показателя отказа можно рассчитать общую вероятность P_{tot} обнаружения возможного отказа по формуле 6.1.

$$P_{tot} = f \cdot \sum_n (r_n \cdot d_n),$$

$$P_{tot} = 1,18 \cdot (0,35 \cdot 0,8) + 1,18 \cdot (0,4 + 0,85) +$$

$$+ 1,18 \cdot (0,14 \cdot 0,95) + 1,18 \cdot (0,05 \cdot 1) = 0,91\%, \quad (6.1)$$

Из формулы видно, что СНК позволяет сократить число отказов от 1,18% в год до 0,9 в год.

Для расчета экономии предотвращения отказа данная вероятность должна быть умножена на затраты в результате отказа. В эти затраты входят капремонт, частичная перемотка, и принимаются равными половине стоимости нового трансформатора C_{HT} . Ежегодная экономия вычисляется по формуле 6.2.

$$S = P_{tot} \cdot E_{mul}$$

$$S = 0,85\% \cdot 0,5 \cdot C_{HT} / \text{год} = 0,42\% \cdot 250000000 = 1125000 \text{ руб/год} \quad (6.2)$$

Где E_{mul} – затраты в случае отказа.

При ожидаемом сроке службы СНК 10 лет экономия может составить 11250000 рублей за 10 лет эксплуатации, что составляет 4,5% от общей стоимости трансформатора.

Данные расчеты проведены без побочного ущерба в экономии в результате ремонта, соответственно финансовая выгода окажется больше.

Заключение

В выпускной квалификационной работе была выбрана система непрерывного мониторинга SAFE-T для двух автотрансформаторов АДЦТН 250000/220/110-У1 расположенных на подстанции «Левобережная» в городе Тольятти. Выполнено подробное описание назначения, приборов, характеристик и структуры данной системы мониторинга. Проведено подключение оборудования системы мониторинга на два автотрансформатора.

По результатам исследования экономической выгоды от внедрения системы мониторинга было подсчитано, что при ожидаемом сроке службы СНК 10 лет экономия может составить 11250000 рублей за 10 лет эксплуатации, что составляет 4,5% от общей стоимости трансформатора.

В результате выполнения ВКР было выполнены все запланированные задачи и достигнута цель бакалаврской работы.

Список использованных источников

1. Общие сведения о конструкции трансформаторов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://leg.co.ua/transformatori/o-svedeniya-o-konstrukcii-transformatorov.html> свободный.
2. Режимы работы трансформаторов. Эксплуатация силовых трансформаторов [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://leg.co.ua/instrukcii/eksploataciya-silovyh-transformatorov-2.html> свободный.
3. Бренер Н.З. Применение мониторинга силовых трансформаторов для повышения эффективности функционирования систем электроснабжения [Текст]/ Бренер Н.З. Гусева С.А., Скобелева Н.Н., Борщевский О.И.-Рижский Технический Университет, Институт Энергетики Латвия,2013. – 123с.
4. Назарычев А.Н. Совершенствование системы ремонтов электрооборудования электростанций и подстанций с учетом технического состояния [Текст]/ Назарычев А.Н.; Дис. д-ра техн. наук: 05.14.02-Иваново, 2013 390 с. РГБ ОД, 71:06-5/256 – 57с.
5. Овсянников А. Стратегии ТОиР и диагностика оборудования [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru/arh.php> свободный.
6. Живодерников С.В. Зарубежный опыт мониторинга состояния маслонаполненного оборудования [Текст]/ Живодерников С.В., Овсянников А.Г., Русов В.А.; Новосибирск Электросетьсервис ЕНЭС,2014 –153с.
7. Системы мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Общие технические требования [Текст] / Мордкович А.Г., Цфасман Г.М., Дарьян Л.А., Маргулян А.М.; Департамент систем передачи и преобразования электроэнергии ОАО ФСК ЕЭС, 2014г – 121с.
8. Tang W.H. Condition Monitoring and Assessment of Power Transformers Using Computational Intelligence [Text] / Tang W.H., Wu Q.H.; Department of Electrical Engineering and Electronics. The University of Liverpool, 2012 – 87с.
9. Прохорчик М. Непрерывный мониторинг состояния силовых трансформаторов[Текст] / Прохорчик М.; VGTU Transporto engineering fakultetas, 2015 - 05 - 03. – 55с.

10. Sparling B. Power transformer life extension through better monitoring [Text] / Sparling B., Aubin J.; GE Energy Management. 2015 – 45с.
11. Ключев В.В Технические средства диагностики: Справочник [Текст]/ Ключев В.В., Пархоменко П.П., Абрамчук В.Е. и др. Под общей редакцией Ключева В.В. — М.: Машиностроение, 2014 – 35с.
12. Бедерак Я.С., Система мониторинга силовых трансформаторов, журнал «Промэлектро» [Текст]/ Бедерак Я.С., Богатырев Ю.Л., 2013 – 25с.
13. Вдовико В.П. Диагностика высоковольтного электрооборудования и эффективность её применения. Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.pnpbolid.ru/publish.php> свободный.
14. ИЕС 60270 – 2000-12. «Методы высоковольтных испытаний – измерение частичных разрядов», – 36с.
15. Богатырев Ю.Л. Роторное и высоковольтное оборудования [Текст] Переходим на ТОФС. – Минск: журнал «Энергия и менеджмент», 2012, №1, – 26с.
16. IEEE Std 1415™ – 2012. "IEEE Guide for Induction Machinery Maintenance Testing and Failure Analysis".
17. Е.Ю. Комков, Разработка модели управления системой охлаждения силовых трансформаторов - Москва: журнал «Автоматизация в промышленности», Е.Ю. Комков, А.И. Тихонов 2012, №8. – 34с.
18. Описание системы SAFE-T [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.enera.com.ua/products/production/Safe-t/> свободный.
19. Англоязычный научный сайт [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.electrical4u.com/electrical-power-transformer-definition-and-types-of-transformer/> свободный.
20. Англоязычный научный сайт [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.electrical4u.com/accuracy-limit-factor-and-instrument-security-factor-of-current-transformer/> , свободный.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица – Требования к датчикам и вторичным преобразователям входной информации

Название измеряемой величины	Диапазон изменения входного сигнала	Диапазон изменения выходного сигнала первичного датчика	Кол-во, шт.	Интервал опроса	Примечание
Аналоговые сигналы					
Температура окружающей среды	Минус 60 - +60° С	4 – 20 мА (или Pt100)	1	Не реже 1 раз в 5 минут	Температурный датчик устанавливается вблизи контролируемого оборудования
Температура верхних слоев масла	Минус 60 - +100° С	4 – 20 мА (или сопротивление Pt100)	1	Не реже 1 раза в минуту	Температурный датчик устанавливаемый на крышке бака
Температура масла на входе охладителя	Минус 60 - +100° С	4 – 20 мА (или сопротивление Pt100)	По 1-му на каждый охладитель		Температурный датчик устанавливается на входе охладителя
Температура масла на выходе охладителя	Минус 60 - +100° С	4 – 20 мА (или сопротивление Pt100)			Температурный датчик устанавливается на выходе охладителя
Температура масла в баке РПН	Минус 60 - +100° С	4 – 20 мА (или сопротивление Pt100)	По 1-му на каждый бак РПН		Устанавливается на бак РПН

Ток или мощность привода РПН	0-3 А 0-3кВт	4 – 20 мА	По 1-му на каждый привод РПН	Не реже 1 раза за 20 мс в процессе переключения	Датчик тока или мощности из шкафа привода РПН
Текущий номер отпайки РПН	1-100	4...30 мА от датчика положения или ток статора и напряжения ротора сельсин-передатчика	По 1-му на каждый привод РПН	Не реже 1 раза за 20 мс в процессе переключения	Датчик положения РПН
Содержание газов в масле	-1500 ppm	4 – 20 мА или цифровой выход	1	Не реже 1 раза в 4 часа	Датчик влагосодержания масла
Содержание влаги в масле	0-30 г/т	4 – 20 мА или цифровой выход	1	Не реже 1 раза в 4 часа	Датчик влагосодержания масла
Температура нижних слоев масла	Минус 60 - +100° С	4 – 20 мА (или сопротивление Pt100)	1	Не реже 1 раза в 15 минут	Датчик влагосодержания или специализированный датчик
Давление масла вводов	0-6 кг/см ²	4-20мА	Каждый ввод ВН и СН	Не реже 1 раза в 1 минуту	Датчик на вводе (для герметичных вводов)

Продолжение таблицы

Название измеряемой величины	Диапазон изменения входного сигнала	Диапазон изменения выходного сигнала первичного датчика	Кол-во, шт	Интервал опроса	Примечание
Дискретные сигналы					
Поток масла в охладителях		«Сухой контакт»	По 1-му на каждый охладитель	Не реже 1 раз в 1 сек	Датчик на охладителе
Трансформатор отключен/включен		«Сухой контакт»	1	Не реже 1 раз в 1 сек	От РЗА подстанции

Продолжение таблицы

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица – Перечень кабелей

№ кабе ля	Откуда	Куда	Кол-во жил и сечение	Примечание	Диаметр мм
91	ОПУ – Шкаф системный	ОПУ – Гарантированное питание ~220В, 50 Гц	КВВГЭ нг 4х4	Питание СНК	20
92	ОПУ – Шкаф системный АРМ (RG45)	ОПУ – АРМ АСУТП (RG45)	Belden 1633+	Передача данных от СНК в АСУТП	10
93	ОПУ – Шкаф системный	ОПУ – АСТУП	КВВГЭ нг 7х1,5	Диагностика СНК в АСУТП	15
101	ОРУ – Коробка Зажимов АТ1	ОРУ – Блок мониторинга	КВВГЭ нг 7х2,5	Сигналы от встроен ных ТТ ВН	20
102	ОРУ – Коробка Зажимов АТ1	ОРУ – Блок мониторинга	КВВГЭ нг 7х2,5	Сигналы от встроен ных ТТ СН	20
103	ОРУ – Коробка Зажимов АТ1	ОРУ – Блок мониторинга	КВВГЭ нг 7х2,5	Сигналы от встроен ных ТТ НН	20
107	ОРУ – Подстан- ционный ТН	ОРУ – Блок мониторинга	КВВГЭ нг 4х2,5	Сигналы от ТН ВН	15
108	ОРУ – Подстан- ционный ТН	ОРУ – Блок мониторинга	КВВГЭ нг 4х2,5	Сигналы от ТН СН	15
109	ОРУ – Подстан- ционный ТН	ОРУ – Блок мониторинга	КВВГЭ нг 4х2,5	Сигналы от ТН НН	15
111	ОРУ – Шкаф РЗА	ОРУ – Блок мониторинга	КВВГЭ нг 10х1,5	Дискретные сигналы	20
121	ОРУ – Хромато- граф7Х	ОРУ – Блок мониторинга	Belden 9842	Цифровой сигнал от хроматографа7Х	15
122	ОРУ – Блок мониторинга	ОРУ – НКВВ-6	КВВГЭ нг 4х2,5	Сигналы от ТН ВН	15
123	ОРУ – Блок мониторинга	ОРУ – НКВВ-6	КВВГЭ нг 4х2,5	Сигналы от ТН СН	15

Продолжение таблицы

124	ОРУ – Блок мониторинга	ОРУ – Хроматограф 7Х	КВВГЭ нг 4x1,5	Релейные сигналы От Хроматографа 7Х	20
125	ОРУ - НКВВ	Гарантированное питание ~220В, 50 Гц	КВВГЭ нг 4x1,5	Питание НКВВ	15
131	ОРУ – НКВВ-6	ОРУ – Блок мониторинга	Belden 9842	Передача информации в БМ	15
141	ОРУ – Коробка Зажимов АТ1	ОРУ – Блок мониторинга	КВВГЭ нг 7x1,5	Клапан предохранительный 1,2	15
151	ОРУ – Привод РПН ф. А	ОРУ – Блок мониторинга	КУПЭВ 6x2x0,5	Номер положения РПН ф. А Тем масла в контакторе ф. А Ток двигателя привода ф. А	15
154	ОРУ – Привод РПН ф. В	ОРУ – Блок мониторинга	КУПЭВ 6x2x0,5	Номер положения РПН ф. В Тем масла в контакторе ф. В Ток двигателя привода ф. В	15
157	ОРУ – Привод РПН ф. С	ОРУ – Блок мониторинга	КУПЭВ 6x2x0,5	Номер положения РПН ф. С Тем масла в контакторе ф. С Ток двигателя привода ф. С	15
161	ОПУ, РЩ-220	ОПУ, РЩ-220 - ШС	Belden 1633+	Ethernet	15
162	ОРУ – Стойка №1 АКМ34	ОРУ – Блок мониторинга	КУПЭВ 4x2x0,5	Температуры охладителей 1,2	15

Продолжение таблицы

163	ОРУ – Стойка №2 АКМ34	ОРУ – Блок мониторинга	КУПЭВ 4x2x0,5	Температуры охладителей 3,4	15
171	ОРУ – Привод РПН ф. А	ОРУ – Блок мониторинга	КВВГЭ нг 10x1,5	Дискретные сигналы от РПН ф. А	20
172	ОРУ – Привод РПН ф. В	ОРУ – Блок мониторинга	КВВГЭ нг 10x1,5	Дискретные сигналы от РПН ф. В	20
173	ОРУ – Привод РПН ф. С	ОРУ – Блок мониторинга	КВВГЭ нг 10x1,5	Дискретные сигналы от РПН ф. С	20
181	ОРУ – ШНК-6-07	АТ – Датчик тока ВН ф. А	FTP2-C5E-SOLID-OUDDOOR	Контроль состояния вводов	РЗ-Ц-Х-10
182	ОРУ – ШНК-6-07	АТ – Датчик тока ВН ф. В	FTP2-C5E-SOLID-OUDDOOR		
183	ОРУ – ШНК-6-07	АТ – Датчик тока ВН ф. С	FTP2-C5E-SOLID-OUDDOOR		
184	ОРУ – ШНК-6-07	АТ – Датчик тока СН ф. А	FTP2-C5E-SOLID-OUDDOOR		
185	ОРУ – ШНК-6-07	АТ – Датчик тока СН ф. В	FTP2-C5E-SOLID-OUDDOOR		
186	ОРУ – ШНК-6-07	АТ – Датчик тока СН ф. С	FTP2-C5E-SOLID-OUDDOOR		

Продолжение таблицы

191	ОРУ – Блок мониторинга	Шкаф системный	КВВГЭ нг 7х2,5	Питание БМ	20
192	ОРУ – Блок мониторинга	Шкаф системный	Оптический Кабель много-модовый 62 мкм, 4 жилы, для наружной прокладки	Передача данных от блока мониторинга	В зависимости от диаметра кабеля
201	ОРУ – Коробка Зажимов АТ2	ОРУ – Блок мониторинга	КВВГЭ нг 7х2,5	Сигналы от встроенных ТТ ВН	20
202	ОРУ – Коробка Зажимов АТ2	ОРУ – Блок мониторинга	КВВГЭ нг 7х2,5	Сигналы от встроенных ТТ СН	20
203	ОРУ – Коробка Зажимов АТ2	ОРУ – Блок мониторинга	КВВГЭ нг 7х2,5	Сигналы от встроенных ТТ НН	20
207	ОРУ – Подстанционный ТН	ОРУ – Блок мониторинга	КВВГЭ нг 4х2,5	Сигналы от ТН ВН	15
208	ОРУ – Подстанционный ТН	ОРУ – Блок мониторинга	КВВГЭ нг 4х2,5	Сигналы от ТН СН	15
209	ОРУ – Подстанционный ТН	ОРУ – Блок мониторинга	КВВГЭ нг 4х2,5	Сигналы от ТН НН	15
211	ОРУ – Шкаф РЗА	ОРУ – Блок мониторинга	КВВГЭ нг 10х1,5	Дискретные сигналы	20
221	ОРУ – Хроматограф 7Х	ОРУ – Блок мониторинга	Belden 9842	Цифровой сигнал от хроматографа 7Х	15
222	ОРУ – Блок мониторинга	ОРУ – НКВВ-6	КВВГЭ нг 4х2,5	Сигналы от ТН ВН	15
223	ОРУ – Блок мониторинга	ОРУ – НКВВ-6	КВВГЭ нг 4х2,5	Сигналы от ТН СН	15
224	ОРУ – Блок мониторинга	ОРУ – Хроматограф 7Х	КВВГЭ нг 4х1,5	Релейные сигналы От Хроматографа 7Х	20

Продолжение таблицы

225	ОРУ - НКВВ	Гарантированное питание ~220В, 50 Гц	КВВГЭ нг 4x1,5	Питание НКВВ	15
231	ОРУ – НКВВ-6	ОРУ – Блок мониторинга	Belden 9842	Передача информации в БМ	15
241	ОРУ – Коробка Зажимов АТ2	ОРУ – Блок мониторинга	КВВГЭ нг 7x1,5	Клапан предохранительный 1,2	15
251	ОРУ – Привод РПН ф. А	ОРУ – Блок мониторинга	КУПЭВ 6x2x0,5	Номер положения РПН ф. А Тем масла в контакторе ф. А Ток двигателя привода ф. А	15
254	ОРУ – Привод РПН ф. В	ОРУ – Блок мониторинга	КУПЭВ 6x2x0,5	Номер положения РПН ф. В Тем масла в контакторе ф. В Ток двигателя привода ф. В	15
257	ОРУ – Привод РПН ф. С	ОРУ – Блок мониторинга	КУПЭВ 6x2x0,5	Номер положения РПН ф. С Тем масла в контакторе ф. С Ток двигателя привода ф. С	15
261	ОПУ, РЦ-220	ОПУ, РЦ-220 - ШС	Belden 1633+	Ethernet	15
262	ОРУ – Стойка №1 АКМ34	ОРУ – Блок мониторинга	КУПЭВ 4x2x0,5	Температуры охладителей 1,2	15
263	ОРУ – Стойка №2 АКМ34	ОРУ – Блок мониторинга	КУПЭВ 4x2x0,5	Температуры охладителей 3,4	15
271	ОРУ – Привод РПН ф. А	ОРУ – Блок мониторинга	КВВГЭ нг 10x1,5	Дискретные сигналы от РПН ф. А	20

Продолжение таблицы

272	ОРУ – Привод РПН ф. В	ОРУ – Блок мониторинга	КВВГЭ нг 10х1,5	Дискретные сигналы от РПН ф. В	
273	ОРУ – Привод РПН ф. С	ОРУ – Блок мониторинга	КВВГЭ нг 10х1,5	Дискретные сигналы от РПН ф. С	
281	ОРУ – ШНК-6-07	АТ – Датчик тока ВН ф. А	FTP2-C5E-SOLID-OUDDOOR	Контроль состояния вводов	РЗ-Ц-Х-10
282	ОРУ – ШНК-6-07	АТ – Датчик тока ВН ф. В	FTP2-C5E-SOLID-OUDDOOR		
283	ОРУ – ШНК-6-07	АТ – Датчик тока ВН ф. С	FTP2-C5E-SOLID-OUDDOOR		
284	ОРУ – ШНК-6-07	АТ – Датчик тока СН ф. А	FTP2-C5E-SOLID-OUDDOOR		
285	ОРУ – ШНК-6-07	АТ – Датчик тока СН ф. В	FTP2-C5E-SOLID-OUDDOOR		
286	ОРУ – ШНК-6-07	АТ – Датчик тока СН ф. С	FTP2-C5E-SOLID-OUDDOOR		
291	ОРУ – Блок мониторинга	Шкаф системный	КВВГЭ нг 7х2,5	Питание БМ	20
292	ОРУ – Блок мониторинга	Шкаф системный	Оптический Кабель многопарный 62 мкм, 4 жилы, для наружной прокладки	Передача данных от блока мониторинга	В зависимости от диаметра кабеля