

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра Электроснабжение и электротехника

(наименование)

13.03.02. Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция ПС 110/10 кВ Коломенского филиала АО «Мособлэнерго»

Обучающийся

А.А. Калинин

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент С.В. Шаповалов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2024

Аннотация

Тема настоящей выпускной бакалаврской работы «Реконструкция ПС 110/10 кВ Коломенского филиала АО «Мособлэнерго»».

Целью работы является проектирование системы электроснабжения районной подстанции 110/10 кВ в Коломенском филиале компании с использованием элементов цифровизации.

Объектом исследования в данной работе выступает существующая районная подстанция 110/10 кВ, которая в силу физического устаревания оборудования и технических характеристик требует комплексной модернизации с целью улучшения качества и стабильности электроснабжения.

Предметом исследования является детальный анализ и оценка возможности внедрения современного оборудования и устройств при реконструкции подстанции.

Результатом выполнения работы станет разработанный проект реконструкции подстанции, который интегрирует современные технологии и решения для повышения надежности и устойчивости электроснабжения. В рамках проекта будет предложена схема модернизации существующего оборудования, меры по обеспечению безопасности и защиты данных, а также рекомендации по внедрению новых технологий, которые помогут существенно повысить эффективность работы подстанции..

Содержание

Введение	4
1 Общая часть	6
1.1 Описание существующей подстанции	6
1.2 Требования к схеме ПС и оборудованию после реконструкции	9
2 Расчет системы электроснабжения	17
2.1 Расчёт электрических нагрузок	17
2.2 Выбор силовых трансформаторов	19
2.3 Выбор токов коротких замыканий	27
2.4 Выбор коммутационных аппаратов	38
2.5 Выбор измерительных трансформаторов	43
3 Расчет и выбор устройств релейной защиты и автоматики	46
3.1 Выбор типов устройств релейной защиты	46
3.2 Расчет уставок релейной защиты	48
Список используемой литературы и используемых источников	61

Введение

Существующие системы электроснабжения на протяжении последних десятилетий не имели скачков в развитии. Технические решения, применяемые при проектировании систем электроснабжения и электроэнергетических объектов до 2020 года, основывались на нормативной документации, разработанной в конце 20 века.

Такой подход в настоящее время имеет ряд минусов:

- несовершенство систем оперативно-технологического управления;
- высокий уровень потерь электроэнергии;
- отсутствие мониторинга состояния оборудования;
- длительный простой в электроснабжении потребителей при авариях.

С целью повышения эффективности функционирования электроэнергетических систем, 9 июня 2020 года Правительством Российской Федерации утверждена Энергетическая стратегия РФ до 2035 года. Основные задачи, которые ставятся перед сферой электроэнергетики:

- повышение качества разработки схем и программ развития;
- повышение эффективности передачи электрической энергии;
- развитие систем оперативно-технологического управления;
- повышение качества электроснабжения потребителей электроэнергии.

Предприятием, которое рассматривается в настоящей работе является Акционерное общество «Мособлэнерго». Предприятие является одним из крупнейших предприятий, созданных Правительством Московской области.

Политика организации, согласно официальным данным, направлена на максимальное энергосбережение и повышение энергетической эффективности.

Достижение целей компании и соблюдение требований Энергетической стратегии РФ возможно только при активном внедрении технологий цифровой трансформации.

Целью работы является проектирование системы электроснабжения районной подстанции 110/10 кВ в Коломенском филиале компании с использованием элементов цифровизации.

Достижение поставленной цели выпускной квалификационной работы требует решения следующих основных задач исследования:

- изучить теоретические основы разработки систем электроснабжения с использованием элементов цифровизации;
- провести анализ графика электрических нагрузок районной подстанции 110/10 кВ;
- рассчитать токи короткого замыкания и выбрать элементы силовой части системы электроснабжения;
- провести анализ современных подходов в области цифровизации и определить перечень устройств необходимых для осуществления цифровой трансформации районной подстанции 110/10 кВ.

Для решения задач использованы положения теоретических основ электротехники, руководящие указания к расчету токов короткого замыкания, принципы системного анализа.

Обоснованность и достоверность результатов заключается в применении технологий, полностью соответствующих Энергетической стратегии развития до 2035 года, утвержденной Правительством Российской Федерации.

1 Общая часть

1.1 Описание существующей подстанции

В рамках выполнения настоящей работы рассматривается вопрос реконструкции подстанции в Коломенском филиале АО «Мособлэнерго».

Акционерное общество «Мособлэнерго» - одно из крупнейших в Московской области сетевых компания. Компания занимается передачей и распределительной энергии на территории Московской области, в том числе в Коломенском округе.

В настоящей работе рассматривается вопрос реконструкции подстанции 110/10 кВ, построенной в 1970-е годы.

Типовой схемой распределительного устройства подстанций, сооруженной более 50 лет назад является схема с отделителями и короткозамыкателями. Такая схема является устаревшей как морально, так и физически.

Отделители используются для разъединения электрических цепей и обеспечения безопасного обслуживания оборудования. Они позволяют изолировать участки сети, что необходимо для проведения ремонтных работ.

Отделители работают в открытом состоянии, когда ток не проходит через них. Они не предназначены для отключения под нагрузкой, поэтому их следует использовать только в отключенном состоянии.

Короткозамыкатели (или замыкатели) предназначены для создания короткого замыкания на определенном участке сети, что позволяет защитить оборудование от повреждений в случае аварийных ситуаций.

Короткозамыкатели могут быть установлены на выходах трансформаторов или линий электропередач. Они обеспечивают безопасное отключение и защиту от перегрузок и коротких замыканий.

Увеличение количества элементов может усложнить конструкцию и повысить затраты на обслуживание. Отделители и короткозамыкатели

требуют регулярного контроля и обслуживания для обеспечения их надежной работы.

Сам принцип работы, требующий создания искусственного короткого замыкания для срабатывания защит вышестоящей смежной линии, не может обеспечить высокую надежность, быстроедействие защит.

Кроме того, постоянные динамические нагрузки на токоведущие части, опорные изоляторы может привести к излому колонн изоляторов с падением конструкции и масштабным разрушением подстанции.

В дальнейшем в работе рассматривается вопрос реконструкции подстанции с заменой оборудования на современное, внедрением технологий цифровизации и с соблюдением требований [12].

Электросетевое хозяйство АО «Мособлэнерго» состоит из более чем 500 подстанций 35 - 110 кВ. Основная часть подстанций построена в период до 2000 года.

Энергетической службой предприятия на постоянной основе ведется учет технологических нарушений, проводится расследование технологических нарушений.

За 2023 год статистика повреждаемости на центрах питания 110 кВ по видам отказавшего оборудования приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Статистика повреждаемости оборудования

Наименование оборудования	Кол-во повреждений за 2022 год
Силовой трансформатор	5
Выключатель масляный	4
ОПН	1
Разъединитель	2
Отделитель-короткозамыкатель	3

Продолжение таблицы 1

Наименование оборудования	Кол-во повреждений за 2022 год
Трансформатор напряжения	1
Трансформатор тока	1
Гибкая ошиновка	2
Трансформатор собственных нужд	2
Ошибочная работа РЗиА	4
Ошибочные действия персонала	1

Статистика повреждаемости в графическом виде приведена на рисунке 1.

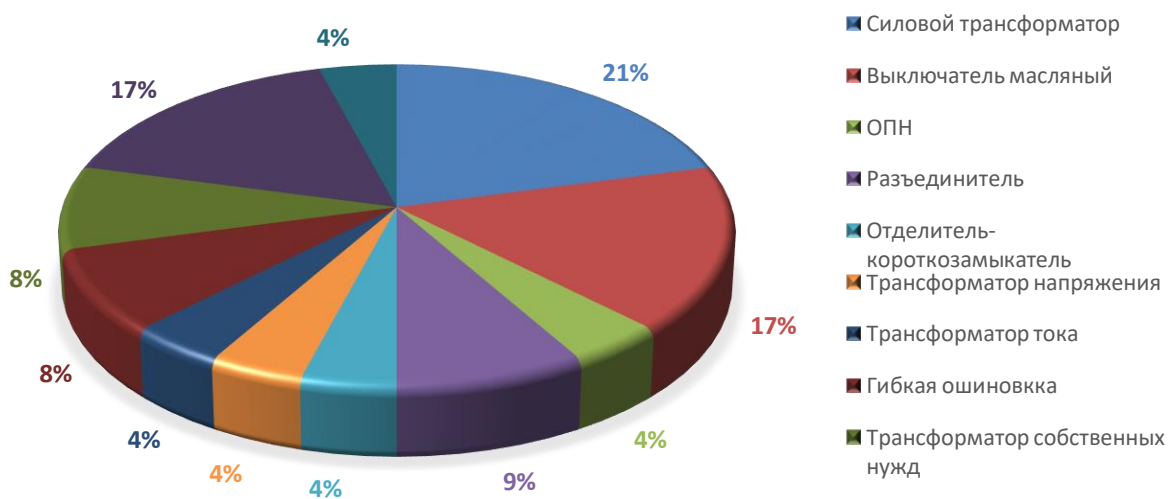


Рисунок 1 – Статистика повреждаемости оборудования

Из всего количества повреждений, повреждения по вине ошибочной работы устройств РЗиА составляют 17%, повреждения по причине дефектов маслонаполненного оборудования составляют 50%.

В случае каждого повреждения было проведено служебное расследование. В случае устройств РЗиА причины повреждаемости оказались следующими:

- отказ электромеханических устройств РЗиА;
- низкая чувствительность защит.

В случае с маслонаполненным оборудованием причины повреждаемости, следующие:

- низкие изоляционные свойства масла;
- повреждения проходных изоляторов маслонаполненного оборудования.

Каждое технологическое нарушение сопровождается недоотпуском электроэнергии потребителям.

Цель внедрения элементов цифровизации на реконструируемой подстанции – увеличение надежности электроснабжения потребителей, снижение количества недоотпуска электроэнергии.

1.2 Требования к схеме ПС и оборудованию после реконструкции

Основной целью внедрения элементов цифровизации в системы электроснабжения является увеличение надежности электроснабжения потребителей.

Для этих целей, первоочередным является изменение схемы РУ-110 кВ и замена устаревших отделителей и короткозамыкателей на современные элегазовые выключатели.

Схема РУ-110 кВ после реконструкции приводится на рисунке 2.

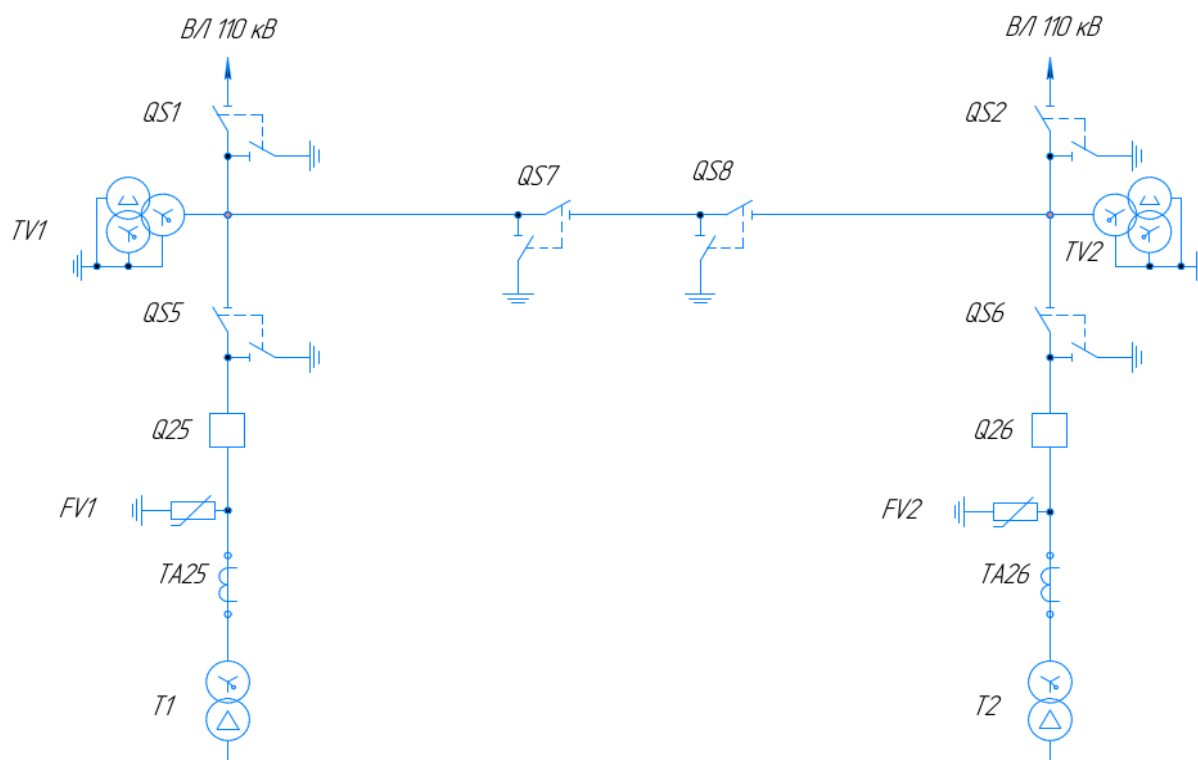


Рисунок 2 – Схема РУ-110 кВ после реконструкции

Взамен устаревших коммутационных аппаратов по стороне 110 кВ будут использованы элегазовые выключатели колонкового типа – современные надежные, не требующие постоянного обслуживания устройства.

Их изображение приведено на рисунке 3.

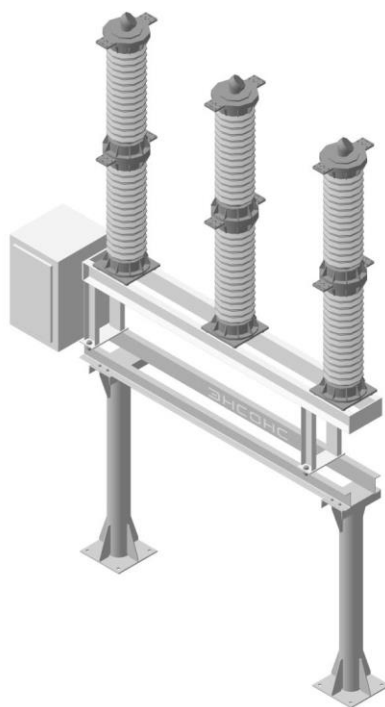


Рисунок 3 – Внешний вид элегазового выключателя

По стороне 10 кВ будут использованы Вакуумные выключатели. Их преимущества приведены в [1] и [5]. Пути достижения целей повышения надежности исходят из статистики аварийности на подстанциях 110 кВ за 2023 года.

Мероприятие №1. Обеспечение 100 процентной селективности и надежности срабатывания устройств релейной защиты. Для этого требуется оснащение подстанции цифровыми устройствами релейной защиты последних поколений, обеспечивающих защиту отходящих линий, дифференциальную защиту шин и трансформаторов, дуговую защиту, позволяющих резервировать защиту на случай отказов и резервировать отказы срабатывания выключателей.

Согласно [6], цифровые устройства релейной защиты лишены недостатков устройств электромеханического типа и позволяют:

- максимально точно выставить уставки;

- определить расстояние до мест повреждений;
- осуществлять учет количества аварийных отключений выключателей;
- вести запись осциллограмм для последующего анализа событий;
- выводить информацию о событиях на пульт диспетчера в режиме реального времени;
- не нуждаются в техническом обслуживании (очистке контактов от пыли и т.п.).

Мероприятие №2. Оснащение подстанции единой системой телемеханики и диспетчеризации с выводом информации на единый диспетчерский пункт.

Для выполнения мероприятия требуется использование современного оборудования подстанции. Структура решения телемеханизации в рамках цифровизации приведена на рисунке 4.

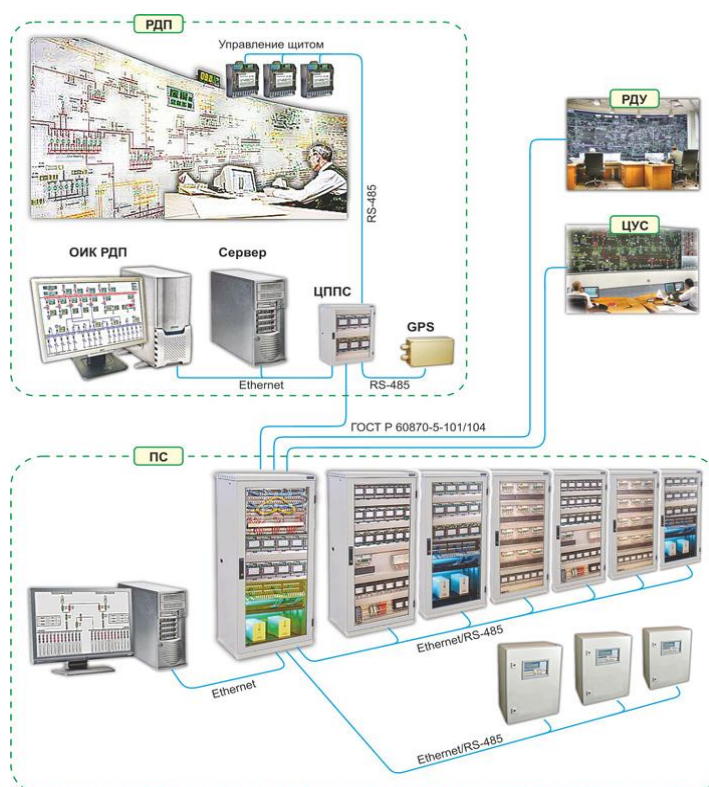


Рисунок 4 – Структура телемеханизации подстанции

Все используемое оборудование выбирается с учетом следующих особенностей, определенных по стандарту организации [15]:

- использование оборудования, изначально имеющего цифровые интерфейсы без применения отдельных преобразователей аналоговых сигналов;
- оснащение коммутационных аппаратов, устройств РЗА, контрольных приборов, блокировок устройствами мониторинга, сбора информации, диагностики;
- возможность подачи управляющих сигналов из диспетчерского пункта без оперативного персонала на подстанции;
- использование современных, принятых в единой электрической сети РФ протоколов связи МЭК-61850;
- совместимость применяемых устройств и протоколов с применяемой в организации системы SCADA;
- организация передачи цифровой информации по двум разделенным логически и физически каналам связи;
- внедрение алгоритмов, блокирующих выполнение заведомо ложных действий, влекущих за собой короткое замыкание.

При выборе оборудования, ориентировочные стоимости на этапе разработки технических решений определяются по [14].

Для грамотного функционирования цифровой подстанции при ее проектировании и строительстве должна быть реализована единая иерархическая система, отвечающая приведенным выше требованиям. Структура программно-технического комплекса цифровой подстанции приведена на рисунке 5.

Максимальная скорость передачи данных, и следовательно принятия решений обеспечивается при следующих принципах организации связи:

- расположение преобразователей сигналов основного оборудования максимально близко к оборудованию;

- передача данных от цифровых устройств по волоконно-оптическим линиям связи;
- разделение трафика РЗА, АСУТП, АИИС КУЭ, видеонаблюдение, связь с использованием технологий VLAN.

Структура программно-технического комплекса представлена на рисунке 5.

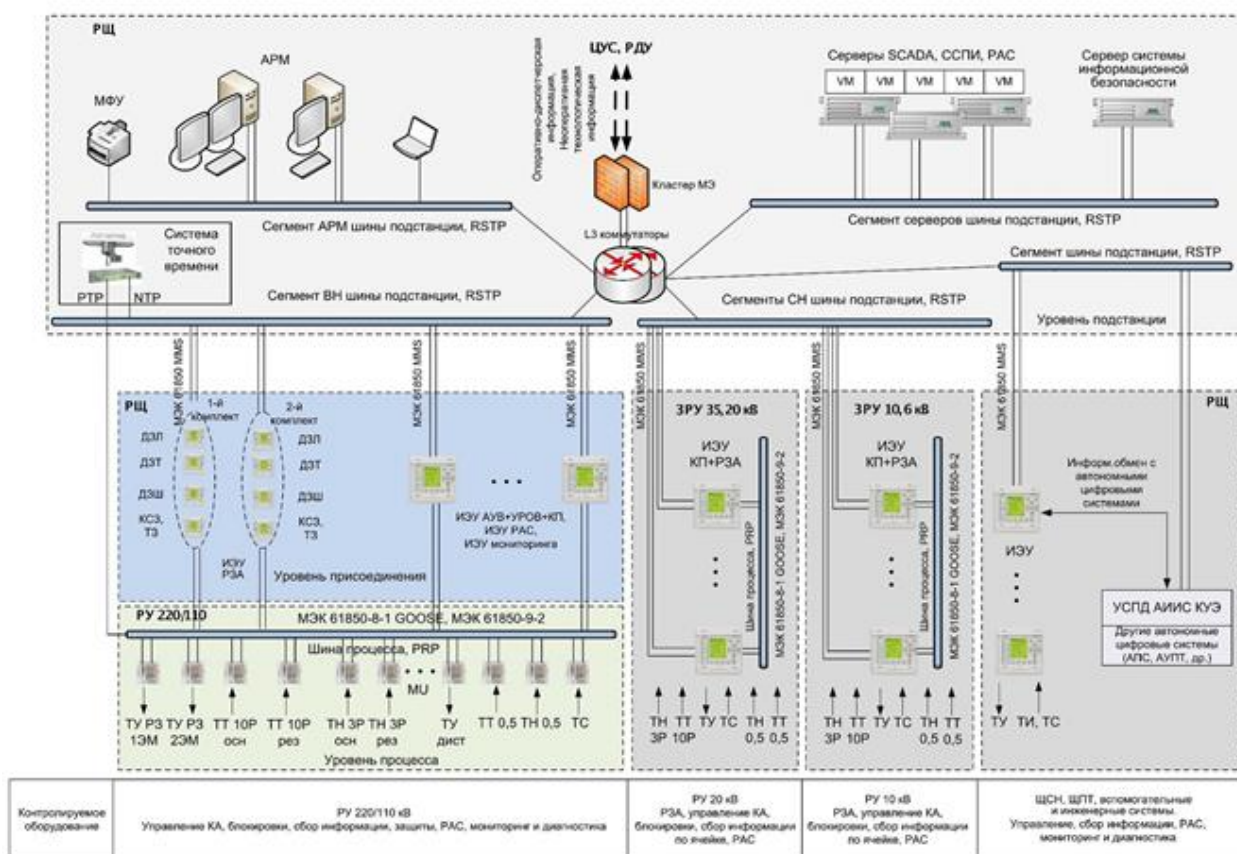


Рисунок 5 – Структура программно-технического комплекса

Мероприятие №3. Оснащение подстанции устройствами мониторинга технического состояния оборудования. К таким устройствам относится:

- система комплексного мониторинга силовых трансформаторов 110 кВ;
- система мониторинга элегазового оборудования;
- система мониторинга трансформаторов собственных нужд 10 кВ.

Система комплексного мониторинга силовых трансформаторов осуществляет контроль в режиме реального времени следующих параметров силовых трансформаторов 110 кВ:

- сопротивление изоляции;
- измерение и анализ частичных разрядов;
- контроль емкости изоляции вводов и тангенса угла диэлектрических потерь;
- температура обмоток трансформатора;
- наличие вибраций и анализ общего состояния элементов конструкции трансформатора;
- контроль состояния устройства РПН.

Схематично устройство системы мониторинга силовых трансформаторов приведена на рисунке 6.

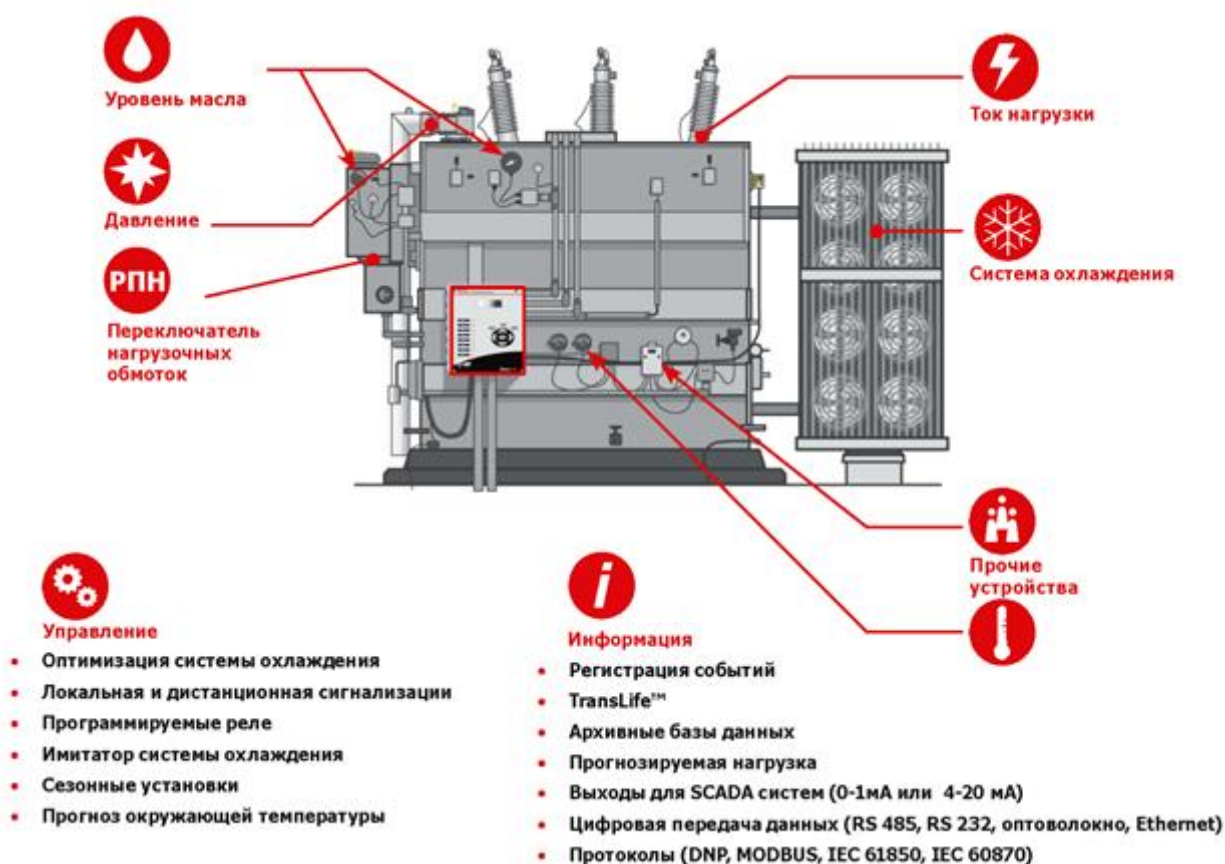


Рисунок 6 – Мониторинг силовых трансформаторов

На основании сигналов системы мониторинга происходит управление системой охлаждения трансформатора. Выявление дефектов происходит заблаговременно, до наступления аварийных событий. Работа системы мониторинга основана на использовании 16 датчиков, внедрённых в конструкцию силового трансформатора.

Система мониторинга элегазового оборудования обеспечивает непрерывный контроль ряда ключевых параметров, включая:

- отслеживание положения контактов (для выключателей);
- мониторинг скользящего контакта (для выключателей);
- измерение давления элегаза;
- контроль давления и температуры с фиксацией динамики изменений для элегаза.

Для трансформаторов собственных нужд с напряжением 10 кВ также внедрена система мониторинга, которая отслеживает следующие параметры:

- контроль уровня нагрузки;
- измерение температуры;
- оценка состояния изоляции по показателям частичных разрядов;
- мониторинг вибраций.

Выводы по разделу: использование современных первичных устройств, внедрение цифровых устройств релейной защиты и автоматики, устройств телемеханики и диспетчеризации с современными цифровыми технологиями передачи данных и оснащение маслонеполненного оборудования и элегазового оборудования устройствами постоянного мониторинга технического состояния позволит достичь всех целей, которые ставит перед собой реконструкция подстанций, а именно повысить надежность электроснабжения подключенных потребителей, упростить процессы управления подстанцией, обеспечив максимальную наблюдаемость и визуализацию процессов.

2 Расчет системы электроснабжения

2.1 Расчёт электрических нагрузок

Электрические нагрузки районной подстанции определяются путем анализа предполагаемых графиков максимального суточного потребления по [10]. Сведения о максимальном потреблении получены от ООО «РН-Юганскнефтегаз» в качестве исходных данных. Потребление анализируется для зимнего и летнего времени, в связи с разными требованиями допустимой нагрузке для силовых трансформаторов, зависящим от температуры окружающего воздуха по [8].

Предполагаемые суточные нагрузки для зимнего времени приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Предполагаемая суточная нагрузка в зимнее время

Время	P, кВт	Q, кВар	S, кВА
0-2	11,88	6,73	13,66
2-4	11,88	6,73	13,66
4-6	11,88	6,73	13,66
6-8	11,88	6,73	13,66
8-10	15,84	8,98	18,21
10-12	15,84	8,98	18,21
12-14	15,84	8,98	18,21
14-16	15,84	8,98	18,21
16-18	19,8	11,22	22,76
18-20	19,8	11,22	22,76
20-22	19,8	11,22	22,76
22-24	11,88	6,73	13,66

Предполагаемые суточные нагрузки для летнего времени приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Предполагаемая суточная нагрузка в летнее время

Время	P, кВт	Q, кВар	S кВА
0-2	11,88	6,73	13,66
2-4	11,88	6,73	13,66
4-6	11,88	6,73	13,66
6-8	11,88	6,73	13,66
8-10	15,84	8,98	18,21
10-12	15,84	8,98	18,21
12-14	15,84	8,98	18,21
14-16	15,84	8,98	18,21
16-18	19,8	11,22	22,76
18-20	19,8	11,22	22,76
20-22	19,8	11,22	22,76
22-24	11,88	6,73	13,66

В графическом виде зимние и летние суточные нагрузки приведены на рисунке 7.

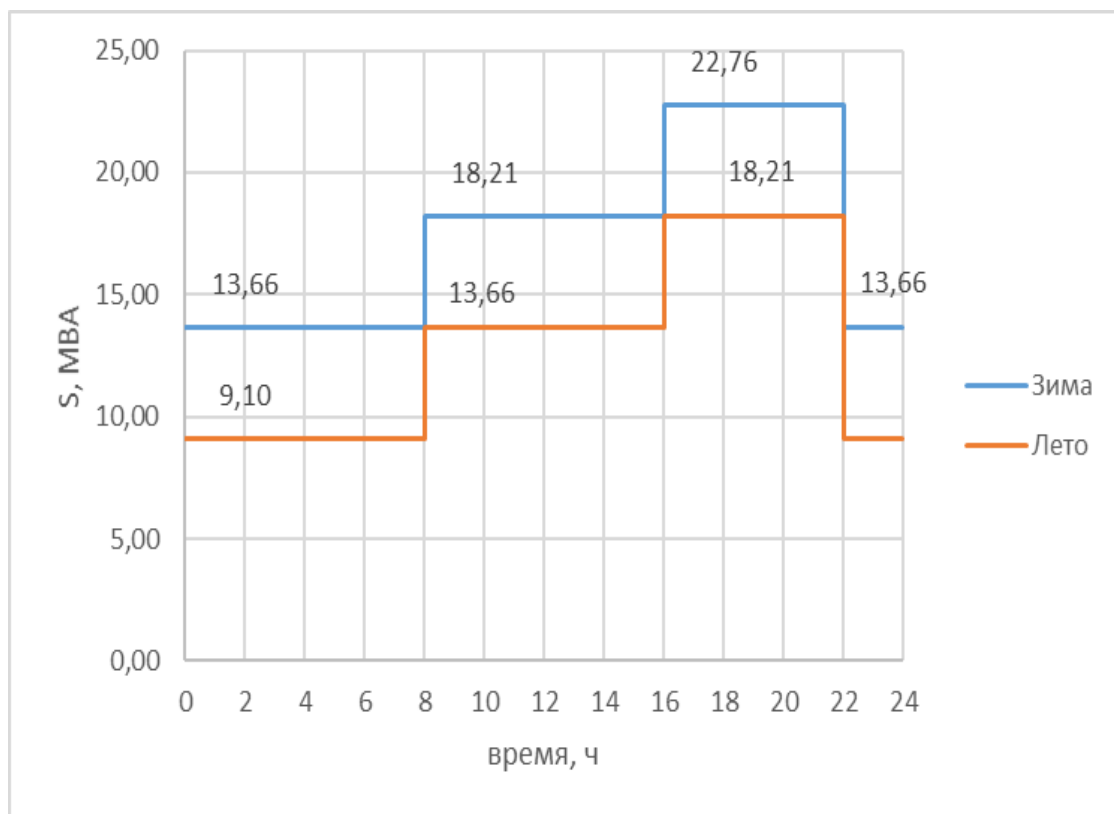


Рисунок 7 – Графики суточных нагрузок

Анализ суточных графиков нагрузок показывает, что максимальные нагрузки фиксируются в период с 16 до 22 часов в зимнее время. Минимальные – с 22 до 08 часов в летнее время.

Максимальная полная мощность, передаваемая потребителям равна:

$$S_{MAX} = 22,76 \text{ МВА.} \quad (1)$$

Мощность, передаваемая через один силовой трансформатор в нормальном режиме, определяется по формуле:

$$S_{TP} = \frac{S_{MAX}}{2}. \quad (2)$$

Значение мощности, передаваемой через один трансформатор будет равно:

$$S_{TP} = \frac{22,76}{2} = 11,38 \text{ МВА.} \quad (3)$$

Полученные значения используются для выбора номинальных мощностей силовых трансформаторов в разделе 2.2.

2.2 Выбор силовых трансформаторов

Силовые трансформаторы выбираются по требованиям, изложенным в [3] и [4].

В качестве исходных данных для выбора силовых трансформаторов используются сведения о суточных графиках нагрузок и сведения о средней температуре воздуха в регионе.

Реконструкция подстанции планируется Коломенском городском округе. Температура наружного воздуха по сведениям [11] равны: $T_{\text{годовая}} = 5,6^{\circ}\text{C}$, $T_{\text{зимы}} = -19,9^{\circ}\text{C}$, $T_{\text{лета}} = 14,9^{\circ}\text{C}$.

Предварительно выбирается силовой трансформатор марки ТДН 16000/110, номинальная мощность которого является ближайшей, к значению мощности, передаваемой через 1 силовой трансформатор в нормальном режиме.

Определяется возможность работы силового трансформатора в режиме систематических перегрузок в зимнее время.

На суточном графике зимних нагрузок отражается мощность силового трансформатора на рисунке 8.

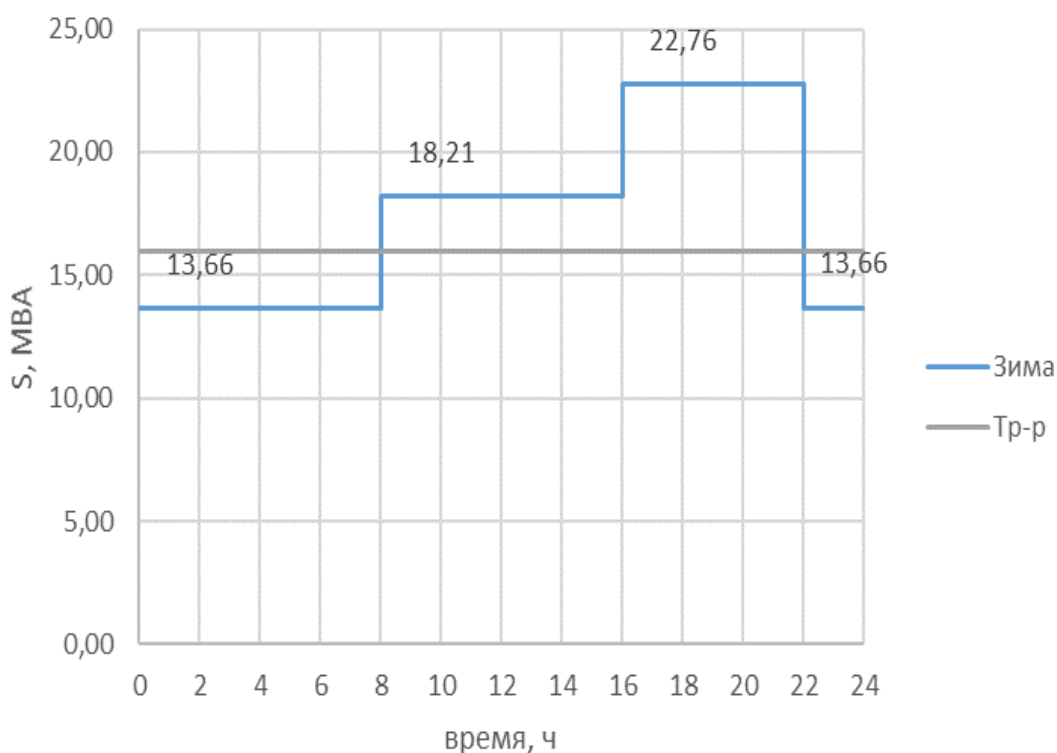


Рисунок 8 – Суточный график нагрузок, совмещенный с мощностью ТДН 16000/110

На основании графика нагрузок определяется мощность нагрузки трансформатора, предшествующей перегрузке.

$$S_1 = \sqrt{\frac{\sum S_{i\text{нач}}^2 \cdot \Delta t_{i\text{нач}}}{\sum \Delta t_{i\text{нач}}}}, \quad (4)$$

где $S_{i\text{нач}}$ – мощность, предшествующая перегрузке, МВА;

$\Delta t_{i\text{нач}}$ – время протекания мощности $S_{i\text{нач}}$;

Мощность будет равна:

$$S_1 = \frac{\sqrt{13,66^2 \cdot 10}}{10} = 13,66 \text{ МВА.}$$

Коэффициент начальной нагрузки силового трансформатора определяется следующим образом:

$$k_1 = \frac{S_1}{S_{\text{ном}}}, \quad (5)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность силового трансформатора;

$$k_1 = \frac{13,66}{16} = 0,85.$$

Время протекания нагрузки, предшествующей перегрузке равно:

$$h = 10 \text{ ч.}$$

Предварительная эквивалентная длительность перегрузки равна:

$$S'_{23} = \sqrt{\frac{\sum S_{i\text{пер}}^2 \cdot \Delta t_i}{\sum \Delta t_i}}, \quad (6)$$

где $S_{i\text{пер}}$ – мощность, превышающая номинальную мощность трансформатора, МВА;

$\Delta t_{i\text{пер}}$ – время протекания мощности $S_{i\text{пер}}$;

$$S'_{23} = \frac{\sqrt{18,21^2 \cdot 8 + 22,76^2 \cdot 6}}{14} = 20,28 \text{ МВА.}$$

Предварительный коэффициент перегрузки определяется по формуле:

$$k_2' = \frac{S_2'}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (7)$$

$$k_2' = \frac{20,28}{16} = 1,27.$$

Определяется коэффициент максимальной перегрузки:

$$k_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{макс}}}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (8)$$

$$k_{\text{макс}} = \frac{22,76}{16} = 1,42.$$

Для определения итогового коэффициента перегрузки необходимо решить неравенство:

$$k_2' < 0,9 \cdot k_{\text{макс}}, \quad (9)$$

Следовательно коэффициент перегрузки по [4] равен:

$$k_2 = 0,9 \cdot k_{\text{макс}}, \quad (10)$$

$$k_2 = 0,9 \cdot 1,42 = 1,28.$$

Длительность перегрузки определяется по следующему выражению:

$$h = \frac{(k_2')^2 \cdot h_2'}{(0,9 \cdot k_{\text{макс}})^2}, \quad (11)$$

Значение длительности эквивалентного перегруза будет равно:

$$h = \frac{1,27^2 \cdot 14}{1,28^2} = 13,73 \text{ ч.}$$

На основании таблицы 1,36 [4] для силового трансформатора с охлаждением типа Д, для эквивалентной температуры воздуха в зимнее время, равной $\theta_{\text{экв}} = -19,9^\circ\text{C}$, предварительной перегрузке $k_1 = 0,85$ и продолжительности перегрузки $h = 13,73$ ч определяется значение коэффициента допустимой систематической перегрузки, которое будет равно 1,39.

Аналогично определяется значение допустимого значения аварийной перегрузки, равное 1,6.

Значение допустимой систематической перегрузки и допустимой аварийной перегрузки превышает значение перегрузки силового трансформатора ТДН 16000/110, следовательно выбранные силовые трансформаторы удовлетворяют условиям их эксплуатации в зимнее время.

Аналогично проводится проверка на соответствие условиям эксплуатации выбранных силовых трансформаторов в летнее время.

На основании графика нагрузок определяется мощность нагрузки трансформатора, предшествующей перегрузке в летнее время по формуле 4.

$$S_{1л} = \frac{\sqrt{9,1^2 \cdot 10 + 13,66^2 \cdot 8}}{18} = 11,35 \text{ МВА.}$$

Коэффициент начальной нагрузки силового трансформатора определяется по формуле 5:

$$k_1 = \frac{11,35}{16} = 0,71.$$

Время протекания нагрузки, предшествующей перегрузке равно:

$$h = 18 \text{ ч.}$$

Предварительная эквивалентная длительность перегрузки по формуле 6 равна:

$$S'_{2эл} = \frac{\sqrt{18,21^2 \cdot 6}}{6} = 18,21 \text{ МВА.}$$

Предварительный коэффициент перегрузки определяется по формуле 7:

$$k_2' = \frac{18,21}{16} = 1,14.$$

Определяется коэффициент максимальной перегрузки для летнего времени по формуле 8:

$$k_{\text{макс}} = \frac{18,21}{16} = 1,14.$$

По условиям [4]:

$$k_2 = k_2' = 1,14.$$

Длительность перегрузки определяется по следующему выражению:

$$h = 6 \text{ ч.}$$

На основании таблицы 1,36 [4] для силового трансформатора с охлаждением типа Д, для эквивалентной температуры воздуха в летнее время, равной $T_{\text{ЭКВ}} = +14,9 \text{ }^{\circ}\text{C}$, предварительной перегрузке $k_1 = 0,71$ и продолжительности перегрузки $h = 6 \text{ ч}$ определяется значение коэффициента допустимой систематической перегрузки, которое будет равно 1,25.

Аналогично определяется значение допустимого значения аварийной перегрузки, равное 1,4.

Значение допустимой систематической перегрузки и допустимой аварийной перегрузки превышает значение перегрузки силового трансформатора ТДН 16000/110, следовательно выбранные силовые трансформаторы удовлетворяют условиям их эксплуатации в летнее время и окончательно принимаются к установке.

Проектируемая районная подстанция 110/10 кВ будет запитана по двум ВЛ-110 кВ. Таким образом, число присоединений 110 кВ подстанции, с учетом двух силовых трансформаторов равно 4. Выбор схем осуществляется по рекомендациям [2] и [20].

С учетом данных параметров, на основании рекомендаций [16] выбирается схема 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии» (рисунок 9).

Данная схема обладает следующими достоинствами:

- простота схемы;
- простота в эксплуатации;
- наиболее дешевая и компактная схема с учетом количества присоединений;

– занимает минимальные отчуждаемые площади с учетом количества присоединений.

Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей и возможности расширения количества подключённых фидеров 10 кВ, на стороне РУ низкого напряжения применяется схема «Одна секционированная выключателем система шин» (рисунок 10).

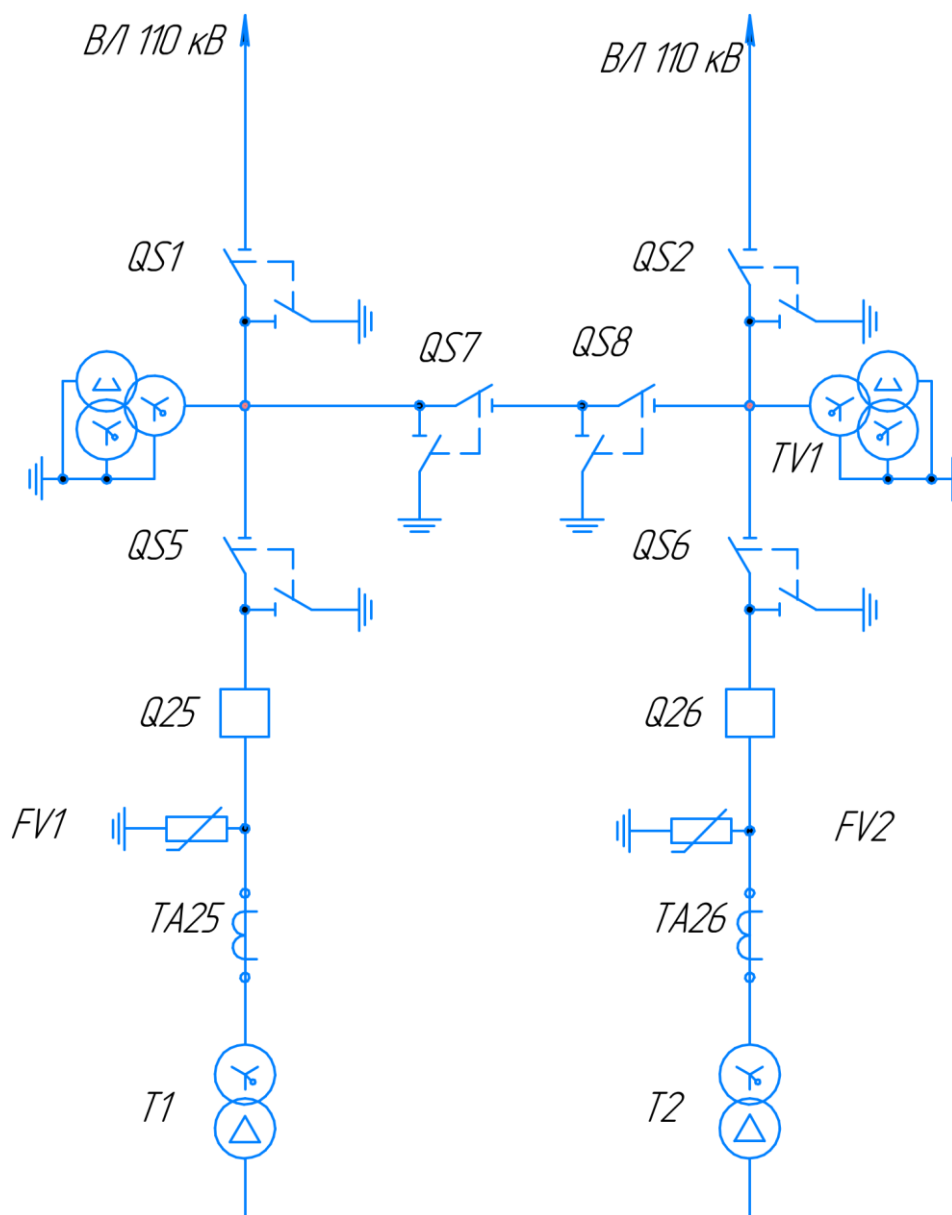


Рисунок 9 – Схема РУ-110 кВ

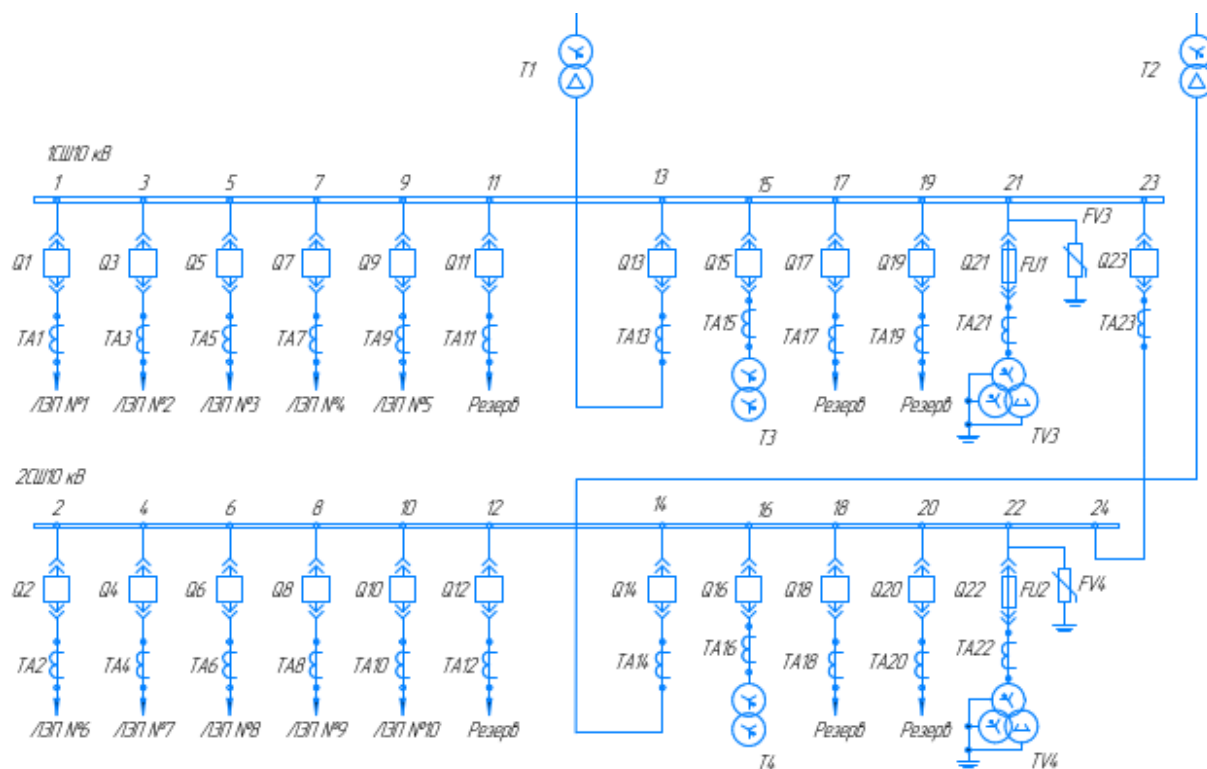


Рисунок 10 – Схема РУ-10 кВ

2.3 Выбор токов коротких замыканий

Расчет токов КЗ для выбора электрических аппаратов и проводников производится в следующих точках:

- К1 – на шинах РУ ВН
- К2 – на шинах РУ НН

Расчет токов КЗ будет проводиться методом приближенного приведения в относительных единицах для максимального режима сети.

Базисная мощность будет равна мощности на шинах системы:

$$S_6 = 2300 \text{ МВА.}$$

Выбор базисных напряжений производим по ряду средних номинальных значений:

$$U_{6I} = 115 \text{ кВ},$$

$$U_{6II} = 10,5 \text{ кВ}.$$

Базисный ток определяется по выражению:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}. \quad (12)$$

Для стороны ВН базисный ток равен:

$$I_{6I} = \frac{2300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 11,547 \text{ кА}.$$

Для стороны НН базисный ток равен:

$$I_{6II} = \frac{2300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 126,467 \text{ кА}.$$

На рисунках 11 и 12 приведены схемы замещения для расчета токов КЗ

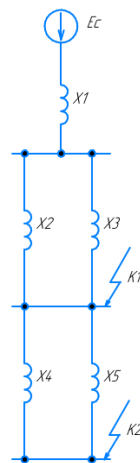


Рисунок 11 – Схема замещения с индуктивными сопротивлениями

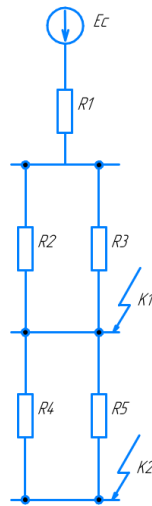


Рисунок 12 – Схема замещения с активными сопротивлениями

ЭДС системы в относительные единицах E_c определяется по формуле:

$$E_{1(б)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{U_{бI}}, \quad (13)$$

где $U_{\text{ср.ном}}$ – номинальное напряжение на шинах системы, равное 115 кВ;

$$E_{1(б)} = \frac{115}{115} = 1 \text{ о. е.}$$

Индуктивное сопротивление системы в базисных единицах определяется по формуле:

$$X_{1(б)} = X_{1(\text{ном})} \cdot \frac{S_б}{S_{с1(\text{ном})}}, \quad (14)$$

где $X_{1(\text{ном})}$ – сопротивление системы, равное 1,1 о.е.;

$S_{с1(\text{ном})}$ – номинальная мощность системы, равна 2300 МВА.

$$X_{1(6)} = 1,1 \cdot \frac{2300}{2300} = 1,1 \text{ о. е.}$$

Активное сопротивление системы определяется по рекомендациям раздела 4.2 [13]:

$$R_{1(6)} = \frac{X_{1(6)}}{\omega \cdot T_{ac}}, \quad (14)$$

где ω – угловая частота сети, с^{-1} ;

T_{ac} – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, равна 0,045 с.;

$$R_{1(6)} = \frac{1,1}{314 \cdot 0,045} = 0,078 \text{ о. е.}$$

Проектируемая ПС 110/10 кВ подключена к шинам системы линиями электропередачи 110 кВ, выполненными проводами марки АС-185/29 протяженностью 90 км.

Значение индуктивного сопротивления ВЛ-110 кВ определяется по формуле:

$$X_{2(6)} = X_{3(6)} = x_0 \cdot l_1 \cdot \frac{S_6}{U_{6I}^2}, \quad (15)$$

Значение индуктивного сопротивления ВЛ-110 кВ определяется по формуле:

$$R_{2(6)} = R_{3(6)} = r_0 \cdot l_1 \cdot \frac{S_6}{U_{6I}^2}, \quad (16)$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление ВЛ-110 кВ, Ом/км;

r_0 – удельное активное сопротивление ВЛ-110 кВ, Ом/км;

Удельные значения сопротивлений проводов ЛЭП равны:

$$x_0 = 0,413 \frac{\text{Ом}}{\text{км}},$$
$$r_0 = 0,159 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}.$$

Значение индуктивного сопротивления ВЛ-110 кВ будет равно:

$$X_{2(6)} = X_{3(6)} = 0.413 \cdot 90 \cdot \frac{2300}{115^2} = 6,465 \text{ о. е.}$$

Значение активного сопротивления ВЛ-110 кВ будет равно:

$$R_{2(6)} = R_{3(6)} = 0.159 \cdot 90 \cdot \frac{2300}{115^2} = 2,489 \text{ о. е.}$$

Параметрами силовых трансформаторов для расчета токов КЗ являются активные и индуктивные сопротивления.

Индуктивное сопротивление силового трансформатора определяется по следующей формуле:

$$X_{4(6)} = X_{5(6)} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{т.ном.}}}, \quad (17)$$

где u_k – напряжение КЗ силового трансформатора, равное для ТДН 16000/110 10,5%;

$S_{\text{т.ном.}}$ – номинальная мощность трансформатора, равная 16 МВА.

Значение индуктивного сопротивления будет равно:

$$X_{4(6)} = X_{5(6)} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{2300}{16} = 15,094 \text{ о. е.}$$

Отношение индуктивной к активной мощности силового трансформатора равно:

$$\frac{X_{(6)}}{R_{(6)}} = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{S_{\text{т.ном.}}}{\Delta P_K \cdot 10^{-3}}, \quad (18)$$

где ΔP_K – потери в режиме КЗ в обмотках силового трансформатора, равные 85 кВт;

Отношение будет равно:

$$\frac{X_{(6)}}{R_{(6)}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{16}{85 \cdot 10^{-3}} = 19,765 = x'. \quad (19)$$

Активная мощность силового трансформатора будет равна:

$$R_{4(6)} = R_{5(6)} = \frac{X_{4(6)}}{x'}, \quad (20)$$

$$R_{4(6)} = R_{5(6)} = \frac{15,094}{19,765} = 0,764 \text{ о. е.}$$

Полученные значения необходимы для дальнейшего расчета токов коротких замыканий.

Для расчета токов КЗ в точке К1 производится преобразование схемы замещения. Процесс преобразования приведен на рисунке 13.

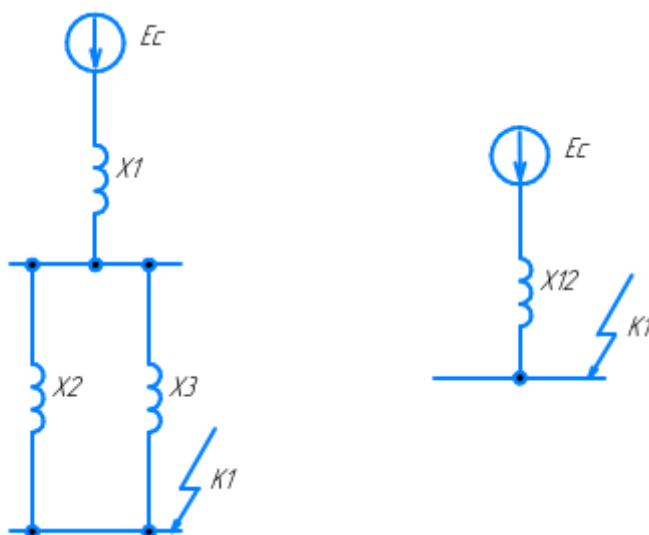


Рисунок 13 – Преобразование схемы замещения для точки К1

Индуктивное и активное сопротивление эквивалентного элемента X_{12} схемы замещения определяется по формулам:

$$X_{12(6)} = X_{1(6)} + \frac{X_{2(6)} \cdot X_{3(6)}}{X_{2(6)} + X_{3(6)}}, \quad (21)$$

$$R_{12(6)} = R_{1(6)} + \frac{R_{2(6)} \cdot R_{3(6)}}{R_{2(6)} + R_{3(6)}}. \quad (22)$$

Значения сопротивлений составят:

$$X_{12(6)} = 1,1 + \frac{6,464}{2} = 4,332 \text{ о. е.}, \quad (23)$$

$$R_{12(6)} = 0,078 + \frac{2,489}{2} = 1,322 \text{ о. е.} \quad (24)$$

Значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в точке К1 определяется следующим образом:

$$I_{п0\ K1} = \frac{E_{C(6)}}{X_{12(6)}} \cdot I_{6I}, \quad (25)$$

$$I_{п0\ K1} = \frac{1}{4,332} \cdot 11,547 = 2,665 \text{ кА.}$$

Время затухания апериодической составляющей тока КЗ в точке К1 будет равно:

$$T_{a\ K1} = \frac{X_{12(6)}}{\omega \cdot R_{12(6)}}, \quad (26)$$

$$T_{a\ K1} = \frac{4,332}{314 \cdot 1,322} = 0,01 \text{ с.}$$

Значение ударного коэффициента для трехфазного КЗ в точке К1 будет равно:

$$K_{уд\ K1} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a\ K1}}}, \quad (27)$$

$$K_{уд\ K1} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,01}} = 1,384.$$

Значение ударного тока КЗ в точке К1 будет равно:

$$i_{уд\ K1} = \sqrt{2} \cdot K_{уд\ K1} \cdot I_{п0\ K1}, \quad (28)$$

$$i_{уд\ K1} = \sqrt{2} \cdot 1,384 \cdot 2,665 = 5,215 \text{ кА.}$$

Для точки К2 в максимальном режиме расчет ведется для состояния схемы при замкнутом секционном выключателе 10 кВ. Процесс преобразования схемы для точки К2 приведен на рисунке 14.

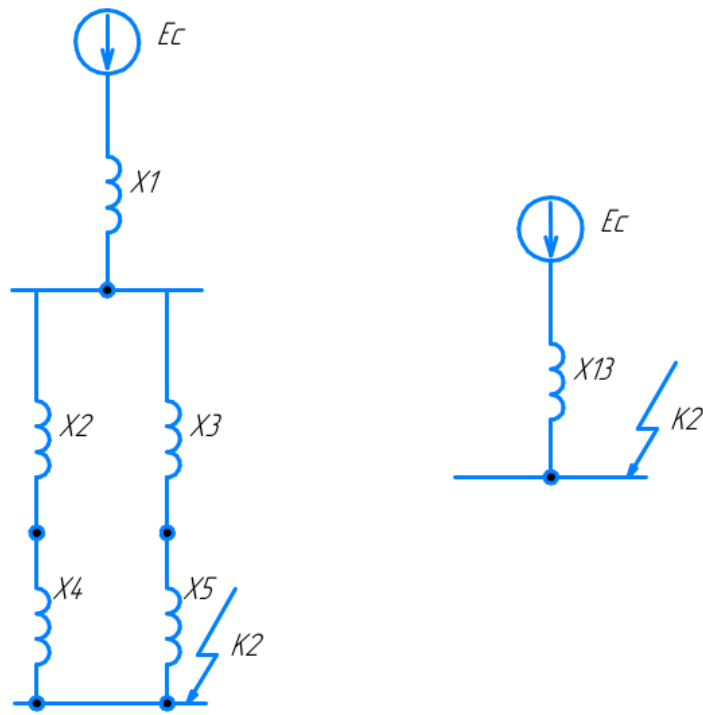


Рисунок 14 – Преобразование схемы замещения для точки К2 в максимальном режиме

Индуктивное и активное сопротивление эквивалентного элемента X_{13} схемы замещения определяется по формулам:

$$X_{13(6)} = X_{1(6)} + \frac{(X_{2(6)} + X_{4(6)}) \cdot (X_{3(6)} + X_{5(6)})}{(X_{2(6)} + X_{4(6)}) + (X_{3(6)} + X_{5(6)})}, \quad (29)$$

$$R_{13(6)} = X_{1(6)} + \frac{(R_{2(6)} + R_{4(6)}) \cdot (R_{3(6)} + R_{5(6)})}{(R_{2(6)} + R_{4(6)}) + (R_{3(6)} + R_{5(6)})}. \quad (30)$$

Значения сопротивлений составят:

$$X_{13(6)} = 1,1 + \frac{6,464 + 15,094}{2} = 11,879 \text{ о. е.},$$

$$R_{13(6)} = 0,078 + \frac{2,489 + 0,764}{2} = 1,704 \text{ о. е.}$$

Значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в точке К2 в максимальном режиме определяется следующим образом:

$$I_{\text{п0 К2макс}} = \frac{E_{C(6)}}{X_{13(6)}} \cdot I_{6II}, \quad (31)$$

$$I_{\text{п0 К2макс}} = \frac{1}{11,879} \cdot 126,467 = 10,646 \text{ кА.}$$

Время затухания апериодической составляющей тока КЗ в точке К2 для максимального режима будет равно:

$$T_{a \text{ К2макс}} = \frac{X_{13(6)}}{\omega \cdot R_{13(6)}}, \quad (32)$$

$$T_{a \text{ К1макс}} = \frac{11,879}{314 \cdot 1,704} = 0,022 \text{ с.}$$

Значение ударного коэффициента для трехфазного КЗ в точке К2 будет равно:

$$K_{\text{уд К2макс}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a \text{ К1}}}}, \quad (33)$$

$$K_{\text{уд К2макс}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,022}} = 1,637.$$

Значение ударного тока КЗ в точке К1 будет равно:

$$i_{\text{уд К2макс}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд К2}} \cdot I_{\text{п0 К2}}, \quad (34)$$

$$i_{\text{уд К2макс}} = \sqrt{2} \cdot 1,637 \cdot 10,646 = 24,652 \text{ кА.}$$

Схема замещения в минимальном режиме приведена на рисунке 15.

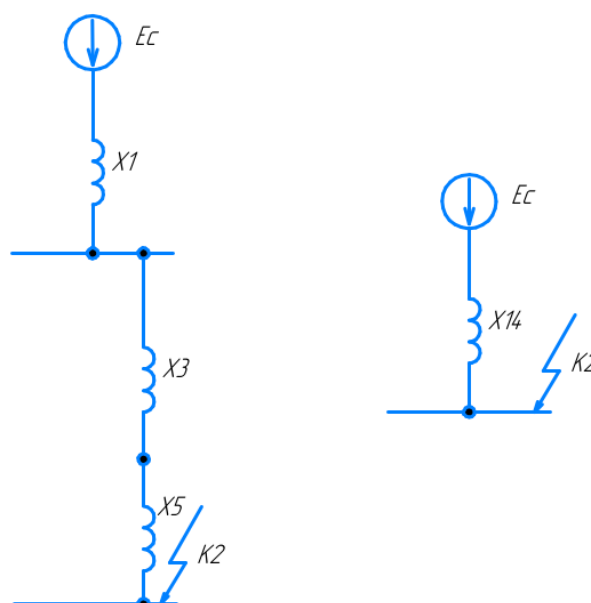


Рисунок 15 – Преобразование схемы замещения для точки К2 в минимальном режиме

В таблице 3 сведены значения параметров КЗ для максимального режима.

В минимальном режиме номинальная мощность системы будет равна 1900 МВА, сопротивление системы – 1,3 о.е. Расчет параметров минимального режима производится аналогично максимальному, результаты сводятся также в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты расчета тока КЗ

Место КЗ	Точка КЗ	$I_{по}, \text{кА}$	$T_a, \text{с}$	$k_{уд}$	$i_{уд}, \text{кА}$
Максимальный режим					
РУ ВН	К1	2,665	0,010	1,384	5,215
РУ НН	К2 (СВ замкнут)	10,646	0,022	1,637	24,652
Минимальный режим					
РУ ВН	К1	2,403	0,011	1,412	4,799
РУ НН	К2 (СВ разомкнут)	5,467	0,022	1,633	12,629

2.4 Выбор коммутационных аппаратов

В условиях цифровизации выбор силового оборудования является важной составляющей проектирования систем электроснабжения. При выборе аппаратов применяются условия, приведенные в [7].

Стандартными требованиями для выбора оборудования является соответствие условий эксплуатации этого оборудования его паспортным характеристикам [9].

Основные критерии выбора силовых выключателей:

– номинальное напряжение и номинальный ток:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (35)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.нб}}; \quad (36)$$

– включающая способность:

$$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{по}}, \quad (37)$$

$$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}; \quad (38)$$

– отключающая способность:

$$\tau = t_{\text{с.в.откл}} + t_{\text{рз мин.}}, \quad (39)$$

$$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{пт}}; \quad (40)$$

– электродинамическая стойкость:

$$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{по}}, \quad (41)$$

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}; \quad (42)$$

– термическая стойкость:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{в.откл}} + t_{\text{рз мин}}, \quad (43)$$

$$B_K = I_{\text{по,кз}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (44)$$

$$t_{\text{терм}} \geq t_{\text{откл}}, \quad (45)$$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_K; \quad (46)$$

Основные критерии выбора силовых разъединителей:

– номинальное напряжение и номинальный ток:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (47)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.нб}}; \quad (48)$$

– электродинамическая стойкость:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}; \quad (49)$$

– термическая стойкость:

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_K, \quad (50)$$

$$t_{\text{терм}} < t_{\text{откл}}; \quad (51)$$

Предварительно выбирается элегазовый выключатель ВГТ-110-40/2500 У1 со следующими параметрами:

$$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}, I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}, I_{\text{вкл.ном}} = 40 \text{ кА}, i_{\text{вкл.ном}} = 102 \text{ кА},$$

$$I_{\text{пр.скв}} = 40 \text{ кА}, i_{\text{пр.скв}} = 102 \text{ кА}, \beta_{\text{норм}} = 40 \%, I_{\text{терм.ном}} = 40 \text{ кА},$$

$$t_{\text{терм.ном}} = 3 \text{ с}, t_{\text{с.в.откл}} = 0,035 \text{ с}, t_{\text{п.в.откл}} = 0,055 \text{ с}.$$

Проверка на включающую способность:

$$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА} \geq I_{\text{п0 К1}} = 2,665 \text{ кА},$$
$$i_{\text{вкл.ном}} = 102 \text{ кА} \geq i_{\text{уд К1}} = 5,215 \text{ кА}.$$

Проверка по отключающей способности:

$$\tau = t_{\text{с.в.откл}} + t_{\text{рз мин.}} = 0,035 + 0,01 = 0,045 \text{ с},$$
$$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА} > I_{\text{п0 К1}} = 2,665 \text{ кА}.$$

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{пр.скв}} = 40 \text{ кА} > I_{\text{п0 К1}} = 2,665 \text{ кА},$$
$$i_{\text{пр.скв}} = 102 \text{ кА} > i_{\text{уд К1}} = 5,215 \text{ кА}.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{в.откл}} + t_{\text{рз вн}} = 0,055 + 0,05 = 0,105 \text{ с},$$
$$t_{\text{терм}} = 3 \text{ с} \geq t_{\text{откл}} = 0,105 \text{ с},$$
$$B_{\text{К}} = I_{\text{п0 К1}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а К1}}) = 2,665^2 \cdot (0,105 + 0,024) = 0,82 \text{ кА}^2\text{с},$$
$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 40^2 \cdot 0,105 = 168 \text{ кА}^2\text{с} > B_{\text{К}} = 0,82 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Выключатель ВГТ-110-40/2500 У1 удовлетворяет всем расчетным условиям. Данный выключатель может быть заведен в SCADA систему, в которой будут отслеживаться положения главных контактов, однако в комплектации с завода данная марка выключателей не обладает устройствами мониторинга технического состояния. Выбор подобных устройств будет осуществлен в разделе 3.

Предварительно выбирается разъединитель РНДЗ.2-110/1000 У1:

$$\begin{aligned}
U_{\text{ном}} &= 110 \text{ кВ}, I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}, i_{\text{пр.скв}} = 100 \text{ кА}, I_{\text{терм.ном}} \\
&= 40 \text{ кА}, t_{\text{терм.ном}} = 3 \text{ с}, \\
I_{\text{ном}} &= 1000 \text{ А} > I_{\text{раб.н.б.}}, \\
i_{\text{пр.скв}} &= 100 \text{ кА} > i_{\text{уд К1}} = 5,215 \text{ кА}, \\
t_{\text{терм}} &= 3 \text{ с} \geq t_{\text{откл}} = 0,105 \text{ с}, \\
I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{откл}} &= 40^2 \cdot 0,105 = 168 \text{ кА}^2\text{с} > B_{\text{К}} = 0,82 \text{ кА}^2\text{с};
\end{aligned}$$

Разъединитель РНД3.2-110/1000 удовлетворяет всем расчетным условиям. Данный разъединитель может быть заведен в SCADA систему, в которой будут отслеживаться положения главных контактов, однако в комплектации с завода данная марка разъединителей не обладает устройствами мониторинга технического состояния. Выбор подобных устройств будет осуществлен в разделе 3.

По стороне низкого напряжения проектируемой ПС 110/10 кВ аппараты выбираются по [19]. Продолжительный расчетный ток будет равен:

$$\begin{aligned}
I_{\text{раб.нб}} &= \frac{S_{\text{НН макс.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \\
I_{\text{раб.нб}} &= \frac{22,76}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1314,049 \text{ А}.
\end{aligned} \tag{52}$$

Предварительно выбирается вакуумный выключатель Эволис-10/2500 У3 со следующими параметрами:

$$\begin{aligned}
I_{\text{ном}} &= 2500 \text{ А}, I_{\text{откл.ном}} = 25 \text{ кА}, I_{\text{вкл.ном}} = 16 \text{ кА}, i_{\text{вкл.ном}} = 63 \text{ кА}, \\
I_{\text{пр.скв}} &= 25 \text{ кА}, i_{\text{пр.скв}} = 63 \text{ кА}, \beta_{\text{ном}} = 30 \%, I_{\text{терм.ном}} = 25 \text{ кА}, \\
t_{\text{терм.ном}} &= 3 \text{ с}, t_{\text{с.в.откл}} = 0,05 \text{ с}, t_{\text{п.в.откл}} = 0,06 \text{ с}.
\end{aligned}$$

Проверка на включающую способность:

$$I_{\text{вкл}} = 25 \text{ кА} \geq I_{\text{п0 К2}} = 10,646 \text{ кА},$$

$$i_{\text{вкл.ном}} = 63 \text{ кА} \geq i_{\text{уд К2}} = 24,652 \text{ кА}.$$

Проверка по отключающей способности:

$$\tau = t_{\text{с.в.откл}} + t_{\text{рз мин.}} = 0,05 + 0,01 = 0,06 \text{ с},$$

$$I_{\text{откл}} = 16 \text{ кА} > I_{\text{п0 К2}} = 10,646 \text{ кА}.$$

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{пр.скв}} = 25 \text{ кА} > I_{\text{п0 К2}} = 10,646 \text{ кА},$$

$$i_{\text{пр.скв}} = 63 \text{ кА} > i_{\text{уд К2}} = 24,646 \text{ кА}.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{в.откл}} + t_{\text{рз ПС}} = 0,06 + 0,05 = 0,11 \text{ с},$$

$$t_{\text{терм}} = 3 \text{ с} \geq t_{\text{откл}} = 0,11 \text{ с},$$

$$B_{\text{К}} = I_{\text{п0 К2}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а К2}}) = 10,646^2 \cdot (0,11 + 0,022) = 14,96 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2\text{с} > B_{\text{К}} = 14,96 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Выключатель Эволис-10/2500 У3 удовлетворяет всем расчетным условиям. Данный выключатель может быть заведен в SCADA систему, в которой будут отслеживаться положения главных контактов, однако в комплектации с завода данная марка выключателей не обладает устройствами мониторинга технического состояния. Выбор подобных устройств будет осуществлен в разделе 3.

Конструкция КРУН 10 кВ предполагает выкатное исполнение всех ячеек, следовательно по стороне 10 кВ разъединители не используются

В качестве трансформаторов тока предварительно выбираются трансформаторы ТТЭО – 110 – 400 – 0.2S-5ТРЕ63 – УХЛ1:

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}, I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}, i_{\text{дин.ст.}} = 160 \text{ кА},$$

$$I_{\text{терм.ном}} = 63 \text{ кА}, t_{\text{терм.ном}} = 1 \text{ с.}$$

Произведем проверки:

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ},$$

$$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А} > I_{\text{раб.нб}} = 119,459 \text{ А},$$

$$i_{\text{дин.ст.}} = 160 \text{ кА} > i_{\text{уд } 1} = 5,215 \text{ кА},$$

$$t_{\text{терм}} > t_{\text{откл}},$$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 63.0^2 \cdot 0,105 = 416,745 \text{ кА}^2\text{с} \geq B_{\text{к}} = 0,82 \text{ кА}^2\text{с}.$$

2.5 Выбор измерительных трансформаторов

Основные критерии выбора измерительных трансформаторов:

– номинальное напряжение и номинальный ток:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (52)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.нб}}; \quad (53)$$

– электродинамическая стойкость:

$$i_{\text{дин.ст.}} \geq i_{\text{уд}}; \quad (54)$$

– термическая стойкость:

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}. \quad (55)$$

В части цифровизации к этим требованиям добавляются максимальное быстродействие, наличие возможности мониторинга положения контактов, наличие возможности мониторинга технического состояния.

По стороне высокого напряжения проектируемой ПС 110/10 кВ продолжительный расчетный ток будет равен:

$$I_{\text{раб.нб}} = \frac{S_{\text{ВН макс.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (56)$$

$$I_{\text{раб.нб}} = \frac{22,76}{\sqrt{3} \cdot 110} = 119,46 \text{ А.}$$

Трансформаторы тока ТТЭО – это современные устройства электронно-оптического типа, представляющие собой электронный датчик тока. Они удовлетворяет всем расчетным условиям. Данная марка трансформаторов тока оснащается электронным блоком, обладающим всеми современными интерфейсами передачи данных, удовлетворяющим МЭК 61850. В функции электронного блока включена самодиагностика, позволяющая своевременно отследить отрицательную динамику технического состояния измерительного устройства.

В качестве вводных и секционных трансформаторов тока выбираются ТОЛ-10-0,5/10Р-2500/5 УЗ:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}, I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}, i_{\text{дин.ст.}} = 152 \text{ кА},$$

$$I_{\text{терм.ном}} = 61 \text{ кА}, t_{\text{терм.ном}} = 1 \text{ с.}$$

Произведем проверки:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ},$$

$$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А} > I_{\text{раб.нб}} = 1314,049 \text{ А},$$

$$i_{\text{дин.ст.}} = 152 \text{ кА} > i_{\text{уд 2}} = 24,652 \text{ кА},$$

$$B_K = I_{\text{п0 К2}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{a \text{ К2}}) = 10,646^2 \cdot (0,11 + 0,022) = 14,96 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2\text{с} > B_K = 14,96 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Трансформатор ТОЛ-10-0,5/10Р-2500/5 УЗ удовлетворяет всем расчетным условиям и окончательно выбираются к установке.

В качестве трансформаторов напряжения выбираются трансформаторы марки ДНЕЭ-110-ВК со схемой соединения обмоток 1/1/1-0-0 для стороны 110 кВ проектируемой ПС 110/10 кВ. Выбранные трансформаторы напряжения – современные устройства, основанные на измерении напряжения с использованием емкостного делителя с передачей данных волоконно-оптическим кабелем.

Устройства оснащены выносным электронным блоком, имеющем все современные интерфейсы передачи данных и модули самодиагностики.

Данные устройства – наиболее современные из всех существующих измерительных устройств. Кроме современных методов измерения напряжения и передачи данных, колонны данных устройств оснащаются встроенными компенсаторами температурного расширения, что позволяет существенно увеличить срок службы изоляционных колонн, несмотря на перепады температур.

На стороне НН выбираются трансформаторы напряжения марки 3хЗНОЛ.06-10 УЗ со схемой соединения обмоток 1/1/1-0.

Выводы по разделу: в данном разделе произведен расчет основного оборудования разрабатываемой подстанции 110 кВ с элементами цифровизации. Все выбранное оборудование является наиболее современным из выпускающихся в настоящее время и обладает возможностью использования его в условиях цифровизации. Оснащение дополнительными устройствами данного оборудования для соответствия ПС критериям цифровой в следующем разделе диссертации будет выполнено в последующих разделах.

3 Расчет и выбор устройств релейной защиты и автоматики

3.1 Выбор типов устройств релейной защиты

Релейная защита и автоматизация могут быть реализованы на различных элементных базах. Наиболее устаревшими являются электромеханические устройства, которые включают токовые реле, реле времени, промежуточные реле и указательные реле. Эти устройства имеют ряд недостатков, делающих их использование нецелесообразным в современных условиях:

- наличие подвижных частей, подверженных загрязнению и износу;
- сложность настройки и ограниченные диапазоны регулировки для каждого элемента;
- отсутствие автоматизированного учета событий;
- влияние износа на точность срабатывания;
- отсутствие интерфейсов для подключения систем мониторинга;
- невозможность применения в цифровых подстанциях.

Современным решением в области релейной защиты являются микропроцессорные устройства. Их преимущества включают:

- отсутствие подвижных и изнашиваемых компонентов;
- широкий диапазон настройки, позволяющий использовать устройства одной модели на различных объектах;
- взаимозаменяемость блоков микропроцессорной защиты;
- простота ввода уставок через интерфейс блока или программное обеспечение на ПК;
- высокая точность срабатывания;
- возможность ведения реестра событий;
- контроль и фиксация параметров сети.

Использование микропроцессорных защит является необходимым условием для проектирования и строительства цифровых подстанций. В

России действуют несколько крупных производителей релейной защиты и автоматики, предлагающих качественную поддержку и обширную дилерскую сеть, среди которых:

- АО «Радиус Автоматика» с микропроцессорными блоками «Сириус»;
- ООО НТЦ «Механотроника» с блоками БМРЗ;
- АО «Чебоксарский электроаппаратный завод» с блоками БЭМП.

Среди зарубежных производителей выделяются:

- шведско-швейцарская компания ABB;
- немецкий концерн Siemens;
- французская корпорация Schneider Electric.

В условиях цифровизации электрических подстанций необходимо интегрировать релейную защиту в общую цифровую инфраструктуру сети. Это требует надежной защиты сети передачи данных от внешних угроз и высокого уровня информационной безопасности. В свете текущей внешнеэкономической политики использование устройств релейной защиты зарубежных производителей не рассматривается в данной работе из-за несоответствия требованиям РФ в области информационной безопасности и возможных ограничений на импорт.

К микропроцессорным устройствам релейной защиты предъявляются следующие требования:

- блочно-модульная конструкция для возможности модернизации и ремонта с поддержкой от производителей;
- наличие средств самодиагностики для выявления неисправных блоков;
- наличие элементов свободно программируемой логики для реализации дополнительных функций;
- наличие оптических и/или электрических интерфейсов;
- возможность интеграции в АСУ ТП с использованием стандартных протоколов;
- возможность изменения уставок и конфигурации с удаленным доступом;

– срок службы не менее 20 лет.

Устройства ООО НТЦ «Механотроника», в частности блоки БМРЗ серии 150, полностью соответствуют всем перечисленным требованиям и являются наиболее современными на рынке.

На проектируемой районной подстанции выбираются следующие терминалы защиты:

- защита силовых трансформаторов – БМРЗ-153-УЗТ;
- защита присоединений 10 кВ – БМРЗ-152-КЛ;
- автоматика секционного выключателя 10 кВ – БМРЗ-152-СВ;
- управление вводными выключателями 10 кВ – БМРЗ-152-ВВ;
- защита трансформаторов напряжения 10 кВ – БМРЗ-152-ТН;
- управление РПН трансформаторов – БМРЗ-156-ЦРН;
- защита трансформаторов собственных нужд – БМРЗ-158-ТР;
- дуговая защита шин 10 кВ – ДУГА-МТ;
- защита шин 110 кВ – БМРЗ-ДЗШ;
- защита ВЛ-110 кВ – БМРЗ-БНЗ.

3.2 Расчет уставок релейной защиты

В рамках выполнения выпускной работы производится расчет уставок отходящих линий и дифференциальной защиты трансформатора.

Расчет уставок токовых защит отходящих линий выполняется по рекомендациям [18]. «Подключенные линии от проектируемого центра питания – с односторонним питанием, предусматривается двухступенчатая токовая защита. Первая ступень выполняется в виде ТО, вторая – в виде МТЗ» [18].

По условию отстройки от трехфазных КЗ в конце защищаемой ЛЭП ток срабатывания токовой отсечки вычисляется по формуле:

$$I_{TO} = k_{OTS} \cdot I_{K3MAX}, \quad (57)$$

где k_{OTS} – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимы запас;

I_{K3MAX} – ток КЗ в конце защищаемого участка;

Для ЛЭП №1 ток срабатывания ТО будет равен:

$$I_{TO1} = 1,3 \cdot 7,452 = 9,688 \text{ кА.}$$

Результаты расчета токов срабатывания ТО для остальных линий приведены в таблице 5.

Применение токовой отсечки позволяет уменьшить время отключения токов КЗ на расстояниях, близких к подстанции.

Ток срабатывания МТЗ рассчитывается по формуле:

$$I_{MT3} = \frac{k_{OTS} \cdot k_{C3П} \cdot I_{РАБМАХ}}{k_B}, \quad (58)$$

где k_{OTS} – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимы запас;

$k_{C3П}$ – коэффициент самозапуска;

$I_{РАБМАХ}$ – максимальный ток нагрузки;

k_B – коэффициент возврата для учета возможности кратковременного срабатывания защиты за счет апериодической составляющей тока самозапуска.

Для ЛЭП №1 ток срабатывания МТЗ будет равен:

$$I_{MT31} = \frac{1,2 \cdot 1,5 \cdot 0,154}{0,95} = 0,293 \text{ кА.}$$

Результаты расчета токов срабатывания МТЗ для остальных линий приведены в таблице 4.

Чувствительность МТЗ линии по току определяется при металлического КЗ в конце линии по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗМИН}}}{2 \cdot I_{\text{МТЗ}}}, \quad (59)$$

где $I_{\text{КЗМИН}}$ – минимальное значения тока трехфазного КЗ в конце защищаемого участка.

Коэффициент чувствительности для МТЗ ЛЭП №1:

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,682}{2 \cdot 0,293} = 5. \quad (60)$$

В соответствии с [18], защита выполняет свои функции, если коэффициент чувствительности больше 1,5. Условие соблюдается. Расчет чувствительности МТЗ для остальных ЛЭП приведен в таблице 5.

Таблица 5 – Расчет защит отходящих ЛЭП

ЛЭП	$I_{\text{КЗМАХ}}, \text{кА}$	$I_{\text{КЗМИН}}, \text{кА}$	$I_{\text{РАБМАХ}}, \text{А}$	$I_{\text{ТО}}, \text{кА}$	$I_{\text{МТЗ}}, \text{кА}$	$K_{\text{ч}}$
ЛЭП №1	7,452	1,682	154,730	9,688	0,293	5,0
ЛЭП №2	7,772	1,754	162,813	10,103	0,308	4,9
ЛЭП №3	6,813	1,538	200,341	8,857	0,380	3,5
ЛЭП №4	8,304	1,874	178,979	10,795	0,339	4,8
ЛЭП №5	7,665	1,730	165,700	9,965	0,314	4,8
ЛЭП №6	6,494	1,466	201,495	8,442	0,382	3,3
ЛЭП №7	7,346	1,658	214,774	9,549	0,407	3,5
ЛЭП №8	7,878	1,778	203,227	10,241	0,385	4,0
ЛЭП №9	7,133	1,610	229,785	9,273	0,435	3,2
ЛЭП №10	7,346	1,658	150,688	9,549	0,286	5,0

«Расчет дифференциальной защиты выполняется с применением специализированного программного комплекса завода изготовителя блоков микропроцессорных защит БМРЗ – ООО НТЦ «Механотроника». Методика расчета соответствует требованиям» [17].

«При выполнении ВКР применяется программный комплекс ООО НТЦ «Механотроника» - «Расчет уставок дифференциальной токовой защиты трансформатора БМРЗ-153-УЗТ в соответствии с СТО ДИВГ-055-2013».

Дифференциальная защита трансформатора является основным видом защит для силового трансформатора 110/10 кВ» [17].

Исходные данные, внесенный в программный комплекс для расчета дифференциальной защиты трансформатора приведены на рисунке 16.

Тип трансформатора	ТДН-16000/110	
$S_{НОМ\ TP}$ - номинальная мощность, МВА	16	
$U_{НОМ\ TP}^{ВН}$ - номинальное напряжение стороны ВН, кВ	115	
$U_{НОМ\ TP}^{НН}$ - номинальное напряжение стороны НН, кВ	10,5	
Система регулирования напряжения на стороне ВН		
$n_{ВН}$ - количество ступеней регулирования	19	
$\Delta U_{ВН}$ - шаг регулирования напряжения, %	1,78	
Коэффициенты трансформации ТТ сторон трансформатора		
	ВН	НН
	80	500

Рисунок 16 – Исходные данные для расчета

Блок параметров токов коротких замыканий, внесенных в программный комплекс приведен на рисунке 17.

Преобразование токов КЗ к стороне высокого напряжения производится по следующему выражению:

$$I_{\text{кННприв}} = I_{\text{кНН}} \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}}, \quad (61)$$

где $I_{\text{кНН}}$ – ток КЗ в точке К2, А;

$U_{\text{НН}}$ – номинальное напряжение силового трансформатора на стороне НН, кВ;

$U_{\text{ВН}}$ – номинальное напряжение силового трансформатора на стороне ВН, кВ;

Приведенный ток КЗ в максимальном режиме будет равен:

$$I_{\text{кмаксприв}}^{\text{ВН}} = 10646 \cdot \frac{10,5}{115} = 972 \text{ А.}$$

Приведенный ток КЗ в минимальном режиме будет равен:

$$I_{\text{кмаксприв}}^{\text{ВН}} = 5467 \cdot \frac{10,5}{115} = 499 \text{ А.}$$

Максимальные погрешности ТТ сторон трансформатора, рассчитанные в соответствии с РД 153-34.0-35.301-2002.

$\varepsilon_{\text{МАКС}}$	$\varepsilon_{\text{МИН}}$	$\varepsilon_{0,5}$	$\varepsilon_{\text{раб макс}}$	$\varepsilon_{1,5}$
0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Токи КЗ на выводах	приведенный к стороне ВН	
$I_{\text{К МАКС}}^{\text{ВН}}$ – макс. ток КЗ на стороне ВН, А	2665	2665
$I_{\text{К МАКС}}^{\text{НН}}$ – макс. ток КЗ на стороне НН, А	10646	972
$I_{\text{К МИН}}$ – мин. ток внешнего КЗ, А		499

Рисунок 17 – Параметры тока КЗ

Результаты расчета блока номинальных токов приведены на рисунке 18.

Номинальные токи сторон первичные:

$I_{НОМ\ TP}^{ВН}$ - номинальный первичный ток стороны ВН, А	80,3
$I_{НОМ\ TP}^{НН}$ - номинальный первичный ток стороны НН, А	879,8

Номинальные токи сторон вторичные:

$I_{НОМ\ TP}^{ВН}$ - номинальный вторичный ток стороны ВН, А	1,005
$I_{НОМ\ TP}^{НН}$ - номинальный вторичный ток стороны НН, А	1,76

В соответствии с руководством по эксплуатации ДИВГ.648228.039-04.01 номинальные вторичные токи должны находиться в диапазоне 0,25 - 10 А.

$K_{ВЫР}$ - коэффициент цифрового выравнивания	1,8
--	-----

В соответствии с руководством по эксплуатации ДИВГ.648228.039-04.01 коэффициент цифрового выравнивания

Рисунок 18 – Номинальные токи сторон

Результаты расчета ДТО и ДЗТ приведены на рисунке 19.

Расчет уставок

ДТО

- отстройка от максимального тока небаланса	6,69
- отстройка от БТН	4
ДТО РТ - уставка срабатывания ДТО, о.е.	6,69

ДЗТ

Минимальный начальный ток срабатывания ДЗТ, о.е.	0,3
ДЗТ нач - начальный ток срабатывания ДЗТ, о.е.	0,3
$I_{ДЗТ\ 2}$ - ток срабатывания ДЗТ при токе торможения $1,5I_{ном}$	0,74
ДЗТ КТ2 - коэффициент торможения второго участка ДЗТ	0,44
$I_{К\ торм}$ - ток торможения при максимальном токе КЗ, о.е.	10,59
ДЗТ КТ3 - коэффициент торможения третьего участка ДЗТ	0,66

Рисунок 19 – Результаты расчета ДТО и ДЗТ

Программный комплекс определяет коэффициент чувствительности, уставки небаланса и уставки защит для внесения в интерфейс блоков микропроцессорных защит. Результаты приведены на рисунке 20.

Проверка чувствительности ДЗТ

$K_{\text{ч}}$ - коэффициент чувствительности	18,64
---	-------

Сигнализация небаланса

НБ РТ - уставка сигнализации небаланса	0,35
--	------

Уставки защиты

ДТО РТ - уставка срабатывания ДТО, о.е.	6,69
НБ РТ - уставка сигнализации небаланса	0,35
ДЗТ нач - начальный ток срабатывания ДЗТ, о.е.	0,3
ДЗТ КТ2 - коэффициент торможения второго участка ДЗТ	0,44
ДЗТ КТ3 - коэффициент торможения третьего участка ДЗТ	0,66

Рисунок 20 – Расчет чувствительности и уставок

Коэффициент чувствительности защиты, равный 18,64, превышает минимально-допустимое значение 1,5, следовательно уставки выбраны верно. Характеристика срабатывания защиты приводится на рисунке 21.

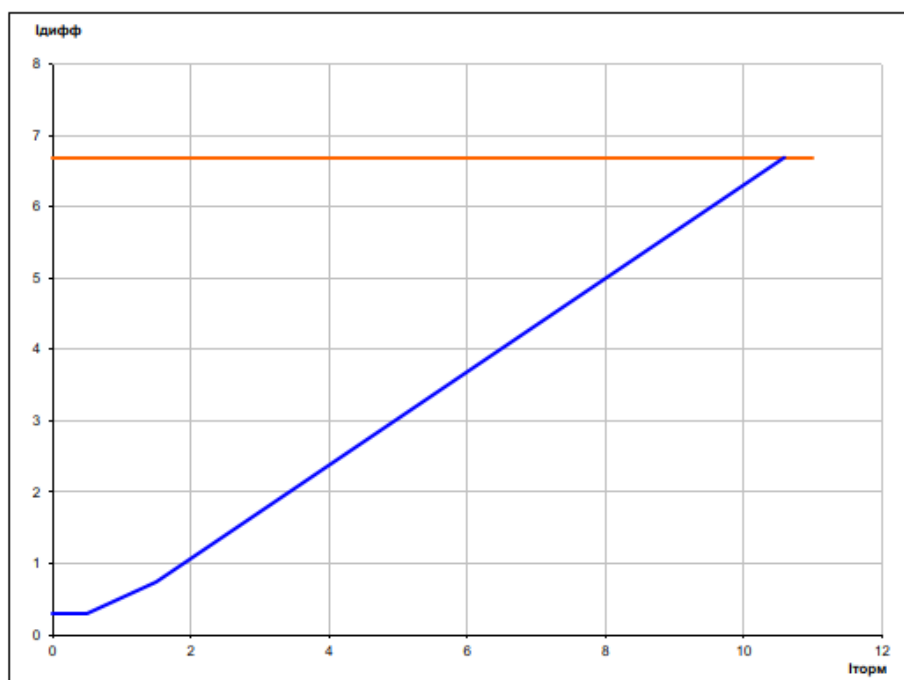


Рисунок 21 – Характеристика срабатывания защиты

Системы мониторинга технического состояния силового оборудования цифровой подстанции 110 кВ необходимы для заблаговременного предупреждения аварийных ситуации путем физико-химического анализа явлений, протекающих в изоляции устройств.

На проектируемой подстанции 110/10 кВ планируется внедрение систем мониторинга технического состояния силовых трансформаторов и элегазовых выключателей 110 кВ. Строение системы мониторинга приведено на рисунке 22.

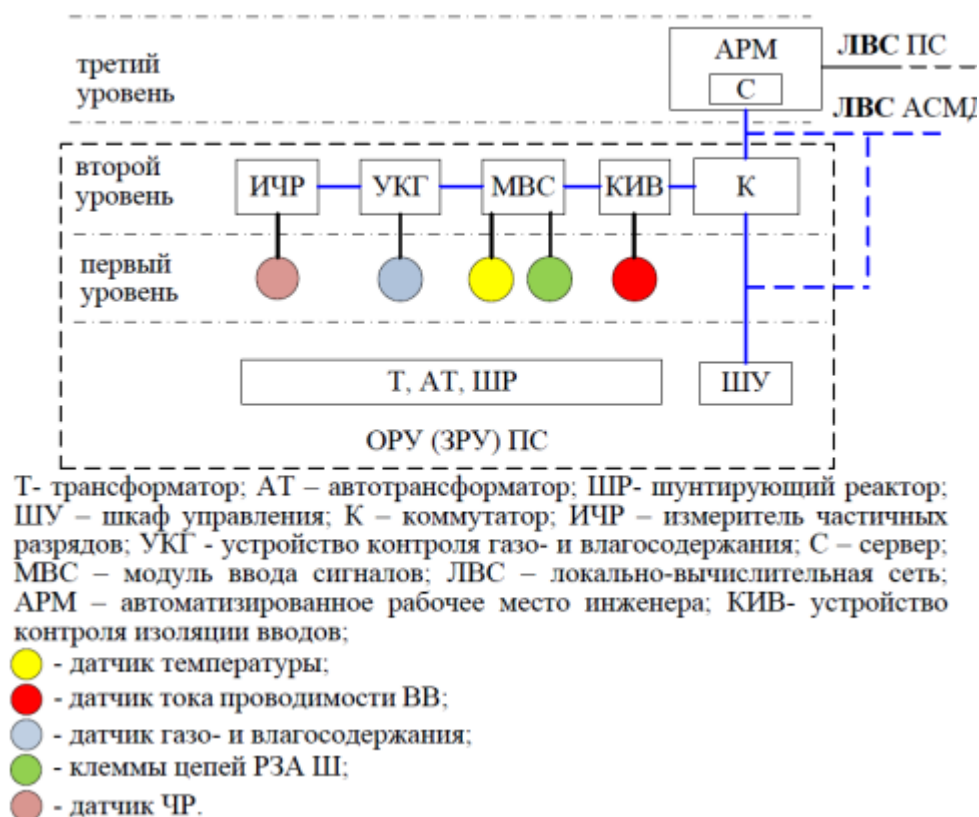


Рисунок 22 – Система мониторинга состояния трансформатора

«К первому уровню относятся датчики, выполняющие непосредственное измерение диагностических и информационных параметров (датчики температуры, газо- и влагосодержания масла, ЧР и т.д.), в том числе, в составе технических устройств (например, приборы контроля газов и влаги, растворенных в трансформаторном масле и т.п.), а также,

выходные каналы устройств РЗА и АСУ ТП выдающие сигналы, являющиеся первичными данными для устройств второго уровня АСМД. Если датчик первого уровня АСМД имеет возможность выдачи информации в цифровом или аналоговом виде, то предпочтение отдается применению цифровых протоколов передачи данных» [15].

Для реализации системы мониторинга силовых трансформаторов будут применены системы мониторинга марки TDM-M производства ООО «Димрус», позволяющие:

- производить сбор информации с первичных датчиков;
- проверка значений заводских параметров на превышение пороговых уровней;
- анализ встроенных математических моделей и диагностика дефектных состояний;
- анализ тенденции в изменении параметров трансформаторов;

«Для работы системы TDM-M требуется произвести монтаж 16 датчиков:

- три универсальных (токов проводимости и частичных разрядов) датчика DB-2, устанавливаемых на измерительном выводе высоковольтных вводов трансформатора. Благодаря использованию в датчиках дублированных систем защиты, измерительный вывод надежно защищен даже при обрыве датчика. При помощи этих датчиков производится как измерение токов проводимости вводов, так и регистрация частичных разрядов в изоляции обмоток трансформатора и во вводах;
- три датчика IFCT-5, предназначенные для измерения тока нагрузки трансформатора. Эти датчики устанавливаются на проводниках в цепях измерительных трансформаторов тока обмотки ВН. Значения токов нагрузки первичной обмотки трансформатора используются в математических моделях системы диагностики;

- два датчика в цепи нейтрали первичной обмотки трансформатора, предназначенные для регистрации тока нулевой последовательности промышленной частоты, и высокочастотных токов частичных разрядов в нейтрали;
- три датчика вибрации, монтируемые на поверхности бака трансформатора. При помощи этих датчиков контролируется техническое состояние крепления основных элементов трансформатора;
- два датчика температуры, монтируемые на верхней и нижней части бака трансформатора. Значение этих температур используется в математической модели системы охлаждения трансформатора;
- датчики температуры и влажности окружающей среды. При помощи информации от этих датчиков повышается эффективность работы встроенных математических моделей;
- датчик LTC-Monitor для контроля состояния устройства РПН трансформатора. При помощи этого датчика производится как статистический контроль наработки устройства РПН в разных положениях, так и анализ электромеханических процессов в момент коммутации устройства;
- датчик контроля растворенных газов в масле трансформатора. Использование информации от такого устройства, параллельно с анализом частичных разрядов в баке трансформатора, значительно повышает достоверность работы алгоритмов диагностики дефектов.

Для контроля состояния элегазовых выключателей, трансформаторов напряжения и трансформаторов тока используется система мониторинга марки GIS-DM производства ООО «Димрус». В основе используемого в системе «GIS-DM» метода контроля состояния лежит измерение и анализ распределения частичных разрядов. Этот метод является наиболее чувствительным и эффективным средством диагностики дефектов для высоковольтной изоляции всех типов.

В качестве датчиков для регистрации частичных разрядов в диапазоне UHF в системе мониторинга марки «GIS-DM» используются:

- датчик марки «ACS», измерительная антенна которого встраивается внутрь рабочих объемов элегазового оборудования. Датчик данного типа обычно монтируется на внутренней поверхности уже имеющихся в конструкции КРУЭ технологических люков.
- датчик марки «AES», который монтируется на внешней поверхности оборудования в зоне стыка двух трубчатых корпусов КРУЭ между собой. Датчик «ACS» регистрирует электромагнитные импульсы через радио-прозрачные изолирующие прокладки уплотнения, разделяющие отдельные корпуса оборудования.

Выводы по разделу: в данной главе выпускной квалификационной работы произведен выбор типа и конкретных марок устройств релейной защиты и автоматики. При сравнении преимуществ и недостатков выбраны блоки микропроцессорных защит производства Российского предприятия ООО НТЦ «Механотроника» марки БМРЗ серии 150. Данные устройства полностью соответствуют требованиям, предъявляемым цифровым подстанциям. Для наиболее сложных и ответственных видов защит, а именно для дифференциальной защиты трансформаторов произведен расчет уставок с определением коэффициента чувствительности. Рассчитанные уставки полностью соответствуют требованиям ПУЭ. В качестве устройств мониторинга, для постоянного анализа состояния силового оборудования и заблаговременного выявления дефектов и предупреждения аварийных ситуаций, на проектируемой ПС выбраны устройства мониторинга технического состояния наиболее ответственных устройств – силовых трансформаторов и элегазового оборудования» [15].

Заключение

Современные системы электроснабжения не претерпели значительных изменений в своем развитии за последние десятилетия. До 2020 года технические решения в проектировании систем электроснабжения и объектов электроэнергетики базировались на нормативных документах, разработанных в конце 20 века.

Данный подход сегодня демонстрирует несколько недостатков:

- недостаточная эффективность систем оперативно-технологического управления;
- значительные потери электроэнергии;
- отсутствие мониторинга состояния оборудования;
- продолжительные перерывы в электропоставках для потребителей во время аварий.

С целью повышения эффективности работы электроэнергетических систем, 9 июня 2020 года Правительство Российской Федерации утвердило Энергетическую стратегию РФ до 2035 года. В рамках этой стратегии перед электроэнергетической сферой поставлены важные задачи:

- улучшение разработки схем и программ развития;
- увеличение эффективности передачи электроэнергии;
- развитие систем оперативно-технологического управления;
- повышение качества электроснабжения для потребителей.

В данной работе была рассмотрена подстанция 110/10 кВ Коломенского филиала АО «Мособлэнерго», имеющая физически и морально устаревшую схему и оборудование, обладающее повышенным физическим износом.

Целью работы являлось проектирование реконструкции подстанции с повышением надежности и соблюдение требований и норм современных нормативных документов.

Для реализации поставленной цели в рамках выпускной квалификационной работы было решено несколько ключевых задач:

- изучены теоретические основы разработки систем электроснабжения с применением цифровизации;
- проведен анализ графика электрических нагрузок подстанции 110/10 кВ;
- рассчитаны токи короткого замыкания и выбраны силовые элементы системы электроснабжения;
- исследованы современные подходы к цифровизации и определены необходимое оборудование для реализации цифровой трансформации подстанции.

Решение этих задач основано на принципах электротехники, руководящих указаниях по расчету токов короткого замыкания и системном анализе. Обоснованность и достоверность полученных результатов обеспечивается применением технологий, полностью соответствующих Энергетической стратегии до 2035 года, утвержденной Правительством Российской Федерации.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Викулова Ю.В. Сравнительный анализ использования вакуумных и элегазовых силовых выключателей в 6-10 кВ // Сборник трудов по материалам V Всероссийской научно-технической конференции. 2019. №5. С. 30-33.
2. Глазунов, А.А. Проектирование электрических сетей: методические указания к курсовому проектированию. М. : Издательский дом МЭИ, 2010. 72 с.
3. ГОСТ 12965-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 110 и 150 кВ. Технические условия : утв. постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 26 сентября 1985 г. №3055 // Консультант плюс: справочно-правовая система.
4. ГОСТ 14209-97 Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов : межгосударственный стандарт : утв. постановлением Государственного комитета Российской Федерации по стандартизации и метрологии от 02 апреля 2001 г. №158-ст // Консультант плюс: справочно-правовая система.
5. Гусакин А. А. Надежность коммутационного оборудования, силовых выключателей класса 6-10 кВ // Вопросы технических наук в свете современных исследований: Сборник статей по материалам V-VI международной науч. 2018. С. 106-112.
6. Долбилова Е. Г. Основные направления развития систем релейной защиты и автоматики, проблемы и недостатки в микропроцессорной защите // Научно-технические проблемы транспорта, промышленности и образования: материалы Всероссийской молодежной научно практической конференции. 2012. С. 101-105.
7. Карапетян И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей под ред. Д. Л. Файбисовича. М. : ЭНАС, 2012. 376 с.
8. Кудряшов Р.А. Расчет электрических нагрузок в нефтегазодобыче. Учебное пособие. Тюмень : издательство ТИУ. 2016. 95 с.

9. Миниахметов А. А. Анализ главных параметров электросети при аварийных режимах на нефтяных предприятиях и использование средств автоматического включения резерва // Молодой ученый. 2016. № 17 . С. 60-67. URL : <https://moluch.ru/archive/121/33433/> (дата обращения: 18.09.2024)

10. Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии: утв. Постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 N 442 (ред. от 28.09.2023) // Консультант плюс: справочно-правовая система.

11. Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии : утв. Приказ Министерства энергетики РФ № 380 от 23 июня 2015 г. // Консультант плюс: справочно-правовая система.

12. Правила устройства электроустановок (все действующие разделы 6-е и 7-е издания по состоянию на 2023 год) : утв. Министерством энергетики Российской Федерации от 08.07.2002 // Консультант плюс: справочно-правовая система.

13. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования : утв. приказом Департамента стратегии развития и научно-технической политики от 23.08.1998 // Консультант плюс: справочно-правовая система.

14. Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК» : утв. ОАО Холдинг МРСК 20.09.2012. М. : Издательство Холдига МРСК. 2012. 71 с.

15. СТО 34.01-21-005-2019. Цифровая электрическая сеть. Требования к технологическому проектированию цифровых распределительных электрических сетей 0,4-220 кВ : утв. Приказом ПАО РОССЕТИ 29.03.2019. М.: 2019. 96 с.

16. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ : утв.

Приказом ОАО ФСК ЕЭС от 20.12.2007. М.: издательство ОАО ФСК ЕЭС. 2007. 132 с.

17. СТО ДИВГ-055-2013. Трансформаторы и автотрансформаторы 35-220 кВ. Дифференциальная токовая защита. Расчет уставок. Методические указания: утв. приказом ООО «НТЦ «Мехатроника» от 29.11.2013. 2013. 53 с. URL : https://www.mtrele.ru/files/project/raschet_ustavok/transformatory_avtotransformatory-dif.tokovaya_zashita.pdf?ysclid=m2hxwe4os935788228 (дата обращения: 18.09.2024)

18. СТО ДИВГ-059-2017. Релейная защита распределительных сетей 6-10 кВ. Расчет уставок. Методические указания: утв. приказом ООО «НТЦ «Мехатроника» от 23.03.2018. 2017. 67 с. URL : https://www.mtrele.ru/files/project/raschet_ustavok/relejnaya_zashchita_raspredelitelyh_setej.pdf?ysclid=m2hxmb8m9z384540139 (дата обращения: 18.09.2024)

19. Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. М.: Энас. 2006. 320 с.

20. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методические пособия для курсового проектирования. М. : ФОРУМ. 2010. 214 с.