

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)

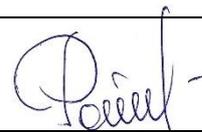
ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части трансформаторной подстанции 220/35/10 кВ
«Синдор»

Обучающийся

Р. А. Романов

(Инициалы Фамилия)



(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доц. А. Г. Сорокин

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

Тольятти 2024

Институт химии и энергетики

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

ЗАДАНИЕ на выполнение бакалаврской работы

Студент Романов Роман Алексеевич

(Фамилия Имя Отчество (при наличии) в именительном падеже)

1. Тема Реконструкция электрической части трансформаторной подстанции 220/35/10 кВ «Синдор»
2. Срок сдачи студентом законченной бакалаврской работе 24.04.2024 г
3. Исходные данные к бакалаврской работе: исходная однолинейная схема электрической части ПС 220/35/10 кВ «Синдор»; данные источников питания энергосистемы; план расположения оборудования ПС 220/35/10 кВ «Синдор»
4. Содержание бакалаврской работы (перечень подлежащих разработке вопросов, разделов)
Введение (обоснование актуальности темы и постановка цели).
1.Техническая характеристика и обоснование реконструкции подстанции.
2.Расчёт электрических нагрузок и токов короткого замыкания.
3.Проверка силовых трансформаторов.
4.Выбор и проверка проводников и электрических аппаратов.
5.Расчёт заземляющих устройств и молниезащиты подстанции.
Заключение (выводы и рекомендации).
5.Ориентировочный перечень графического и иллюстративного материала
Однолинейная схема подстанции до реконструкции.
Однолинейная схема подстанции после реконструкции.
План-разрез подстанции.
Разрез ячеек распределительных устройств 35 кВ подстанции.
Разрез ячеек распределительных устройств 10 кВ подстанции.
Схема молниезащиты и заземления оборудования подстанции.
6. Дата выдачи задания «21» декабря 2023 г.

Руководитель бакалаврской работы

_____ (подпись)

А. Г. Сорокин
_____ (И.О. Фамилия)

Институт химии и энергетики

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

**КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН
выполнения бакалаврской работы**

Студент Романов Роман Алексеевич

по теме Реконструкция электрической части трансформаторной подстанции 220/35/10 кВ

«Синдор»

Наименование работ	Плановый срок выполнения	Фактический срок выполнения	Отметка о выполнении
Введение	15.01.2024		
Раздел 1	30.01.2024		
Раздел 2	15.02.2024		
Раздел 3	30.02.2024		
Раздел 4	10.03.2024		
Раздел 5	20.03.2024		
Заключение	30.03.2024		
Графическая часть	15.04.2024		
Предзащита ВКР	25.04.2024		
Корректировка ВКР	25.05.2024		
Защита ВКР	25.06.2024		

Руководитель бакалаврской работы

_____ (подпись)

_____ А. Г. Сорокин
(И.О. Фамилия)

Аннотация

Работа посвящена повышению надёжности, экономичности и безопасности трансформаторной подстанции «Синдор» 220/35/10 кВ Республики Коми.

Данная проблема в работе решена путём реконструкции схемы «электрических соединений данного объекта, а также полной модернизации распределительных устройств (далее – РУ) напряжением 35 кВ и 10 кВ» [11] и частичной модернизации РУ-220 кВ с заменой некоторого устаревшего оборудования.

Приведена техническая характеристика и обоснование реконструкции подстанции.

Проверены силовые трансформаторы на допустимую перегрузку. Выбраны новые и проверены существующие проводники и электрические аппараты. Проведён расчёт заземляющих устройств и молниезащиты подстанции.

Объём расчётно-пояснительной записки составляет 59 печатных страниц.

Кроме того, в работу включены следующие шесть чертежей формата А1, выполненные по основным результатам приведённых исследований:

- однолинейная схема подстанции до реконструкции;
- однолинейная схема подстанции после реконструкции;
- план-разрез подстанции;
- разрез ячеек распределительных устройств 35 кВ подстанции;
- разрез ячеек распределительных устройств 10 кВ подстанции;
- схема молниезащиты и заземления оборудования подстанции.

Работа выполнена согласно согласованных исходных данных и утверждённому заданию.

Содержание

Введение.....	6
1 Техническая характеристика и обоснование реконструкции подстанции.....	9
1.1 Техническая характеристика подстанции	9
1.2 Разработка предложений по реконструкции подстанции.....	14
2 Расчёт электрических нагрузок и токов короткого замыкания.....	18
2.1 Расчёт электрических нагрузок	18
2.2 Расчёт токов короткого замыкания на подстанции.....	22
3 Проверка силовых трансформаторов.....	33
4 Выбор и проверка проводников и электрических аппаратов.....	35
4.1 Проверка проводников на подстанции	35
4.2 Выбор новых типов, марок и ячеек распределительных устройств на подстанции.....	38
4.3 Выбор и проверка электрических аппаратов	42
5 Расчёт заземляющих устройств и молниезащиты подстанции	49
5.1 Расчёт заземляющих устройств подстанции.....	49
5.2 Расчёт молниезащиты подстанции.....	52
Заключение	56
Список используемых источников.....	59

Введение

Известно, что реконструкция трансформаторных подстанций энергосистемы Российской Федерации представляет собой стратегическое направление в энергетической инфраструктуре страны.

Установлено, что внедрение мероприятий по обеспечению данного процесса нацелено на улучшение надежности, эффективности и безопасности энергоснабжения, а также на соответствие схемных решений и состояния оборудования современным стандартам и требованиям.

Цели реконструкции «трансформаторных подстанций энергетической системы включают в себя повышение надёжности и эффективности при передаче электроэнергии» [11] потребителям через данные объекты, улучшение её качества, снижение потерь электроэнергии при передаче, а также повышение устойчивости энергосистемы к внешним воздействиям.

Установлено, что основными задачами реконструкции трансформаторных подстанций энергосистемы Российской Федерации являются:

- повышение показателей надёжности, эффективности, экономичности и безопасности схемных решений путём внедрения новых звеньев цепи, изменения схемы первичных соединений, а также упрощения схем и исключения «ложных» и неэффективных цепей;
- модернизация силовой части подстанции путём замены устаревшего оборудования на более современное и эффективное, что способствует повышению параметров бесперебойности электроснабжения потребителей подстанции, а также прочих позитивных свойств;
- модернизация систем управления и защиты, что позволяет улучшить контроль над работой подстанции и снизить риск отказов;
- расширение подстанций и увеличения её мощности для соответствия растущему спросу на электроэнергию;

– улучшение инфраструктуры подстанций, включая ремонт РУ всех типов, а также улучшение систем отопления и вентиляции, установку новых систем освещения и прочее.

Актуальность реконструкции трансформаторных подстанций обусловлена стремлением к повышению энергетической безопасности страны, «совершенствованию энергосистемы, улучшению качества энергоснабжения и соответствию международным стандартам.

Кроме того, реконструкция и модернизация подстанций способствует экономическому росту страны, повышая эффективность энергопотребления и показатели надёжности, безопасности» [19] и бесперебойности электроснабжения, а также снижая зависимость от частого и неэффективного обслуживания и ремонта устаревшего оборудования и неудобства в оперативном переключении несовершенных схем РУ подстанций.

Данные аспекты обуславливают актуальность настоящей работы.

Таким образом, реконструкция трансформаторных подстанций является необходимым и актуальным шагом в развитии энергосистемы Российской Федерации.

Объектом исследования является электрическая часть понизительной трансформаторной подстанции энергосистемы «Синдор» 220/35/10 кВ Республики Коми.

Предмет исследования отражает и учитывает характеристики параметров надёжности, экономичности, бесперебойности электроснабжения и безопасности трансформаторной подстанции «Синдор» 220/35/10 кВ Республики Коми.

Основной целью настоящей работы является повышение надёжности, бесперебойности электроснабжения потребителей, а также экономичности и безопасности трансформаторной подстанции «Синдор» 220/35/10 кВ Республики Коми.

Данную проблему в «работе предложено решить путём реконструкции схемы электрических соединений данного объекта, а также полной

модернизации распределительных устройств (далее – РУ) напряжением 35 кВ и 10 кВ и частичной модернизации РУ-220 кВ с заменой некоторого устаревшего» [19] оборудования.

Для достижения основной цели работы, предлагается решить такие поставленные задачи:

- привести исходную техническую характеристику подстанции, составить перечень мероприятий, направленных на реконструкцию схемы и модернизацию оборудования подстанции;
- осуществить расчёт электрических нагрузок и токов короткого замыкания на подстанции;
- с учётом мероприятий по реконструкции подстанции, проверить силовые трансформаторы на допустимую перегрузку;
- выбрать новые и проверить существующие проводники и электрические аппараты в РУ подстанции;
- провести комплексный расчёт заземляющих устройств и молниезащиты подстанции.

«Таким образом, в результате внедрения мероприятий по реконструкции схемы электрических соединений и модернизации оборудования распределительных устройств на объекте» [11] исследования, ожидается повышение параметров и характеристик надёжности, экономичности, бесперебойности электроснабжения и безопасности трансформаторной подстанции «Синдор» 220/35/10 кВ.

Данную гипотезу планируется подтвердить в настоящей работе.

1 Техническая характеристика и обоснование реконструкции подстанции

1.1 Техническая характеристика подстанции

Далее в работе приводится основная техническая характеристика подстанции «Синдор» Республики Коми.

В результате проведения анализа исходных данных по объекту исследования установлено, что данная понизительная трансформаторная подстанция является одной из важнейших региональных понизительных подстанций [8].

Рассматриваемая подстанция территориально расположена в пределах городского поселения Синдор Княжпогостского района Республики Коми.

Также установлено, что подстанция была спроектирована в конце 70-х годов XX века и введена в эксплуатацию в начале 80-х годов для обеспечения питания новых энергоёмких разработок нефтегазовых месторождений региона, в том числе и расширяющегося Ярегского нефтяного месторождения.

Определено, что по месту расположения в энергосистеме региона, ТП-220/35/10 кВ «Синдор» является проходной подстанцией.

Известно, что проходные трансформаторные подстанции (ПТП) представляют собой элементы электроэнергетической системы, предназначенные для передачи и распределения электроэнергии на определенном участке электрической сети. Они обеспечивают подключение и передачу электроэнергии от высоковольтных линий передачи к распределительным сетям, а также к конечным потребителям. Кроме того, через такие типы подстанций можно проводить транзит мощности.

Цель установки проходных трансформаторных подстанций заключается в эффективной передаче и распределении электроэнергии по всему участку сети, обеспечивая стабильное электроснабжение для различных потребителей.

ПТП также играют важную роль в поддержании оптимального напряжения и контроле нагрузки на участке сети.

Задачи проходных трансформаторных подстанций включают в себя трансформацию напряжения с высокого на низкое для дальнейшей передачи электроэнергии по распределительным сетям, обеспечение защиты и контроля электрооборудования, а также обеспечение возможности регулировки и управления электроэнергетическими процессами на участке сети.

Таким образом, проходные трансформаторные подстанции являются важным звеном в электроэнергетической инфраструктуре, обеспечивая надежную передачу и распределение электроэнергии на различных участках электрической сети, включая транзит потоков мощности в энергосистеме. Поэтому такие подстанции являются важнейшими энергоустановками для регулирования напряжения и мощности во всей энергосистеме Республики Коми. Данный факт обуславливает важность и практическую ценность данной работы.

Питание ТП-220/35/10 кВ «Синдор» осуществляется от РУ-220 кВ с помощью воздушных линий электропередач от следующих источников [16]:

- ввод 1 СШ1 220 кВ: ВЛ-220 кВ «Синдор-Ухта», длина – 1 км, провод, используемый на данной линии – марки АС-400;
- ввод 1 СШ1 220 кВ: ВЛ-220 кВ «Синдор-Микунь», длина – 1 км, провод, используемый на данной линии – марки АС-400.

Рядом также проходит ВЛ-220 кВ «Ухта – Микунь», к которой возможно транзитное подключение ТП-220/35/10 кВ «Синдор» на номинальном напряжении 220 кВ.

Указанные линии являются питающими и постоянно включены. Такая схема соответствует требованиям [5].

Расположение ТП-220/35/10 кВ «Синдор» и сети питающих и распределительных линий 220 кВ и 35 кВ на плане Княжпогостского района Республики Коми показано на рисунке 1 [16].

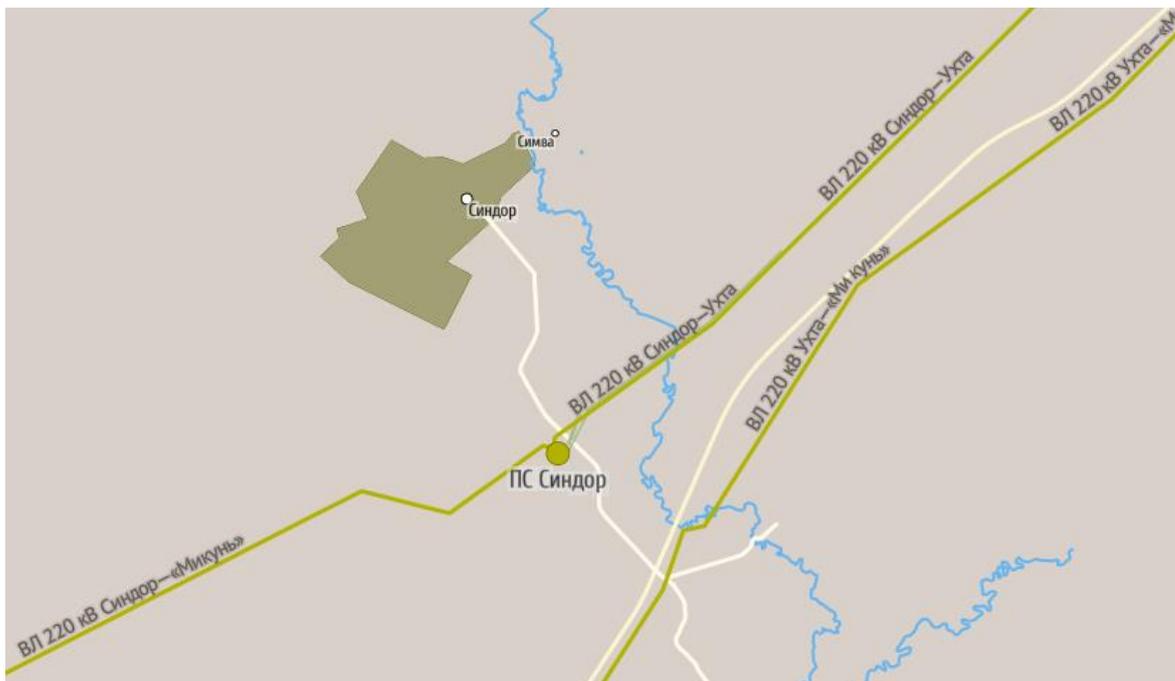


Рисунок 1 – Расположение ТП-220/35/10 кВ «Синдор» и сети питающих и распределительных линий 220 кВ и 35 кВ на плане Княжпогостского района Республики Коми

Комплексное расположение объектов и линий ТП-220/35/10 кВ «Синдор» на плане Княжпогостского района Республики Коми показано на рисунке 2 [8].

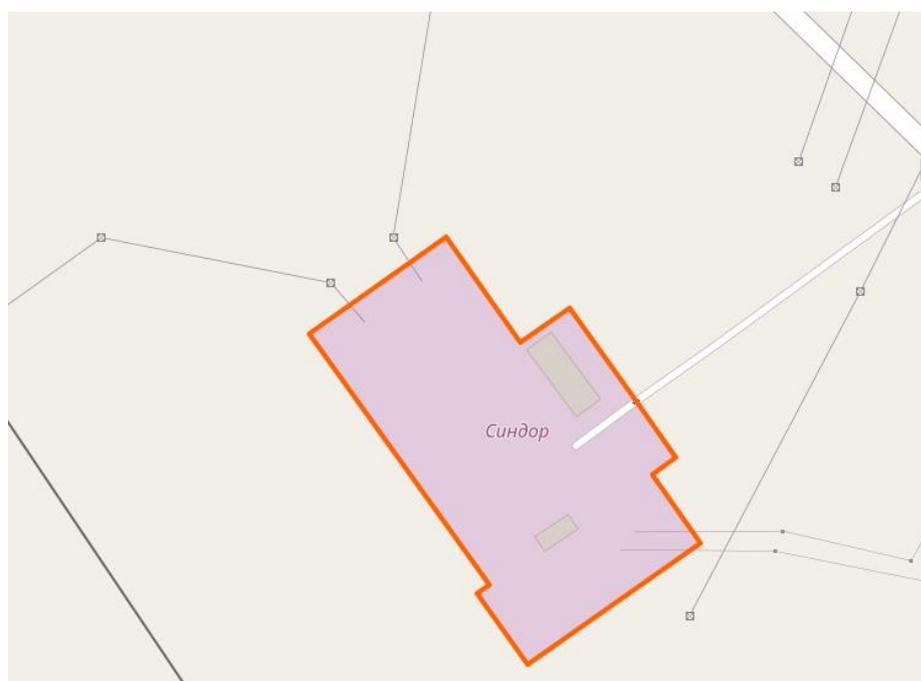


Рисунок 2 – Комплексное расположение объектов и линий ТП-220/35/10 кВ «Синдор» на плане Княжпогостского района Республики Коми

Структурная схема подстанции 220/35/10 кВ «Синдор» включает следующие основные элементы [8]:

- распределительное устройство 220 кВ (открытого типа, год «ввода в эксплуатацию» – 1982 г., частичная модернизация – 2012 г., полная модернизация – не проводилась);
- распределительное устройство 35 кВ (открытого типа, год ввода в эксплуатацию – 1982 г., частичная модернизация – 2012 г., полная модернизация – не проводилась);
- распределительное устройство 10 кВ силовое РУ-10 кВ (закрытого типа, год ввода в эксплуатацию» [8] – 1982 г., частичная модернизация – 2012 г., полная модернизация – не проводилась);
- силовые трансформаторы ТДТН-25000/220 – понижают напряжение 220 кВ до напряжений 35 кВ и 10 кВ, 2 единицы, номинальная мощность одного – 25 МВА, общая номинальная мощность – 50 МВА, введены в эксплуатацию в 2002 г., состояние – удовлетворительное.

Перечень основного оборудования РУ-220 кВ, 35 кВ и 10 кВ подстанции 220/35/10 кВ «Синдор» приведён в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основного оборудования РУ-220 кВ, 35 кВ и 10 кВ подстанции 220/35/10 кВ «Синдор»

Место установки	Наименование, тип оборудования	Единица измерения	Количество единиц
ОРУ-220 кВ	Выключатель масляный ВМТ-220Б-25/1000	Шт.	2
	Разъединитель РДЗ 2-220/1000	Шт.	8
	Трансформатор напряжения НКФ-220-58 У1	Шт.	2
	Трансформатор тока ТВТ-220-I (встроенный)	Шт.	6
	ОПН-П/ЗЭУ-220/176/10	Шт.	6
ОРУ-35 кВ	Выключатель масляный баковый С-35М-630	Шт.	10
	Разъединитель РДЗ 1(2)-35/1000	Шт.	10
	Трансформатор напряжения ЗНОМ-35	Шт.	2
	Трансформатор тока ТВТ-35-I (встроенный)	Шт.	30
	ОПН-П1-35/40,5/10/2 УХЛ1	Шт.	3
ЗРУ-10 кВ	Выключатель горшковый ВМПЭ-10	Шт.	9
	Разъединитель РВз-10/400УЗ	Шт.	9
	Трансформатор напряжения НТМИ-10	Шт.	2
	Трансформатор тока ТЛО-10	Шт.	18
	Ограничитель перенапряжения ОПН-10	Шт.	6

Кроме того, элементами подстанции 220/35/10 кВ «Синдор» также являются [16]:

- вводные конструкции и порталы для воздушных линий;
- трансформаторы собственных нужд;
- система технологического и охранного видеонаблюдения;
- система охранно-пожарной сигнализации.

«Характеристика схем распределительных устройств подстанции 220/35/10 кВ «Синдор»» [16] приведена в таблице 2.

Таблица 2 – «Характеристика схем распределительных устройств подстанции 220/35/10 кВ» [16] «Синдор»

Наименование РУ	Конструктивное выполнение РУ	Схема РУ	
		Номер схемы	Наименование схемы
РУ-220 кВ	Открытое (ОРУ)	220-4Н	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий
РУ-35 кВ	Открытое (ОРУ)	35-9	Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин
РУ-10 кВ	Закрытое (ЗРУ)	10-1	Одна, секционированная выключателем, система шин

Схема электрических соединений ОРУ-220 кВ, показанная на рисунке 3, не соответствует применению на проходных подстанциях.

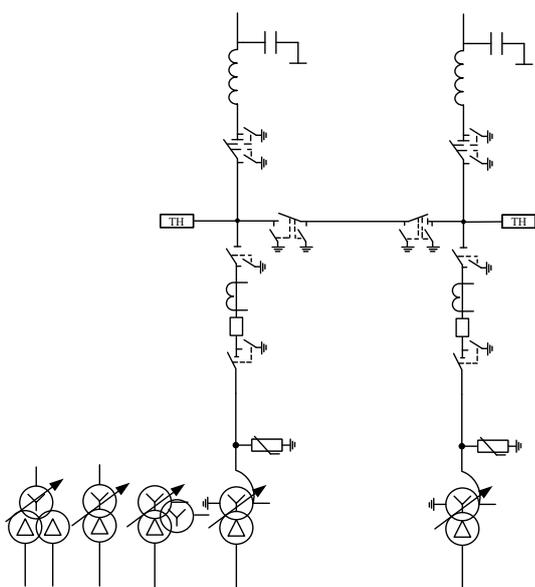


Рисунок 3 – Схема электрических соединений ОРУ-220 кВ подстанции

Данный вопрос исследуется и решается в работе далее.

При этом схемы РУ-35 кВ и РУ-10 кВ соответствуют всем требованиям нормативных документов.

Также в «работе рассматриваются исходные данные потребителей подстанции 220/35/10 кВ «Синдор»» [11]. Они представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Исходные данные потребителей подстанции 220/35/10 кВ «Синдор»

Наименование присоединения	$P_{м.}$, кВт	Категория надёжности	Количество линий, шт.
Нагрузка 35 кВ			
Синдор 35-1	5700,0	1	2
Синдор 35-2	2900,0	2	2
Синдор 35-3	1400,0	2	2
Синдор 35-4	800,0	3	1
Всего нагрузки 35 кВ	10800,0	1,2,3	7
Нагрузка 10 кВ			
Синдор 10-1	2400,0	2	2
Синдор 10-2	800,0	3	1
Синдор 10-3	450,0	3	1
Синдор 10-4	550,0	3	1
Синдор 10-5	7000,0	3	1
Всего нагрузки 10 кВ	11200,0	2,3	6
Всего нагрузки ТП-220/35/10 кВ «Синдор»	22000,0	1,2,3	13

Исходная схема подстанции 220/35/10 кВ «Синдор» приведена на графическом листе 2.

1.2 Разработка предложений по реконструкции подстанции

Ранее в работе, при проведении анализа схем и конструктивного выполнения РУ «подстанции 220/35/10 кВ «Синдор» было установлено, что схема главных электрических соединений ОРУ-220 кВ типа 220-4Н» [5] «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» не соответствует применению на проходных подстанциях. Установлено, что

данный факт значительно снижает пропускную возможность подстанции, снижая её надёжность и безаварийность.

Таким образом, указанную первоначальную схему ОРУ-220 кВ предлагается заменить на более актуальную схему (220-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий»), которая широко применяется на данном типе подстанций [5].

Следовательно, в работе в качестве основного мероприятия предлагается провести реконструкцию схемы электрических соединений ОРУ-220 кВ ПС-220/35/10 кВ «Синдор», обусловленную её несоответствием основным требованиям нормативных документов, которые предъявляются к схемным решениям трансформаторных подстанций [5].

В качестве дополнительного мероприятия, направленного на повышение надёжности, эффективности, электробезопасности и экономичности подстанции, предлагается провести модернизацию устаревшего и изношенного оборудования РУ на объекте [19].

В результате проведённого анализа, установлено, что во всех РУ подстанции находятся «устаревшие аппараты, которые выработали свой ресурс и требуют замены на современные аналоги» [11] (с учётом научно-технического прогресса в сфере электроэнергетики). Кроме того указано, что все РУ подстанции выполнены по устаревшим конструктивным решениям (открытые и закрытые типы РУ, которые в последнее время не рекомендуются), что также создаёт проблемы в области надёжности и эффективности использования оборудования, а также способствует значительному увеличению расходов на ремонт и обслуживание.

В работе предлагается заменить некоторые типы РУ и их оборудование на технически новые конструктивные решения, используя перспективные разработки в сфере электроэнергетики.

Таким образом, учитывая состояние оборудования РУ подстанции, предлагается провести частичную модернизацию ОРУ-220 кВ, которая заключается в замене некоторого устаревшего силового оборудования

(выключатели и разъединители) на новое современное оборудование (без замены типа РУ).

Кроме того, предлагается провести полную модернизацию РУ-35 кВ и РУ-10 кВ подстанции, предусматривающую полную замену типов РУ и всех ячеек с оборудованием (ОРУ-35 кВ и ЗРУ-10 кВ подстанции предложено выполнить комплектными с использованием ячеек типа КРУ).

Предложенные мероприятия должны быть подтверждены в работе далее расчётно-аналитическим способом.

Выводы по разделу.

В результате проведённого анализа, на понизительной подстанции 220/35/10 кВ «Синдор» Республики Коми, установлены следующие факты:

- схема электрических соединений ОРУ-220 кВ данной подстанции не соответствует применению на проходных подстанциях и требует замены;
- во всех РУ подстанции находятся устаревшие аппараты, которые выработали свой ресурс и требуют замены на современные аналоги (с учётом научно-технического прогресса в сфере электроэнергетики);
- все РУ подстанции выполнены по устаревшим конструктивным решениям (открытые и закрытые типы РУ, которые в последнее время не рекомендуются), что также создаёт проблемы в области надёжности и эффективности использования оборудования, а также значительного увеличения расходов на ремонт.

Таким образом, для решения поставленных задач в работе, предлагается провести:

- реконструкцию схемы электрических соединений ОРУ-220 кВ ПС-220/35/10 кВ «Синдор», обусловленную её несоответствием основным требованиям нормативных документов, которые предъявляются к схемным решениям трансформаторных подстанций. Предлагается заменить её на более актуальную схему (220-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со

- стороны линий»), которая широко применяется на данном типе подстанций и имеет ряд существенных преимуществ;
- частичную модернизацию ОРУ-220 кВ, «которая заключается в замене некоторого устаревшего силового оборудования (выключатели и разъединители) на новое современное оборудование (без замены типа РУ)» [11];
 - полную модернизацию РУ-35 кВ и РУ-10 кВ подстанции, предусматривающую полную замену типов РУ и всех ячеек с оборудованием (ОРУ-35 кВ и ЗРУ-10 кВ подстанции предложено выполнить комплектными с использованием ячеек типа КРУ).

Следовательно, в работе в качестве основного мероприятия предлагается провести реконструкцию схемы электрических соединений ОРУ-220 кВ подстанции, а в качестве дополнительного – полную и частичную модернизацию РУ всех классов напряжения объекта исследования.

Далее проводится практическое обоснование выбранных мероприятий.

2 Расчёт электрических нагрузок и токов короткого замыкания

2.1 Расчёт электрических нагрузок

Основной задачей расчета электрических нагрузок на трансформаторной подстанции ПС-220/35/10 кВ «Синдор» является оценка и анализ ожидаемых значений электрических нагрузок на объекте с целью обеспечения оптимального и безаварийного функционирования данной подстанции.

Одной из основных задач расчета электрических нагрузок на трансформаторной подстанции является определение потребляемой энергии и мощности, которая необходима для обеспечения электроснабжения всех подключенных к подстанции потребителей. Для этого проводится анализ характеристик нагрузки, включающий в себя оценку активной и реактивной мощности, пиковые и средние значения нагрузки в различные временные интервалы, а также прогнозирование изменений в нагрузке в зависимости от времени суток, дня недели и сезона.

Другой важной задачей расчёта электрических нагрузок является выбор и проверка силовых трансформаторов, электрических проводников, аппаратов и другого электрооборудования подстанции с учетом оцененных нагрузок.

Дополнительные задачи в решении данного вопроса включают в себя оценку токов нормального и максимального режима для определения параметров работоспособности и защиты электрооборудования, а также анализ напряжения и потерь электроэнергии в системе, чтобы обеспечить эффективное и экономичное функционирование подстанции.

Таким образом, все приведённые задачи расчета электрических нагрузок необходимы для обеспечения стабильной и надежной работы трансформаторной подстанции 220/35/10 кВ «Синдор» при различных режимах нагрузки и условиях эксплуатации.

Исходя из классов напряжений на подстанции 220/35/10 кВ «Синдор», а также её схемы, в работе необходимо рассчитать следующие виды «нагрузок на объекте:

- отдельные нагрузки потребителей РУ-35 кВ и РУ-10 кВ;
- суммарные нагрузки секций сборных шин РУ-35 кВ и РУ-10 кВ;
- суммарную нагрузку всей подстанции» [7] на шинах 220 кВ.

«Активная расчётная нагрузка одиночных присоединений потребителей электрической части подстанции» [7]:

$$P_{np} = K_c \cdot P_m, \text{ кВт}, \quad (1)$$

где P_m – «максимальная активная нагрузка присоединений потребителей напряжением 35 кВ и 10 кВ;

K_c – коэффициент спроса нагрузки, о.е.» [7].

«Реактивная расчётная нагрузка одиночных присоединений потребителей» [7]:

$$Q_{np} = P_{np} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (2)$$

где « $\text{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности» [7].

«Полная нагрузка одиночных присоединений потребителей» [7]:

$$S_{np} = \sqrt{P_{np}^2 + Q_{np}^2}. \quad (3)$$

«Расчётный ток нормального режима одиночных присоединений потребителей» [7]:

$$I_{np} = \frac{S_{np}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}}, \quad (4)$$

где $U_{ном.}$ – «номинальное напряжение, кВ» [7].

На примере первого присоединения 35 кВ (Синдор 35-1) подстанции 220/35/10 кВ, используя выражения (1) – (4):

$$P_{np} = 5700 \cdot 0,8 = 4560 \text{ кВт.}$$

$$Q_{np} = 4560 \cdot 0,4 = 1824 \text{ квар.}$$

$$S_{np} = \sqrt{4560^2 + 1824^2} = 4911,3 \text{ кВА.}$$

$$I_{np} = \frac{4911,3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 81 \text{ А.}$$

«Расчётная активная нагрузка секций сборных шин подстанции» [7]:

$$P_{\Sigma} = K_0 \sum_{i=1}^n P_{np}, \quad (5)$$

где $\sum_{i=1}^n P_{np}$ – «суммарная активная нагрузка присоединений, кВт;

K_0 – коэффициент одновременности» [7].

«Расчётная реактивная нагрузка секций сборных шин подстанции» [7]:

$$Q_{\Sigma} = K_0 \sum_{i=1}^n Q_{np}, \quad (6)$$

где $\sum_{i=1}^n Q_{np}$ – «суммарная реактивная нагрузка присоединений, квар» [7].

«Расчётная полная нагрузка секций сборных шин подстанции» [7]:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}. \quad (7)$$

«Значение расчётного рабочего тока нормального режима секций» [7]:

$$I_{\Sigma} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.}}. \quad (8)$$

Результаты расчёта электрических нагрузок представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты расчёта нагрузок ПС-220/35/10 кВ «Синдор»

Наименование присоединения	$P_{м.}$, кВт	$P_{нр.}$, кВт	$Q_{нр.}$, квар	$S_{нр.}$, кВА	$I_{нр.}$, А
Нагрузка 35 кВ					
Синдор 35-1	5700,0	4560,0	1824,0	4911,3	81,0
Синдор 35-2	2900,0	2320,0	928,0	2498,8	41,3
Синдор 35-3	1400,0	1120,0	448,0	1206,3	19,9
Синдор 35-4	800,0	640,0	256,0	689,3	11,4
Всего нагрузки 35 кВ ($K_o=0,9$)	10800,0	7776,0	3110,4	8375,0	138,3
Нагрузка 10 кВ					
Синдор 10-1	2400,0	1920,0	768,0	2067,9	119,5
Синдор 10-2	800,0	640,0	256,0	689,3	39,8
Синдор 10-3	450,0	360,0	144,0	387,7	22,4
Синдор 10-4	550,0	440,0	176,0	473,9	27,4
Синдор 10-5	7000,0	5600,0	2240,0	6031,4	348,6
Всего нагрузки 10 кВ ($K_o=0,9$)	11200,0	8064,0	3225,6	8685,2	502,0
Всего нагрузки ТП-220/35/10 кВ «Синдор» (сборные шины 220 кВ – ввод)	22000,0	15840,0	6336,0	17060,2	44,8

Таким образом, в работе рассчитаны значения максимальной расчётной нагрузки «ПС-220/35/10 кВ «Синдор», включая:

- отдельные нагрузки потребителей РУ-35 кВ и РУ-10 кВ;
- суммарные нагрузки секций сборных шин РУ-35 кВ и РУ-10 кВ;
- суммарную нагрузку всей подстанции» [7] на шинах 220 кВ.

2.2 Расчёт токов короткого замыкания на подстанции

«Известно, что основная цель расчёта токов короткого замыкания на трансформаторных подстанциях энергосистемы» [12] заключается в определении максимальных токов, которые могут возникнуть в случае короткого замыкания в электрических сетях.

Такие расчёты необходимы для проектирования и обеспечения безопасной и эффективной работы оборудования, а также для определения необходимых характеристик защиты системы.

«Расчет токов короткого замыкания на трансформаторных подстанциях также направлен на обеспечение надежной работы» [12] электроэнергетической системы, предотвращение повреждений оборудования и стабилизацию работы сети при возможных аварийных ситуациях.

Кроме того, расчёту также подлежат значения ударных токов (в максимальном и минимальном режимах), а также минимальные расчётные токи КЗ при двухфазном режиме работы.

Также в схеме учитывается питание всех указанных РУ подстанции по единственной линии (послеаварийный режим).

При таком подходе будет рассчитано максимальное значение тока трёхфазного КЗ.

Установлено, что на питающей ТП-220/35/10 кВ «Синдор» находятся силовые трансформаторы ТДТН-25000/220 – понижают напряжение 220 кВ до напряжений 35 кВ и 10 кВ, 2 единицы, номинальная мощность одного – 25 МВА.

С учётом этого, составляется исходная схема для расчёта токов КЗ (рисунок 4).

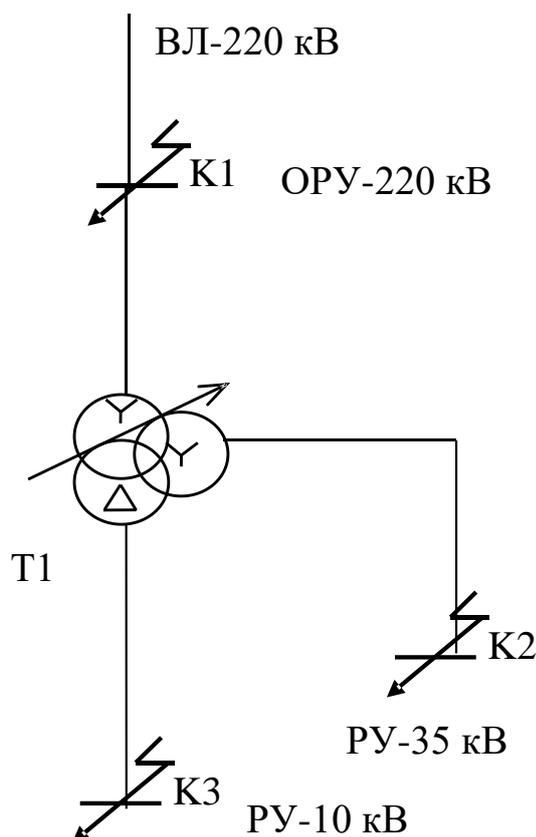


Рисунок 4 – Исходная расчётная схема для расчёта токов КЗ на шинах ТП-220/35/10 кВ «Синдор»

«Таким образом, в работе проводится расчёт значений трёхфазного тока КЗ» [12] на шинах подстанции в следующих расчётных точках для таких классов напряжения:

- точка К1 – шины 220 кВ;
- точка К2 – шины 35 кВ;
- точка К3 – шины 10 кВ.

Известно, что схема замещения в расчетах токов короткого замыкания представляет собой упрощенную модель электрической сети, которая позволяет провести расчеты токов КЗ с достаточной точностью.

В данной схеме учитываются основные элементы системы, такие, как источники питания, силовые трансформаторы, линии передачи и распределительные устройства.

При этом расчёты проводятся для каждой точки КЗ независимо. Основная задача расчётов по схеме замещения – провести расчёт токов КЗ в каждой точке данной схемы.

Составляется схема замещения электрической сети, на которой показаны расчетные параметры элементов сети (рисунок 5).

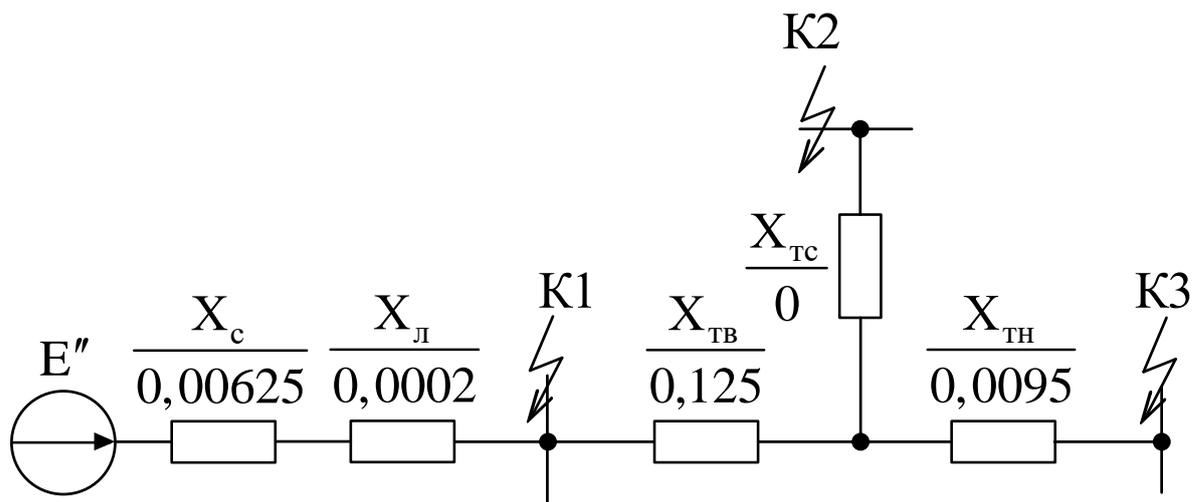


Рисунок 5 – Исходная схема замещения для расчёта токов КЗ

Базисное напряжение принимается равным напряжению на выводах силового трансформатора на стороне ВН в максимальном положении устройства РПН, оно равно $U_{\delta} = 220 \cdot 1,05 = 230$ кВ.

«Базисная мощность для удобства принимается равной номинальной мощности силового трансформатора» [12] подстанции, значит $S_{\delta} = 25000$ кВА.

«Базисный ток» [12]:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}. \quad (9)$$

«Базисный ток для ступени 220 кВ (основная ступень)» [12]:

$$I_{\delta 1} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,06 \text{ кА.}$$

«Базисный ток для ступени среднего напряжения 35 кВ (неосновная ступень)» [12]:

$$I_{б2} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 0,37 \text{ кА.}$$

«Базисный ток для ступени низшего напряжения 10 кВ (неосновная ступень)» [12]:

$$I_{б3} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1,31 \text{ кА.}$$

«Сопротивление энергосистемы» [12]:

$$x_{c*} = \frac{S_{б''}}{S_{к}}, \text{ о.е.}, \quad (10)$$

где $S_{к}''$ - «мощность энергосистемы в режиме КЗ на шинах ВН подстанции» [12].

$$x_{c.макс*} = \frac{25}{4000} = 0,00625 \text{ о.е.}$$

$$x_{c.мин*} = \frac{25}{3850} = 0,00649 \text{ о.е.}$$

Находятся сопротивления питающей ЛЭП-220 кВ условной длиной $L=1$ км, выполненной проводом АС-400 с удельными индуктивными параметрами $x_{уд} = 0,385 \text{ Ом/км}$ [12]:

$$x_{л*} = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2}, \text{ о.е.}, \quad (11)$$

где « x_0 – удельное индуктивное сопротивление ВЛ, Ом/км;
 L – длина питающей ВЛ, км» [12].

Таким образом:

$$x_{л*} = 0,4 \cdot 1 \cdot \frac{25}{230^2} = 0,0002 \text{ о.е.}$$

«Относительные сопротивления лучей схемы замещения трёхобмоточного трансформатора» [12]:

$$x_{mв*} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{НОМ}} \cdot \frac{0,5 \cdot (U_{к.вн}, \% + U_{к.вс}, \% - U_{к.сн}, \%)}{100}. \quad (12)$$

$$x_{mс*} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{НОМ}} \cdot \frac{0,5 \cdot (U_{к.вс}, \% + U_{к.сн}, \% - U_{к.вн}, \%)}{100}. \quad (13)$$

$$x_{mн*} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{НОМ}} \cdot \frac{0,5 \cdot (U_{к.вн}, \% + U_{к.сн}, \% - U_{к.вс}, \%)}{100}. \quad (14)$$

«Для трансформатора, находящегося на подстанции» [12]:

$$x_{mв*} = \frac{25}{25} \cdot \frac{0,5 \cdot (22 + 12,5 - 9,5)}{100} = 0,125 \text{ о.е.}$$

$$x_{mс*} = \frac{25}{25} \cdot \frac{0,5 \cdot (12,5 + 9,5 - 22)}{100} = 0 \text{ о.е.}$$

$$x_{*mn} = \frac{25}{25} \cdot \frac{0,5 \cdot (22 + 9,5 - 12,5)}{100} = 0,095 \text{ o.e.}$$

«Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания (далее – ТКЗ)» [12]:

$$I_K^{(3)} = \frac{E''}{x_{рез}} \cdot I_{\sigma} \quad (15)$$

Преобразованная схема замещения для расчёта ТКЗ в точке К1 на ПС-220/35/10 кВ представлена на рисунке 6.

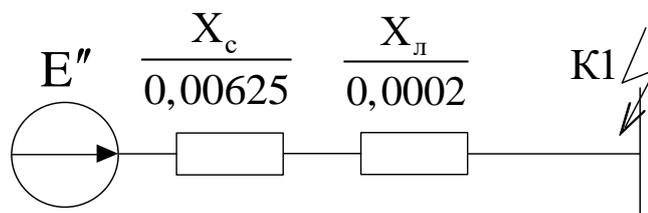


Рисунок 6 – «Преобразованная схема замещения для расчёта ТКЗ в расчётной точке К1» [12]

«Результирующее сопротивление к точке К1» [12]:

$$x_{рез} = x_c + x_l, \text{ o.e.} \quad (16)$$

Значит:

$$x_{рез.К1макс} = 0,00625 + 0,0002 = 0,00645 \text{ o.e.}$$

$$x_{рез.K1мин} = 0,00649 + 0,0002 = 0,00669 \text{ о.е.}$$

*

«Начальное значение периодической составляющей ТКЗ в расчётной точке К2 в максимальном и минимальном режимах режиме» [12]:

$$I_{K1макс}^{(3)} = \frac{1}{0,00645} \cdot 0,06 = 9,30 \text{ кА.}$$

$$I_{K1мин}^{(3)} = \frac{1}{0,00669} \cdot 0,06 = 8,97 \text{ кА.}$$

«Преобразованная схема замещения для расчёта токов КЗ в точке К2 на ПС-220/35/10 кВ представлена на рисунке 7» [12].

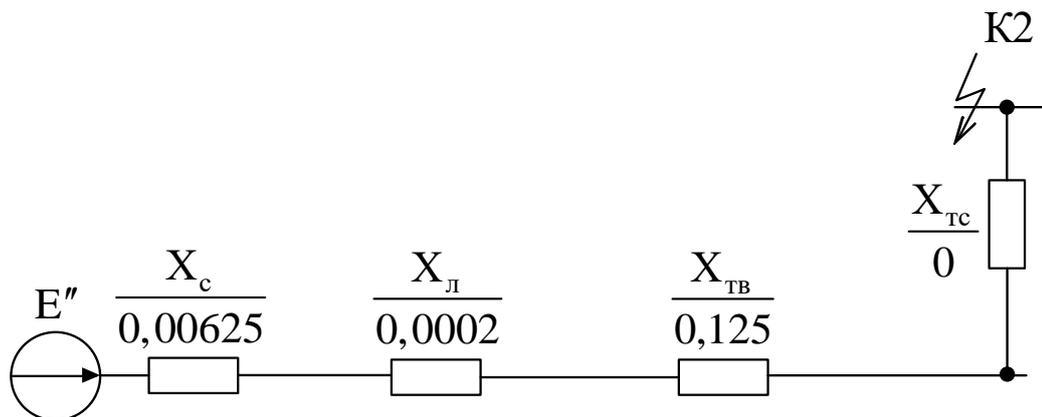


Рисунок 7 – «Преобразованная схема замещения для расчёта ТКЗ в расчётной точке К2» [12]

«Результирующее сопротивление к расчётной точке К2» [12]:

$$x_{рез} = x_c + x_l + x_{тв} + x_{тс}, \text{ о.е.} \quad (17)$$

* * * * *

«Результирующее сопротивление к точке К2 в относительных расчётных единицах» [12]:

$$x_{рез.К2_{макс}} = 0,00625 + 0,0002 + 0,125 + 0 = 0,13145 \text{ о.е.}$$

*

$$x_{рез.К2_{мин}} = 0,00649 + 0,0002 + 0,125 + 0 = 0,13169 \text{ о.е.}$$

*

«Начальное значение периодической составляющей ТКЗ в расчётной точке К2 в максимальном и минимальном режимах режиме» [12]:

$$I_{К2_{макс}}^{(3)} = \frac{1}{0,13145} \cdot 0,37 = 2,82 \text{ кА.}$$

$$I_{К2_{мин}}^{(3)} = \frac{1}{0,13169} \cdot 0,37 = 2,81 \text{ кА.}$$

«Преобразованная схема замещения для расчёта ТКЗ в точке К3 на ПС-220/35/10 кВ представлена на рисунке 8» [12].

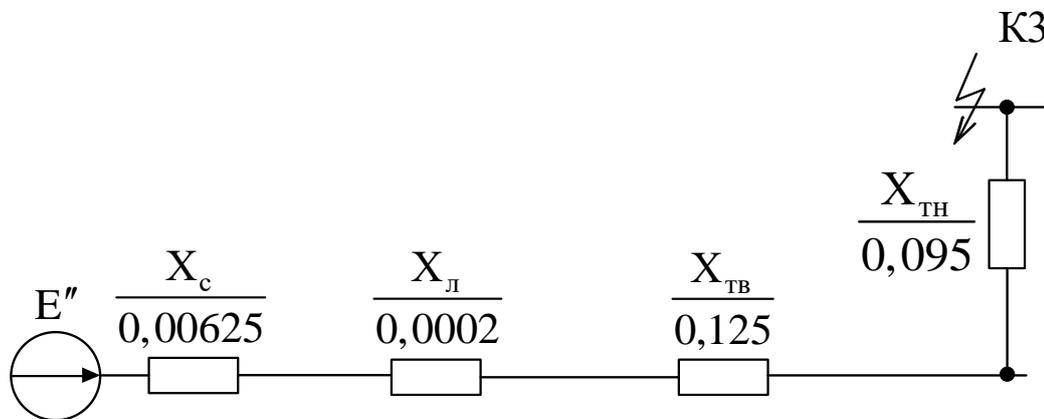


Рисунок 8 – Преобразованная схема замещения для расчёта ТКЗ в точке К2

«Результирующее сопротивление к точке К3 в относительных расчётных единицах» [12]:

$$x_{рез} = x_c + x_l + x_{тв} + x_{тн}, \text{ о.е.} \quad (18)$$

* * * * *

Значит:

$$x_{рез.КЗ_{макс}} = 0,00625 + 0,0002 + 0,125 + 0,095 = 0,22645 \text{ о.е.}$$

*

$$x_{рез.КЗ_{мин}} = 0,00649 + 0,0002 + 0,125 + 0,095 = 0,22669 \text{ о.е.}$$

*

«Начальное значение периодической составляющей ТКЗ в точке КЗ»

[12]:

$$I''_{КЗ_{макс}}(3) = \frac{1}{0,22645} \cdot 1,31 = 5,78 \text{ кА.}$$

$$I''_{КЗ_{мин}}(3) = \frac{1}{0,22669} \cdot 1,31 = 5,77 \text{ кА.}$$

«Ударный ток» [12]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{уд} \cdot I''_K(3), \text{ кА,} \quad (19)$$

где « $\kappa_{уд}$ – ударный коэффициент» [12].

Расчёт ударного ТКЗ:

– в точке К1:

$$i_{уд1_{макс}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 9,30 = 23,67 \text{ кА.}$$

$$i_{уд1_{мин}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 8,97 = 22,83 \text{ кА.}$$

– в точке К2:

$$i_{уд2макс} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 2,82 = 5,58 \text{ кА.}$$

$$i_{уд2мин} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 2,81 = 5,56 \text{ кА.}$$

– в точке К3:

$$i_{уд3макс} = \sqrt{2} \cdot 1,25 \cdot 5,78 = 10,22 \text{ кА.}$$

$$i_{уд3мин} = \sqrt{2} \cdot 1,25 \cdot 5,77 = 10,20 \text{ кА.}$$

Значение двухфазного ТКЗ:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_K'', \text{ кА.} \quad (20)$$

Расчёт двухфазного ТКЗ проведён по выражению (20), результаты расчёта представлены в именованных единицах:

– в точке К1:

$$I_{K1макс}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9,30 = 8,05 \text{ кА.}$$

$$I_{K1мин}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,97 = 7,77 \text{ кА.}$$

– в точке К2:

$$I_{K2макс}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,82 = 2,44 \text{ кА.}$$

$$I_{K2мин}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,81 = 2,43 \text{ кА.}$$

– в точке КЗ:

$$I_{K3\max}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,78 = 5,01 \text{ кА.}$$

$$I_{K3\min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,77 = 5,00 \text{ кА.}$$

Полученные результаты расчёта ТКЗ представлены в форме таблицы 5.

Таблица 5 – Результаты расчёта ТКЗ

Параметр	Расчётная точка КЗ		
	Точка К1 (220 кВ)	Точка К2 (35 кВ)	Точка К3 (10 кВ)
$I_{\text{к.макс}}^{(3)}$, кА	9,30	2,82	5,78
$I_{\text{к.мин}}^{(3)}$, кА	8,97	2,81	5,77
$i_{\text{уд.макс}}$, кА	23,67	5,58	10,22
$i_{\text{уд.мин}}$, кА	22,83	5,56	10,20
$I_{\text{к.макс}}^{(2)}$, кА	8,05	2,44	5,01
$I_{\text{к.мин}}^{(2)}$, кА	7,77	2,43	5,00

Результаты расчёта ТКЗ используются при выборе оборудования.

Выводы по разделу.

Рассчитаны значения максимальной расчётной нагрузки ПС-220/35/10 кВ «Синдор».

Также рассчитаны значения тока нормального режима всех присоединений и вводов распределительных устройств подстанции.

Проведён расчёт токов трёхфазного короткого замыкания и ударного тока на шинах подстанции 220/35/10 кВ «Синдор».

3 Проверка силовых трансформаторов

При проведении анализа исходной схемы нормального режима и состояния оборудования объекта исследования было установлено, что на ТП-220/35/10 кВ «Синдор» находятся два силовых трёхобмоточных трансформатора ТДТН-25000/220, которые понижают напряжение 220 кВ до напряжений 35 кВ и 10 кВ. Паспортная номинальная мощность одного трансформатора составляет 25 МВА.

Таким образом, суммарная номинальная мощность подстанции равняется $2 \cdot 25 = 50$ МВА.

В работе необходимо проверить их на соответствие нагрузочной способности.

Расчётная мощность силового трансформатора (трёхобмоточного) для применения на ТП-220/35/10 кВ «Синдор» [14]:

$$S_{\text{ном.т.р}} \geq \frac{S_{\text{м.ПС}}}{N \cdot K_3}, \quad (21)$$

где $S_{\text{м.ПС}}$ – максимальное значение полной нагрузки трансформатора (трёхобмоточного);

K_3 – нормативный коэффициент загрузки трансформатора (трёхобмоточного).

При выборе и проверке трансформаторов (трёхобмоточных) используются результаты расчёта электрических полных нагрузок, которые получены в работе ранее. Проводится проверка правильности выбора силовых трансформаторов ТДТН-25000/220 на ПС-220/35/10 кВ «Синдор»:

$$25000 \text{ кВА} \geq \frac{17060,2 \cdot 2}{2 \cdot 0,7} = 24371,7 \text{ кВА}.$$

Проверка трансформатора (трёхобмоточного) на перегрузочную способность [14]:

$$K_{3.n} = \frac{0,5 \cdot S_{M.ПC}}{S_{НОМ.Т}} \leq 0,7. \quad (22)$$

$$K_{3.n} = \frac{S_{M.ПC}}{S_{НОМ.Т}} \leq 1,4. \quad (23)$$

Проверки силовых трансформаторов ТДТН-25000/220 на ПС-220/35/10 кВ «Синдор» в нормальном и послеаварийном режимах выполняется:

$$K_{3.n} = \frac{0,5 \cdot 17060,2}{25000} = 0,34 \leq 0,7.$$

$$K_{3.n} = \frac{17060,2}{25000} = 0,68 \leq 1,4.$$

Согласно нормативному источнику, «при температуре окружающей среды 30 °С для силовых трансформаторов с системой охлаждения Д максимальный коэффициент загрузки» [4] в аварийном режиме работы составляет 1,3 при продолжительности перегрузки 6 часов в течении суток.

Таким образом, для применения выбранных трансформаторов на подстанции в послеаварийном режиме необходимо отключить нагрузку третьей категории. Следовательно, трансформатор мощностью 25 МВА в полной мере отвечают условиям проверки по максимальной нагрузке.

Выводы по разделу.

В работе расчётным путём установлено, «что силовые трансформаторы марки ТДТН-25000/220, установленные на ТП-220/35/10 кВ «Синдор», отвечают требованиям максимальной загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы» [14], а также условиям допустимой перегрузки в температурном режиме (с учётом их системы охлаждения).

4 Выбор и проверка проводников и электрических аппаратов

4.1 Проверка проводников на подстанции

«В работе проводится проверка сечений проводов питающей линии напряжением 220 кВ, а также линий напряжением 35 и 10 кВ, которые отходят к потребителям.

При этом указанные линии выполнены:

- питающая линия 220 кВ – двухцепная воздушная линия электропередачи, выполненная проводом АС-400/51;
- распределительные линии 35 кВ – двухцепные воздушные линии электропередачи, выполненные проводом АС-95/16;
- распределительные линии 35 кВ – кабельные линии электропередачи с применением кабелей марки АСБл-10 при прокладке в грунте.

Все указанные линии необходимо проверить на соответствие условиям подстанции.

Проверяется сечение проводников на примере питающей ВЛ-220 кВ подстанции» [14].

«Выбор проводников на подстанции осуществляется по известному условию экономической плотности тока» [15]:

$$F_{\text{э}} = \frac{I \cdot P}{j_{\text{э}}}, \quad (24)$$

где « $j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока, А/мм²» [11].

«Для голых сталеалюминевых проводников принимается значение $j_{\text{э}}=1,1$ А/мм²» [11].

«Значение максимального тока» [15]:

$$I_{p.\max} = 1,4 \cdot \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}} = 1,4 \cdot I_p, \quad (25)$$

«где S_p – расчётная полная нагрузка воздушной линии, кВА» [15].

«Проверка выбранного сечения провода в нормальном режиме» [15]:

$$I_{\text{доп}} \geq I_p, \quad (26)$$

где « $I_{\text{доп}}$ – допустимое справочное значение тока проводника, А» [11].

«Проверка провода в послеаварийном режиме работы» [15]:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{p.\max}, \quad (27)$$

где « $I_{p.\max}$ – максимальный ток послеаварийного режима, А» [15].

«Кроме того, провод должен быть проверен по механической прочности, а также условиям коронирующего разряда (только для ВЛ-220)» [11]:

$$F_{\text{ст}} \geq F_{\text{мин}}, \text{ мм}^2. \quad (28)$$

«Проводится проверка сечения провода питающей ВЛ-220 кВ» [11] подстанции.

Установлено, что условная длина данной линии составляет 1 км, провод, используемый на данной линии – марки АС-400/51.

Расчётный ток максимального режима на стороне 220 кВ подстанции с учётом резервирования:

$$I_{p.\max} = 1,4 \cdot 44,8 = 62,7 \text{ А.}$$

«Расчётное сечение питающей ВЛ-220 кВ» [15]:

$$F_{\text{э}} = \frac{62,7}{1,1} = 57 \text{ мм}^2.$$

«Проверка по нормальному и максимальному режиму выполняется» [6]:

$$825 \text{ А} \geq 44,8 \text{ А}.$$

$$825 \text{ А} \geq 62,7 \text{ А}.$$

Условия механической прочности для ВЛ-220 кВ также соблюдены:

$$400 \text{ мм}^2 \geq 120 \text{ мм}^2.$$

Результаты проверки проводников с учётом [6] приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты проверки проводников на подстанции

Наименование присоединения	I_p , А	$I_{p,max}$, А	Марка провода	$I_{доп.}$, А
Питающая ВЛ-220 кВ				
ВЛ-220 кВ – Т1	44,8	62,7	АС-400/51	825
ВЛ-220 кВ – Т2	44,8	62,7	АС-400/51	825
Распределительные линии 35 кВ				
Синдор 35-1	81,0	113,4	АС-120/19	390
Синдор 35-2	41,3	57,8	АС-120/19	390
Синдор 35-3	19,9	27,8	АС-120/19	390
Синдор 35-4	11,4	-	АС-120/19	390
Распределительные линии 10 кВ				
Синдор 10-1	119,5	167,3	АСБ-10 (3×95)	192
Синдор 10-2	39,8	-	АСБ-10 (3×25)	91
Синдор 10-3	22,4	-	АСБ-10 (3×25)	91
Синдор 10-4	27,4	-	АСБ-10 (3×25)	91
Синдор 10-5	348,6	-	АСБ-10 (3×185)	275

Для питающих линий 220 кВ подтверждены сечения проводов марки АС-400/51, для распределительных линий 35 кВ – провода марки АС-120/19, для отходящих линий 10 кВ – кабели марки АСБ-10 различных сечений.

4.2 Выбор новых типов, марок и ячеек распределительных устройств на подстанции

Установлено, что для «решения поставленных задач по реконструкции и модернизации оборудования подстанции, необходимо провести:

- частичную модернизацию ОРУ-220 кВ, которая заключается в замене некоторого устаревшего силового оборудования (выключатели и разъединители) на новое современное оборудование (без замены типа РУ);
- полную модернизацию РУ-35 кВ и РУ-10 кВ» [14] подстанции, предусматривающую полную замену типов РУ и всех ячеек с оборудованием (ОРУ-35 кВ и ЗРУ-10 кВ подстанции предложено выполнить комплектными с использованием ячеек типа КРУ).

Таким образом, исходя из результатов проведённого анализа состояния оборудования и схемы оборудования рассматриваемой понизительной подстанции энергосистемы 220/35/10 кВ «Синдор», в работе предложено внедрить мероприятия по модернизации системы электроснабжения данного объекта исследования, которые требуется обосновать и доказать в работе далее.

Решение данных вопросов проводится в разделе.

На первом этапе необходимо выбрать новые типы распределительных устройств на подстанции.

Данный вопрос предложено решить после проведения аналитического обзора современных научно-технических решений современного оборудования.

Как было указано ранее, в ОРУ-220 кВ необходимо заменить только оборудование (выключатели и разъединители), поэтому тип данного РУ остаётся без изменений.

Для установки в ОРУ-220 кВ подстанции 220/35/10 кВ применяются элегазовые баковые выключатели наружной (открытой) установки.

Предварительно выбирается для установки в ОРУ-220 кВ выключатель высокого напряжения элегазовый марки ВЭБ-УЭТМ®-220 (производитель – ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург)-Уралэлектротяжмаш») [1].

Окончательный выбор выключателей, а также другого оборудования для применения в ОРУ-220 кВ подстанции, представлен в работе далее.

Таким образом, выбору подлежат новые ячейки РУ-35 кВ и РУ-10 кВ подстанции со всем оборудованием (выбирается в работе далее).

Результаты приведены в форме сравнительной таблицы (таблица 7).

Таблица 7 – «Результаты выбора новых типов распределительных устройств 35 кВ и 10 кВ на подстанции» [14]

Наименование РУ	Тип РУ (существующий)	Тип РУ (после модернизации)	Особенности нового типа РУ
РУ-35 кВ	Открытый	Модульное КРУ	Вакуумная изоляция
РУ-10 кВ	Закрытый ЗРУ	Закрытое КРУ	Вакуумная изоляция

Таким образом, в работе предложено применить новейшие типы РУ с вакуумной изоляцией (35 кВ и 10 кВ).

Далее в работе проводится выбор новых типов ячеек РУ и непосредственный их выбор.

Для применения в РУ-35 кВ и РУ-10 кВ подстанции выбираются ячейки типа КРУ. Такие ячейки представляют собой модульные элементы, которые используются для разделения и защиты электрооборудования в системах распределения напряжением 6-35 кВ.

Для применения в РУ-35 кВ выбирается для применения распределительное устройство с применением ячеек КРУ-СЭЩ-65 производства АО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара» [17].

Применение ячеек распределительного устройства КРУ-СЭЩ-65 производства АО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара» имеет многочисленные преимущества в сравнении с аналогичными продуктами на рынке Российской Федерации.

Такие ячейки зарекомендовали себя как надёжные устройства, обеспечивающие эффективное и безопасное распределение и управление электроэнергией, что способствует оптимизации энергопотребления и экономии ресурсов, а также трудозатрат на обслуживание и ремонт.

Внешний вид ячеек марки КРУ-СЭЩ-70-35 с воздушными вводами (для условий подстанции 220/35/10 кВ), показан на рисунке 9.



Рисунок 9 – Внешний вид ячеек марки КРУ-СЭЩ-70-35 с воздушными вводами (для условий подстанции 220/35/10 кВ)

«Для РУ-10 кВ выбирается для применения комплектное распределительное устройство с выкатным элементом и ячейками марки К-204ЭП (производитель - ООО «ТРАНСЭНЕРГО»)» [14].

«Данное КРУ является новейшей разработкой на напряжение 6(10) кВ с вакуумной изоляцией.

Такие ячейки надёжны, экономичны и компактны, а также требуют минимум обслуживания и ремонта, поэтому их выбор для установки на объекте проектирования является обоснованным.

Данные ячейки предназначены для внутренней установки, поэтому они устанавливаются в соответствующем помещении РУ-10 кВ, расположенном на подстанции 220/35/10 кВ» [20].

Внешний вид ячеек марки К-204ЭП для применения на подстанции 220/35/10 кВ показан на рисунке 10.



Рисунок 10 – Внешний вид ячеек марки К-204ЭП для применения на подстанции 220/35/10 кВ

Таким образом, исходя из проведённого анализа параметров и конструктивных особенностей РУ подстанций, учитывая выходные данные на

выполнение работы, выбраны следующие типы и марки РУ для применения на ПС-220/35/10 кВ в результате реконструкции:

- для применения в РУ-220 кВ остаётся открытое распределительное устройство, но с применением элегазовых баковых выключателей наружной (открытой) установки, которые заменили устаревшие масляные выключатели. Предварительно выбраны для установки в ОРУ-220 кВ выключатели высокого напряжения элегазовые марки ВЭБ-УЭТМ®-220 (производитель – ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург)-Уралэлектротяжмаш»);
- для РУ-35 кВ применяется новое модульное распределительное устройство закрытого типа с применением ячеек КРУ-СЭЩ-65 производства АО «ГК «Электроцит» - ТМ Самара»;
- «для РУ-10 кВ применяется новое комплектное закрытое распределительное устройство с вакуумной изоляцией» [14] с выкатным элементом и ячейками марки К-204ЭП (производитель – ООО «ТРАНСЭНЕРГО»).

Следовательно, можно утверждать, что все выбранные типы РУ соответствуют заданию на выполнение работы, являясь при этом новыми современными типами.

Далее выбранные ячейки комплектуются электрическими аппаратами.

Выбор оборудования для непосредственной установки в РУ подстанции 220/35/10 кВ проводится в работе далее.

4.3 Выбор и проверка электрических аппаратов

«Известно, что выбор и проверка электрических аппаратов на трансформаторных подстанциях» [11] играют ключевую роль в обеспечении надежности и эффективности энергосистемы. Этот процесс направлен на гарантию соответствия оборудования требуемым стандартам и параметрам, а

также на предотвращение возможных отказов и аварийных ситуаций на объекте.

Целью выбора электрических аппаратов является определение наиболее подходящего оборудования для конкретных условий эксплуатации, с учетом требований к надежности, эффективности, безопасности и экономичности. Данный процесс включает в себя анализ технических характеристик, условий монтажа и эксплуатации, а также оценку рисков и потенциальных последствий отказов. Кроме того, все выбранные аппараты должны быть новыми и современными, что значительно повышает надёжность, экономичность и бесперебойность электроснабжения подстанции.

Проверка электрических аппаратов направлена на подтверждение их соответствия заявленным характеристикам и требованиям безопасности, а также соответствие параметров для установки в электрической сети. Как правило, данный процесс включает в себя проверки на прочность изоляции, на термическую и динамическую устойчивости, стойкость к сквозным токам КЗ, проверка на отключающую и включающую способности выключателей, проверка на срабатывание разрядников и предохранителей и прочие аналогичные проверки.

Таким образом, выбор и проверка электрических аппаратов являются неотъемлемыми компонентами эксплуатации трансформаторных подстанций, обеспечивающими надежность, эффективность и безопасность энергосистемы.

Далее проводится выбор электрических аппаратов для установки на ОРУ-220 кВ, а также в ячейках КРУ-35 кВ и 10 кВ, выбранных в работе ранее.

Выбор всех аппаратов приведён в табличной форме (с учётом расчётных формул).

При этом использованы важнейшие технические параметры выключателей, а также, далее – другого оборудования [1], [2], [3], [13].

На основании полученных результатов, проводится выбор и расчёт оборудования с целью установки его в распределительных устройствах 220 кВ, 35 кВ и 10 кВ подстанции.

Выключатели высокого напряжения на подстанциях электросистемы играют ключевую роль в обеспечении надежности и безопасности. Их основная функция заключается в управлении потоком электроэнергии, обеспечивая возможность отключения участков сети для проведения ремонтных работ, изоляции аварийных ситуаций или перераспределения нагрузки. Выключатели способны работать при высоких номинальных напряжениях, что позволяет эффективно управлять распределением электроэнергии, обеспечивая стабильность и эффективность работы электроэнергетической системы. Кроме того, они выполняют важную функцию в предотвращении перегрузок и защите оборудования от повреждений, обеспечивая надежную работу всей энергетической инфраструктуры. Таким образом, выключатели являются основными аппаратами защиты и коммутации на подстанции. Результаты выбора новых выключателей высокого напряжения 220 кВ, 35 кВ и 10 кВ (на примере вводных присоединений) для применения на подстанции после её реконструкции и модернизации, представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты выбора выключателей высокого напряжения 220 кВ, 35 кВ и 10 кВ (на примере вводных присоединений) для установки в соответствующих РУ подстанции

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Вводы 1 и 2, выключатели ОРУ-220 кВ: ВЭБ-УЭТМ®-220-31,5/2000 УХЛ1(элегазовые) [1]	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 220 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 245 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 62,7 \text{ А.}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А.}$
	$I_{п.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{п.т} = 9,3 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 120 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 23,67 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 51 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 9,3^2 \cdot 3 = 259,47 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 120^2 \cdot 3 = 43200 \text{ кА}^2\text{с.}$

Продолжение таблицы 8

Наименование и место установки	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Вводы 1 и 2, выключатели КРУ 35 кВ: ВВН-СЭЩ-2-П-35-25/1600 УХЛ1(вакуумные) [3]	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 193,8 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 2,82 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 31,5 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 5,58 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 25 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 2,82^2 \cdot 3 = 23,86 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2\text{с.}$
Вводы 1 и 2, выключатели КРУ 10 кВ: ВВ/TEL-10-12,5/1600-У2-48 УХЛ1(вакуумные) [2]	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 702,8 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 5,78 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 10,22 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 25 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 5,78^2 \cdot 3 = 100,23 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$

Результаты выбора новых разъединителей высокого напряжения 220 кВ (на примере вводных присоединений) представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты выбора разъединителей высокого напряжения 220 кВ (на примере вводных присоединений) для установки в ОРУ-220 кВ

Наименование и место установки	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Вводы 1 и 2, разъединители ОРУ-220 кВ: РН-СЭЩ-220/1000 УХЛ1 (ЗАО «ГК Электроцит» ТМ Самара) [9]	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 220 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 62,7 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 23,67 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 51 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 9,3^2 \cdot 3 = 259,47 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2\text{с.}$

«В ячейках КРУ напряжением 35 кВ и 10 кВ роль разъединителей выполняют втычные контакты.

Для питания устройств вторичных цепей (измерения, учёт и контроль электроэнергии, релейная защита и автоматика и прочие) используются измерительные трансформаторы тока и напряжения» [14].

Их основной выбор осуществляется по потребляемой мощности в требуемом классе точности. Результаты выбора трансформаторов напряжения для установки в ОРУ-220 кВ, а также в ячейках КРУ 35 кВ и 10 кВ, представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты выбора трансформаторов напряжения для установки в ОРУ-220 кВ, а также в ячейках КРУ 35 кВ и 10 кВ подстанции

Тип ТН	Кол-во ТН	Класс точности	$\frac{U_n}{U_{уст}}$, кВ	$\frac{S_n}{S_2 \Sigma}$, ВА
ЗНОГ-220/УХЛ1	2	1,0	$\frac{220}{220}$	$\frac{2000,0}{\leq 2000,0}$
ЗНОЛ-СЭЩ-35	2	1,0	$\frac{35}{35}$	$\frac{1000,0}{\leq 1000,0}$
ЗНОЛ-СЭЩ-10	2	1,0	$\frac{10}{10}$	$\frac{600,0}{\leq 600,0}$

«Результаты выбора трансформаторов тока для установки в ОРУ-220 кВ, а также в ячейках КРУ-10 кВ» [14], представлены в таблице 11.

Таблица 11 – «Результаты выбора трансформаторов тока для установки в ОРУ-220 кВ, а также в ячейках КРУ 35 кВ и 10 кВ подстанции» [14]

Тип ТН	Кол-во ТН	Класс точности	$\frac{U_n}{U_{уст}}$, кВ	$\frac{S_n}{S_2 \Sigma}$, ВА
ТВТ-220-І (встроенные)	2	1,0	$\frac{220}{220}$	$\frac{500,0}{\leq 500,0}$
ТВТ-35-І (встроенные)	2	1,0	$\frac{35}{35}$	$\frac{200,0}{\leq 200,0}$
ТОЛ-СЭЩ-10-21	2	1,0	$\frac{10}{10}$	$\frac{60,0}{\leq 60,0}$

В ОРУ-220 кВ и КРУ-35 кВ трансформаторы тока встроены в выключатели (соответственно, ТТ марки ТВТ-220-І и ТВТ-220-І) [9].

После исследования литературы, для обеспечения защиты от атмосферных (внешних) и коммутационных (внутренних) перенапряжений в РУ-220 кВ, 35 кВ и 10 кВ подстанции, рекомендуется использовать современные ограничители перенапряжений. «Ограничители перенапряжений играют ключевую роль в поддержании эффективной и безопасной работы» [9]

систем электроснабжения подстанций, минимизируя влияние избыточных напряжений на электрооборудование.

Они устанавливаются на вводах воздушных линий электропередачи и в ячейках 35 кВ и 10 кВ вместе с выбранными ранее вакуумными выключателями (для подавления перенапряжения, вызванного образованием «вакуумной дуги» при отключении цепи под нагрузкой).

Следовательно, выбор современных ограничителей перенапряжений (далее – ОПН) для защиты оборудования подстанции 220/35/10 кВ «Синдор» является обоснованным.

Результаты выбора ОПН представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Результаты выбора ограничителей перенапряжения 220 кВ, 35 кВ и 10 кВ (на примере вводных присоединений) для установки в соответствующих РУ подстанции

Наименование и место установки	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Вводы 1 и 2 ОРУ-220 кВ: нелинейные ОПН-П-220/800/146-10-III-УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 220 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 62,7 \text{ А.}$	$I_{ном} = 800 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 23,67 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 51 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 9,3^2 \cdot 3 =$ $= 259,47 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 156^2 \cdot 3 =$ $= 73008 \text{ кА}^2\text{с.}$
Вводы 1 и 2 КРУ-35 кВ: ОПН-П-35/38/10/0,8 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 193,8 \text{ А.}$	$I_{ном} = 600 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 5,58 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 40,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 2,82^2 \cdot 3 =$ $= 23,86 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 31,5^2 \cdot 3 =$ $= 2976,8 \text{ кА}^2\text{с.}$
Вводы 1 и 2 КРУ-10 кВ: ОПН-П-10/12,7/10/1,1	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 702,8 \text{ А.}$	$I_{ном} = 400 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 10,22 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 52 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 5,78^2 \cdot 3 =$ $= 100,23 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 =$ $= 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$

На основании полученных результатов установлено, что всё выбранное оборудование напряжением 220 кВ, 35 кВ и 10 кВ подходит для установки на реконструируемой и модернизируемой подстанции 220/35/10 кВ «Синдор».

Выводы по разделу.

В работе для питающих линий 220 кВ подтверждены сечения проводов марки АС-400/51, для распределительных линий 35 кВ – провода марки АС-120/19, для отходящих линий 10 кВ – кабели марки АСБ-10 различных сечений.

Исходя из проведённого анализа параметров и конструктивных особенностей РУ подстанций, учитывая выходные данные на выполнение работы, выбраны следующие типы и марки РУ для применения на ПС-220/35/10 кВ в результате реконструкции:

- для применения в РУ-220 кВ остаётся открытое распределительное устройство, но с применением элегазовых баковых выключателей наружной (открытой) установки, которые заменили устаревшие масляные выключатели. Предварительно выбраны для установки в ОРУ-220 кВ выключатели высокого напряжения элегазовые марки ВЭБ-УЭТМ®-220 (производитель – ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург)-Уралэлектротяжмаш»);
- для РУ-35 кВ применяется новое модульное распределительное устройство закрытого типа с применением ячеек КРУ-СЭЩ-65 производства АО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара»;
- «для РУ-10 кВ применяется новое комплектное закрытое распределительное устройство с вакуумной изоляцией» [14] с выкатным элементом и ячейками марки К-204ЭП (производитель – ООО «ТРАНСЭНЕРГО»).

Всё выбранное оборудование напряжением 220 кВ, 35 кВ и 10 кВ подходит для установки на реконструируемой и модернизируемой подстанции 220/35/10 кВ «Синдор».

Оно показано в графической части работы.

5 Расчёт заземляющих устройств и молниезащиты подстанции

5.1 Расчёт заземляющих устройств подстанции

Известно, что заземление на трансформаторных подстанциях играет ключевую роль в обеспечении безопасности и нормального функционирования электрооборудования. Эффективная система заземления способствует отводу избыточных токов в землю, предотвращая повреждения оборудования и обеспечивая защиту от электрических ударов. Заземление также является важным элементом в поддержании надежности электросистемы, помогая предотвратить повреждения оборудования при коротких замыканиях или других нештатных ситуациях.

«Сопротивление заземляющего контура» [13]:

$$R_3 = \frac{A \cdot \rho}{\sqrt{S}} + \frac{\rho}{(L_2 + L_B)}, \quad (29)$$

где « S – площадь заземляющего контура, м^2 ;

L_B – общая длина вертикальных электродов, м;

L_2 – общая длина горизонтальных электродов, м;

ρ – эквивалентное сопротивление грунта (согласно виду грунта в месте сооружения заземления);

l_B – длина вертикальных заземлителей, м;

h_2 – глубина заложения горизонтальных электродов, м» [13].

$$A = \frac{0,444 - 0,84 \cdot (l_B + h_2)}{\sqrt{S}}, \quad (30)$$

где « l_B – длина вертикальных заземлителей, принимается равной 5 м;

h_2 – глубина заложения горизонтальных электродов» [13],

принимается равной 0,7 м.

«Площадь подстанции» [13]:

$$S = a \cdot b, \text{ м}^2. \quad (31)$$

$$S = 69,5 \cdot 32 = 2224 \text{ м}^2.$$

«Определяется суммарная длина вертикальных заземлителей всей подстанции» [13]:

$$L_{\text{в}} = \frac{a}{l_{\text{в}}} \cdot b + \frac{b}{l_{\text{в}}} \cdot a, \text{ м}, \quad (32)$$

где « a – длина подстанции, м;

b – ширина подстанции, м» [13].

$$L_{\text{в}} = \frac{69,5}{5} \cdot 32 + \frac{32}{5} \cdot 69,5 = 889,6 \text{ м}.$$

«Суммарная длина горизонтальных заземлителей всей подстанции» [13]:

$$L_{\text{г}} = \frac{a}{h_2} \cdot b + \frac{b}{h_2} \cdot a, \text{ м}. \quad (33)$$

$$L_{\text{г}} = \frac{69,5}{0,7} \cdot 32 + \frac{32}{0,7} \cdot 69,5 = 6354,3 \text{ м}.$$

«Исходя из этого» [13]:

$$A = \left[\frac{0,444 - 0,84 \cdot (5 + 0,7)}{\sqrt{2224}} \right] \approx 0,015.$$

$$R_3 = \frac{0,015 \cdot 400}{\sqrt{2224}} + \frac{400}{(6354,3 + 889,6)} \approx 0,018 \text{ Ом}.$$

«Сопrotивление контура заземления должно быть не более 0,5 Ом» [10]:

$$R_3 \leq [R_3] = 0,5 \text{ Ом}. \quad (34)$$

«Для условий подстанции данное условие выполняется» [10]:

$$0,018 \text{ Ом} \leq [R_3] = 0,5 \text{ Ом}.$$

«Количество электродов, расположенных по периметру подстанции» [13]:

$$n_n = \frac{L_n}{a}, \quad (35)$$

где « L_n – периметр подстанции, м;

a – расстояние между электродами в контуре заземления, м» [13].

$$L_n = 2(a + b), \text{ м}. \quad (36)$$

$$L_n = 2(69,5 + 32) = 203 \text{ м}.$$

«В числовом виде» [13]:

$$n_n = \frac{203}{5} = 40,6 \text{ шт}.$$

«Принимается число вертикальных электродов, равное 40 шт.

Расчетное значение напряжения прикосновения определяется из выражения» [13]:

$$U_{np} = I_k \cdot R_3 \cdot K_{np}, \quad (37)$$

где « K_{np} – коэффициент прикосновения» [13].

«Коэффициент прикосновения определяется так» [13]:

$$K_{np} = M \cdot \beta \cdot \left(\frac{a \cdot \sqrt{S}}{l_B \cdot L_\Gamma} \right)^{0,45}, \quad (38)$$

где M – коэффициент расположения электродов в контуре заземления (зависит от формы контура заземления и количества электродов);

β – «коэффициент контакта человека с заземлением» [13].

«Коэффициент контакта человека с заземлением» [13]:

$$\beta = \frac{R_u}{R_u + R_c}, \quad (39)$$

где « R_u – сопротивление человека, принимается 1000 Ом;

R_c – сопротивление растекания тока со ступней человека, 7500 Ом» [13].

«Для условий подстанции» [13]:

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 7500} = 0,12.$$

$$K_{np} = 0,75 \cdot 0,12 \cdot \left(\frac{5 \cdot \sqrt{2224}}{5 \cdot 6354,3} \right)^{0,45} \approx 0,02.$$

$$U_{np} = 25000 \cdot 0,018 \cdot 0,02 \approx 9 \text{ В}.$$

«Напряжение прикосновения в контуре заземления должно быть не более 100 В» [10]:

$$U_{np} \leq U_{np.дон}, \text{В}. \quad (40)$$

Условие соблюдено:

$$U_{np} = 9 \text{ В} \leq U_{np.дон} = 100 \text{ В}.$$

В итоге, в работе принято число вертикальных электродов, равное 40 шт., с расстоянием между электродами 5 м, длиной вертикальных заземлителей 5 м и глубиной заложения горизонтальных электродов 0,7 м.

5.2 Расчёт молниезащиты подстанции

Система молниезащиты предотвращает повреждения от перенапряжений, которые могут возникнуть в результате атмосферных

разрядов, направляя избыточный ток в заземление или используя специальные устройства (ОПН).

Для защиты от атмосферных и внутренних перенапряжений на ПС-220/35/10 кВ выбраны для установки ограничителя перенапряжения для установки во всех РУ.

Известно, что ограничители перенапряжения (ОПН) имеют важную роль в защите электрооборудования и электросистем от повреждений, вызванных внезапным увеличением напряжения в сети.

Их основная функция заключается в том, чтобы предотвращать превышение допустимых уровней напряжения и защищать подключенные устройства от возможных повреждений.

Таким образом, молниезащита в комплексе с ОПН обеспечивает стабильность работы трансформаторных подстанций, предотвращая потери работоспособности и надёжности электрооборудования и снижает риск простоев в энергосистеме.

Молниезащита на ПС-220/35/10 кВ осуществляется стержневыми молниеотводами.

Радиус его защиты [18]:

$$r_x = 1,5 \left(h - \frac{h_x}{0,92} \right), \quad (41)$$

«где h – высота молниеотвода, м;

h_x – расчетная высота, м» [18].

«Коэффициент p определяется по формуле» [18]:

$$P = \frac{5,5}{\sqrt{h_a}}, \quad (42)$$

где « h_a – активной части молниеотвода, м» [18].

«Высота активной части определяется по формуле» [18]:

$$h_a = h - h_x, \quad (43)$$

«Для двух молниеотводов одной высоты» [18]:

$$2b_x = 4r_x \frac{7h_a - a}{14h_a - a}, \quad (44)$$

где « h_a – разность между высотой молниеотвода и расчетной высотой,

м;

a – расстояние между двумя молниеотводами, м» [18].

«Высота защищенной точки» [18]:

$$h_0 = h - \frac{a}{7 \cdot p}, \quad (45)$$

Условие проверки молниезащиты:

$$D \leq 8 \cdot p \cdot (h - h_x) = 8 \cdot p \cdot h_a. \quad (46)$$

Определяется коэффициент [18]:

$$p = \frac{5,5}{\sqrt{33 - 24}} = 1,375.$$

$$p = \frac{5,5}{\sqrt{33 - 7,9}} = 1,1.$$

Радиус зоны защиты на расчётных высотах [18]:

$$r_{X1} = 1,6 \cdot 33 \cdot \frac{33 - 24}{33 + 24} \cdot 1,375 = 23,5 \text{ м.}$$

$$r_{X2} = 1,6 \cdot 33 \cdot \frac{33 - 7,9}{33 + 7,9} \cdot 1,1 = 35,6 \text{ м.}$$

Минимальная ширина защиты на расчётных высотах [18]:

$$2b_{X1} = 4 \cdot 23,5 \cdot \frac{7 \cdot 16 - 92,5}{14 \cdot 16 + 92,5} = 5,8 \text{ м.}$$

$$2b_{X2} = 4 \cdot 35,6 \cdot \frac{7 \cdot 25,1 - 92,5}{14 \cdot 25,1 + 92,5} = 26,7 \text{ м.}$$

Проверка работоспособности молниезащиты на расчётных высотах:

$$D_1 = 91 \text{ м} \leq 8 \cdot 1,375 \cdot (33 - 17) = 176 \text{ м.}$$

$$D_2 = 91 \text{ м} \leq 8 \cdot 1,1 \cdot (33 - 7,9) = 221 \text{ м.}$$

Расположение устройств молниезащиты подстанции показано на графическом листе 6.

Выводы по разделу.

Рассчитан защитный контур заземления и система молниезащиты подстанции 220/35/10 кВ «Синдор». Для выполнения контура заземления в работе принято число вертикальных электродов, равное 40 шт., с расстоянием между электродами 5 м, длиной вертикальных заземлителей 5 м и глубиной заложения горизонтальных электродов 0,7 м.

Молниезащита подстанции выполнена с применением шести молниеотводов высотой 33 м (вторая расчётная высота) с начальной активной зоной действия на высоте, равной 24 м (первая расчётная высота).

Установлено, что разработанный контур заземления и конструкция молниезащиты удовлетворяет требованиям всех нормативных документов, поэтому они могут быть применены на данной подстанции в результате проведения её модернизации оборудования и реконструкции схемы.

Заключение

В результате выполнения работы, осуществлена разработка и практическое внедрение мероприятий по повышению параметров и показателей надёжности, экономичности и безопасности трансформаторной подстанции «Синдор» 220/35/10 кВ Республики Коми.

В результате проведённого анализа, на понизительной подстанции 220/35/10 кВ «Синдор» Республики Коми, установлены следующие факты:

- схема электрических соединений ОРУ-220 кВ данной подстанции не соответствует применению на проходных подстанциях и требует замены;
- во всех РУ подстанции находятся устаревшие аппараты, которые выработали свой ресурс и требуют замены на современные аналоги (с учётом научно-технического прогресса в сфере электроэнергетики);
- все РУ подстанции выполнены по устаревшим конструктивным решениям (открытые и закрытые типы РУ, которые в последнее время не рекомендуются), что также создаёт проблемы в области надёжности и эффективности использования оборудования, а также значительного увеличения расходов на ремонт.

Таким образом, для решения поставленных задач в работе, предлагается провести:

- реконструкцию схемы электрических соединений ОРУ-220 кВ ПС-220/35/10 кВ «Синдор», обусловленную её несоответствием основным требованиям нормативных документов, которые предъявляются к схемным решениям трансформаторных подстанций. Предлагается заменить её на более актуальную схему (220-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий»), которая широко применяется на данном типе подстанций и имеет ряд существенных преимуществ;

- частичную модернизацию ОРУ-220 кВ, «которая заключается в замене некоторого устаревшего силового оборудования (выключатели и разъединители) на новое современное оборудование (без замены типа РУ)» [11];
- полную модернизацию РУ-35 кВ и РУ-10 кВ подстанции, предусматривающую полную замену типов РУ и всех ячеек с оборудованием (ОРУ-35 кВ и ЗРУ-10 кВ подстанции предложено выполнить комплектными с использованием ячеек типа КРУ).

Следовательно, в работе в качестве основного мероприятия предлагается провести реконструкцию схемы электрических соединений ОРУ-220 кВ подстанции, а в качестве дополнительного – полную и частичную модернизацию РУ всех классов напряжения объекта исследования.

Рассчитаны значения максимальной расчётной нагрузки ПС-220/35/10 кВ «Синдор».

Также рассчитаны значения тока нормального режима всех присоединений и вводов распределительных устройств подстанции.

Проведён расчёт токов трёхфазного короткого замыкания и ударного тока на шинах подстанции 220/35/10 кВ «Синдор».

В работе расчётным путём установлено, «что силовые трансформаторы марки ТДТН-25000/220, установленные на ТП-220/35/10 кВ «Синдор», отвечают требованиям максимальной загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы» [14], а также условиям допустимой перегрузки в температурном режиме (с учётом их системы охлаждения).

В работе для питающих линий 220 кВ подтверждены сечения проводов марки АС-400/51, для распределительных линий 35 кВ – провода марки АС-120/19, для отходящих линий 10 кВ – кабели марки АСБ-10 различных сечений. Исходя из проведённого анализа параметров и конструктивных особенностей РУ подстанций, учитывая выходные данные на выполнение работы, выбраны следующие типы и марки РУ для применения на ПС-220/35/10 кВ в результате реконструкции:

- для применения в РУ-220 кВ остаётся открытое распределительное устройство, но с применением элегазовых баковых выключателей наружной (открытой) установки, которые заменили устаревшие масляные выключатели. Предварительно выбраны для установки в ОРУ-220 кВ выключатели высокого напряжения элегазовые марки ВЭБ-УЭТМ®-220 (производитель – ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург)-Уралэлектротяжмаш»);
- для РУ-35 кВ применяется новое модульное распределительное устройство закрытого типа с применением ячеек КРУ-СЭЩ-65 производства АО «ГК «Электроцит» - ТМ Самара»;
- «для РУ-10 кВ применяется новое комплектное закрытое распределительное устройство с вакуумной изоляцией» [14] с выкатным элементом и ячейками марки К-204ЭП (производитель – ООО «ТРАНСЭНЕРГО»).

Всё выбранное оборудование напряжением 220 кВ, 35 кВ и 10 кВ подходит для установки на реконструируемой и модернизируемой подстанции 220/35/10 кВ «Синдор». Оно показано в графической части работы.

Рассчитан защитный контур заземления и система молниезащиты подстанции 220/35/10 кВ «Синдор». Для выполнения контура заземления в работе принято число вертикальных электродов, равное 40 шт., с расстоянием между электродами 5 м, длиной вертикальных заземлителей 5 м и глубиной заложения горизонтальных электродов 0,7 м. Молниезащита подстанции выполнена с применением шести молниеотводов высотой 33 м (вторая расчётная высота) с начальной активной зоной действия на высоте, равной 24 м (первая расчётная высота). Установлено, что разработанный контур заземления и конструкция молниезащиты удовлетворяет требованиям всех нормативных документов, поэтому они могут быть применены на данной подстанции в результате проведения её модернизации оборудования и реконструкции схемы.

Список используемых источников

1. Баковые выключатели ВЭБ-УЭТМ®-220. URL: <https://www.uetm.ru/ru/katalog-produktsii/item/vebuetm220/> (дата обращения: 03.02.2024).
2. ВАКУУМНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ ВВ/TEL 6-20 кВ. URL: <https://www.tavrida.ru/ter/support/documents/1/> (дата обращения: 03.02.2024).
3. ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ ВАКУУМНЫЙ ТИПА ВВН-СЭЩ-2-П-35-25/1600 УХЛ1. [Электронный ресурс]: URL: https://www.electroshield.ru/upload/iblock/486/re_vvu_p_35_electroshield.ru.pdf (дата обращения: 03.02.2024).
4. ГОСТ 14209–85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением № 1). [Электронный ресурс]: URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200012414> (дата обращения: 05.03.2024).
5. ГОСТ Р 59279-2020 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций». [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200177281> (дата обращения: 05.03.2024).
6. Допустимые длительные токовые нагрузки на неизолированные провода [Электронный ресурс]: URL: <http://electro.narod.ru/tables/4.1.9.htm> (дата обращения: 05.03.2024).
7. Куксин А.В. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие. М.: Инфра-Инженерия, 2021. 156 с.
8. Линия: Синдор (212471066) [Электронный ресурс]: URL: <https://www.openstreetmap.org/way/212471066#map=17/62.83820/51.92118> (дата обращения: 04.03.2024).
9. Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций. М.: Инфра-Инженерия, 2020. 174 с.
10. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей.

Изд-во ДЕАН, 2022. 192 с.

11. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. Изд-во ЦентрМаг, 2022. 584 с.

12. РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» [Электронный ресурс]: URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294817/4294817179.htm> (дата обращения: 05.03.2024).

13. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие. М.: Форум, 2021. 383 с.

14. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий. Учебное пособие. М.: Форум, Инфра-М, 2022. 406 с.

15. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю., Яшков В.А. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. Учебное пособие. М.: Форум, Инфра-М, 2022. 365 с.

16. Схема ЛЭП и электроснабжения России. ПС 220/35/10 кВ «Синдор» Республики Коми [Электронный ресурс]: URL: <https://frexosm.ru/power/#11/62.8468/51.9049> (дата обращения: 04.03.2024).

17. ТЕХНИЧЕСКАЯ ИНФОРМАЦИЯ КРУ-СЭЩ-65. [Электронный ресурс]: URL: https://www.electroshield.ru/upload/iblock/963/Tekhnicheskaya-informatsiya-KRU_SESHCH_65.pdf (дата обращения: 03.02.2024).

18. Устройство молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций [Электронный ресурс]: URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294815/4294815349.pdf> (дата обращения: 05.03.2024).

19. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года. Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р. Москва, 2020. 142 с.

20. Ячейка К-204ЭП. [Электронный ресурс]: URL: <https://belgorod.energo-prom-ktp.ru/catalog/kru/k-204ep/> (дата обращения: 03.02.2024).