

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

институт

Электроэнергетики

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ В. И. Пантелеев

подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2023 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Реконструкция системы релейной защиты распределительного пункта

13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника

код и наименование направления

13.04.02.09 «Автоматизация энергетических систем»

код и наименование магистерской программы

Научный руководитель

подпись, дата

к.т.н., доцент

должность, ученая степень

Е. В. Платонова

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

В. А. Грицак

инициалы, фамилия

Рецензент

подпись, дата

Нач. дисп. службы ЦУС
филиала ПАО «Россети
Сибирь» - «Хакасэнерго»

должность, ученая степень

А. Г. Зеляков

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

А. В. Коловский

инициалы, фамилия

Красноярск 2023

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

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

Электроэнергетика
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
Г. Н. Чистяков
подпись, инициалы, фамилия
«01» ноября 2020 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме магистерской диссертации

Студенту Грицаку Вячеславу Александровичу

фамилия, имя, отчество

Группа ОЗХЭн 20–01 Направление (специальность) 13.04.02.

номер

код

«Электроэнергетика и электротехника»

полное наименование

Тема выпускной квалификационной работы Реконструкция системы релейной защиты распределительного пункта

Утверждена приказом по университету № 752 от 20.10.2020

Руководитель ВКР Е.В. Платонова, к.т.н. доцент кафедры

«Электроэнергетика», доцент

инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР: информация о работе городского распределительного пункта; аварийных отключений; работа систем релейной защиты и автоматики

Перечень разделов ВКР:

- 1 Характеристика «РП-11»
- 2 Анализ аварийных отключений «РП-11»
- 3 Расчет токов короткого замыкания
- 4 Расчет уставок РЗиА
 - 4.1 Расчет максимально токовой защиты (МТЗ)
 - 4.2 Расчет токовой отсечки (ТО)
 - 4.3 Расчет уставок релейной защиты СВ-10 кВ «РП-11»
 - 4.4 Расчет уставок релейной защиты вводных ячеек 11-23/25 «РП-11»
 - 4.5 Расчет уставок релейной защиты вводных ячеек 11-26/28 «РП-11»
- 5 Выбор оборудования
 - 5.1 Выбор выключателей
 - 5.2 Системы АВР
 - 5.3 Система постоянного оперативного тока
 - 5.4 Исполнение РЗиА
- 6 Выбор трансформатора собственных нужд (ТСН)
- 7 Расчет стоимости реконструкции «РП-11»

Руководитель ВКР _____

подпись

Е. В. Платонова

инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению _____

В. А. Грицак

подпись, инициалы и фамилия студента

« ____ » _____ 2020 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 81 страницу, 9 рисунков, 15 таблиц, 26 использованных источников.

РАССЛЕДОВАНИЕ АВАРИЙ, ПРИЧИНЫ ОТКЛЮЧЕНИЙ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАСЧЕТ, ВРЕМЯ ОТКЛЮЧЕНИЯ, РЕКОНСТРУКЦИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ЗАМЕНА ОБОРУДОВАНИЯ.

Объект исследования: «РП-11» принадлежащее филиалу ПАО «Россети Сибирь» - «Хакасэнерго».

Цель работы: разработка предложения по замене системы релейной защиты и автоматики для «РП-11», а также связанной с этим заменой оборудования.

В процессе исследования проводился расчет системы релейной защиты и автоматики, анализ и причины аварийных отключений на распределительном пункте, замена оборудования.

В результате исследования были рассмотрены основные причины отключений, а также проработан вопрос модернизации системы релейной защиты и автоматики, а также замена оборудования на распределительном пункте.

Полученные результаты можно применить в дальнейших научных исследованиях, а также для модернизации оборудования на энергетических объектах.

Теоретическая значимость работы заключается в исследовании и развитии общего подхода к оценке аварийных отключений, замена устаревшего оборудования на новое, модернизация системы релейной защиты и автоматики на современные микропроцессорные устройства. Что в конечном итоге снизит перерыв электроснабжения потребителей, даст стабильные и безопасные условия работы оборудования в целом.

REPORT

The final qualifying work contains 81 pages, 9 figures, 15 tables, 26 sources used.

INVESTIGATION OF ACCIDENTS, CAUSES OF OUTAGES, DISTRIBUTION POINT, SWITCH, CALCULATION, SHUTDOWN TIME, RECONSTRUCTION, RELAY PROTECTION, EQUIPMENT REPLACEMENT.

The object of the study: «RP-11» owned by a branch of PJSC «Rosseti Siberia» - «Khakasenergo».

The purpose of the work: to develop a proposal for the replacement of the relay protection and automation system for RP-11, as well as related equipment replacement.

In the course of the study, the calculation of the relay protection and automation system, the analysis and causes of emergency shutdowns at the distribution point, and the replacement of equipment were carried out.

As a result of the study, the main causes of outages were considered, as well as the issue of upgrading the relay protection and automation systems, as well as replacing equipment at the distribution point.

The results obtained can be applied in further scientific research, as well as for the modernization of equipment at energy facilities.

The theoretical significance of the work lies in the research and development of a general approach to the assessment of emergency shutdowns, replacement of outdated equipment with new equipment, modernization of relay protection and automation systems with modern microprocessor devices. This will ultimately reduce the interruption of power supply to consumers, and provide stable and safe operating conditions for the equipment as a whole.

СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ	6
ВВЕДЕНИЕ	7
1 ХАРАКТЕРИСТИКА «РП-11»	9
2 АНАЛИЗ АВАРИЙНЫХ ОТКЛЮЧЕНИЙ «РП-11»	16
3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	32
4 РАСЧЕТ УСТАВОК РЗИА	39
4.1 Расчет максимально токовой защиты (МТЗ).	39
4.2 Расчет токовой отсечки (ТО)	44
4.3 Расчет уставок релейной защиты СВ-10 кВ «РП-11»	49
4.4 Расчет уставок релейной защиты вводных ячеек 11-23/25 «РП-11»...	50
4.5 Расчет уставок релейной защиты вводных ячеек 11-26/28 «РП-11»...	52
5 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ	55
5.1 Выбор выключателей.....	55
5.2 Системы АВР.....	61
5.3 Система постоянного оперативного тока.....	62
5.4 Исполнение РЗиА.....	66
5.4.1 Устройство микропроцессорной защиты и автоматики распределительных электрических сетей типа «СИРИУС».....	66
5.4.2 «ЗЗН-1» Направленная защита при однофазных замыканиях на землю	67
6. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРА СОБСТВЕННЫХ НУЖД (ТСН).....	68
7. РАСЧЕТ СТОИМОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ «РП-11».....	73
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	76
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	78

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. Городской распределительный пункт (РП) — это комплектное распределительное устройство, предназначенное для распределения электрической энергии внутри распределительной сети и представляющее собой разделенные на секции сборные шины с определенным количеством ячеек.

Задачами распределительного пункта являются:

- передача и распределение электроэнергии;
- оперативные переключения в распределительной сети (местная и дистанционная реконфигурация сети);
- автоматическое отключение поврежденного участка;
- автоматическое выделение поврежденного участка;
- автоматическое восстановление питания на неповрежденных участках сети;
- автоматический сбор информации о параметрах режимов работы электрической сети;
- коммерческий учет электроэнергии.

Таким образом, надежная работа городских потребителей обеспечивается надежной работой релейной защитой и автоматики (РЗА), которая установлена в РП. Поддержание нормальной работы системой релейной защиты и автоматики является актуальной задачей РП при их проектировании и эксплуатации. Следует отметить, что электрические сети города Абакана в большинстве своем достаточно старые и эксплуатируются много лет. Реальный срок службы распределительных пунктов, входящих в состав городских электрических сетей, может существенно превышать не только два, но иногда и три срока эксплуатации оборудования. Рассматриваемый в работе «РП-11», принадлежащий филиалу ПАО «Россети Сибирь» - «Хакасэнерго», эксплуатируется около пятидесяти лет и с тех пор не разу не подвергался реконструкции за исключением замены отдельного

оборудования, вышедшего из строя. Реконструкция системы релейной защиты и автоматики не производилась, но входит в список перспективных работ филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Хакасэнерго».

Цель работы – разработка предложения по замене системы релейной защиты и автоматики для «РП-11», а также связанной с этим заменой оборудования.

Задачи работы:

1. Анализ аварийных отключений оборудования «РП-11»;
2. Замена силового оборудования «РП-11»;
3. Реконструкция системы СН;
4. Замена устройств РЗА.

Объект исследования – «РП-11» принадлежащее филиалу ПАО «Россети Сибирь» - «Хакасэнерго».

Практическая значимость работы. В работе произведена замена старого оборудования, что позволит не только повысить и обеспечит надежность электропотребления городских потребителей, но и повысит спрос на электроэнергию.

1 Характеристика «РП-11»

Объектом реконструкции является распределительный пункт «РП-11», Питание данного распределительного пункта осуществляется по двум линиям 10 кВ от подстанции 110 кВ Западная. Схема питания представлена на рисунке 1.

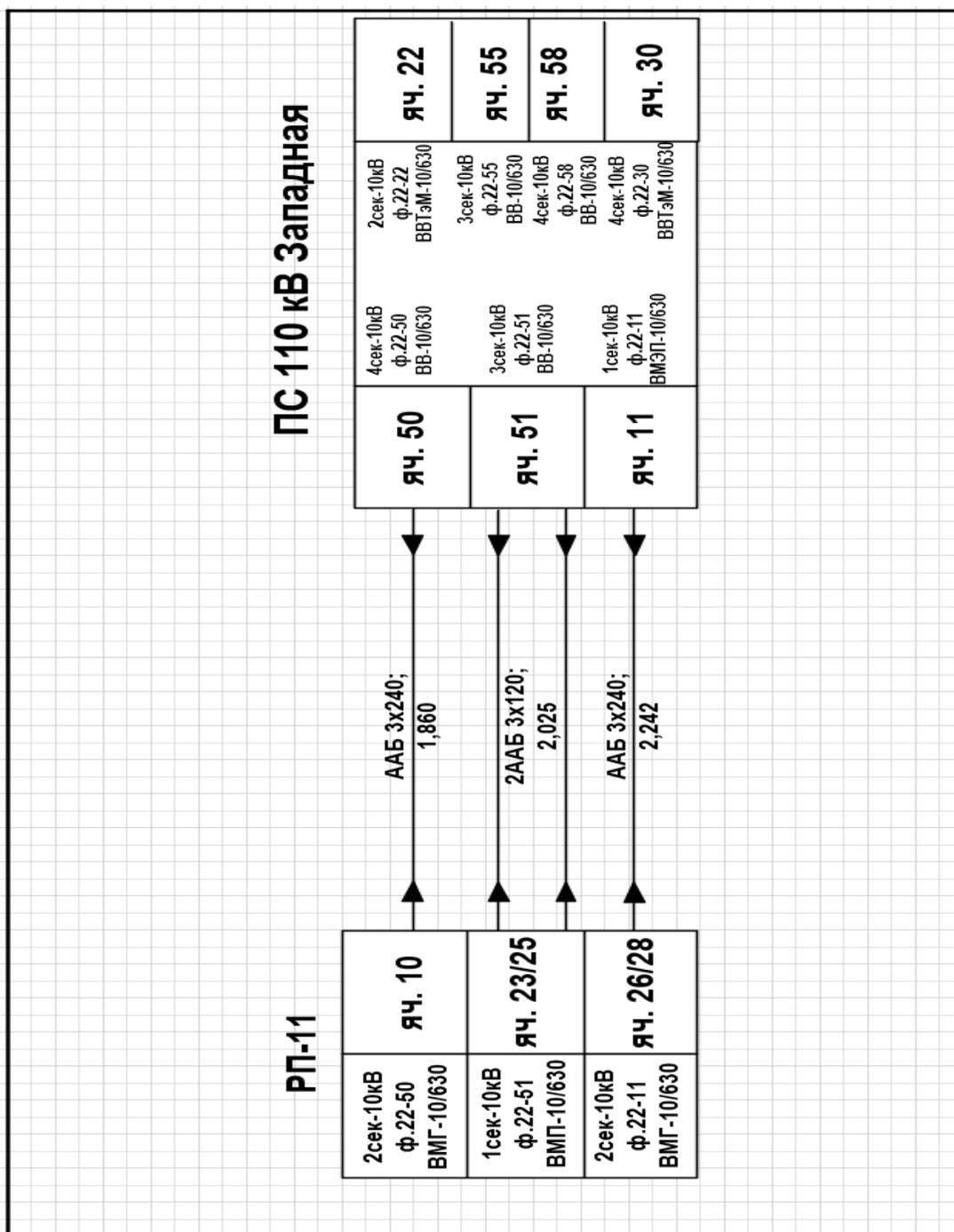


Рисунок 1 – Схема питания «РП-11».

Однолинейная схема «РП-11» представлена на рисунке 2.

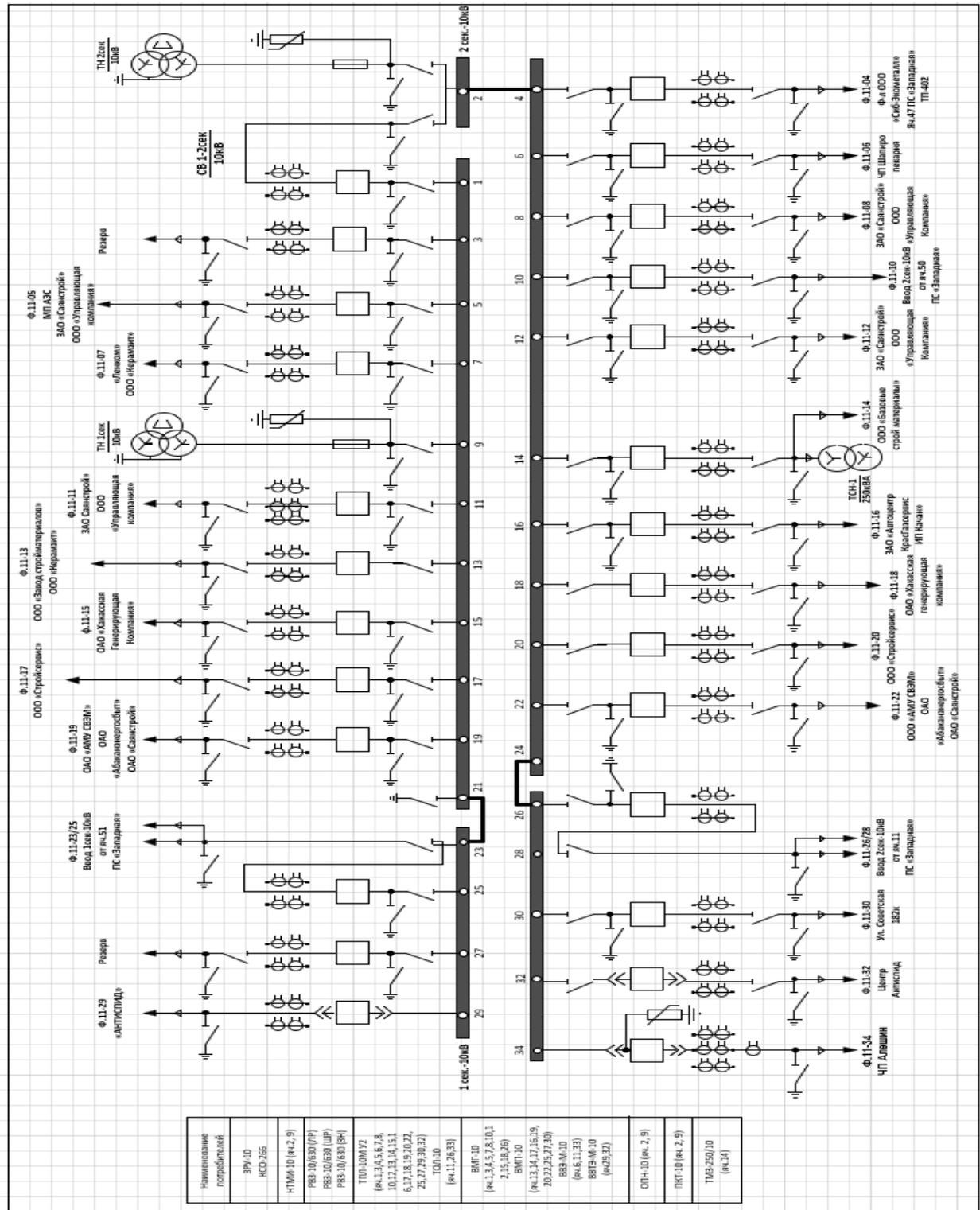


Рисунок 2 – Однолинейная схема «РП-11»

Силовое оборудование данного распределительного пункта прослужило с 1972 года (51 год) и подлежит замене на новое, соответствующее

современным требованиям. Перечень оборудования по году выпуска приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Оборудование по году выпуска на «РП-11»

Наименование	Маркировка	Привод	Ячейка	Год
Масленный выключатель	ВМГ-10-630-20	ПП-67	3, 5, 7, 8, 10, 12, 15, 18	1972
Масленный выключатель	ВМГ-10-1000-20	ПП-67 ПС-10	1, 4, 26	1972
Масленный выключатель	ВМП-10-20/630	ПП-67	13, 14, 17, 19	1972
Масленный выключатель	ВПМ-10-20/630	ПП-67 ППВ-10	16, 20, 22, 25, 27, 30	1972
Вакуумный выключатель	ВВТЭ-М-10- 20/630	-	6, 11, 33	2009
Вакуумный выключатель	ВВЭ-М-10- 20/630	-	29, 32	2019
Трансформатор тока	ТПЛ-10М У2	-	1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 22, 25, 27, 29, 30, 32,	2010
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	-	11, 26, 33	1972
Линейный разъединитель	РВЗ-10/630	Рубящий	Все	1972
Шинный разъединитель	РВЗ-10/630	Рубящий	Все	1972
Заземляющий разъединитель	РВЗ-10/630	Рубящий	Все	1972
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66 У3	-	2, 9	1976
Предохранитель	ПКТ 101-10-20- 12,5 У3	-	2, 9	1972
Ограничитель перенапряжений	ОПН-10 ХЛ1 НИИЭК	-	2, 14	2006
Трансформатор	ТМЗ-250/10	-	14	1972

За период эксплуатации оборудования и защит РЗиА была выявлена неселективная работа устройств релейной защиты, выполненной на электромеханических реле, что обусловлено ее долгим срабатыванием.

Масляные выключатели, установленные на «РП-11», также не являются быстродействующими.

Кабельные линии (КЛ), которые присоединены к «РП-11», являются короткими и характеризуются большими токами короткого замыкания (КЗ), что является причиной неточной настройки времени отключения поврежденного оборудования.

Перечисленные причины являются обоснованием для реконструкции системы релейной защиты и автоматики «РП-11». Реконструкция релейной защиты и автоматики должна проводиться совместно с заменой выключателей. Также следует предусмотреть систему постоянного оперативного тока и установить второй трансформатор собственных нужд (ТСН) с целью надёжности работы системы собственных нужд (СН).

Основное оборудование «РП-11» и его характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Технические характеристики «РП-11»

Наименование параметра	Значение параметра
Номинальное напряжение (линейное), кВ	10
Номинальное рабочее напряжение (линейное), кВ	7,2; 12
Номинальный ток главных цепей, А	630; 1000
Номинальный ток отключения масляного выключателя (выключателя нагрузки), кА	20
Ток термической стойкости главных цепей, кА	20
Ток электродинамической стойкости, кА	32; 51
Номинальное напряжение питания вспомогательных цепей, В	220
Уровень и вид изоляции	кабельная
Наличие изоляции токоведущих частей	с неизолированными шинами
Условия обслуживания главных цепей	одностороннее
Условия обслуживания вспомогательных цепей	одностороннее
Влажность при температуре $t = 25^{\circ}\text{C}$	до 98%
Высота установки над уровнем моря, м	не более 1000

Конструктивно «РП-11» представляет собой щит, собранный из камер КСО-266, выстроенных в два ряда. Из камер КСО собираются распределительные устройства, служащие для приема и распределения электроэнергии. Принцип работы определен совокупностью схемы и вспомогательных цепей камер. Элементы главной цепи установлены вертикально. Каркас камер выполнен из металлического профиля и обшит стальными листами. Камера разделена на отсек выключателя и кабельного ввода. Привода разъединителей расположены по обеим сторонам, где привода связаны с валом выключателя. Привода заземляющих разъединителей запираются на механических замков и блокируются в самом разъединителе.

Перечень оборудования, встраиваемого в отсек высоковольтной аппаратуры камеры КСО-266, приведён в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень оборудования, встраиваемого в отсек высоковольтной аппаратуры камеры КСО-266

Наименование оборудования	Маркировка
Масленный выключатель	ВМГ-10-630-20 ВМГ-10-1000-20 ВМП-10-20/630 ВПМ-10-20/630
Вакуумный выключатель	ВВТЭ-М-10-20/630 ВВЭ-М-10-20/630
Трансформатор тока	ТПЛ-10М У2 ТОЛ-СЭЦ-10
Изоляторы опорные	ИОР-10-3,75
Разъединитель	РВЗ-10/630
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66 У3
Предохранитель	ПКТ 101-10-20-12,5 У3
Ограничитель перенапряжений	ОПН-10 ХЛ1 НИИЭК
Трансформатор	ТМЗ-250/10

Система питания собственных нужд «РП-11» производится от БПНС. От данного источника подключены основные релейные защиты.

К основным видам защит распределительного пункта «РП-11», питающих и отходящих ЛЭП относятся:

- максимальная токовая защита (МТЗ);
- токовая отсечка (ТО);
- защита от замыкания на землю (ЗЗЗ);
- устройства резервирования отказа выключателей (УРОВ);
- автоматическое повторное включение (АПВ).

Релейная защита относится к автоматическим устройствам, служащие для отключения поврежденного участка сети, во избежание ненормального режима работы систем электроснабжения.

В таблице 4 представлены токовые защиты отходящих и питающих линий 10 кВ.

Таблица 4 – Токовые защиты отходящих и питающих линий 10 кВ

Отходящая линия 10 кВ	Тип устройства РЗА	Функции РЗА
ф.11-03	Орион-М	ТО, МТЗ, АПВ
ф.11-04	Орион-2	МТЗ, 333, УРОВ, АПВ
ф.11-05	РС-80М2-31	ТО, МТЗ
ф.11-06	Орион-М, РТ-40 (333)	ТО, МТЗ, АПВ, 333
ф.11-07	Орион-2	МТЗ, 333, УРОВ, АПВ
ф.11-08	РС-80М2-31	ТО, МТЗ
ф.11-10	Орион-2	МТЗ, 333, УРОВ, АПВ
ф.11-11	Орион-2	МТЗ, 333, УРОВ, АПВ
ф.11-12	РС-80М2-31	ТО, МТЗ
ф.11-13	РС-80М2-31	ТО, МТЗ
ф.11-14	РС-80М2-31	ТО, МТЗ
Ф.11-15	Орион-2	МТЗ, 333, УРОВ, АПВ
ф.11-16	РС-80М2-31	ТО, МТЗ
ф.11-17	РС-80М2-31	ТО, МТЗ
ф.11-18	Орион-2	МТЗ, 333, УРОВ, АПВ
ф.11-19	РС-80М2-31	ТО, МТЗ
ф.11-20	РС-80М2-31	ТО, МТЗ
ф.11-22	РС-80М2-31	ТО, МТЗ
ф.11-23/25	РТ-40 (ТО), РТ-40 (МТЗ)	ТО, МТЗ
ф.11-26/28	РТ-40 (ТО), РТ-40 (МТЗ)	ТО, МТЗ
ф.11-29	Орион-М, РТ-40 (333)	ТО, МТЗ, АПВ
ф.11-30	Орион-2	МТЗ, 333, УРОВ, АПВ
ф.11-32	Орион-М, РТ-40 (333)	ТО, МТЗ, АПВ, 333
ф.11-34	Сириус-2Л	МТЗ, АПВ, 333

Сформулируем общие требования к защитами кабельных линий. На линиях с односторонним питанием от многофазных КЗ предусматривают двухступенчатую токовую защиту. Первую ступень выполняют в виде ТО, вторую ступень в виде МТЗ.

На линиях с двусторонним питанием и на линиях входящих в кольцевую сеть с одной точкой питания, применяют те же защиты, что и на линиях с односторонним питанием, при необходимости выполняя их направленными. Для обеспечения стойкости кабельных линий применяют ускорение максимально токовой защиты при включении выключателя после АПВ.

Ускорение МТЗ применяется также при опробовании линии (включении на холостой ход). Основным требованием к ускоряемой ступени является наличие чувствительности при всех коротких замыканиях на защищаемой линии.

Система питания СН «РП-11».

Блоки питания стабилизированным напряжением БПНС предназначен для приема электрической энергии собственных нужд переменного тока от двух независимых секций собственных нужд переменного тока, в нашем случае от одной секции шин. Преобразования ее в электрическую энергию постоянного тока с последующим питанием цепей оперативного постоянного тока. Шкаф БПНС используется на энергетических объектах для распределения электрической энергии постоянного тока по цепям собственных нужд. В шкафу БПНС установлены выпрямительные блоки, контролер производства Relpro IG, который выполняет следующие функции: контроль, защита и управление. Функция управления выпрямительных блоков БПНС позволяют осуществить ступенчатую регулировку выходного напряжения.

Функция защиты БПНС ограждает потребителя от токов короткого замыкания, от перенапряжения на выходе, а также защищает сами блоки от внешних аварийных режимов работы. Функция контроля позволяет отображать состояния шкафа БПНС, сообщается от какой секции собственных нужд происходит питания, состояние блоков и значения выходных параметров. Блок питания стабилизированным напряжением БПНС выдает постоянный ток для осуществления работы защиты подстанции. Основные назначения шкафов БПНС это организация оперативных цепей постоянного тока и питания потребителей электрической энергией постоянного тока.

Минусы данного оборудования:

- Пропадание питания при отключении питающей секции шин.
- Реагирует на близкие токи КЗ, что ведет к невозможности использовать современные микропроцессорные устройства.

2 Анализ аварийных отключений «РП-11»

Авария в энергосистеме — нарушение нормального режима всей или значительной части энергетической системы, связанное с повреждением оборудования, временным недопустимым ухудшением качества электрической энергии или перерывом в электроснабжении потребителей.

Выделяются различные классификации причин аварийных отключений. В своей работе выделю наиболее значимые, по моему мнению, факторы аварийных отключений, а именно: факт работы устройств релейной защиты и автоматики, успешность автоматического повторного включения.

Силовое электрооборудование и линии электропередачи могут находиться под напряжением только с включенной релейной защитой от всех видов повреждений. Если это условие не выполняется, должна быть осуществлена временная быстродействующая защита или введено ускорение резервной защиты, или присоединение должно быть отключено. Следовательно, любое нарушение нормальной работы вышеуказанного оборудования, должно сопровождаться срабатыванием устройств РЗА в случаях:

- при перегрузках элементов сети;
- при коротких замыканиях;
- при ухудшении состояния оборудования.

Данные по технологическим нарушениям на отходящих линиях от «РП-11», отключенные устройствами релейной защиты, при повреждениях на потребительских участках кабельных линий, приведены в таблице 5.

По данным с таблицы 5 можно определить количество аварийных отключений потребительских кабельных линий 10 кВ (КЛ), по годам и выяснить насколько повлияли токи коротких замыканий на питающие кабельные линии.

Таблица 5 – Аварийные отключения на «РП-11»

Год	Дата и время возникновения ТН	Дата и время восстановления электроснабжения потребителей	Диспетчерское наименование объекта электрических сетей	Описание ТН	Причина возникновения ТН
2018	23.01.2018 20-27	23.01.2018 23-05	КЛ 10 кВ ф.11-07	Работа РЗА: Правильно. АПВ выведено. АВР выведено. РПВ не производилось.	Причина на объектах потребителя. ПС 10кВ «РП-11» ф.11-07, МТЗ, неисправность сетях потребителя "ИП Антонян", потребитель перезапитан по резервной схеме электроснабжения в 23-05.
	09.02.2018 11-56	09.02.2018 18-55	КЛ 10 кВ ф.11-06	Работа РЗА Правильно. АПВ выведено. АВР отсутствует. РПВ успешное: 09.02.2018 18-55	Причина на объектах потребителя. 10 кВ «РП-11» ф.11-06 МТЗ-1 (ведомственный)
	07.03.2018 14-09	07.03.2018 14-09	КЛ 10 кВ ф.11-15	Работа РЗА: Правильно. АПВ отсутствует. АВР отсутствует. РПВ не производилось.	Причина на объектах потребителя. «РП-11» 10 кВ ф.11-15 МТЗ (потребительский).14-20 потребитель ЮСТК перезапитан от второго питания. погодные условия: ясно t-5/
	24.03.2018 08-37	24.03.2018 10-12	КЛ 10 кВ ф.11-32	Работа РЗА: Оценка не требуется. АПВ выведено. АВР отсутствует. РПВ не производилось.	Причина в смежной электрической сети. «РП-11» 10кВ ф. 11-32 (потребительский) откл. "Земляная защита". Температура +4, ясно. Потребитель перезапитан по резервной схеме.
	11.04.2018 17-13	11.04.2018 18-00	КЛ 10 кВ ф.11-04	Работа РЗА: Правильно. АПВ выведено. АВР отсутствует РПВ успешное: 11.04.2018 18-00	Причина на объектах потребителя. «РП-11», ф.11-04, МТЗ, ф. В-0. Тем-ра: +9. Повреждение КЛ 10кВ потребителя. Потребители запитаны по резервной схеме.

Продолжение таблицы 5

Год	Дата и время возникновения ТН	Дата и время восстановления электроснабжения потребителей	Диспетчерское наименование объекта электрических сетей	Описание ТН	Причина возникновения ТН
2018	23.06.2018 05-25	23.06.2018 08-00	КЛ 10 кВ ф.11-07	Работа РЗА: Правильно. АПВ отсутствует. АВР отсутствует. РПВ успешное: 23.06.2018 08-00	Причина на объектах потребителя. «РП-11», ф.11-07(потребительский) МТЗ. Потребитель перезапитан по резервной схеме 08-00. Погодные условия: t+20.
	28.06.2018 13-56	28.06.2018 16-48	КЛ 10 кВ ф.11-12	Работа РЗА: Правильно. АПВ отсутствует. АВР отсутствует. РПВ успешное: 00.00.0000 00-00	Причина на объектах потребителя. «РП-11», ф.11-12 - откл. МТЗ. (потребительский ООО СаянСтрой). Погода: +28, тихо. Потребитель запитан по резервной схеме.
	11.09.2018 16-54	11.09.2018 16-54	КЛ 10 кВ ф.11-08	Работа РЗА: Правильно. АПВ отсутствует. АВР отсутствует. РПВ успешное: 11.09.2018 16-59	Причина на объектах потребителя. «РП-11» 10 кВ ф.11-08 МТЗ (ведомственный ООО "Саянстрой"). Повреждение КЛ-10кВ. Потребители запитаны по резервной схеме. Метеоусловия: +10, дождь.
	23.09.2018 13-08	23.09.2018 13-30	КЛ 10 кВ ф.11-13	Работа РЗА: Правильно. АПВ выведено. АВР отсутствует. РПВ успешное: 23.09.2018 13-12	Причина на объектах потребителя. «РП-11» 10 кВ ф.11-13 МТЗ. (ведомственный). УРПВ.

Продолжение таблицы 5

Год	Дата и время возникновения ТН	Дата и время восстановления электроснабжения потребителей	Диспетчерское наименование объекта электрических сетей	Описание ТН	Причина возникновения ТН
2019	05.08.2019 22-40	05.08.2019 22-40	КЛ 10 кВ ф.11-16	Работа РЗА: Максимально. токовая защита. ЛЭП: 0 ступень. АПВ отсутствует. АВР отсутствует. РПВ не производилось.	Причина на объектах потребителя. «РП-11» яч 16 МТЗ. сообщено потребителю ИП Качан. Красгазсервис. Потребитель перезапитан от резервной линии. погодные условия: гроза
	03.09.2019 02-05	03.09.2019 02-24	КЛ 10 кВ ф.11-07	Работа РЗА: Токовая отсечка ЛЭП: АПВ выведено. АВР отсутствует. Токовая отсечка ЛЭП. РПВ не производилось.	Причина на объектах потребителя. ПС «РП-11», ф.11-07 (Ведомственный ООО "Ленком", ООО "Керамзит"), МТЗ, РПВ не производилось, сообщено потребителю, потребители запитаны по резервной схеме. Погода +14 тихо.
	05.10.2019 00-50	05.10.2019 01-18	КЛ 10 кВ ф.11-13	Работа РЗА: Максимально. токовая защита. ЛЭП: АПВ неуспешное. АВР отсутствует. «РП-11» 10 кВ ф.11-13, МТЗ. РПВ не производилось.	Причина на объектах потребителя. «РП-11» 10 кВ ф.11-13 МТЗ, НАПВ (ведомственный), потребителю сообщено. Погода +4, тихо. Потребитель запитан по резервной схеме.

Продолжение таблицы 5

Год	Дата и время возникновения ТН	Дата и время восстановления электроснабжения потребителей	Диспетчерское наименование объекта электрических сетей	Описание ТН	Причина возникновения ТН
2019	01.11.2019 12-01	01.11.2019 12-36	КЛ 10 кВ ф.11-12	Работа РЗА: МТЗ АПВ отсутствует. АВР отсутствует. «РП-11», ф.11-12 ведомств. Саянстрой, МТЗ, АПВ выведено. РПВ не производилось.	Не выявленные причины. «РП-11», ф.11-12 ведомств. Саянстрой, МТЗ, АПВ выведено, дождь, тем-ра: +7.
	01.11.2019 12-01	01.11.2019 12-01	КЛ 10 кВ ф.11-08	Работа РЗА: Максимально. токовая защита. ЛЭП: АПВ отсутствует. АВР отсутствует. «РП-11», ф.11-08, РПВ не производилось.	Воздействие посторонних лиц и орг. «РП-11», ф.11-08 (ведомств,Саянстрой), МТЗ, АПВ выведено, дождь, тем-ра: +7.
2020	05.03.2020 13-30	05.03.2020 13-30	КЛ 10 кВ ф.11-18	Работа РЗА: Максимально. токовая защита. ЛЭП: АПВ отсутствует. АВР отсутствует. Работа МТЗ. РПВ неуспешное: 05.03.2020 13-30	Причина на объектах потребителя. «РП-11», ф.11-18, МТЗ, потребительский ЮСТК, потребитель перезапитан в 13-30, +1, ясно.

Продолжение таблицы 5

Год	Дата и время возникновения ТН	Дата и время восстановления электроснабжения потребителей	Диспетчерское наименование объекта электрических сетей	Описание ТН	Причина возникновения ТН
2020	24.04.2020 18-02	24.04.2020 18-02	КЛ 10 кВ ф.11-04	Работа РЗА: Максимально. токовая защита. ЛЭП: АПВ выведено. АВР отсутствует. «РП-11», ф.11-04. РПВ не производилось.	Причина на объектах потребителя. «РП-11», ф.11-04, МТЗ, АПВ выведено, ПВ не производилось. Погода +28, тихо. Потребитель перезапитан по резервной схеме.
	07.06.2020 00-18	07.06.2020 00-18	КЛ 10 кВ ф.11-13	Работа РЗА: Максимально токовая защита. ЛЭП: АВР отсутствует. РПВ не производилось.	Прочие воздействия. «РП-11», авар. откл. В ф.11-13/10кВ, МТЗ. (Потребительский). Потребителю сообщено. Погода: +8, дождь.
2021	25.02.2021 00-14	25.02.2021 00-14	КЛ 10 кВ ф.11-13	Работа РЗА: Максимально токовая защита. ЛЭП: АПВ отсутствует. АВР отсутствует. РПВ не производилось.	Причина на объектах потребителя. ПС 10кВ «РП-11» яч-13 МТЗ. Сообщено потребителю. Погодные условия: тихо, -11С*.
	01.05.2021 17-37	01.05.2021 17-37	КЛ 10 кВ ф.11-20	Работа РЗА: Максимально токовая защита ЛЭП. АПВ выведено. АВР отсутствует. «РП-11» ф.11-20. РПВ не производилось.	Причина на объектах потребителя. ПС 10 кВ «РП-11» ф.11-20, МТЗ, (ведомственный, ООО Стройсервис). Потребителю сообщено. Погода: +15, тихо.

Продолжение таблицы 5

Год	Дата и время возникновения ТН	Дата и время восстановления электроснабжения потребителей	Диспетчерское наименование объекта электрических сетей	Описание ТН	Причина возникновения ТН
2021	05.05.2021 19-33	05.05.2021 19-33	КЛ 10 кВ ф.11-07	Работа РЗА: Максимально токовая защита ЛЭП. АПВ отсутствует. АВР отсутствует. РПВ не производилось.	Причина на объектах потребителя. ПС 10кВ «РП-11», ф.11-07, МТЗ, принадлежит ООО "Ленком", потребителю сообщено. Погода: +11, тихо.
	19.05.2021 10-50	19.05.2021 10-50	КЛ 10 кВ ф.11-20	Работа РЗА: Максимально токовая защита ЛЭП: АПВ отсутствует. АВР отсутствует. РПВ не производилось.	Причина на объектах потребителя. ПС 10 кВ «РП-11» ф.11-20, МТЗ, (ведомственный). Погода: +10, дождь.
	28.06.2021 15-34	28.06.2021 15-34	КЛ 10 кВ ф.11-12	Работа РЗА: Максимально токовая защита. ЛЭП: АПВ отсутствует. АВР отсутствует. РПВ не производилось.	Причина на объектах потребителя. ПС «РП-11», ф.11-12, МТЗ, принадлежит ООО Саянстрой, потребителю сообщено. Погода: +24, тихо.
	18.08.2021 21-07	18.08.2021 21-07	КЛ 10 кВ ф.11-07	Работа РЗА: Максимально токовая защита. ЛЭП: АПВ отсутствует. АВР отсутствует.	Причина на объектах потребителя. ПС 110 кВ Западная, «РП-11», ф.11-07(ведомств. ООО Ленком), МТЗ, погода: +19, тихо.

Продолжение таблицы 5

Год	Дата и время возникновения ТН	Дата и время восстановления электроснабжения потребителей	Диспетчерское наименование объекта электрических сетей	Описание ТН	Причина возникновения ТН
2021	18.08.2021 21-07	18.08.2021 21-07	КЛ 10 кВ ф.11-07	Работа РЗА: Максимально токовая защита. ЛЭП: АПВ отсутствует. АВР отсутствует. ПС 110 кВ Западная, «РП-11», ф.11-07 (ведомств.) РПВ не производилось.	Причина на объектах потребителя. ПС 110 кВ Западная, «РП-11», ф.11-07(ведомств. ООО Ленком), МТЗ, погода: +19, тихо.
2022	20.01.2022 13-36	20.01.2022 13-36	КЛ 10 кВ ф.11-20	Работа РЗА: Максимально токовая защита. ЛЭП. АПВ отсутствует. АВР отсутствует. ф.11-20, МТЗ РПВ не производилось.	Причина на объектах потребителя. «РП-11» ф.11-20, МТЗ (ведомственный). Потребителю сообщено. Погода: 11, тихо.
	12.05.2022 23-12	12.05.2022 23-12	КЛ 10 кВ ф.11-13	Работа РЗА: Оценка не требуется. АПВ отсутствует. АВР отсутствует. РПВ не производилось.	Причина на объектах потребителя. «РП-11», ф.11-13, (ведомств. ООО ЖБИ) "земля", откл. опер. персоналом. Потребителю сообщено, погода: +14, тихо.

Продолжение таблицы 5

Год	Дата и время возникновения ТН	Дата и время восстановления электроснабжения потребителей	Диспетчерское наименование объекта электрических сетей	Описание ТН	Причина возникновения ТН
2022	13.10.2022 22-28	13.10.2022 22-28	КЛ 10 кВ ф.11-15	Работа РЗА: Максимально токовая защита ЛЭП: АПВ отсутствует. АВР отсутствует. РПВ не производилось.	Причина на объектах потребителя. «РП-11» 10 кВ, аварийное отключение В ф.11-15/10кВ, МТЗ-2, принадлежность ООО "СГК"(потребителю сообщено), отключенных потребителей Хакасэнерго нет. Погода: +4, тихо.
2023	06.04.2023 09-29	06.04.2023 09-29	КЛ 10 кВ ф.11-13	Работа РЗА: Максимально токовая защита. ЛЭП: АПВ неуспешное. АВР отсутствует. РПВ не производилось.	Причина на объектах потребителя. «РП-11»/10кВ, откл. В ф.11-13/10кВ, МТЗ, принадлежность ООО "Заводстрой материалов"- "Керамзит", потребителю сообщено, отключенных потребителей Хакасэнерго нет. Погода: +1, тихо.
	17.05.2023 07-53	17.05.2023 07-53	КЛ 10 кВ ф.11-07	Работа РЗА: Максимально токовая защита. ЛЭП: АПВ отсутствует. АВР отсутствует. РПВ не производилось.	Причина на объектах потребителя. ПС 10кВ «РП-11», ф.11-07, МТЗ 1, принадлежит ООО "Ленком", потребителю сообщено. Погода: +9, тихо.
	07.06.2023 18-16	07.06.2023 18-16	КЛ 10 кВ ф.11-16	Работа РЗА: Максимально токовая защита. ЛЭП: АПВ отсутствует. АВР отсутствует. РПВ не производилось.	Причина на объектах потребителя. «РП-11», ф.11-16 (ведомств. Красгазсервис). МТЗ, погода: +36, тихо.

Окончание таблицы 5

Год	Дата и время возникновения ТН	Дата и время восстановления электроснабжения потребителей	Диспетчерское наименование объекта электрических сетей	Описание ТН	Причина возникновения ТН
2023	07.10.2023 21-27	07.10.2023 21-27	КЛ 10 кВ ф.11-07	Работа РЗА: Максимально токовая защита. ЛЭП: АПВ отсутствует. АВР отсутствует. РПВ не производилось.	Причина на объектах потребителя. «РП-11», ф.11-07(ведомств. ООО Ленком, ООО Керамзит), МТЗ, погода: +5, тихо.
	08.10.2023 04-14	08.10.2023 04-14	КЛ 10 кВ ф.11-19	Работа РЗА: Токовая отсечка ЛЭП: АПВ отсутствует. АВР отсутствует. РПВ не производилось.	Причина на объектах потребителя. «РП-11», ф.11-19 (ведомств. ООО АМУ СВЭМ), ТО, погода: +2, тихо.

Количество отключений по секциям шин приведено на рисунке 3.

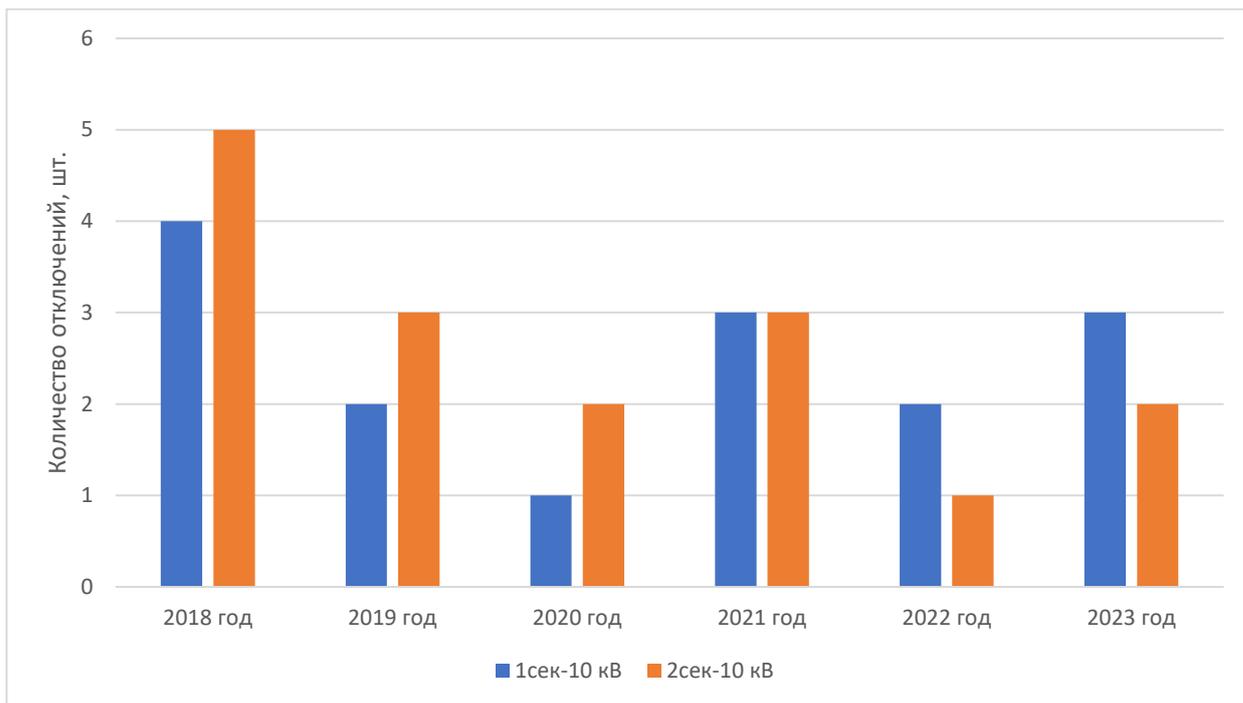


Рисунок 3 – Количество отключений по секциям шин.

На основании данных, приведенных на рисунке 3 и в таблице 5, можно сделать вывод, что за отчетный период с 2018 года по 2023 год на 1 секции шин 10 кВ произошло 15 аварийных отключений по вине потребителей (повреждения в потребительских сетях). На 2 секции шин 10 кВ произошло 16 аварийных отключений по вине потребителей (повреждения в потребительских сетях). Из-за потребительских отключений воздействию трехфазных токов КЗ и перенапряжений, подвергались питающие КЛ 10 кВ данного «РП-11», а именно фидер 22-51/10 кВ и фидер 22-11/10 кВ. Это повлияло на электрический износ кабельного оборудования.

Электрический износ – это потеря электроизоляционными материалами электрооборудования изоляционных качеств. Например, электрически изнашиваются пазовая изоляция электрических машин, изоляция проводов обмоток и др. Электрический износ изоляции чаще всего является результатом длительной эксплуатации электрооборудования, воздействия на изоляцию высоких температур или химически агрессивных веществ. Эти факторы приводят к быстрому «старению» изоляции (потере изоляционных свойств) и, как следствие, к витковым замыканиям в обмотках и катушках, пробую

изоляции и появлению потенциалов опасной величины на частях электрооборудования, обычно не находящихся под напряжением, а также к повреждениям, устранение которых требует капитального ремонта электрооборудования.

Приведем данные по аварийным отключениям питающих линий 10 кВ, установленных между ПС 110 кВ Западная и «РП-11» (фидер 22-51 и фидер 22-11). Данные приведенных в таблице 6.

По данным таблицы 6 мы можем понять, какие неисправности на потребительских электроустановках привели к отключению кабельных линий 10 кВ на «РП-11», и насколько негативно влияли токи короткого замыкания на питающие КЛ.

За период с 2018 года по 2023 год произошло 3 отключения кабельной линии 10 кВ фидера 22-11/10 кВ, на которую негативно воздействовали потребительские отключения в количестве 16 технологических нарушений на кабельных линиях потребителей. И также за период с 2018 года по 2023 год произошло 6 отключений кабельной линии 10 кВ фидера 22-51/10 кВ, на которую негативно воздействовали потребительские отключения в количестве 15 технологических нарушений на кабельных линиях потребителей с последующим ремонтом и установкой муфт на поврежденные участки.

Таблица 6 – Отключения питающих кабельных линий 10 кВ

Год	Дата и время возникновения ТН	Дата и время восстановления электроснабжения потребителей	Диспетчерское наименование объекта электрических сетей	Описание ТН	Причина возникновения ТН
2018	23.01.2018 20-27	23.01.2018 21-55	КЛ 10 кВ ф.22-51	Работа РЗА: Правильно. АПВ выведено. АВР выведено. РПВ не производилось.	Причина на объектах потребителя. Причина на объектах потребителя
	25.08.2018 14-50	25.08.2018 15-33	КЛ 10 кВ ф.22-51	Работа РЗА: Оценка не требуется. АПВ выведено. АВР неуспешное. РПВ не производилось.	ПС 110 кВ Западная, ф.22-51 Земля, отключен персоналом. Потребители запитаны по резервной схеме. Погодные условия : +25*С, ясно.
2019	11.05.2019 23-33	11.05.2019 23-33	КЛ 10 кВ ф.22-51	Работа РЗА: Максимально токовая защита ЛЭП. АПВ отсутствует. АВР отсутствует. ПС 110 кВ Западная, ф.22-51, МТЗ. РПВ не производилось.	Причина на объектах потребителя. ПС 110 кВ Западная, ф.22-51 (1сек-10кВ «РП-11»), МТЗ. В 00:03 1сек-10кВ «РП-11» запитана по резервной схеме. Отключенных потребителей Хакасэнерго нет

Продолжение таблицы 6

Год	Дата и время возникновения ТН	Дата и время восстановления электроснабжения потребителей	Диспетчерское наименование объекта электрических сетей	Описание ТН	Причина возникновения ТН
2020	26.04.2020 04-38	26.04.2020 04-38	КЛ 10 кВ ф.22-11	Работа РЗА: Защита от однофазных замыканий на землю. АПВ отсутствует. АВР отсутствует. РПВ не производилось.	Отключение для отыскания замыкания на ПС 110 кВ Западная, ф.22-11 (питание 2 сек./10 кВ «РП-11»), земля ф.В, «РП-11» включен СВ-10 кВ, отключен персоналом без погашения потребителей. Погода: +11, порывистый ветер.
2021	06.05.2021 20-50	06.05.2021 20-50	КЛ 10 кВ ф.22-51	Работа РЗА: Максимально токовая защита ЛЭП. АПВ выведено. АВР отсутствует. ф.22-51, МТЗ. РПВ не производилось.	Коммутационные перенапряжения, токи КЗ. ПС 110 кВ Западная ф.22-51, МТЗ. Повреждение КЛ-10 кВ. Погода: +15, тихо.
	27.08.2021 16-20	27.08.2021 16-42	КЛ 10 кВ ф.22-11	Работа РЗА: Максимально токовая защита ЛЭП. АПВ отсутствует. АВР отсутствует. РПВ не производилось.	Прочие воздействия. ПС 110кВ Западная, ф.22-11, МТЗ, бригада на осмотре. Погода: +28, тихо.

Окончание таблицы 6

Год	Дата и время возникновения ТН	Дата и время восстановления электроснабжения потребителей	Диспетчерское наименование объекта электрических сетей	Описание ТН	Причина возникновения ТН
	15.10.2021 23-58	15.10.2021 23-58	КЛ 10 кВ ф.22-51 от ПС Западная до «РП-11»	Работа РЗА: Максимально токовая защита ЛЭП. АПВ выведено. АВР отсутствует. РПВ не производилось.	Прочие воздействия. ПС 110 кВ Западная, ф.22-51, МТЗ, «РП-11» 1сек-10кВ запитано через СВ 1-2сек/10кВ, отключенных потребителей нет, повреждение КЛ-10кВ. Погода: -3, тихо.
2022	18.07.2022 21-09	18.07.2022 21-09	КЛ 10 кВ ф.22-51	Работа РЗА: Оценка не требуется. АПВ отсутствует. АВР отсутствует. РПВ успешное: 18.07.2022 21-25	Прочие воздействия. ПС 110 кВ Западная, ф.22-51, откл. опер. персоналом, «земля», УРПВ, в 21-25 потребители 1сек-10кВ «РП-11» запитаны по резервной схеме, погода: +19, тихо.
2023	07.10.2023 19-14	07.10.2023 21-27	КЛ 10 кВ ф.22-11	Работа РЗА: Максимально токовая защита ЛЭП: АПВ отсутствует. АВР отсутствует. РПВ успешное: 07.10.2023 21-27	Не выявленные причины. ПС 110 кВ Западная, ф.22-11, МТЗ, потребители запитаны по резервной схеме по ф.22-51, погода: +7, тихо, н.п.-г. Абакан промзона.

Количество отключений с разбивкой по фидерам представлено на рисунке 4.

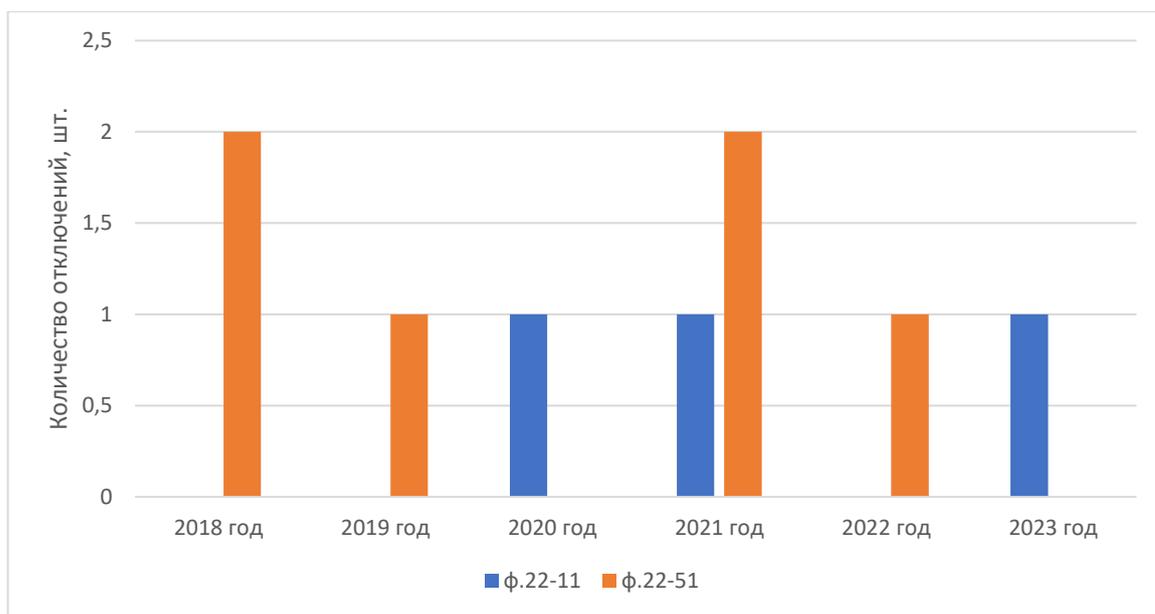


Рисунок 4 – Количество отключений с разбивкой по фидерам

По данным таблицы 6 и рисунку 4 можно сделать вывод, что при аварийных отключениях, произошедших в потребительских сетях, питающие кабельные линии 10 кВ фидера 22-11/10 кВ и фидера 22-51/10 кВ подвергаются скорейшему износу. А также при неселективном срабатывании устройств РЗиА отключаются вводные ячейки на «РП-11». Тем самым отключаются секции 10 кВ резервной защитой, и под отключение попадают потребители, у которых нет повреждений. Данный распределительный пункт не имеет постоянного дежурного оперативного персонала. При этом увеличивается перерыв электроснабжения потребителей.

Можно сделать вывод, что реконструкция «РП-11» целесообразна по причине значительных перерывов электроснабжения потребителей.

Отметим так же, что питание системы собственных нужд (СН) «РП-11» производится от одного трансформатора собственных нужд (ТСН), что упоминалось ранее, (однолинейная схема «РП-11» приведена на рисунке 2).

Проанализируем, как данное обстоятельство влияет на правильность работы защит РЗиА.

Например, при трехфазном коротком замыкании на отходящей (КЛ) 10 кВ фидера 11-20/10 кВ МТЗ не успевает отработать из-за выдержки времени. Выставлена уставка по времени равная 1 секунде (повреждение в конце линии потребителя). В тоже время на вводной ячейке фидер 11-26/28 10 кВ отключается резервной защитой, на которой выставлена выдержка времени, равная 0,5 секунды. И тогда под отключение попадает вся 2 секция шин 10 кВ. При этом под отключение попадает также (ТСН), установленный на 2 секции шин 10 кВ. Питание (СН) на «РП-11» исчезает, так как питание от БПНС перестало поступать на питание (РЗиА). Оперативный персонал выезжает с места базирования, а 1 секция шин 10 кВ, на которой нет повреждений, стоит под напряжением без защит на отходящих КЛ 10 кВ. Таким образом, при внезапном появлении неисправности на 1 секции шин 10 кВ или на потребительских линиях отключается питающий кабель фидера 22-51/10 кВ на ПС 110 кВ Западная, так как это единственная оставшаяся в действии защита. Данная проблема проявляется в отсутствии второго трансформатора собственных нужд (ТСН) и отсутствии АВР-0,4 кВ.

3 Расчет токов короткого замыкания

В основе расчета РЗиА подстанционного оборудования лежит расчет токов короткого замыкания в различных режимах сети, по которым, в дальнейшем рассчитываются уставки срабатывания основных защит. Для этого составляется расчетная схема замещения сети, либо ее участка, намечаются расчетные точки короткого замыкания и рассчитываются токи КЗ. Для расчетов используется, как правило, ток трехфазного КЗ в различных режимах сети, поскольку он является наибольшим.

Для расчетов токов короткого замыкания следует рассмотреть режим нормальной работы, и утяжеленный режим работы.

Под нормальным режимом работы понимают такой режим, при котором выставленные параметры сети не превышают длительно допустимых значений при их отклонений от номинальных.

Утяжеленный режим – это режим работы, при котором происходят отклонения от параметров при номинальных значениях. Разделяют на 3 вида:

1) временно допустимый – это режим работы, при котором отклонения параметров от номинальных, допустимы на небольшое время без ущерба для потребителей, самой сети и оборудования;

2) аварийный режим – это режим работы, в котором появляются опасные явления для сети и ее элементов (короткие замыкания из-за обрыва ЛЭП);

3) послеаварийный режим – это режим работы, который возникает после аварии, связанная с отключением поврежденного участка сети или оборудования, где появляются новые условия работы сети.

Необходимо учесть разные режимы работы и виды коротких замыканий при расчете очень важно, от этого зависит правильность работы устройств РЗА и надежность системы электроснабжения.

Рассчитываем токи короткого замыкания на отходящих линиях 10 кВ «РП-11». Согласно паспортным данным сопротивление системы на шинах 10 кВ «РП-11» равно:

$$Z_{\min.c}=1,2784 \text{ о.е. } I(2)_{\min}=3726\text{A}$$

где Z_{\min} – минимальное сопротивление в о.е.

$I(2)_{\min}$ – ток при двух фазном КЗ.

$$Z_{\max.c}=0,8819 \text{ о.е. } I(3)_{\max}=6237\text{A}$$

где Z_{\max} – максимальное сопротивление в о.е.

$I(3)_{\max}$ – ток при трехфазном сопротивлении.

Приведем пример расчета ТКЗ для ячейки 5 в минимальном режиме.

Ток трехфазного короткого замыкания (КЗ):

$$I_k = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_6 * Z_{рез}^*}$$

где $S_6=100\text{MVA}$ – базисная мощность

$U_6=10.5\text{kV}$ – базисное напряжение

$Z_{рез}^*$ – результирующее сопротивление в о.е.

Расчет сопротивления линии ячейки 5:

Ячейка питается кабелями марки ААШВ 3*120, и АШВ 3*95.

Удельное сопротивление $R_{уд}=0,258\text{Ом/км}$ к кабелю ААШВ 3*120.

Удельное сопротивление $R_{уд}=0,326\text{Ом/км}$ к кабелю АШВ 3*95.

Удельное индуктивное сопротивление $X_{уд}=0,081\text{Ом/км}$ к кабелю ААШВ 3*120.

Удельное индуктивное сопротивление $X_{уд}=0,083\text{Ом/км}$ к кабелю АШВ 3*95.

$$Z_1 = l * \sqrt{R^2 + Z^2} = 0.4 * \sqrt{0.258^2 + 0.081^2} = 0.1082\text{Ом/км}$$

для кабеля ААШВ 3*120.

$$Z_2 = l * \sqrt{R^2 + Z^2} = 0.19 * \sqrt{0.326^2 + 0.083^2} = 0.0639\text{Ом/км}$$

для кабеля ААШВ 3*95.

Для перевода сопротивления в о.е. воспользуемся формулой:

$$Z^* = \frac{Z * S_6}{U_6^2}$$

$$Z_1^* = \frac{Z_1 * S_6}{U_6^2} = \frac{0.1082 * 100}{10.5^2} = 0.0981\text{о. е.}$$

$$Z_2^* = \frac{Z_1 * S_6}{U_6^2} = \frac{0.0639 * 100}{10.5^2} = 0.058 \text{ о. е.}$$

$$Z_{\text{рез.}min}^* = Z_{c.min}^* + Z_1^* + Z_2^* = 1,2784 + 0,0981 + 0,058 = 1,4345 \text{ о. е.}$$

Рассчитываем ток трехфазного КЗ в конце линии ячейки 5:

$$I_{min}^3 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_6 * Z_{\text{рез}}^*} = \frac{100}{\sqrt{3} * 10,5 * 1,4345} = 3834 \text{ А}$$

Рассчитываем ток двухфазного КЗ в конце линии ячейки 5:

$$I_{min}^2 = I_{min}^3 \frac{\sqrt{3}}{2} = 3834 \frac{\sqrt{3}}{2} = 3319 \text{ А}$$

Найдем сопротивление ТП 630 кВА стоящей в конце линии, по формуле:

$$Z_{\text{тр}}^* = \frac{u_{\text{к}\%}}{100} * \frac{S_6}{S_{\text{тр}}}$$

$$U_{\text{к}\%} = 5,5\%$$

$$Z_{\text{тр}}^* = \frac{u_{\text{к}\%}}{100} * \frac{S_6}{S_{\text{тр}}} = \frac{5,5}{100} * \frac{100}{0,63} = 8,7 \text{ о. е.}$$

Рассчитываем ток трехфазного КЗ за трансформатором:

$$I_{min}^3 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_6 * Z_{\text{рез}}^*} = \frac{100}{\sqrt{3} * 10,5 * (1,4345 + 8,7)} = 543 \text{ А}$$

Рассчитываем ток двухфазного КЗ за трансформатором:

$$I_{min}^2 = I_{min}^3 \frac{\sqrt{3}}{2} = 543 \frac{\sqrt{3}}{2} = 469\text{А}$$

Аналогично проводится расчет для максимального режима.

Расчет для всех ячеек сведем в таблицу 7.

Таблица 7 – Расчеты токов короткого замыкания на распределительном пункте «РП-11»

№ яч.	Сопротивление и токи КЗ в конце линии										С учетом сопротивления трансформатора								
	Z* _{с.м} in, о.е.	Z* _{с.м} ax, о.е.	L, км	Rуд, Ом/к м	Худ, Ом/к м	Zл, Ом/к м	Z* _л , о.е.	Z*Σ _м in, о.е.	I ⁽²⁾ min , А	Z*Σ max, о.е.	I ⁽³⁾ _{max} х, А	Стр, кВА	Uк , %	Z* _{тр} , о.е.	Z* _{л+т} р, о.е.	Z*Σ _м in, о.е.	I ⁽²⁾ _м in, А	Z*Σ _{ма} х, о.е.	I ⁽³⁾ _м ах, А
ф.11-04	1,278 4	0,881 9	0,70 4	0,443	0,086	0,317 7	0,289 1	1,5675	303 8	1,171 0	4697	400	4,5	11,25	11,5391	12,817 5	372	12,421 0	443
ф.11-06	1,278 4	0,881 9	0,04 7	0,258	0,081	0,012 7	0,011 6	1,2900	369 1	0,893 5	6156	630	5,5	8,73	8,7417	10,020 1	475	9,6236	572
ф.11-08	1,278 4	0,881 9	0,5	0,167	0,077	0,091 9	0,083 7	1,3621	349 6	0,965 6	5696	630	5,5	8,73	8,8138	10,092 2	472	9,6957	567
ф.11-11	1,278 4	0,881 9	1,07 5	0,258	0,081	0,290 7	0,264 5	1,5429	308 6	1,146 4	4797	630	5,5	8,73	8,9947	10,273 1	464	9,8766	557
ф.11-12	1,278 4	0,881 9	1,11	0,258	0,081	0,300 2	0,273 1	1,5515	306 9	1,155 0	4762	1000	5,5	5,50	5,7731	7,0515	675	6,6550	826
ф.11-14	1,278 4	0,881 9	0,40 5	0,258	0,081	0,109 5	0,099 7	1,3781	345 6	0,981 6	5603	630	5,5	8,73	8,8298	10,108 2	471	9,7117	566
ф.11-15	1,278 4	0,881 9	0,73 6	0,206	0,079	0,162 4	0,147 8	1,4262	333 9	1,029 7	5342	1600	5,5	3,44	3,5853	4,8637	979	4,4672	1231
ф.11-17	1,278 4	0,881 9	0,76	0,62	0,09	0,476 1	0,433 3	1,7117	278 2	1,315 2	4182	1000	5,5	5,50	5,9333	7,2117	660	6,8152	807
ф.11-18	1,278 4	0,881 9	0,73 6	0,206	0,079	0,162 4	0,147 8	1,4262	333 9	1,029 7	5342	1600	5,5	3,44	3,5853	4,8637	979	4,4672	1231
ф.11-19	1,278 4	0,881 9	0,4	0,258	0,081	0,108 2	0,098 4	1,3768	345 9	0,980 3	5610	1000	5,5	5,50	5,5984	6,8768	692	6,4803	849
ф.11-20	1,278 4	0,881 9	0,76	0,62	0,09	0,476 1	0,433 3	1,7117	278 2	1,315 2	4182	1000	5,5	5,50	5,9333	7,2117	660	6,8152	807
ф.11-22	1,278 4	0,881 9	0,4	0,258	0,081	0,108 2	0,098 4	1,3768	345 9	0,980 3	5610	1000	5,5	5,50	5,5984	6,8768	692	6,4803	849

Окончание таблицы 7

№ яч.	Сопротивление и токи КЗ в конце линии											С учетом сопротивления трансформатора							
	Z* _{с.м} in, о.е.	Z* _{с.м} ax, о.е.	L, км	Rуд, Ом/к м	Худ, Ом/к м	Zл, Ом/к м	Z* _л , о.е.	Z*Σ _м in, о.е.	I ⁽²⁾ min , А	Z*Σ max, о.е.	I ⁽³⁾ ma x, А	Стр, кВА	Uк , %	Z*тр, о.е.	Z*л+т р, о.е.	Z*Σ _м in, о.е.	I ⁽²⁾ m in, А	Z*Σma x, о.е.	I ⁽³⁾ m ax, А
ф.11- 29	1,278 4	0,881 9	0,43	0,258	0,081	0,116 3	0,105 8	1,3842	344 0	0,987 7	5568	250	4,5	18,00	18,1058	19,384 2	246	18,987 7	290
ф.11- 30	1,278 4	0,881 9	0,73 3	0,641	0,119	0,477 9	0,434 9	1,7133	277 9	1,316 8	4177	160	4,5	28,13	28,5599	29,838 3	160	29,441 8	187
ф.11- 32	1,278 4	0,881 9	0,43	0,258	0,081	0,116 3	0,105 8	1,3842	344 0	0,987 7	5568	250	4,5	18,00	18,1058	19,384 2	246	18,987 7	290
ф.11- 34	1,278 4	0,881 9	0,40 5	0,258	0,081	0,109 5	0,099 7	1,3781	345 6	0,981 6	5603	1000	5,5	5,50	5,5997	6,8781	692	6,4816	849
ф.11- 07	1,278 4	0,881 9	1,50	0,129	0,075	0,223 8	0,238 8	1,5172	313 9	1,12	4908	250	5,5	18,00	1,2784	1,5172	3139	1,12	4908
ф.11- 16	1,278 4	0,881 9	0,22	0,258	0,081	0,059 5	0,119 8	1,3982	340 6	1,00	5490	250	5,5	18,00	1,2784	1,3982	3406	1,00	5490

4 Расчет уставок РЗА

4.1 Расчет максимально токовой защиты (МТЗ).

Выполним расчет взяв за основу микропроцессорное устройство Сириус.

Пример расчета выполним на ячейки 14.

1. Отстройка от нагрузочного тока

$$I_{сз} = \frac{K_n * K_{сз} * I_{раб. макс}}{K_B}$$

где $K_n=1,2$ – коэффициент надежности отстройки

$K_{сз}=1,2-1,5$ – коэффициент самозапуска нагрузки

$K_B=0,9$ – коэффициент возврата максимального реле тока

$I_{раб. макс} = 11A$ – рабочий максимальный ток нагрузки

$$I_{сз} = \frac{K_n * K_{сз} * I_{нагр}}{K_B} = \frac{1,2 * 1,5 * 11}{0,9} = 22A$$

2. Отстройка от минимального тока КЗ в конце линии.

$$I_{сз} \leq \frac{I_{мин}^2}{K_{ч}}$$

где $K_{ч}=1,5$ – коэффициент чувствительности для основной зоны защиты

$I^{(2)}_{мин}$ – ток короткого замыкания в минимальном режиме

Расчет будем проводить в относительных единицах

$$I_k = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_6 * Z_{рез}}$$

где $S_6=100\text{MVA}$ – базисная мощность

$U_6=10.5\text{kV}$ – базисное напряжение

$Z_L=0,0997\text{о.е.}$

$$Z_{\Sigma\min}=Z_{\min.c}+Z_L=1,2784+0,0997=1,3781 \text{ о.е.}$$

$$I_{\min}^2 = I_{\min}^3 \frac{\sqrt{3}}{2} = \frac{S_6}{2 * U_6 * Z_{\text{рез}}}$$

$$I_{\min}^2 = \frac{S_6}{2 * U_6 * Z_{\text{рез}}} = \frac{100}{2 * 10,5 * 1,3781} = 3456\text{A}$$

$$I_{\text{сз}} \leq \frac{I_{\min}^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{3456}{1,5} = 2304\text{A}$$

3. Отстройка от минимального тока КЗ в резервной зоне.

Зона резервирования – шины 0,4кВ ТП-510

$$Z_{\Sigma\min}=Z_L+Z_{\text{тр}}=1,2784+0,0997+(100*5,5)/(0,63*100)=10,1083 \text{ о.е.}$$

где $I_{\min}^{(2)}=471\text{A}$

$K_{\text{ч}}=1,2$ – коэффициент чувствительности для резервной зоны защиты

$$I_{\text{сз}} \leq \frac{I_{\min}^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{471}{1,2} = 393\text{A}$$

4. Время срабатывания максимальной токовой защиты

$$t_{\text{сз}}= t_{\text{сз.пред}}+\Delta t$$

где $t_{сз.пред}$ – время срабатывания предыдущей защиты

$\Delta t=0,5с$ – ступень селективности

$$t_{сз} = t_{сз.пред} + \Delta t = 0 + 0,5 = 0,5с$$

Уставки МТЗ должны обеспечивать:

- отсутствие срабатывания МТЗ при послеаварийных перегрузках;
- согласование действия по току и по времени с защитами предыдущих элементов;
- необходимую чувствительность при всех видах КЗ в основной зоне и в зоне резервирования.

Расчет времени срабатывания МТЗ.

После расчета уставок защиты от многофазных замыканий необходимо выполнять проверку кабельных линий на термическую стойкость.

Термическая стойкость кабелей по ПУЭ должна обеспечиваться:

- для одиночных кабелей – при токе, равном току КЗ в начале кабеля;
- для одиночного кабеля с разными сечениями – при токе, равном току КЗ в начале каждого участка с изменением сечения;
- для пучка из двух и более кабелей – при токе КЗ в конце пучка кабелей.

В первых двух случаях ток КЗ больше тока срабатывания ТО, поэтому проверка проводится с учетом выдержки времени ТО. Дополнительно необходимо проводить проверку при токе, при котором ТО находится на грани срабатывания. Для упрощения рекомендуется проводить при токе срабатывания ТО. В этом случае расчетное время протекания тока КЗ должно рассчитываться с учетом времени срабатывания МТЗ.

За время бестоковой паузы АПВ порядка нескольких секунд температура кабеля практически не изменится и при включении от АПВ на устойчивое КЗ будет происходить еще больший нагрев кабеля. Поэтому для определения

термической стойкости кабеля при наличии АПВ необходимо удваивать время протекания тока.

Для обеспечения термической стойкости кабельных линий по всей длине применяют ускорение МТЗ при включении выключателя.

Выдержку времени ускоренной МТЗ не согласуют с выдержками времени предыдущих присоединений, но её необходимо отстраивать от броска тока намагничивания силовых трансформаторов.

Для отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора используют блокировку МТЗ по второй гармонике тока. При использовании блокировки по второй гармонике выдержка времени МТЗ не отстраивается от длительности броска тока намагничивания.

Производим расчет по всем отходящим присоединениям и все расчёты сводим в таблицу 8.

Таблица 8 – Уставки максимально токовой защиты МТЗ по присоединениям.

№ ячейки	Инагр, А	Отстройка от тока нагрузки	Отстройка по Кч от $I_{кз}$ в основной зоне			Отстройка по Кч от $I_{кз}$ в резервной зоне			Время МТЗ $t_{сз}$, с	Выбранные уставки	
			$<I_{сз}$, А	$Z_{\Sigma min}$, о.е.	$I(2)min$, А	$>I_{сз}$, А	$Z_{\Sigma min}$, о.е.	$I(2)min$, А		$>I_{сз}$, А	$I_{сз}$, А
ф.11-04	4	8	1,5675	3039	2026	12,8175	372	310	0,5	300	0,5
ф.11-05	8	16	1,435	3319	2213	10,1652	469	391	0,5	300	0,5
ф.11-06	20	40	1,29	3692	2462	9,99	477	398	0,5	300	0,5
ф.11-07	19	38	1,6254	2930	195	7,0172	679	566	0,5	500	0,5
ф.11-08	4	8	1,3621	3497	2331	10,0923	472	393	0,5	300	0,5
ф.11-11	11	22	1,5429	3088	2058	10,2429	465	387	0,5	300	0,5
ф.11-12	5	10	1,5515	3070	2047	7,0515	675	563	0,5	500	0,5
ф.11-13	39	78	1,9873	2397	1598	13,1097	363	303	0,5	300	0,5
ф.11-14	11	22	1,3781	3456	2304	10,1083	471	393	0,5	300	0,5
ф.11-15	1	2	1,4261	3340	2227	4,8636	979	816	0,5	100	0,5
ф.11-16	8	16	1,3982	3407	2271	19,3982	246	205	0,5	200	0,5
ф.11-17	30	60	1,7117	2783	1855	7,2117	660	550	0,5	500	0,5
ф.11-18	1	2	1,4261	3340	2227	4,8636	979	816	0,5	100	0,5
ф.11-19	17	34	1,3768	3460	2307	6,8768	693	577	0,5	500	0,5
ф.11-20	2	4	1,7117	2783	1855	7,2117	660	550	0,5	100	0,5
ф.11-22	22	44	1,3768	3460	2307	6,8768	693	577	0,5	100	0,5
ф.11-29	3	6	1,3842	3441	2294	19,3842	246	205	0,5	200	0,5
ф.11-30	0,3	0,6	1,713	2781	1854	29,8383	160	133	0,5	100	0,5
ф.11-32	4	8	1,3842	3441	2294	19,3842	246	205	0,5	200	0,5
ф.11-34	19	39	1,3781	3456	2304	6,8781	693	578	0,5	500	0,5

Неселективная отсечка без выдержки времени.

На не реактивированных линиях с односторонним питанием, отходящих от шин электростанций с синхронными генераторами, а также от шин подстанций, питающих крупные синхронные двигатели, ТО должна выполняться без выдержки времени. Зона их действия должна выбираться из условия быстрого отключения КЗ, вызывающих снижение напряжения на шинах ниже 0,5 – 0,6 номинального. Для обеспечения этого требования допускается выполнять ТО неселективной, т.е. разрешать ее срабатывание при КЗ не только на защищаемой линии, но и на других линиях и трансформаторах, питающихся по защищаемой линии. Неселективная отсечка должна применяться в сочетании с устройствами АПВ или АВР, исправляющими полностью или частично ее неселективное действие.

Ток срабатывания при неселективной работе. Ток отсечки выбирают из условия надежного срабатывания в зоне, где трехфазные короткие замыкания вызывают снижение напряжения в месте установки отсечки ниже допустимого значения.

4.2 Расчет токовой отсечки (ТО)

1. Отстройка от максимального тока КЗ в конце линии.

$$I_{co} \geq K_n * I_{max}^{(3)}$$

где $K_n=1,2-1,3$ – коэффициент надежности отстройки

$$Z_{\Sigma max}=0,8819+0,0997=0,9816 \text{ о.е.}$$

$$I_{max}^{(3)} = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_6 * Z_{рез}} = \frac{100}{\sqrt{3} * 10,5 * 0,9816} = 5602A$$

$$I_{сз} \geq K_H * I_{\max}^{(3)} = 1,2 * 5602 = 6722 \text{ A}$$

2. Отстройка от бросков тока намагничивания (БТН)

$$I_{сз} \geq (3 \div 4) * \Sigma I_{\text{ном. Тр}}$$

где $I_{\text{ном.тр}}$ – суммарный ток всех трансформаторов подключенных к линии

$$I_{сз} = (3 \div 4) * 35 = 105 \div 140 \text{ A}$$

3. По чувствительности в начале линии

$$I_{\max}^{(3)} = 6237$$

$$I_{сз} \leq \frac{I_{\max}^3}{K_{\text{ч}}} = \frac{6237}{1,2} = 5198 \text{ A}$$

Токовую отсечку (ТО) невозможно выполнить по условию чувствительности.

Рассчитаем токовую отсечку с выдержкой времени.

Расчет токовой отсечки с выдержкой времени.

1. Отстройка от максимального тока КЗ на шины 0,4кВ.

$$Z_{\Sigma \max} = Z_L + Z_{\text{тр}} = 0,8819 + 0,0997 + (100 * 5,5) / (0,63 * 100) = 9,871 \text{ о.е.}$$

$$I_{\max}^{(3)} = 557 \text{ A}$$

$$I_{сз} \geq K_H * I_{\max}^{(3)} = 1,2 * 557 = 669 \text{ A}$$

2. По чувствительности на шинах 10кВ трансформаторной подстанции.

$$Z_{\Sigma \max} = 0,8819 + 0,0997 = 0,9816 \text{ о.е.}$$

$$I_{\max}^3 = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} * U_{\text{б}} * Z_{\text{рез}}} = \frac{100}{\sqrt{3} * 10,5 * 0,9816} = 5602 \text{ А}$$

$$I_{\text{сз}} \leq \frac{I_{\max}^3}{K_{\text{ч}}} = \frac{5602}{1,2} = 4669 \text{ А}$$

3. Время срабатывания токовой отсечки с выдержкой времени

$$t_{\text{сз}} = t_{\text{сз.МТЗ}} - \Delta t$$

где $t_{\text{сз.МТЗ}}$ – время срабатывания МТЗ

$\Delta t = 0,25 \text{ с}$ – ступень селективности

$$t_{\text{сз}} = t_{\text{сз.МТЗ}} - \Delta t = 0,5 - 0,25 = 0,25 \text{ с}$$

Выставить: МТЗ 300А, 0,5с.; ТОВ 700А, 0,25с.

К токовой отсечке без выдержки времени возможно применение с выдержкой времени. Приведена на рисунке 5.

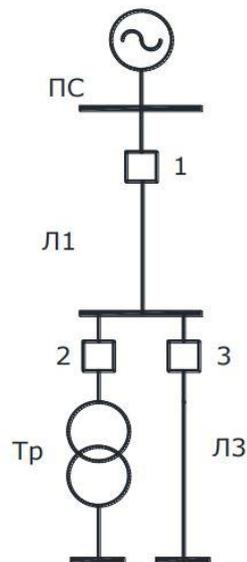


Рисунок 5 – Применение ТО с выдержкой времени.

Наличие выдержки позволяет уменьшить ток срабатывания по следующим причинам:

- ТО выполняется с отстройкой от КЗ в конце зоны действия ТО защиты 3;
- *котс* возможно принять 1,2, что связано с затуханием, а периодической составляющей к моменту срабатывания ТО;
- не требуется отстройка от бросков тока.

Производим расчет по всем отходящим присоединениям и все расчёты сводим в таблицу 9.

Таблица 9 – Уставки токовой отсечки (ТО) и токовой отсечки с выдержкой времени (ТОВ).

№ ячейки	Токовая отсечка						Токовая отсечка с выдержкой времени							Выбранные уставки		
	Отстройка от $I_{кз.маx}$ в конце линии			Отстройка от БТН		В начале линии	Отстройка от $I_{кз.маx}$ за тр-ром			Отстройка по Кч в конце линии			Время ТОВ	ТО	ТОВ	
	$Z_{\Sigma max}$	$I(3)_{маx}$	$<I_{сз, A}$	$\Sigma I_{ном.тр}$	$<I_{сз, A}$	$>I_{сз, A}$	$Z_{\Sigma max}$	$I(3)_{маx}$	$<I_{сз, A}$	$Z_{\Sigma max}$	$I(3)_{маx}$	$>I_{сз, A}$	tcз, с	Исз, А	Исз, А	tcз, с
ф.11-04	1,171	4697	5636	83	332	5198	12.421	443	531	1,171	4697	3914	0,25	-	550	0,25
ф.11-05	1.0385	5296	6355	104	416	5198	9.7385	565	678	1.0385	5296	4413	0,25	-	700	0,25
ф.11-06	0,8936	6156	7387	35	140	5198	9,5936	573	688	0,8936	6156	5130	0,25	-	700	0,25
ф.11-07	1,1682	4708	5650	238	952	5198	6.6207	831	997	1,1682	4708	3923	0,25	-	1000	0,25
ф.11-08	0,9958	5523	6628	35	140	5198	9.6958	567	681	0,9958	5523	4603	0,25	-	700	0,25
ф.11-11	1,1464	4798	5757	35	140	5198	9,8464	559	670	1,1464	4798	3998	0,25	-	700	0,25
ф.11-12	1,155	4762	5714	179	716	5198	6.655	826	992	1,155	4762	3968	0,25	-	1000	0,25
ф.11-13	1.5908	3457	4148	179	716	5198	-	-	-	-	-	-	-	4200	-	-
ф.11-14	0.9816	5603	6724	35	140	5198	9.871	557	669	0.9816	5603	4669	0,25	-	700	0,25
ф.11-15	1,0296	5342	6410	56	336	5198	4.4671	1231	1477	1,0296	5342	4452	0,25	-	1500	0,25
ф.11-16	1,0017	5491	6589	22	88	5198	19.001	289	347	1,0017	5491	4576	0,25	-	350	0,25
ф.11-17	1,3152	4182	5018	110	440	5198	-	-	-	-	-	-	-	5050	-	-
ф.11-18	1,0296	5342	6410	56	336	5198	4.4671	1231	1477	1,0296	5342	4452	0,25	-	1500	0,25
ф.11-19	0,9803	5611	6733	55	220	5198	6.4803	849	1018	0,9803	5611	4675	0,25	-	1050	0,25
ф.11-20	1,3152	4182	5018	110	440	5198	-	-	-	-	-	-	-	5050	-	-
ф.11-22	0,9803	5611	6733	55	220	5198	6.4803	849	1018	0,9803	5611	4675	0,25	-	1050	0,25
ф.11-29	0,9877	5568	6682	28	112	5198	18.987	290	348	0,9877	5568	4640	0,25	-	350	0,25
ф.11-30	1,3168	4177	5012	8,8	35,2	5198	-	-	-	-	-	-	-	5050	-	-
ф.11-32	0,9877	5568	6682	28	112	5198	18.987	290	348	0,9877	5568	4640	0,25	-	350	0,25
ф.11-34	0,9806	5609	6730	55	220	5198	6,4806	849	1018	0,9806	5609	4674	0,25	-	1050	0,25

4.3 Расчет уставок релейной защиты СВ-10 кВ «РП-11»

Максимальная токовая защита СВ-10 кВ.

1. Отстройка от нагрузочного тока

$$I_{сз} = \frac{K_n * K_{сз} * I_{нагр}}{K_B}$$

где $I_{Н1сек.} = 89$ А – допустимые нагрузки.

$I_{Н2 сек.} = 50$ А – допустимые нагрузки.

$$I_{сз} = \frac{K_n * K_{сз} * I_{нагр}}{K_B} = \frac{1.2 * 1.5 * 89}{0.9} = 178 \text{ А}$$

2. Согласование с отходящими ячейками 10кВ «РП-11».

Согласование проведем с защитами 1 секции, как более нагруженной.

где $I_{сз.пред.мах} = 500$ А – ячейка 19. (Сириус)

$I_{Н\Sigma} = 111$ А – нагрузка 1 секции без учета яч. 19.

$$I_{сз} \geq K_n (I_{сз.пред.мах} + \Sigma I_{раб.мах}) = 1.2 * (500 + 111) = 733 \text{ А}$$

$$t_{сз} = 0.5 + 0.5 = 1 \text{ с}$$

3. Отстройка от минимального тока КЗ на шинах 10кВ по $K_{ч} = 1.5$.

$$I_{\min}^{(2)} = 3726 \text{ А}$$

$$I_{сз} \leq \frac{I_{\min}^2}{K_{ч}} = \frac{3726^2}{1.5} = 2484 \text{ А}$$

Токовая отсечка с выдержкой времени СВ-10 кВ «РП-11»

1. Отстройка по чувствительности на шинах 10кВ «РП-11».

$$I_{сз} \leq \frac{I_{max}^3}{K_{\text{ч}}} = \frac{6237}{1,2} = 5198\text{А}$$

2. Согласование с ТОВ отходящих ячеек.

$$I_{сз} \geq K_{н.с} * I_{сз.пред}$$

где $K_{н.с.}=1,2$ – коэффициент надежности согласования

$$I_{сз} \geq 1.2 * 1500 = 1800\text{А}$$

$$t_{сз}=0,25+0,5=0,75\text{с}$$

Расчетные уставки СВ-10 «РП-11»: МТЗ 750А 1с, ТОВ 1800А, 0,75с

4.4 Расчет уставок релейной защиты вводных ячеек 11-23/25 «РП-11»

Максимальная токовая защита.

1. Отстройка от нагрузочного тока

$$I_{сз} = \frac{K_{н} * K_{сз} * I_{нагр}}{K_{в}} = \frac{1.2 * 1,5 * 89}{0,9} = 178\text{А}$$

где $I_{нагр} = 89\text{А}$ – максимальная нагрузка яч. 23/25

При питании 1 и 2 секции 10кВ «РП-11»

$I_{н11-26(28)}=50\text{ А}$ – нагрузка 2 секции «РП-11».

$$I_{сз} = \frac{K_{н} * K_{сз} * I_{нагр}}{K_{в}} = \frac{1.2 * 1,5 * (89 + 50)}{0,85} = 278\text{А}$$

2. Отстройка от минимального тока КЗ на шинах 10кВ «РП-11» по $K_{ч}=1,5$.

$$I_{сз} \leq \frac{I_{min}^2}{K_{ч}} = \frac{3726}{1,5} = 2484A$$

3. Согласование с МТЗ СВ-10кВ «РП-11».

$$I_{сз} \geq 1,2 * 750 = 900A$$

$$t_{сз}=1+0,5=1,5$$

4. Согласование с МТЗ ячейкой 22-51 на ПС 110 кВ Западная.
Уставки на МТЗ 1360 А 2,5с

$$I_{сз} \leq \frac{1360}{1,2} = 1133A$$

$$t_{сз}=2,5-0,5=2с$$

Расчет уставок токовой отсечки с выдержкой времени.

1. По чувствительности на шинах «РП-11»

$$I_{сз} \leq \frac{I_{max}^3}{K_{ч}} = \frac{6237}{1,2} = 5198A$$

2. Согласование с ТОВ ячейки 22-51 на ПС 110 кВ Западная.
Уставки на МТЗ-2 5280А 1,5с

$$I_{сз} \leq \frac{5280}{1,2} = 4400A$$

$$t_{сз}=1,5-0,5=1с$$

3. Согласование с ТОВ СВ-10.

$$I_{сз} \geq 1.2 * 1800 = 2160A$$

$$t_{сз}=0,75+0,5=1,25с$$

Расчетные уставки ячейки 11-23/25 «РП-11»: МТЗ 900А 1,5с, ТОВ 2160А, 1с

4.5 Расчет уставок релейной защиты вводных ячеек 11-26/28 «РП-11»

Максимальная токовая защита.

1. Отстройка от нагрузочного тока.

$$I_{сз} = \frac{K_n * K_{сз} * I_{нагр}}{K_B} = \frac{1.2 * 1,5 * 50}{0,9} = 100A$$

При питании 1 и 2 секции 10кВ «РП-11»

$I_{н11-23(25)}=89$ А – нагрузка 1 секции «РП-11» по таблице допустимых нагрузок.

$$I_{сз} = \frac{K_n * K_{сз} * I_{нагр}}{K_B} = \frac{1.2 * 1,5 * (89 + 50)}{0,85} = 278A$$

2. Отстройка от минимального тока КЗ на шинах 10кВ «РП-11» по $K_{ч}=1,5$.

$$I_{сз} \leq \frac{I_{min}^2}{K_{ч}} = \frac{3726}{1,5} = 2484A$$

3. Согласование с МТЗ СВ-10кВ «РП-11».

$$I_{сз} \geq 1,2 * 750 = 900A$$

$$t_{сз}=1+0,5=1,5с$$

4. Согласование с МТЗ ячейки 22-11 на ПС 110 кВ Западная.

Уставки на МТЗ-3 1360А 2,5с

$$I_{сз} \leq \frac{1360}{1,2} = 1133A$$

$$t_{сз}=2,5-0,5=2с$$

Токовая отсечка.

1. По чувствительности на шинах «РП-11».

$$I_{сз} \leq \frac{I_{max}^3}{K_{ч}} = \frac{6237}{1,2} = 5198A$$

2. Согласование с ТОВ ячейки 22-11 на ПС 110 кВ Западная.

Уставки на МТЗ-2 5280А 1,5с

$$I_{сз} \leq \frac{5280}{1,2} = 4400A$$

$$t_{сз}=1,5-0,5=1с$$

3. Согласование с ТОВ СВ-10.

$$I_{сз} \geq 1.2 * 1800 = 2160A$$

$$t_{сз} = 0,75 + 0,5 = 1,25c$$

Расчетные уставки ячейки 11-26/28 «РП-11»: МТЗ 900А 1,5с, ТОВ 2160А, 1с
Полученные расчетные данные можно привести в график «Карта селективности», изображённый на рисунке 6.

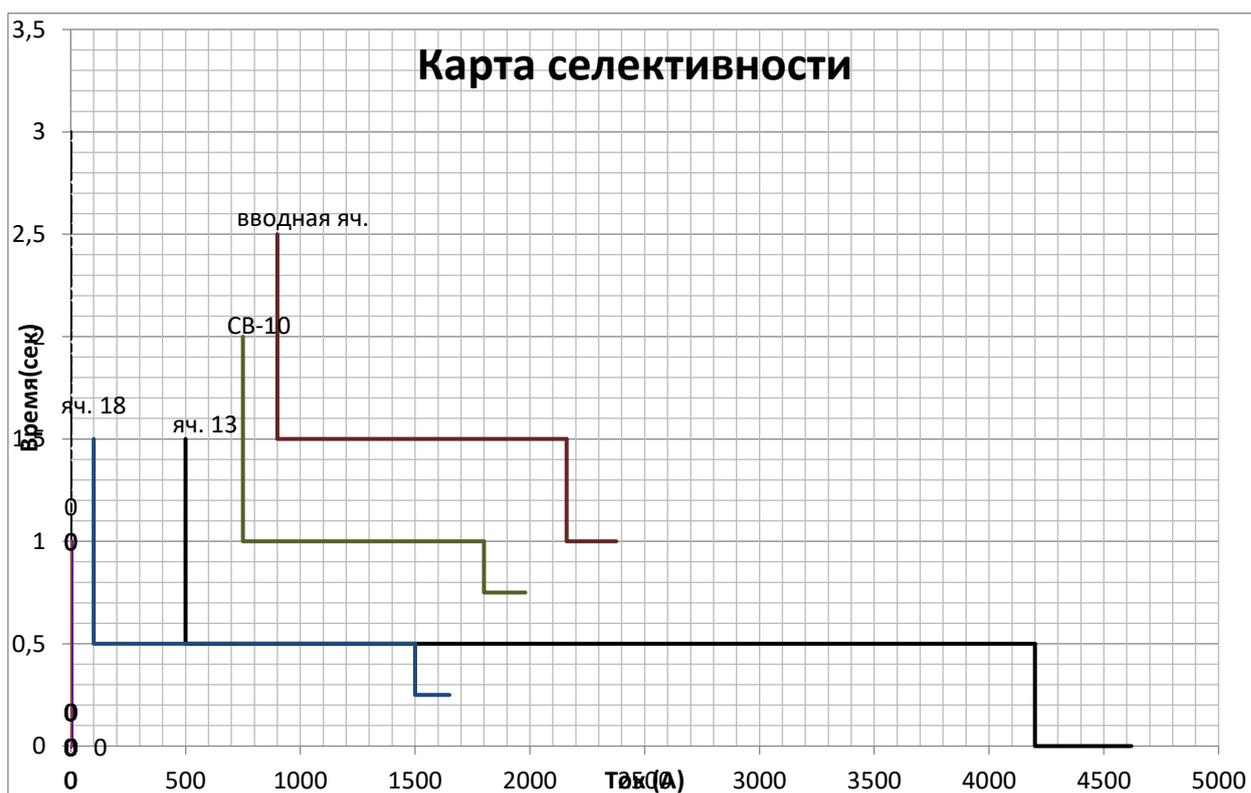


Рисунок 6 – Карта селективности.

5 Выбор оборудования

5.1 Выбор выключателей

Вакуумные выключатели предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трёхфазного переменного тока, номинальным напряжением до 10 кВ включительно с изолированной, компенсированной, заземлённой нейтралью.

В связи с тем, что на «РП-11» эксплуатируются старые выключатели типа ВМГ-10-1000-20 в ячейки фидера 11-26/28 и ВПМ-10-20/630 в ячейки фидера 11-23/25, следует заменить на новый выключатель вакуумный ВВ-TEL-10-20/1000. Такой же выключатель следует заменить и на секционном выключателе (СВ-10 кВ).

В настоящее время широкое распространение получил выключатель марки ВВ-TEL-10-20/1000. Данный выключатель зарекомендовал своими показателями надёжности, долгими циклами работы, ремонтпригодностью, не завышенной ценовой категорией, отечественной сборкой.

Выключатель ВВ-TEL-10-20/1000 предназначен для установки в новых и реконструируемых распределительных устройствах, осуществляющих распределение и потребление электрической энергии.

По условиям выбора подходящим является вакуумный выключатель серии ВВ-TEL-10 с в количестве 3-х штук.

Условия выбора:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$I_{max} = (1,3 - 1,4) \frac{S_{ном.г}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,073 \text{ кА}$$

$$I_{откл.ном} \geq I_{нт}$$

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{K1}^{(3)},$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{\frac{-\tau}{Ta}},$$

где Ta – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ

$$Ta = (0,03 \div 0,04), \text{ с 1, с.};$$

где τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения контактов, с.

$$\tau = t_{\text{с.в.откл}} + t_{\text{р.з}},$$

где $t_{\text{р.з}} = 0,1$ с – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{\text{с.в.откл}}$ – собственное время отключения выключателя (по каталогу), с.

$$\tau = 0,040 + 0,010 = 0,050,$$

Принимаем $Ta = 0,03$ с.

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 3,5 \cdot e^{\frac{-0,055}{0,03}} = 0,79,$$

$$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{n0},$$

где $I_{\text{пр.скв}}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ (по каталогу), кА.

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}},$$

где $i_{\text{дин}}$ – ток электродинамической стойкости (по каталогу), кА;

$i_{уд}$ – ударный ток КЗ, кА.

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot k_{уд},$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент, $k_{уд} = (1,717 \div 1,78) 1, с.;$

Принимаем $k_{уд} = 1,75.$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 3,5 \cdot 1,75 = 8,8.$$

$$102 > 8,88.$$

- на термическую стойкость, $кА^2 \cdot с,$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k,$$

где $I_{тер}$ – ток термической стойкости (по каталогу), кА;

$t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости (по каталогу), с;

B_k – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля), $кА^2 \cdot с.$

$$B_k = I_K^{(3)2} \cdot (t_{откл} + Ta),$$

где $t_{откл}$ – время отключения КЗ, $t_{откл} = (0,16 \div 0,2)$ для зоны I, с 1, с.

Принимает $t_{откл} = 0,2 с,$

$$B_k = 3,5^2 \cdot (0,2 + 0,03) = 2,82,$$

$$2,82 < 40^2 \cdot 3 = 4800.$$

Технические характеристики выключателя ВВ-TEL-10-20/1000 представлены в таблице 10.

Рассмотрев характеристики выключателя ВВ-TEL-10-20/1000, можно сказать, что данный выключатель удовлетворяет всеми условиями, для надежной работы на «РП-11».

Таблица 10 – Характеристики выключателя ВВ-TEL-10-20/1000

№п/п	Наименование параметра	Значения параметров	
		SM15_LD_1	ISM15_LD_2
1	Коммутационные модули		
2	Параметры коммутационных модулей	(45); (46); (47); (48); (51); (55); (67)	(51); (52)
3	Номинальное напряжение, кВ	10	
4	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12	
5	Номинальный ток, А	1000 ²	1000 ²
6	Коммутируемый ёмкостный ток одиночной конденсаторной батареи ⁴ , А	1000 ²	1000 ²
7	Номинальный ток отключения, кА	20	20
8	Ток термической стойкости (3 с), кА	20	20
9	Сквозной ток короткого замыкания, кА – наибольший пик – периодическая составляющая	51 20	51 20
10	Нормированное содержание аperiodической составляющей ⁵ , %	30	40
11	Ресурс по коммутационной стойкости ^{6,7} : – при номинальном токе отключения, «О» – при номинальном токе отключения, «ВО» – при номинальном токе, «ВО»	100 100 50000	100 100 150000
12	Механический ресурс ⁷ , "ВО"	50000	150000
13	Собственное время отключения ВВ не более, мс: – с ВР-02А и ВU-05А – с БУ/TEL-12-01А – с БУ/TEL-12-02А, БУ/TEL-12-03А – с БУ/TEL-21-00, TER_CM_16_1, TER_CM_16_2 – с CM_1501_01(4), TER_CM_16_FT	90 30 45 27 -	90 30 45 27 -

Окончание таблицы 10

№п/п	Наименование параметра	Значения параметров	
14	Полное время отключения ВВ не более, мс: – с ВР-02А и ВU-05А – с БУ/TEL-12-01А – с БУ/TEL-12-02А, БУ/TEL-12-03А – с БУ/TEL-21-00, TER_CM_16_1, TER_CM_16_2 – с CM_1501_01(4), TER_CM_16_FT	100 40 55 37 -	100 40 55 37 -
15	Собственное время включения ВВ не более, мс: – с ВР-02А и ВU-05А – с БУ/TEL-12-01А – с БУ/TEL-12-02А, БУ/TEL-12-03А – с БУ/TEL-21-00, TER_CM_16_1, TER_CM_16_2 – с CM_1501_01(4), TER_CM_16_FT	100 60 75 42 -	100 60 75 42 -
16	Разновременность замыкания контактов не более, мс	4	
17	Разновременность размыкания контактов не более, мс	3	
18	Стойкость к внешним механическим воздействующим факторам по ГОСТ 17516.1-90	М6	
19	Электрическое сопротивление главной цепи коммутационного модуля не более, мкОм	40	40
20	Срок службы, лет	30	

5.2 Системы АВР

Автоматический ввод резерва (АВР) — важное звено в системе поддержания электроснабжения потребителей при исчезновении питания.

В соответствии с определением АВР переключает питание с основного на резервный источник. Но возникает вопрос о необходимости возврата схемы электроснабжения в исходное состояние при восстановлении основного питания, а также насколько соответствуют параметры основного питания после его восстановления.

Схему АВР - 0,4 кВ, необходимо установить, т.к. на «РП-11» она отсутствует, связано это с тем, что на «РП-11» отсутствует второй ТСН и отсутствует постоянный оперативный ток.

Схема подключения АВР - 0,4 кВ предлагается классической «2 в 2» и основывается на двух независимых сетевых вводах. Нагрузка распределяется на две секции, связанные секционным выключателем. Схема представлена на рисунке 7.

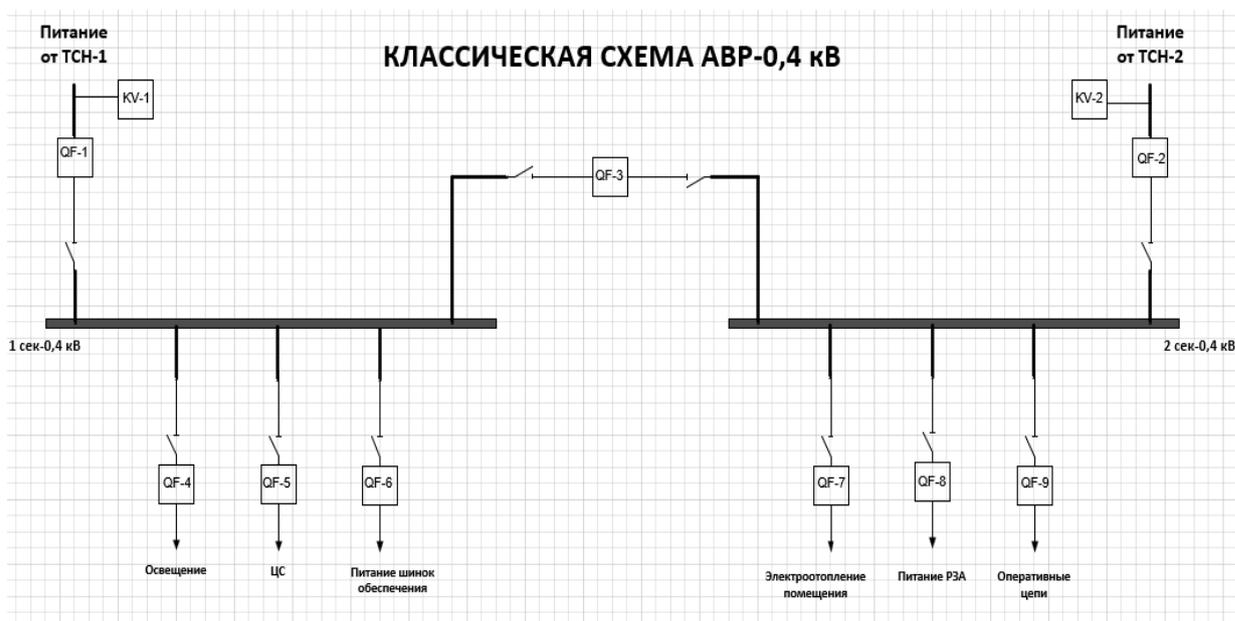


Рисунок 7 – Схема подключения АВР – 0,4 кВ.

В нормальном режиме каждая секция нагрузки получает питание от своего сетевого источника через ввод 1 (QF-1) и ввод 2 (QF-2). СВ (QF-3) в нормальном состоянии отключен.

При исчезновении напряжения на вводе автоматического выключателя QF-1 (первый источник питания) реле контроля напряжения KV1 подает сигнал на логический элемент управления АВР. Далее осуществляется переключение питания для потребителей первой секции с первого на второй источник питания, отключается автоматический выключатель первого ввода QF-1 и включается секционный автоматический выключатель QF-3. При появлении напряжения от первого источника питания осуществляется восстановление схемы электроснабжения, отключается секционный автоматический выключатель QF-3 и включается автоматический выключатель первого ввода QF-1.

При исчезновении напряжения на вводе автоматического выключателя QF-2 (второй источник питания) логика переключений аналогична.

В итоге организуется надежное электроснабжение от двух сетевых источников. Назвать эту схему бесперебойной не совсем корректно, так как существуют необходимые временные задержки в переключениях, но она обеспечивает четкую работу оборудования в автоматическом режиме.

После установки АВР - 0,4 кВ, и при замене оборудования на секционном выключателе, мы сможем реализовать схему АВР - 10 кВ, которая в свою очередь будет резервировать питание 1 – 2 секции шин 10 кВ при повреждениях на КЛ-10 кВ.

5.3 Система постоянного оперативного тока

Система оперативного постоянного тока (далее СОПТ) — электроустановка, обеспечивающая автономное питание электроприемников постоянного тока для ПС и РП в течение нескольких часов. Оперативный постоянный ток применяется на подстанциях напряжением 35–750 кВ, для непрерывной работы терминалов релейной защиты и автоматики (РЗаА),

АСУТП и цепей управления коммутационными аппаратами, сигнализации. Источником постоянного тока служат зарядно-подзарядные выпрямительные устройства (далее ЗПУ), работающие в буфере с аккумуляторной батареей (далее АБ) в режиме непрерывного заряда.

Преимущества постоянного оперативного тока:

- Гарантия отключения выключателя;
- Работа подстанции даже при ее полном отключении до двух часов.

Подстанция будет иметь энергию, для того чтобы передавать данные, осуществлять управление выключателями без подачи напряжения на подстанцию и т.д.;

- Простота согласования аппаратов цепей распределения опер. тока.

Сеть оперативного тока представляет из себя участки, где требуется обеспечение селективности за счет выбора соответствующих защитных аппаратов.;

- Возможность автоматического контроля сопротивления изоляции.

Важно понимать, что сегодня только на постоянном токе понятны принципы, которые позволяют реализовать автоматический контроль сопротивления изоляции и поиска поврежденного фидера в системах электропитания больших подстанций.

Недостатки постоянного оперативного тока

- Высокая стоимость системы;
- Замена АКБ каждые 5-10 лет (в зависимости от условий эксплуатации и качества аккумуляторов).

Таким образом, постоянный оперативный ток – это не разовые, а периодические инвестиции для поддержания системы.

- Требуется отапливаемые помещения.

Шкаф оперативного тока ШОТ-МТ-1.

Шкаф состоит из двух (основное и резервное) зарядно-подзарядных устройств – ЗПУ LAUREL. От ЗПУ передается питание в сторону

аккумуляторной батареи, а далее энергия идет на систему распределения оперативного тока (автоматические выключатели). При возникновении чрезвычайной ситуации либо короткого замыкания огромное значение имеет готовность АБ принять нагрузку вторичных цепей.

Для подключения источников питания (АБ и ЗУ) и распределения электроэнергии по группам электроприемников СОПТ используют щит постоянного тока (ЩПТ). В состав щита серии ШНЭ 8700 входят:

- шкафы ввода;
- шкафы секционирования;
- шкафы отходящих линий;
- шкафы аварийного освещения;
- шкафы автоматики и управления.

Функции щита постоянного тока:

- ввод выпрямительных устройств и электроэнергии от АБ с необходимым уровнем напряжения и мощности;
- выдача нагрузки потребителям; – селективная защита вводов и отходящих линий от токов перегрузки и КЗ;
- резервирование системы распределения электроэнергии путем секционирования шин;
- бесперебойное питание цепей аварийного освещения;
- защита от перенапряжений в системе оперативного постоянного тока;
- организация налаженной работы цепей управления, сигнализации и контроля;
- непрерывный автоматический контроль напряжения на шинах ЩПТ с формированием сигнала о его отклонении от номинального значения;
- непрерывный автоматический контроль сопротивления изоляции сети постоянного тока относительно земли с формированием сигнала о падении сопротивления изоляции ниже допустимого уровня;

- непрерывный автоматический контроль уровня пульсации на каждой секции ЩПТ с формированием сигнала при увеличении уровня пульсации выше заданной нормы;
- формирование обобщенного аварийного сигнала при срабатывании защиты и при отсутствии питания цепей защиты;
- местная и дистанционная сигнализации;
- регистрация аналоговых и дискретных сигналов аварийных событий в системе оперативного постоянного тока;
- возможность передачи информации о состоянии каждого щита постоянного тока и выпрямительных устройств АСУ ТП;
- измерение аналоговыми или цифровыми приборами основных параметров АБ;

Требования к щиту постоянного тока:

- количество ЩПТ на ПС должно быть равно числу АБ;
- размещение коммутационных и защитных аппаратов, устройств контроля изоляции, устройств мониторинга, устройств защиты от перенапряжений, устройств регистрации аварийных событий, местной сигнализации, рядов клемм для присоединения кабельных линий в пределах каждого ЩПТ;
- должен иметь секции шин или сборки с отдельными цепями ввода питания для кабельных линий, питающих микропроцессорные терминалы и цепи, не выходящие за пределы ОПУ, релейного щита и секции шин или сборки с отдельными цепями ввода питания для кабельных линий.

Для более безопасного использования в работе ЩПТ на все дверцы камер обязательно устанавливаются замки, внутри щита должно быть предусмотрено место для предохранителей. Разрешается установка «мигающего плюса» для удобства использования и контроля СОПТ.

Данный щит постоянного тока удовлетворяет потребности для стабильной работы на распределительном пункте «РП-11».

5.4 Исполнение РЗиА

Релейная защита и автоматика – система, используемая в электроэнергетике для селективного отключения поврежденных элементов сети при возникновении на них аварий. (КЗ (междуфазные и однофазные), перегрузка оборудования, потеря питания и т.д.).

Преимущества микропроцессорного устройства (МП):

- позволяют производить самодиагностику, а также контролировать основные параметры;
- имеют лучшие характеристики, применение микропроцессоров позволяют получать более точные измерения;
- потребляют меньше мощности по сравнению с электромеханическими устройствами;
- позволяют реализовать в рамках одного устройства РЗиА несколько разных защит, автоматики, регистрации аварийных событий.

5.4.1 Устройство микропроцессорной защиты и автоматики распределительных электрических сетей типа «СИРИУС»

Микропроцессорное устройство "Сириус" предназначено для релейной защиты и противоаварийной автоматики воздушных и кабельных линий распределительных сетей с изолированной или компенсированной нейтралью напряжением 6-35 кВ и трансформаторов собственных нужд подстанций.

Устройство содержит трехступенчатую токовую защиту от междуфазных коротких замыканий (КЗ), от однофазных замыканий на землю и от не симметрии, в том числе от обрыва проводов; автоматику резервирования отказа выключателей (УРОВ) в действии на отключение КЗ, автоматику двукратного повторного включения выключателей (АПВ), в том числе частотного АПВ.

Устройство определяет расстояние до мест КЗ и обеспечивает персонал обширной информацией, необходимой для анализа развития, последствий и

ликвидации аварийных ситуаций. Устройство имеет буферную память на девять аварийных отключений линии и неуспешного АПВ. Возможно многократное считывание зафиксированной информации.

Устройство оснащено тестовым контролем и имеет специальный тестовый режим, позволяющий оператору проконтролировать правильность его подключения и работы.

При каждом аварийном отключении производится запись в память аварийной осциллограммы аналоговых и дискретных входов, а также состояния выходных реле устройства. Длительность записи соответствует длительности существования пусковых условий, максимально – до 7 секунд, с предаварийным режимом – в течение 80 мс и послеаварийным режимом – в течение 80 мс. Максимальное количество осциллограмм – 7. Частота дискретизации осциллографа – 1000 Гц.

В устройствах имеется также архив на 1000 событий, в котором фиксируются все пуски МТЗ, изменения состояния входных дискретных сигналов и выходных реле с временем и датой каждого события. Данная информация позволяет анализировать различные неисправности силового оборудования и своевременно их устранять.

Для оперативного управления режимами работы устройств – например, вводом или выводом АПВ, АЧР, УРОВ, предусмотрены тумблеры на передней панели, заменяющие традиционные накладки. При срабатывании защиты состояние тумблеров фиксируется в памяти аварий.

Все устройства защиты (терминалы) выполнены в одинаковых корпусах и имеют модульное исполнение, позволяющее легко адаптировать их под конкретное применение.

5.4.2 «ЗЗН-1» Направленная защита при однофазных замыканиях на землю

Защита типа ЗЗН предназначена для селективной защиты и сигнализации при однофазных замыканиях на землю в сетях напряжением (2-

10) кВ, работающих с изолированной или заземленной через активный резистор нейтралью, а также в сетях с частичной компенсацией емкостного тока сети, с токами замыкания на землю от 0,2 до 150 А при использовании кабельных трансформаторов тока нулевой последовательности (ТТНП типов ТЗ, ТФ, ТЗЛ). Технические характеристики представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Технические характеристики «ЗНН-1»

Технические характеристики «ЗНН-1»	
Номинальное напряжение питания переменного тока (Uпит.ном.)	100 В
Номинальное напряжение цепей напряжения (3Uо ном.)	100 В
Номинальная частота сети	50 Гц

Параметры и электрические характеристики защиты, приведенные в разделе, соответствуют температуре окружающего воздуха (20±5) °С, относительной влажности воздуха до 80 %. Защита устойчива к воздействию повторяющихся колебательных затухающих помех при степени жесткости испытаний 3 по ГОСТ Р 51317.4.12-99 с испытательным воздействием:

- по схеме «провод- провод» - 1 кВ;
- по схеме «провод-земля» - 2,5 кВ.

Конструктивна защита выполнена с использованием современной микросхемной базы. Элементы схемы установлены на печатных платах. Защита размещена в унифицированном корпусе «СУРА» второго габарита несъемного исполнения.

6. Выбор трансформатора собственных нужд (ТСН)

ТСН предназначены для питания нагрузки подстанций, КРУН, КРУ для обеспечения своих потребностей. Для выбора трансформаторов, от которых питаются потребители учитывают наличие различных режимов нагрузки подстанции и способность к перегрузке. ТСН выбирается с резервным запасом мощности.

Собственные нужды подстанции реализуют цепи защиты и управления, обогрев выключателей, освещение, отопление помещений, вентиляция помещений, аккумуляторных батарей, система пожаротушения и т.д. Нагрузка собственных нужд приведена в таблице 12.

Таблица 12 – Нагрузка собственных нужд «РП-11»

№п/п	Наименование потребителей	Общая потребляемая мощность Рнагруз., кВт, при установленной мощности трансформаторов ПС	Qуст, квар
1	Подогрев релейного шкафа	3	2,63
2	Привод выключателя	6,25	0
3	Отопление КРУН	10	0
4	Освещение КРУН	2,4	0
5	ШОТ	8	0
Итого		29,65	2,63

Для питания потребителей собственных нужд устанавливаются специальные панели, к которым подводятся питающие кабели от ТСН

Все электроприемники собственных нужд делятся на ответственные и неответственные. К первым относятся электроприемники, отказы которых приводят к нарушению нормального функционирования всей установки или аварии. Неответственными приемниками являются такие, отказы которых не приводят к нарушению режима работы станции, но вызывают задержки ремонтных и профилактических работ, создают неудобства в работе персонала.

Нагрузки трансформатора собственных нужд (ТСН), рассчитывается по формуле:

$$S_{\text{расч}} = k_c \sqrt{P_{\text{уст}}^2 + Q_{\text{уст}}^2}$$

$$S_{расч} = 0,8 * \sqrt{29,65^2 + 2,63^2} = 29,8 \text{ кВА}$$

где K_c – коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты загрузки и одновременности. В ориентировочных расчетах принимается $k_c=0,8$

P нагрузка – активная мощность;

Q устав – реактивная мощность.

$K_{загр} = S_{загр} / n_{тр} \times S_{тсн}$ коэффициент загрузки должен быть меньше 0,7, что означает возможное беспрепятственное подключение других дополнительных потребителей.

Мощность ТСН выбираем исходя из условий:

$$S_{мп} = \frac{S_{расч}}{k_{п}}$$

где $k_{п}$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки, ($k_{п} = 1,4$).

$$S_{мп} = \frac{29,8}{1,4} = 21,28 \text{ кВА}$$

Максимальная мощность ТСН не должна превышать 630 кВА. При наличии технико-экономического обоснования ТСН могут иметь мощность до 1000 кВА всего при 8% загруженности.

Данный трансформатор не только обеспечит необходимой мощностью, но и на данном трансформаторе низкие потери холостого хода, 105 Вт.

Выбираем два трансформатора типа ТМГ-25(10) У(ХЛ)1-25кВА. Характеристики ТМГ-25(10) У(ХЛ)1-25кВА представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Характеристики ТМГ-25(10) У(ХЛ)1-25кВА

Характеристики ТМГ-25(10) У(ХЛ)1-25кВА	
Значения номинальных линейных напряжений трансформаторов	6/0,4 кВ или 10/0,4 кВ
Окружающая среда	не взрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли
Высота установки над уровнем моря	не более 1000 м

Окончание таблицы 13

Характеристики ТМГ-25(10) У(ХЛ)1-25кВА	
Режим работы	Длительный
Температура окружающей среды	от -45 °С до +40 °С - У1 от -60 °С до +40 °С - УХЛ1
Регулирование напряжения в пределах	$U_{ном} \pm 2 \times 2,5\%*$
Диапазон номинальных мощностей	от 25 до 1000 кВА
Схемы и группы соединений обмоток	Схемы и группы соединений обмоток
Рабочая частота	50 ц

Подключение данного ТСН:

- Установить выключатели ТСН-1 и ТСН-2 на резервных ячейках.
- Проложить КЛ 10 кВ от ячеек и реализовать схему подключения

ТСН-1 и ТСН-2 через плавкие предохранители.

На секциях шин 10 кВ «РП-11» есть свободные (резервные) ячейки в которых есть выключатели и разъединители. При наладке данного оборудования потребуется прокладка кабелей до данных ячеек. Схему подключения ТСН от резервных ячеек. В нашем случае мы можем подключить КЛ 10 кВ ТСН к питающей линии на разъединителе, установив перед ТСН ПК-10 кВ и дополнительный разъединитель. В схеме распределительного пункта, на 2 секции шин 10 кВ есть ТСН-1. С уже установленным выключателем и разъединителями. На 1 секции шин 10 кВ есть резервная ячейка №27. Необходимо на 1 секции 10 кВ установить ТСН. А старый ТСН-1 на 250 кВа убрать из схемы первичных соединений.

Установить данные трансформаторы собственных нужд, можно в уже существующее здание, оно расположено за стенкой распределительного пункта. Данное помещение не используется. Для установки компактных маломощных трансформаторов (ТСН), данное помещение подойдет. Необходимо привести в соответствие с ГОСТом данное помещение и установить трансформаторы.

Схема подключения ТСН представлена на рисунке 9.

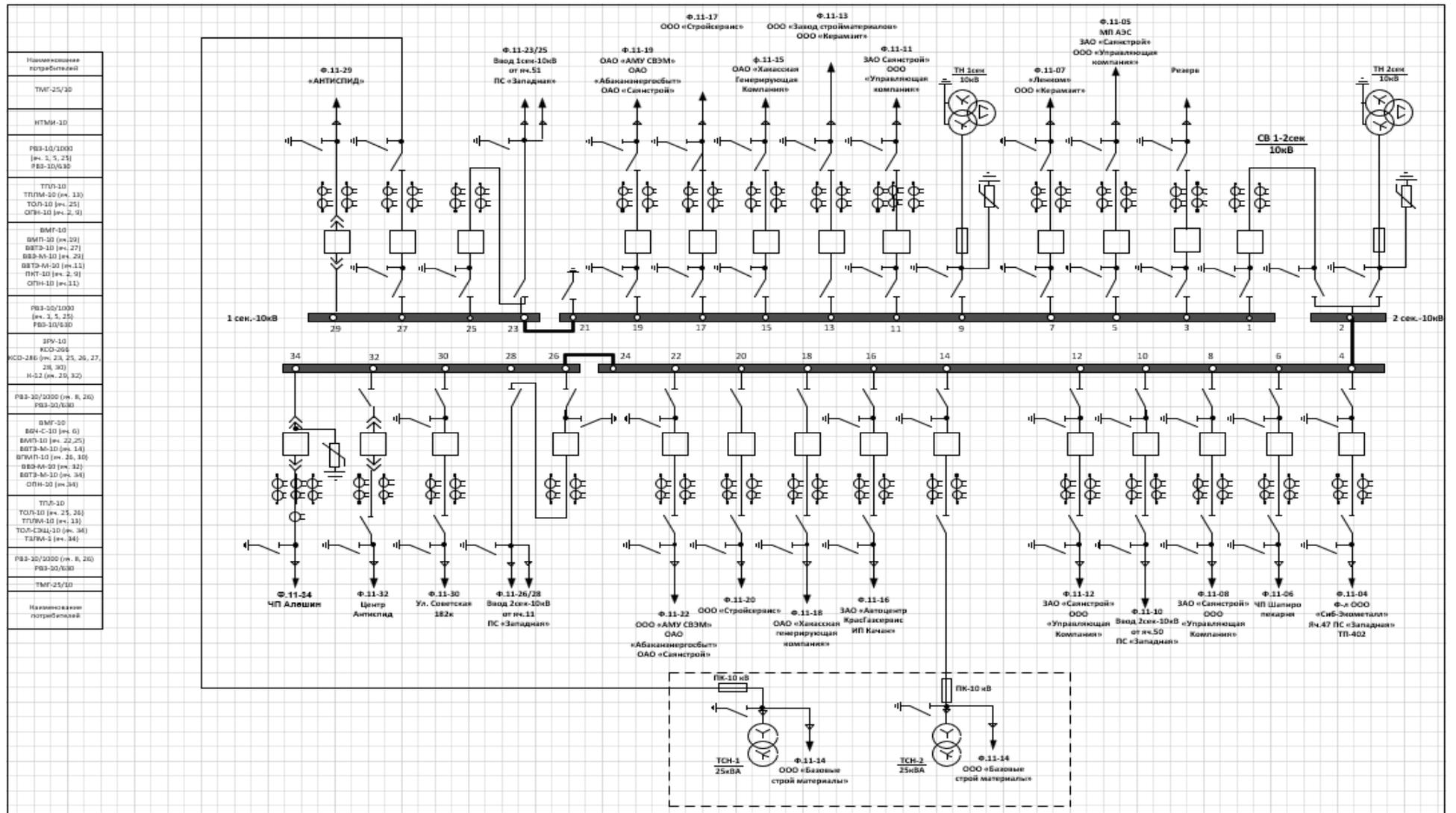


Рисунок 9 – Схема подключения трансформаторов собственных нужд

7. Расчет стоимости реконструкции «РП-11»

Смета – это документ, в котором указывают суммы, в рамках которых должно быть выполнена модернизация объекта. В электроэнергетической области при проектировании объектов реконструкции или модернизации включают раздел расчетов затрат, которые потом сводятся в сметную документацию.

В данной ВКР рассматривается замена и модернизация оборудования, так как устройства с истекшим сроком службы заменяются на новые.

Эксплуатационные затраты определяются по следующей формуле

$$\text{ЭЗ} = \text{ЗП} + \text{Н}_{\text{ЗП}} + \text{А}_{\text{о годовые}} + \text{Р}_{\text{то}} + \text{С}_{\text{ээ}} + \text{Пр}$$

где ЗП – заработная плата рабочего персонала, определяемая по формуле

$$\text{ЗП} = \text{З}_{\text{тб}} * \text{Ч}_{\text{с}} * (1 + k_{\text{доп}})$$

где $\text{З}_{\text{тб}}$ – трудоемкость обслуживания, руб;

$\text{Ч}_{\text{с}}$ – часовая тарифная ставка обслуживающего персонала;

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной оплаты труда, равный 0,25;

$\text{Н}_{\text{ЗП}}$ – начисления на заработную плату принимаются равными как 32 % от заработной платы, руб;

$\text{А}_{\text{о годовые}}$ – годовые амортизационные отчисления, определяемые по формуле:

$$\text{А}_{\text{о}} = (\text{К}_{\text{вб}} - \text{Ц}_{\text{нк}} * \text{N}_{\text{с}}) * \frac{\text{а}}{100} + \text{Ц}_{\text{нк}} * \text{N}_{\text{с}} * \frac{\text{Н}_{\text{год}}}{t_{\text{нк}}}$$

где $\text{Ц}_{\text{нк}}$ – капиталовложения.

P_{TO} – затраты на ремонт и техническое обслуживание, определяемые по формуле:

$$Z_{TO} = K * \frac{Ч}{100}$$

где $C_{ээ}$ – стоимость электроэнергии, определяемая по формуле:

$$C_{ээ} = T_{ээ} * P_{ээ} * H_{ГО}$$

где $T_{ээ}$ – тариф на электроэнергию;

Pr – прочие затраты, принимаются равными 1 % от капитальных вложений.

Изначально расчет затрат на реконструкцию опирается на сумму планового финансирования объекта реконструкции. Приведем спецификацию оборудования, материалов, запасных частей к оборудованию для реконструкции распределительного пункта «РП-11», на которой будет проходить модернизация объекта. Расчет суммы финансирования работ, представленная в таблице 14.

Таблица 14 – Расчёт суммы финансирования работ

Наименование элемента затрат	Стоимость работ согласно калькуляции ХСИД, руб. без НДС	Сумма планового финансирования для формирования инвестиционного бюджета, руб. с НДС
1	2	3
Фонд оплаты труда	511 514,00	511 514,00
Страховые взносы	155 514,49	155 514,49
Амортизация	0,00	0,00
ВСЕГО:	667 028,49	667 028,49

Таблица 15 – Спецификация оборудования, материалов, запасных частей к оборудованию, приобретаемых для реконструкции «РП-11»

Наименование	Марка, тип	Количество, шт/м.	Цена на продукцию, руб.	Стоимость продукции, руб.
1	2	3	4	5
1.Силовое оборудование				
Выключатель ВВ/TEL-10-20/630	Выключатель ВВ/TEL-10-20/630	3 шт.	365820,00	1097460,00
Кабель ЦААБл 3х240 10 кВ	Кабель ЦААБл 3х240 10 кВ	3000 м.	2257,12	6771360,00
Трансформатор ТМГ-25/10/0,4 У/ЗН-11УХЛ1	Трансформатор ТМГ-25/10/0,4 У/ЗН-11УХЛ1	2 шт.	135976,80	407930,40
Предохранитель ПКТ 101-10-10-12,5 УЗ	Предохранитель ПКТ 101-10-10-12,5 УЗ	6 шт.	991,50	5949
(ДУ) Щит АВР ШАВР	(ДУ) Щит АВР ШАВР	1 шт.	53500,00	53500,00
Устройство АВР-63/2Р 220В Энергия	Устройство АВР-63/2Р 220В Энергия	1 шт.	7676,40	7676,40
Устройство Сириус-2-В-БПТ-Р0-И1	Устройство Сириус-2-В-БПТ-Р0-И1	3 шт.	167823,84	1006946,04
Наконечник 2НБ-150/240	Наконечник 2НБ-150/240	24 шт.	412,00	9888,00
Муфта каб. 4КВТп-1 150-240 с наконеч.	Муфта каб. 4КВТп-1 150-240 с наконеч.	8 шт.	4195,80	33566,40
Шина медная М1М 8х80	Шина медная М1М 8х80	30 кг.	840,00	25200,00
Батарея аккумулят. Classic 12V 2 OPzS 100 LA	Батарея аккумулят. Classic 12V 2 OPzS 100 LA	10 шт.	48285,70	482857,00
ШУРН (ЩПТ) 1000/275Р-УХЛ5	ШУРН (ЩПТ) 1000/275Р-УХЛ5	1 шт.	125789,00	125789,00
Реле направленной защиты 3ЗН УХЛ4	Реле направленной защиты 3ЗН УХЛ4	20 шт.	7321,00	146420
Итог на приобретение материалов				10174542,2
Стоимость работ без замены кабелей				3403182,24

Таким образом, стоимость замены оборудования на распределительном пункте «РП-11» составляет 10174542,2 рублей.

Стоимость реконструкции без учета новых кабелей «ЦААБл» 3х240 10 кВ, составляет 3403182,24 рублей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения данной ВКР была рассмотрена реконструкция распределительного пункта «РП-11».

В рамках проведения модернизации была произведена замена микропроцессорных устройств, силового оборудования, установлена система постоянного оперативного тока, выполнена защита отходящих КЛ от рассматриваемого распределительного пункта, предложена замена питающих кабельных линий 10 кВ от ПС 110 кВ Западная до «РП-11».

Микропроцессорные устройства дают возможность автоматически собирать и обрабатывать информацию о текущем состоянии оборудования, возможных нарушениях режима работы сети. Регистрировать аварийные события с определением места КЗ. Поэтому, использование данных устройств позволит свести время восстановления энергоснабжения потребителей к минимальному значению.

В первой главе представлена характеристика объекта ВКР – распределительного пункта «РП-11», которая входит в состав филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Хакасэнерго». Приведено описание оборудования подстанции и приведено техническое обоснование реконструкции «РП-11» в рамках данного проекта.

Во второй главе представлен анализ аварийных отключений на распределительном пункте.

В третьей главе «Расчет токов короткого замыкания» произведен расчет ТКЗ, которые необходимы для отстройки высоковольтного оборудования и расчета уставок настройки устройств релейной защиты и автоматики.

В четвертой главе «Выбор видов и типа силового оборудования и устройств РЗА». Рассмотрены системы оперативного тока на подстанции.

В пятой главе представлен трансформатор собственных нужд.

В экономическом разделе определено, что суммарная стоимость реконструкции распределительного пункта составляет 10174542,2 рублей.

Стоимость реконструкции без замены питающих кабельных линий 10 кВ составляет 3403182,24 рублей.

Результатом работы, проведенной в данной ВКР, является приведенный расчёт реконструкции распределительного пункта «РП-11».

Практической значимостью данной работы является обоснование необходимости замены устаревшего оборудования «РП-11», что обеспечивает более надежное электроснабжение питающихся от данной подстанции потребителей. И правильной работе релейной защиты в аварийных режимах.

Все результаты, полученные в ходе выполнения данной работы, могут быть применены для реконструкций других объектов электроэнергетики.

Выпускная квалификационная работа выполнена в полном объеме.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- АПВ – автоматическое повторное включение
- АВР – автоматический ввод резерва
- ТКЗ – ток короткого замыкания
- ПС – подстанция
- РП – распределительный пункт
- КЗ – короткое замыкание
- ЛЭП – линия электропередачи
- КЛ – кабельная линия электропередачи
- ЛЭП – линия электропередачи
- ТСН – трансформатор собственных нужд
- КРУН (КРУ) – комплектное распределительное устройство
- ШОТ – шкаф оперативного постоянного тока
- МТЗ – максимально токовая защита
- ТО – токовая отсечка
- МП – микропроцессор
- СОПТ – система оперативного постоянного тока
- ЩПТ – щит постоянного тока
- АБ – аккумуляторная батарея
- ЗПУ – зарядно – питающее устройство
- СВ – секционный выключатель
- ПУЭ – правила устройства электроустановок
- СН – собственные нужды
- РПВ – ручное повторное включение
- УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя
- ЗЗЗ – земляная защита от однофазных замыканий на землю
- РЗиА – релейная защита и автоматика

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Хакасское РДУ [Электронный ресурс] // Системный оператор единой энергетической системы: официальный сайт – URL: <https://www.sou-ups.ru/?id=233> (дата обращения 01.11.2023).
2. Вайнштейн, Р. А. Основы противоаварийной автоматики в электроэнергетических системах: учеб. пособие / Р. А. Вайнштейн, Е. А. Понаморев, В. А. Наумов – Чебоксары: «СРЗАУ», 2015. – 182 с.
3. РД 34.20.801-2000 Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе энергосистем, электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей. – Введ. 01.01.2001. – Москва: РАО «ЕЭС России», 2001. – 10 с.
4. Об утверждении Правил расследования причин аварий в электроэнергетике [Электронный ресурс]: Постановление Правительства РФ от 28.10.2009 № 846 ред. от 17.10.2015 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения 02.11.2023).
5. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей российской федерации [Электронный ресурс]: Приказ Минэнерго России от 19.06.2003 № 229 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения 02.11.2023)
6. Елецкий, К. В. Релейная защита энергосистем для оперативного персонала. Учебное пособие. / К. В. Елецкий, Г. В. Меркурьев – Санкт-Петербург: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики». – 2009. – 84 с.
7. Павлович, С. Н. Ремонт и обслуживание электрооборудования: учеб. пособие / С. Н. Павлович, Б. И. Фираго – Минск: «Вышэйшая школа», 2009. – 245 с.
8. Мидлтон, М. Р. Анализ статистических данных с использованием Microsoft Excel для Office XP: перевод 3-го английского издания / М. Р.

Мидлтон, Г. М. Кобелькова – Москва: «БИНОМ. Лаборатория знаний», 2005. – 296 с.

9. Общие сведения о Республике Хакасия [Электронный ресурс] // Правительство Республики Хакасия: официальный сайт – URL: <https://r-19.ru/about-khakasia/overview/> (дата обращения 05.11.2023).

10. Бараз, В. Р. Использование MS Excel для анализа статистических данных: учебное пособие / В. Р. Бараз, В. Ф. Пегашкин; Министерство образования и науки РФ ФГАОУ ВПО «УрФУ», – Нижний Тагил: НТИ (филиал) УрФУ, 2014. – 181 с.

11. Королев Е.П. Либерзон Э. М. Расчеты допустимых нагрузок в токовых цепях релейной защиты. Москва, «Энергия», 1980 г.

12. Голубев М.Л. Расчет уставок релейной защиты и предохранителей в сетях 0,4-35 кВ. М., «Энергия», 1969.

13. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. – 3-е изд., перераб. и доп. – Л: Энергоатомиздат, Ленингр. отд-ние, 1985. -296 с., ил.

14. СТО ДИВГ-058-2017. Расчет токов коротких замыканий и замыканий на землю в распределительных сетях. Методические указания. СПб: НТЦ Механотроника, 2017.

15. Ананичева С. С. Справочные материалы для выполнения курсовой и выпускной аттестационной работы [Текст]: методическое пособие / А. Л. Мызин, С. С. Ананичева, С. Н. Шелюг – Екатеринбург: ФГОУ ДПО «КПК ТЭК». – 2007.

16. Ананичев С. С. Схемы замещения и установившиеся режимы электрических сетей [Текст]: учебное пособие / С. С. Ананичев, А. Л. Мызин – 6-е изд. исп. и доп. Екатеринбург: УРФУ – 2012.

17. Богатырев Л. Л. Релейная защита электроэнергетических систем [Текст]: / Л.Л. Богатырев, Л.Ф. Богданова, А.В. Паздерин – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2006. – 106 с.

18. Жуков В. В. Современные КРУ на 6 и 10 кВ с вакуумными и электромагнитными выключателями [Текст]: / В. В. Жуков, В. Ф. Минейн - Москва: Высшая школа, 1989. –103 с.
19. Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций [Текст]: / В. С. Козулин, Л.Д. Рожкова – Москва: Энергоатомиздат, 1998. – 648 с.
20. Крюков В. И. Обслуживание и ремонт электрооборудования подстанций и распределительных устройств [Текст]: учебное пособие /В. И. Крюков – Москва: Высшая школа, 2014. – 367 с.
21. Правила устройства электроустановок: 7 издание. – Москва: Изд-во НЦ ЭНАС, 2009. – 552с.
22. Прохоров М.И. Вакуумные выключатели серии ВВ/TEL[Текст]: руководство по эксплуатации / М. И. Прохоров – Таврида- Электрик. RU, 2015. – 56 с.
23. Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 13А. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ: Схемы. – Москва: Энергоиздат, 1985. – 96 с.
24. Чернобровов Н. В. Релейная защита энергетических систем [Текст]: / Н. А. Чернобровов, В. А. Семенов – Москва: Энергоиздат, 1998. – 800 с.
25. Вакуумный выключатель [Электронный ресурс]. – Режим па: https://www.syl.ru/article/197301/new_vakuumnyiy-vyiklyuchatel---konstruktsiya-i-printsip-raboty (дата обращения: 01.11.23)
26. Таврида Электрик [Электронный ресурс]. – Режим па: <http://www.tavrida.com> (дата обращения 01.11.23).

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт
институт

Электроэнергетики
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

 В. И. Пантелеев
инициалы, фамилия
« 22 » 12 2023 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Реконструкция системы релейной защиты распределительного пункта

13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника

код и наименование направления

13.04.02.09 «Автоматизация энергетических систем»

код и наименование магистерской программы

Научный руководитель	 подпись, дата	к.т.н., доцент должность, ученая степень	<u>Е. В. Платонова</u> инициалы, фамилия	
Выпускник	 подпись, дата	22.12.23 дата	<u>В. А. Грицак</u> инициалы, фамилия	
Рецензент	 подпись, дата	22.12.23 дата	Нач. дисп. службы ЦУС филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Хакасэнерго» должность, ученая степень	<u>А. Г. Зеляков</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролер	 подпись, дата	22.12.23 дата	404 Кадр ЭМ и АТ, К.Т.Н. должность, ученая степень	<u>А. В. Коловский</u> инициалы, фамилия

Красноярск 2023