

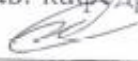
Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой



Н.В. Савина

« 23 » 06 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы внешнего электроснабжения поселка Буря
напряжением 6/0,4 кВ с центром питания подстанция Бурейск Амурской
области

Исполнитель
студент группы 642 - узб



10.06.2020г

подпись, дата

А.А. Белых

Руководитель
доцент



11.06.2020г

подпись, дата

А.Г. Ротачева

Консультант:
по безопасности и
экологичности
доцент, канд. техн. наук



22.06.2020г

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
старший преподаватель



23.06.2020г

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
« 14 » 03 2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Белых Андрея Алексеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы внешнего электроснабжения поселка Буряя напряжением 6/0,4 кВ с центром питания подстанции Бурейск Амурской области

(утверждена приказом от 23.03.20 № 657-У)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 10.06.2020 г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе Схемы электрических соединений п. Буряя, схемы ПС Бурейск, ПС Бурейск, нагрузка по контрольным замерам.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика п. Буряя, расчет электрических нагрузок 0,4 и 6 кВ, разработка системы электроснабжения по 6 кВ, технико-экономическая оценка двух вариантов сети, реконструкция ПС Бурейск, расчет токов КЗ, выбор оборудования, молниезащита, выбор типов защит и автоматики, техника безопасности.

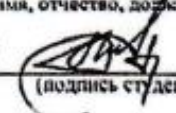
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части, 36 таблиц, программный продукт Mathcad.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булгаков Андрей Борисович, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 23.03.20

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачева Алла Георгиевна,
доцент

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 23.03.20 
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 129 с., 12 рисунков, 36 таблиц, 24 использованных источника.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, НАГРУЗКА, НАПРЯЖЕНИЯ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ТЕРМИЧЕСКАЯ СТОЙКОСТЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ВКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ТЕЛЕМЕХАНИКА, НАДЕЖНОСТЬ.

Цель выпускной квалификационной работы - проектирование системы электроснабжения поселка Бурей, для надёжного и качественного электроснабжения потребителей. Для выполнения поставленной цели в выпускной квалификационной работе решены следующие задачи: расчет электрических нагрузок по 6 кВ, перевод части потребителей на питание от ПС Бурейск, модернизация количества и типов трансформаторов на комплектных трансформаторных подстанциях, замена сечения провода по 6 кВ, расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки высоковольтного и низковольтного электрооборудования; расчет молниезащиты ПС Бурейск, выполнение расчета релейной защиты и автоматики. Рассмотрение вопросов безопасности и экологичности на ПС Бурейск.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АВР – автоматическое включение резерва
- АПВ – автоматическое повторное включение
- ВЛ – воздушная линия электропередачи
- ВРУ – вводно-распределительные устройства
- КЗ – короткое замыкание
- КЛ – кабельная линия электропередачи
- КРУ – комплектное распределительное устройство
- МТЗ – максимальная токовая защита
- ОРУ – открытое распределительное устройство
- ПА – противоаварийная автоматика
- ПС – подстанция
- РЗА – релейная защита и автоматика
- РУ – распределительное устройство
- СТМ – система телемеханики
- ТИ – телеизмерения
- ТН – трансформатор напряжения
- ТО – токовая отсечка
- ТП – трансформаторная подстанция
- ТС – телесигнализация
- ТТ – трансформатор тока
- ЭП – электроприемник

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	5
Введение	8
1 Характеристика поселка Буряя	10
1.1 Географическая и климатическая характеристика	10
п. Буряя	10
1.2 Характеристика потребителей электроэнергии	11
1.3 Характеристика центров питания	12
1.4 Состояние электрических сетей п. Буряя	14
2 Реконструкция системы внешнего электроснабжения	18
2.1 Выбор числа и мощности трансформаторов 6/0,4 кВ	18
2.2 Выбор схемы конфигурации сети	20
2.3 Расчёт электрических нагрузок на стороне 6 кВ ТП	23
2.4 Выбор сечения распределительной сети 6 кВ	25
2.5 Определение потерь напряжения, электроэнергии в сети 6 кВ	28
2.6 Выбор оптимального варианта реконструкции электрической	29
сети	29
3 Расчет режима 6 кВ с переводом части нагрузки на	32
ПС Бурейск	32
4 Реконструкция ПС Бурейск	35
4.1 Компенсация реактивной мощности	35
4.2 Выбор трансформаторов на ПС Бурейск	35
5 Расчет токов короткого замыкания	37
5.1 Расчёт токов кз в сети 110, 35 и 6 кВ	37
5.2 Расчёт токов кз в сети 0,4 кВ	43
5.3 Результаты расчёта токов короткого замыкания	47
5.4 Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ	47
6 Выбор и проверка оборудования на ПС Бурейск	50

6.1	Выбор и проверка выключателей	50
6.2	Выбор и проверка разъединителей	53
6.3	Выбор и проверка трансформаторов тока	55
6.4	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	58
6.5	Выбор комплектных распределительных устройств	60
6.6	Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ К-63	61
6.7	Выбор реклоузера на линии 6 кВ	62
6.8	Выбор трансформатора тока	63
6.9	Выбор трансформатора напряжения	64
6.10	Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ на ТП	65
6.11	Конструктивное исполнение распределительного устройства 0,4 кВ	67
6.12	Выбор трансформаторов тока 0,4 кВ на ТП	68
7	Молниезащита и заземление ПС Бурейск	70
7.1	Заземление ПС Бурейск	70
7.2	Защита от прямых ударов молнии	74
7.3	Выбор ограничителей перенапряжения	76
8	Релейная защита и автоматика	80
8.1	Общие принципы построения защит	80
8.2	Защита трансформатора	81
8.3	Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала	82
8.4	Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора	83
8.5	Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки	87
8.6	Выбор уставок максимальной токовой защиты на стороне высшего напряжения	88
8.7	Защита от перегрузки	91
8.8	Газовая защита	92
8.9	Защита линий 6 кВ	94
8.10	АПВ	97

8.11 УРОВ	99
8.12 АВР	101
9 Безопасность и экологичность	103
9.1 Безопасность	103
9.2 Экологичность	111
9.3 Чрезвычайные ситуации	117
Заключение	126
Библиографический список	127

ВВЕДЕНИЕ

Предоставление надежного и качественного электроснабжения потребителям является приоритетной задачей электроснабжающих организаций. Система электроснабжения должна обеспечивать:

- уровень надежности электроснабжения, согласованный с потребителем;
- нормированное качество электрической энергии;
- гибкость к растущим электрическим нагрузкам;
- адекватные реалиям средства автоматизации и систем учета электрической энергии, а также технологического обслуживания;
- электрическую и экологическую безопасность.

Система электроснабжения – постоянно развивающаяся система. Для нее характерен непрерывный рост нагрузок, обусловленный появлением новых потребителей, увеличением степени электрификации быта, повышением требований к социально-культурному уровню жизни и другими факторами.

Значительная часть элементов распределительной сети поселка Буряя введено в эксплуатацию более 30 лет назад, при этом темпы модернизации энергооборудования ниже темпов его естественного старения. Из-за этого большинство объектов электрической сети выработали свой нормативный ресурс, что привело к увеличению числа отказов оборудования и снижению надежности электроснабжения потребителей. Так же необходимо отметить, что за счет увеличения нагрузки потребителей, существующие линии находятся в перегруженном состоянии. За счет чего увеличивается потери в сетях 6 кВ, увеличивается количество аварийных отключений, а так же сокращения срока службы эксплуатации. Реконструкция данных объектов по новым требованиям, с применением современного оборудования, поможет решить многие вопросы, связанные с эксплуатацией сети.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка и проведение мероприятий направленных на увеличение надёжности

электроснабжения потребителей, уменьшение потерь электроэнергии, и снижение затрат на эксплуатацию электрической сети. В связи с этим в настоящей работе поставлены следующие задачи:

- Разработка схемы внешнего электроснабжения;
- Замена воздушных линий со сталеалюминевым проводом, на самонесущий изолированный провод;
- Замена старых трансформаторных подстанций на современные комплектные трансформаторные подстанции;
- Замена деревянных опор на железобетонные, так как, степень износа деревянных опор достаточно высока;
- Модернизация оборудования на стороне 110, 35 и 6 кВ питающей подстанций ПС Бурейск, с применением современного и надёжного оборудования, новейших систем учёта электрической энергии.

Помимо вышесказанного, необходимо рассмотреть вопросы, связанные с безопасностью и экологичностью проекта.

Источниками информации служат специальная литература, справочники, инструкции, руководящие указания, ГОСТы.

Для выполнения данных задач используется следующее программное обеспечение: Microsoft Office Excel, Microsoft Office Visio, Mathcad.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОСЕЛКА БУРЕЯ

1.1 Географическая и климатическая характеристика

п. Буря

Поселок Буря расположен в восточной части Амурской области в 170 км к юго-востоку от Благовещенска, с правой стороны автодороги «Амур» и разделён на три части железной дорогой (Транссиб и Райчихинская ветка). Станция Буря Забайкальской железной дороги. По западной окраине посёлка протекает река Тюкан (правый приток Буреи). Расстояние до административного центра Бурейского района пос. Буря около 5 км (в восточном направлении).

Территория Бурейского района относится к континентально-переходной группе экосистем с муссонным климатом.

Климат имеет резко выраженные черты континентальности: большие колебания суточных и годовых температур, низкие зимние и отрицательные годовые температуры. В холодное время года здесь господствуют воздушные массы,.

Летом преобладают ветры, которые приносят основное количество годовых осадков.

В годовом ходе температура воздуха изменяется от минимальных температур в январе до максимальных в июле, а также с севера на юг. Средняя температура января (- 29,70 С), июля (+20,40 С). Годовое количество осадков составляет примерно 500 мм.

Территория Бурейского района располагается в умеренных широтах, где в течение года, в связи с изменением высоты солнца над горизонтом, изменяется продолжительность дня, а, следовательно, и поступление солнечной радиации. На приход солнечной радиации влияет состояние атмосферы: чем больше повторяемость ясных дней, тем больше приток солнечной энергии. Высота

местности и ориентация склонов также сказываются на распределении и величине радиации.

Район по пляске проводов – с умеренной пляской проводов.

Район по гололеду – третий, толщина стенки эквивалентного гололеда 20 мм.

Район по ветру – третий, скорость ветра 32 м/с.

Региональные коэффициенты приняты:

– региональный коэффициент на ветровую нагрузку – 1,2;

– региональный коэффициент на гололедную нагрузку – 1,2.

Район по количеству грозových часов в году – от 40 до 60 часов.

Район по степени загрязнения атмосферы – обычные полевые загрязнения

1.2 Характеристика потребителей электроэнергии

Численность населения п. Бурей по данным на 1.01.18 г. составляет 6946 человек.

На территории поселка действуют одна школа. Общая численность учащихся в общеобразовательных школах на 1 сентября 2018 года составляет 432 человека.

На территории поселка действуют три лечебно - профилактических учреждения здравоохранения - больница, детская и взрослая поликлиника.

Экономическая направленность в п. Бурей это деревообрабатывающая промышленность. Нижнебурейская ГЭС, бурейский крановый завод.

К электроприемникам I категории по ВСН 97-83 отнесены: электроприемники лечебных учреждений, от бесперебойности, питания которых зависит жизнь больного, котельные первой категории, водопроводные насосные станции, канализационные станции, не имеющие аварийного выпуска, тяговые подстанции, системы централизованного электроснабжения, городские РП с суммарной нагрузкой более 10000 кВ·А и т. п.

К электроприемникам II категории отнесены: жилые дома с электропище-приготовлением, жилые шестиэтажные и более высокие дома с газовыми пли-

тами, учреждения общественно-коммунального характера с числом работающих 50-2000 чел., детские и школьные учреждения, крытые зрелищные предприятия с количеством мест в зале 300-800, предприятия общественного питания с количеством посадочных мест 100-500, городские РП и ТП с суммарной нагрузкой 400-10000 кВ·А и др.

Для приемников III категории, к которым относятся все остальные электроприемники, допускаются перерывы электроснабжения на время, необходимое для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не свыше одних суток.

Доля потребителей первой и второй категории по надежности составляет 30-40% от общей нагрузки города. Частичное, а тем более полное погашение систем электроснабжения таких потребителей имеет серьезные социально-экономические последствия.

1.3 Характеристика центров питания

Электроснабжение основной части п. Буряя осуществляется от ПС 110/35/6 кВ Бурейск. В нормальном режиме ПС 110/35/6 кВ Бурейск питаются по двум линиям 110 кВ от Райчихинской ГРЭС 220/110/35/6 кВ.

Райчихинская ГРЭС – энергетическое предприятие Амурской области, находится в поселке Прогресс. Основное оборудование станции: 2 котлоагрегата типа ЦКТИ-75-39Ф ст. № 3 и ст. № 4, 4 котлоагрегата типа БКЗ-220-100Ф ст. № 6-9, турбоагрегат типа К-12-29 ст. № 4, турбоагрегат типа Р-7-29/7 ст. № 5, турбоагрегат типа К-50-90 ст. № 6, турбоагрегат типа П-33/50-90/8 ст. № 7. Топливом для Райчихинской ГРЭС служит бурый уголь Райчихинского месторождения. Распределительное устройство на 220 и 110 кВ выполнено по схеме «Одна секционированная система шин». Распределительное устройство 35 кВ выполнено по схеме: «Одна секционированная система шин». На рисунке 1 представлена упрощенная схема.

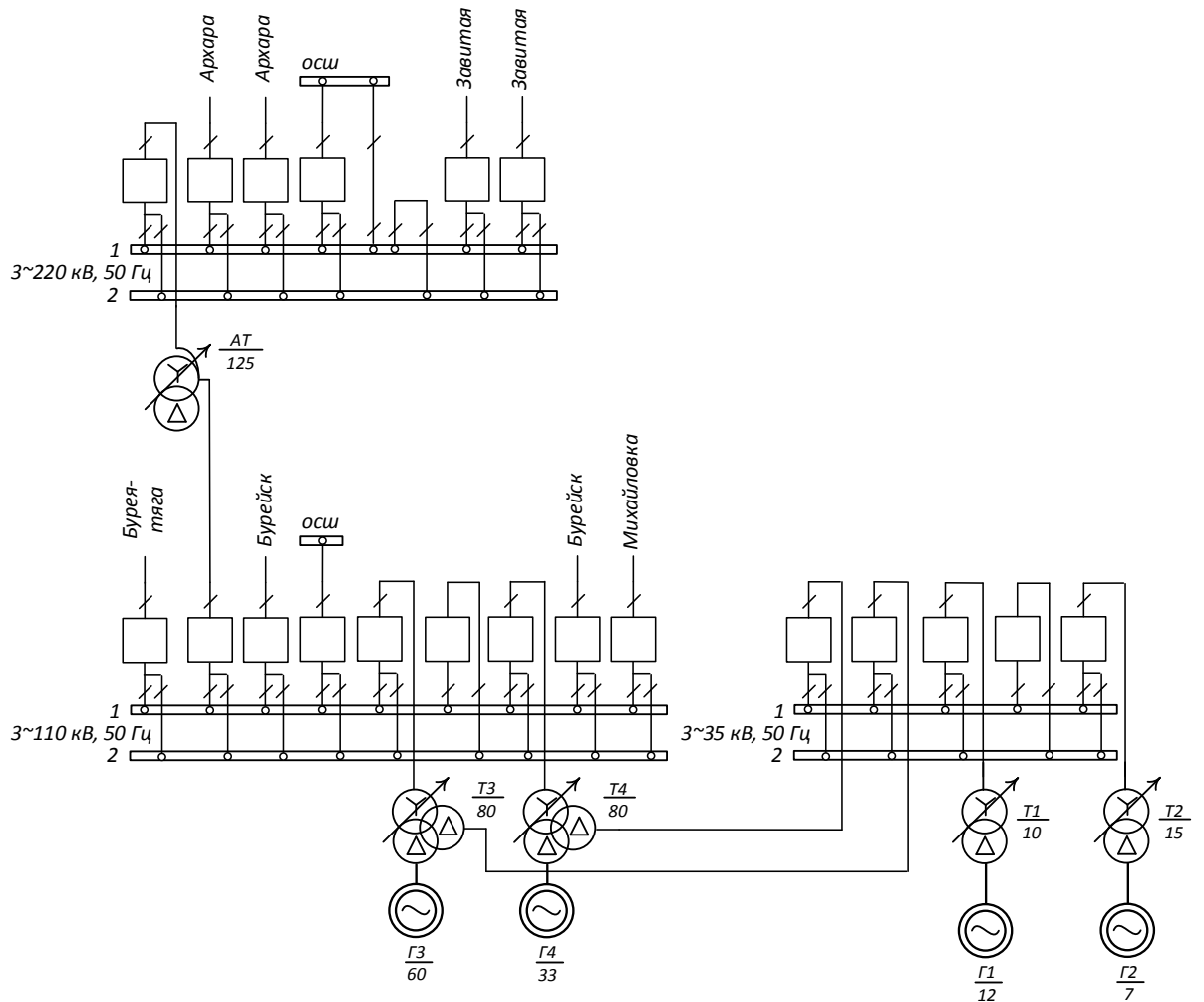


Рисунок 1 - Упрощенная схема Райчихинской ГРЭС

Распределительное устройство 110 кВ ПС Бурейск выполнено по схеме: «Две рабочие и обходная системы шин». Распределительное устройство 35 и 6 кВ выполнено по схеме: «Одна секционированная система шин». Распределительное устройство имеет два трансформаторных и два линейных присоединения. На подстанции установлено 2 трехобмоточных трансформатора типа ТДТН – 16000 110/35/6.

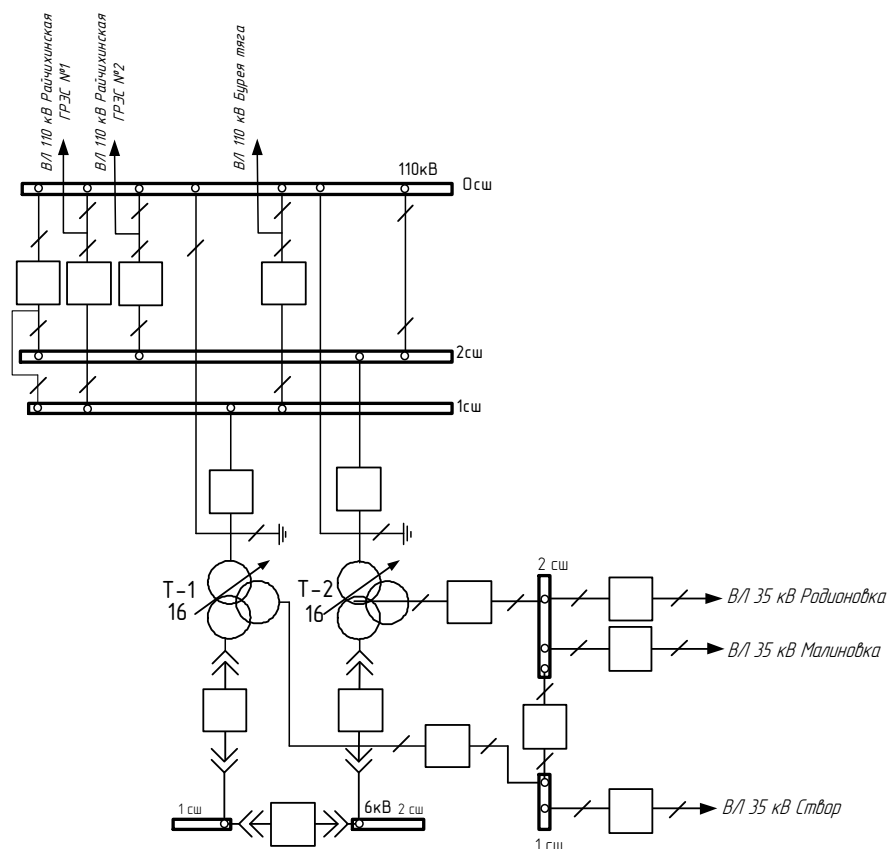


Рисунок 2 – Упрощенная схема ПС Бурейск

Загрузка трансформаторов Т1 и Т2 на ПС Бурейск согласно данным зимнего контрольного замера 18.12.2019 г. составляет Т1 - 46% и Т2 - 32%.

1.4 Состояние электрических сетей п. Бурей

В данной бакалаврской работе рассматривается реконструкция электроснабжения п. Бурей с питанием от ПС Бурейск по ф.33. Распределительная сеть 6 кВ в основном выполнена проводом АС-50, АС-70, что обуславливает наименьшую надежность данных сетей при сравнении с сетями выполненными проводом СИП.

Сеть, выполненная неизолированными (голыми) проводами имеет ряд недостатков:

- случайные прикосновения людьми, животными и механизмами (частенько воздушную линию, находящуюся под рабочим напряжением задевает грузоподъемная техника);

- опасность при обрыве проводов в плане поражения электрическим током;
- гололед и налипание снега;
- необходимость в периодической обрезке веток деревьев от перекрытия ими линии.

Анализируя три последних года контрольные замеры, на ПС Бурейск Ф-33 наблюдается превышение нормированного значения экономической плотности тока, что в свою очередь приведет к уменьшению срока службы линии, увеличение потерь электроэнергии, увеличение падения напряжения. ВЛ плотность тока которых превышает нормированное значение в представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Плотность тока ВЛ 6 кВ

Наименование ВЛ		Максимал. плотность тока, А/мм ²			Экономическая плотность тока, А/мм ²
		2017	2018	2019	
ПС Бурейск	Ф 33	2,31	1,74	2,48	1,3

Значительная часть элементов распределительной сети п. Бурей введено в эксплуатацию более 30 лет назад, при этом темпы модернизации энергооборудования ниже темпов его естественного старения. Из-за этого большинство объектов выработали свой нормативный ресурс, что привело к увеличению числа отказов и снижению надежности электроснабжения потребителей.

Фактором отказа работы оборудования, особенно для ВЛ с длительными сроками эксплуатации являются: грозовая активность, атмосферная и грунтовая коррозия, циклоны, пожары, подтопления и другие внешние воздействия. Приведем данные по аварийности с 2017-2019 год по фидеру 33 6 кВ ПС Бурейск.

Таблица 2– Данные по аварийности по присоединениям Ф-33 ПС Бурейск

Присоединение по 6 кВ	Количество откл.			Недоотпуск, тыс. кВт·час			Общее время простоя потребителя, час:мин		
	2017г.	2018г.	2019г.	2017г.	2018г.	2019г.	2017г.	2018г.	2019г.
Сумма:	9	11	13	3,09	5,86	9,43	06:32	08:09	10:46

Как видно из приведенной выше таблицы количество отказов, недоотпуск электроэнергии и время простоя оборудования ежегодно увеличивается.

Конфигурация распределительной сети 6 кВ выполнена лучевой сетью, которая представлена на рисунке 3.

Недостатками представленной сети является в первую очередь что Ф-33, ПС Бурейск перегружен и при отключении фидера ПС Бурейск по одноцепной линии обеспечивает ненадежное электроснабжение ТП питающих потребителей II категории. К таким ТП относятся ТП 85; ТП 5; ТП 24, ТП 6; ТП 23, ТП 27, ТП 225. Данные ТП являются одотрансформаторными, при этом получают питание от одного ответвления от магистральной линии. В случае повреждения трансформатора либо ответвления, потребители 2 категории будут обесточены, что недопустимо для данной категории потребителей согласно ПУЭ. Для таких ТП необходима реконструкция сети с целью резервирования линии, непосредственно питающую данную ТП, а также установка 2 трансформатора.

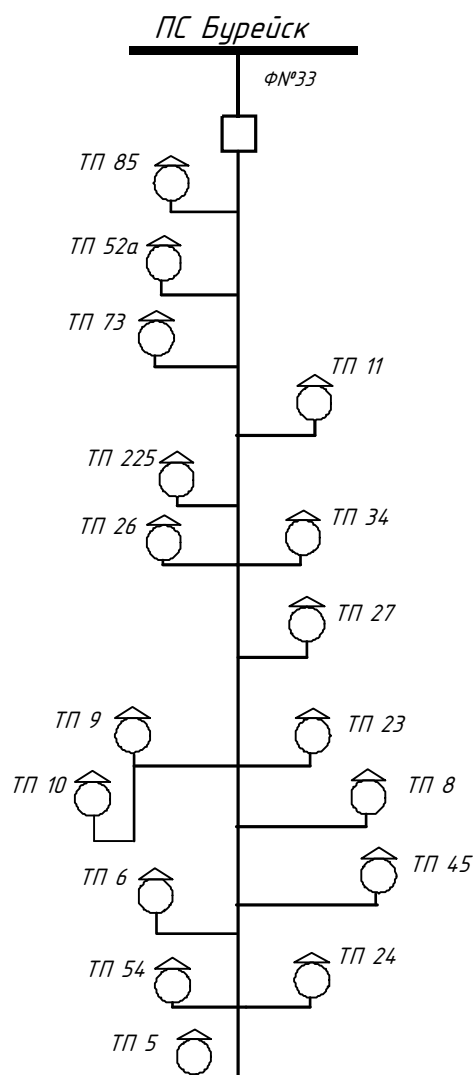


Рисунок 3 – Принципиальная схема распределительной сети 6 кВ

Из вышесказанного следует, что необходима реконструкция распределительной электрической сети п. Бурейск с целью повышения уровня надежности электроснабжения потребителей и разгрузки Ф-33 на ПС Бурейск.

2 РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Для рационального выбора системы электроснабжения необходимо определить расчетные нагрузки, в зависимости от которых устанавливаются параметры всех элементов системы.

Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях определяется величиной и характером электрических нагрузок. Нагрузки по ТП возьмем из контрольного замера 19.12.2018.

Расчетные мощности для ТП представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Расчетные мощности ТП

ТП	P_p , кВт	Q_p , кВар	S_p , кВА
ТП 85	114,5	45,8	119,6
ТП 52а	44,1	18,3	47,1
ТП 73	28,5	11,9	30,5
ТП 11	69,1	28,3	74,1
ТП 225	295,1	110,4	294,8
ТП 26	28,5	11,2	30,61
ТП 34	69,8	28,3	74,8
ТП 27	261,45	95,56	265,48
ТП 23	186,1	50,41	189,84
ТП 9	69,8	28,3	74,8
ТП 10	69,8	28,3	74,8
ТП 8	69,8	28,3	74,8
ТП 45	69,8	28,3	74,8
ТП 6	236,84	70,12	240,56
ТП 24	158,4	43,2	163,08
ТП 54	28,5	11,2	30,61
ТП 5	165,4	49,6	169,62

2.1 Выбор числа и мощности трансформаторов 6/0,4 кВ

В соответствии с существующими нормативами мощность трансформаторов на подстанциях рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 70-80 %, на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течение не

более 5 суток. Необходима замена устаревших ТП на новые ТП. Количество силовых трансформаторов планируемых к установке в первую очередь определяется категорией потребителей по надёжности электроснабжения.

Рассмотрим выбор числа и мощности силовых трансформаторов на ТП, которым необходима реконструкция. Как правило, в системах электроснабжения применяются одно и двухтрансформаторные подстанции. Однотрансформаторные ТП 6/0,4 кВ применяются при питании нагрузок, допускающих перерыв электроснабжения на время не более одних суток, необходимых для ремонта или замены поврежденного элемента (питание электроприемников III категории), а также для питания электроприемников II категории, при условии резервирования мощности по переключкам на вторичном напряжении или при наличии складского резерва трансформаторов.

Так как электроприемники рассматриваемого района относятся к II и III категории надежности электроснабжения, то реконструкцию сети будем производить с использованием двух и однотрансформаторных ТП.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению:

$$S_{pm} = \frac{S_p}{K_3 \cdot n}, \quad (1)$$

где K_3 – оптимальный коэффициент загрузки трансформатора;

n – количество трансформаторов.

Для потребителей первой и второй категории для двухтрансформаторных подстанций коэффициент оптимальной загрузки составляет:

$K_3=0,7$, а для однотрансформаторных подстанций $K_3=0,85$.

После выбора трансформатора осуществляется проверка правильности выбора по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах.

$$K_3^{norm} = \frac{S_p}{S_T^{nom} \cdot n}, \quad (2)$$

$$K_3^{n/av} = \frac{S_p}{S_T^{ном} \cdot (n-1)}, \quad (3)$$

Допустимая перегрузка трансформаторов в послеаварийном режиме составляет 1,4.

Рассмотрим выбор силового трансформатора на примере ТП 85.

$$S_{pm} = \frac{119,6}{0,7 \cdot 2} = 85,43 \text{ кВА}$$

Выбираем два трансформатора ТМ-100/6: $S_T^{ном} = 100$ кВА,

Проверяем правильность выбора:

$$K_3^{ном} = \frac{119,6}{100 \cdot 2} = 0,598,$$

$$K_3^{n/av} = \frac{119,6}{100} = 1,196.$$

Производим аналогичный расчет для остальных ТП. Данные ТП и результаты расчета приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Исходные и расчетные данные для проверки трансформаторов

ТП	Существующие трансформаторы	Устанавливаемые трансформаторы	$S_p^{ном}$, кВА	$K_3^{ном}$	$K_3^{n/av}$
ТП 85	1×ТМ-160	2×ТМ-100	85,43	0,598	1,196
ТП 5	1×ТМ-250	1×ТМ-160	121,16	0,53	1,06
ТП 24	1×ТМ-250	2×ТМ-160	116,49	0,51	1,02
ТП 6	1×ТМ-400	2×ТМ-250	171,8	0,5	0,96
ТП 23	1×ТМ-250	2×ТМ-160	135,6	0,593	1,19
ТП 27	1×ТМ-400	2×ТМ-250	189,63	0,531	1,06
ТП 225	1×ТМ-400	2×ТМ-250	210,56	0,59	1,18

2.2 Выбор схемы конфигурации сети

Схемы электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество энергии у приемников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность ее дальнейшего развития и подключения новых потребителей.

Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью.

Для построения рациональной конфигурации сети применяют повариантный метод, согласно которому для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов, и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший.

Учитывая недостатки существующей электрической сети 6 кВ, рассмотрим два варианта реконструкции электрической сети.

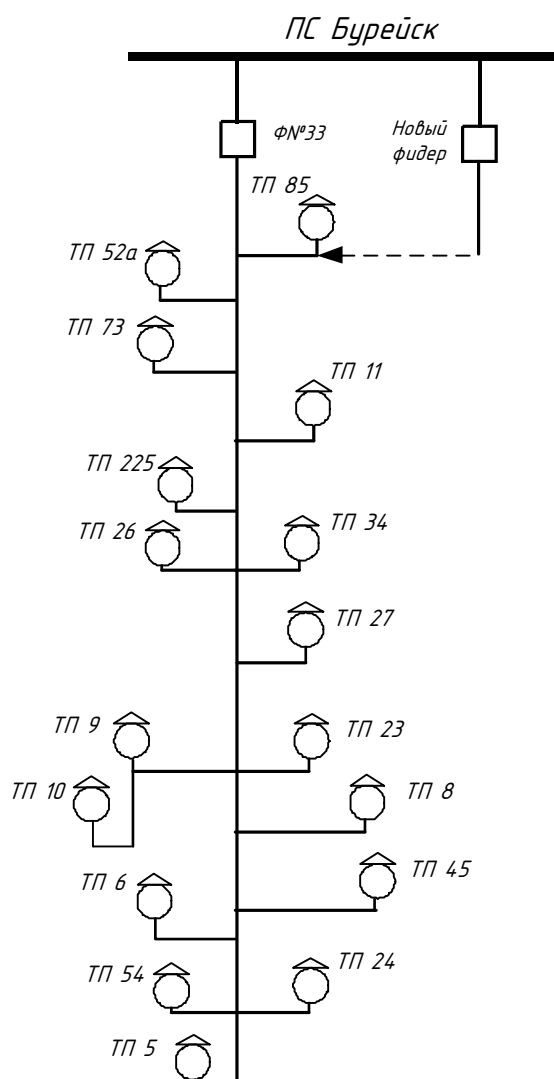


Рисунок 4 – 1 Вариант конфигурации сети

Первый вариант реконструкции электрической сети предусматривает строительство линии 6 кВ от ПС Бурейск с резервной ячейки на Ф-33 ПС Бурейск и установкой реклоузера. Дополнительное резервирование необходимо для разгрузки Ф-33, а также для надежного электроснабжения потребителей II категории. При такой схеме все ТП имеют возможность получать электроэнергию от двух источников питания. При этом потребители III категории надежности будут обесточены только в случае повреждения ВЛ непосредственно на отпайке возле ТП.

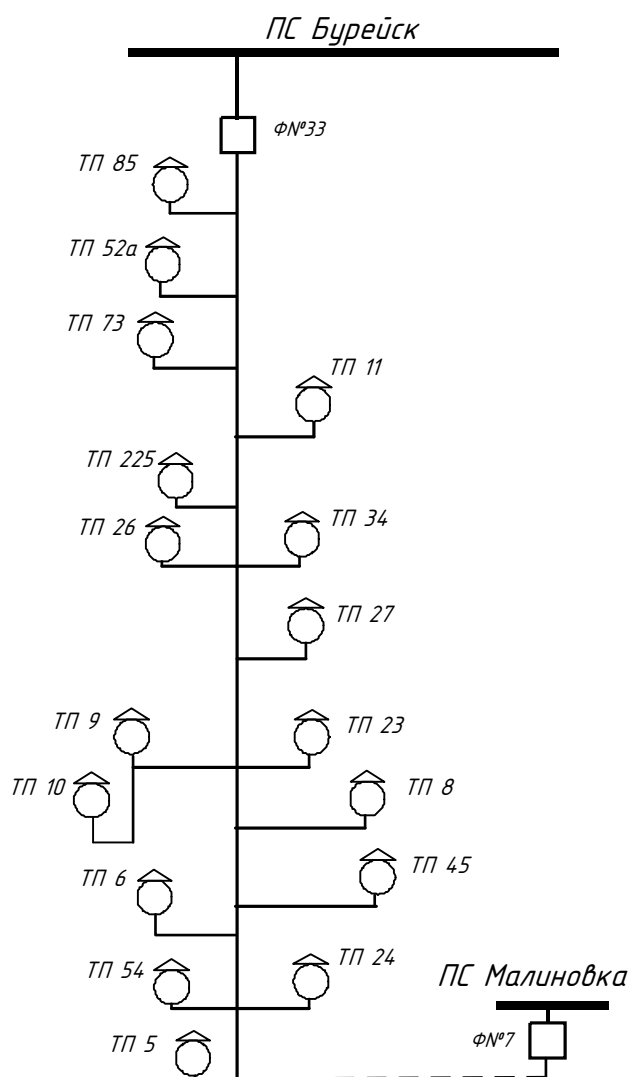


Рисунок 5 – 2 Вариант конфигурации сети

Во втором варианте реконструкции электрической сети рассматривается перевод сети с 6 кВ на 10 кВ и строительство линии 10 кВ от ПС Малиновка с Ф 7 к Ф 33 ПС Бурейск (опора 151), с установкой реклоузера.

Для выбора оптимального варианта реконструкции электрической сети произведем технико-экономическое сравнение данных вариантов

2.3 Расчёт электрических нагрузок на стороне 6 кВ ТП

Расчетные электрические нагрузки сетей 10(6) кВ определяется произведением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузки, принимаемый по [14, таб. 2.4.1].

Для определения электрических нагрузок сетей 6 кВ, необходимо определить потери мощности в трансформаторах. Основными видами потерь в силовых трансформаторах являются нагрузочные потери и потери холостого хода. Нагрузочные потери это потери в обмотках трансформатора и они главным образом зависят от сопротивления обмоток, и соответственно часть мощности, проходящая через трансформатор, тратится на нагрев этих обмоток. Потери холостого хода это потери в магнитной системе трансформатора зависящие от тока холостого хода и вихревых токов, возникающих в сердечнике трансформатора.

Сведем в таблицу 5 марки выбранных трансформаторов и их параметры.

Таблица 5- Параметры выбранных трансформаторов 6/0,4кВ

Марка	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	U_k , %	I_x , %
ТМ - 400/6	1,45	5,5	4,5	2,1
ТМ - 250/6	1,05	3,7	4,5	2,3
ТМ - 160/6	0,54	2,65	4,5	2,4
ТМ - 100/6	0,49	1,97	4,5	2,6

Потери мощности в трансформаторах определяются по формулам:

$$\Delta P_m = 2 \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{кз} \cdot (S_{ТП} / S_{трном})^2, \quad (4)$$

$$\Delta Q_m = 2 \frac{U_{к\%} \cdot S_{ТП}^2}{100 \cdot S_{т.ном}} + \frac{1}{2} \frac{I_{xx} \cdot S_{т.ном}}{100}, \quad (5)$$

где $S_{ТП}$ – полная мощность нагрузки ТП;

ΔP_{xx} – потери активной мощности на холостом ходу

I_{xx} – ток холостого хода трансформатора;

$U_{к\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора;

$S_{т.ном}$ – номинальная мощность трансформатора.

Для примера определим потери мощности для ТП 85:

$$\Delta P_m = 2 \cdot 0,54 + \frac{1}{2} \cdot 2,65 \cdot (119,6 / 160)^2 = 0,869 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_m = 2 \cdot \frac{4,5 \cdot 119,6^2}{100 \cdot 160} + \frac{1}{2} \cdot \frac{2,4 \cdot 160}{100} = 4,46 \text{ кВар}$$

Полная мощность трансформаторной подстанции, приведенная к высокой стороне, составит сумму нагрузки на шинах низшего напряжения и потерь в трансформаторах:

$$S_{mn} = \sqrt{(P_{р.ТП} + \Delta P_m)^2 + (Q_{р.ТП} + \Delta Q_m)^2}, \quad (6)$$

$$S_{mn} = \sqrt{(114,5 + 0,869)^2 + (45,8 + 4,46)^2} = 125,8 \text{ кВА}$$

Расчитанные полные мощности трансформаторных подстанций приведенные к высокой стороне представлены в таблице 6.

Таблица 6 - Полные мощности ТП приведенные к высокой стороне

ТП	ΔP_m , кВт	ΔQ_m , кВар	$S_{ТП}$, кВА
1	2	3	4
ТП 85	0,869	4,46	125,8
ТП 52а	0,869	4,46	50,18
ТП 73	0,335	3,205	31,69
ТП 11	1,374	6,736	78,48
ТП 225	1,937	9,993	299,41

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4
ТП 26	0,335	3,205	31,696
ТП 34	1,374	6,736	78,48
ТП 27	1,937	9,61	271,06
ТП 23	1,374	6,412	195,12
ТП 9	1,374	6,736	78,48
ТП 10	1,374	6,736	78,48
ТП 8	1,374	6,736	78,48
ТП 45	1,374	6,736	78,48
ТП 6	1,923	8,561	245,94
ТП 24	1,324	6,521	169,06
ТП 54	0,335	3,205	31,696
ТП 5	1,184	6,681	174,25

2.4 Выбор сечения распределительной сети 6 кВ

Выбор пропускной способности линий производится по экономическим и техническим требованиям на основании установленного распределения суммарной нагрузки. При расчёте сети учитываются нормальные и послеаварийные режимы работы. Сечение линии выбирают по экономической плотности тока, по нагреву, по расчётному длительно допустимому току.

Рассмотрим реконструкцию сети 6 кВ с заменой АС на самонесущий изолированный провод СИП. Преимущества провода СИП по сравнению с неизолированными проводами следующие:

- возможность сооружения линии электропередач без вырубki просек;
- возможность совместной подвески на опорах с телефонной линией;
- возможность использования действующих опор и опор меньшей высоты для новых линий;
- сокращение эксплуатационных расходов за счет исключения систематической расчистки трасс, сокращение объемов аварийно-восстановительных работ;
- практическая невозможность короткого замыкания между фазами и нулевым проводом или на землю;

- меньший вес и большая длительность налипания снега, повышенная надежность в зонах интенсивного гололедообразования;
- безопасность работ вблизи линий с СИП;
- снижение падения напряжения вследствие малого реактивного сопротивления – 0,1 Ом/км (0,35 Ом/км – голый провод);
- возможность совместной прокладки на одних опорах ВЛ с СИП до 1 кВ и ВЛ 6-10 кВ.

Рассмотрим выбор сечения линии для первого варианта реконструкции электрической сети на фидере 33 ПС Бурейск.

Определяем расчётный ток, на головном участке линии:

По полной мощности производим расчет тока для выбора провода:

$$I_p = \frac{S_p}{U_n \cdot \sqrt{3}}, \quad (7)$$

где S_p – полная мощность линии, кВА;

U_n – номинальное напряжение, кВ.

Полная мощность протекающая по линии определяется суммированием полных мощностей ТП приведенные к высокой стороне получающих питание от данной линии.

$$S_{p.ф33} = 1822 \text{ кВА} \quad (8)$$

$$I_{pф33} = \frac{1822}{6 \cdot \sqrt{3}} = 175,53 \text{ А}$$

Производим выбор сечения изолированных проводов исходя из условия:

$$I_{дл.доп} \geq I_p, \quad (9)$$

где $I_{дл.доп}$ – длительно допустимый ток провода выбранного сечения.

Выбираем самонесущий изолированный провод СИП-3 сечением 70 мм² с длительно допустимым током $I_{дл.доп} = 270$ А.

Выбранные сечения проводов представлены в таблице 7.

Таблица 7 - Выбранные марки и сечения распределительных линий 6 кВ и их параметры

№ нач	№ кон	l, км	Сечение	R, Ом	X, Ом	I _{доп} , А	I _p , А
33	1	0,61	70	0.44	0.18	270	175,53
1	2	1,425	70	1.03	0.43	270	162,37
2	3	2,25	70	1.62	0.67	270	157,78
3	4	0,61	70	0.44	0.18	270	154,87
4	5	1,35	70	0.97	0.40	270	147,68
5	6	0,525	70	0.38	0.16	270	136,29
6	7	0,825	70	0.59	0.25	270	126,19
7	8	0,45	70	0.32	0.13	270	114,81
8	9	0,675	70	0.49	0.20	270	43,06
9	10	0,375	70	0.27	0.11	270	35,87
10	11	0,6	70	0.43	0.18	270	28,68
11	12	1,125	70	0.81	0.34	270	17,29
12	13	0,525	70	0.38	0.16	270	7,192

Выбранные сечения магистральных проводов необходимо проверить в послеаварийных режимах работы. При повреждении Ф - 33 на головном участке сети, его нагрузку, возможно, перевести на Ф – 18 ПС Бурейск . Расчетный ток, протекающий по ф. 33 в послеаварийном режиме составляет:

$$I_{n/a} = \frac{S_{p.ф.33} + S_{p.ф.11}}{U_n \cdot \sqrt{3}} = \frac{1822 + 940}{6 \cdot \sqrt{3}} = 266 \text{ А} \quad (10)$$

Полученное значение тока Ф 33 не превышает длительно допустимый ток магистрального провода 270 А.

В таблице 8 приведена сравнительная характеристика вариантов по длине и сечениям проводов.

Таблица 8 - Длины и сечения вариантов реконструируемой сети

Сечение, мм ²	l, км
1 Вариант	
70	1,9
2 Вариант	
70	2,6

2.5 Определение потерь напряжения, электроэнергии в сети 6 кВ

Выбранное сечение проводов проверяется на допустимую потерю напряжения. Зная напряжение на шинах источника питания, и подсчитав потери напряжения в сети, определяют напряжение у потребителей. Согласно ГОСТ 32144-2013 положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % от номинального.

Потеря напряжения определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos(\varphi) + x_0 \cdot \sin(\varphi)) \cdot 100\% , \quad (11)$$

где r_0 , x_0 – удельное активное и индуктивное сопротивление линии;

I_p – расчетный ток протекающий по участку линии, А;

l – длина линии, км.

Для примера определим потерю напряжения 1 варианта для участка 1-2 фидера 33:

$$\Delta U_{1-2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 162,37 \cdot 1,425}{10 \cdot 10^3} \cdot (0,363 \cdot 0,98 + 0,284 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 3,34\% \quad (12)$$

Определение потерь мощности и энергии в сетях 6 кВ определяется аналогично, как и в сетях 0,4 кВ согласно формуле.

Для рассматриваемого участка ф.33 потеря электроэнергии равна:

$$\Delta W_{1-2} = 0,99 \cdot 3 \cdot (162,37 \cdot 0,5)^2 \cdot 0,52 \cdot 1,33(4800 + 0,75 \cdot 3960) \cdot 10^{-3} =$$

$$= 2,57 \cdot 10^5 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Результаты расчетов потери напряжения, мощности для других участков 1 Варианта приведены в следующей таблице 9.

Таблица 9 – Потери напряжения, мощности ВЛ 6 кВ

№ нач	№ кон	ΔU , %	ΔP , кВт	ΔW , кВт·ч
33	1	1,448	39,65	11440
1	2	3,343	89,04	25700
2	3	4,129	132,74	38310
3	4	1,232	31,08	89720
4	5	2,643	63,59	18350
5	6	0,949	21,06	6079
6	7	1,504	31,14	8987
7	8	0,746	14,06	4057
8	9	0,42	2,97	8562
9	10	0,178	1,04	3008
10	11	0,228	1,07	3076
11	12	0,258	0,726	2096
12	13	0,05	0,59	169,29

Произведем окончательное сравнение двух вариантов по технико-экономическим показателям.

2.6 Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети

При проектировании электрических сетей на основе технико-экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети путем оценки их сравнительной эффективности выберем наиболее надежный и экономичный вариант. Параметры ТП внешнего электроснабжения поселка Буря в двух вариантах одинаковые, сравнение данных вариантов произведем на основе технико-экономических показателей ВЛ.

Капиталовложения в линии определим по текущим ценам с учетом монтажных работ. В таблице 10 приведена стоимость проводов СИП-3 и его монтажа [7].

Таблица 10 – Стоимость проводов СИП-3 и его монтажа

Сечение, мм ²	к ₀ , тыс. руб./км	Стоимость прокладки СИП, тыс.руб./км
70	115,63	45

Капиталовложения в ВЛ рассчитанные для двух вариантов приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Капиталовложения в ВЛ

Сечение, мм ²	l, км	К _{вл} тыс. руб.
1 Вариант		
70	1,9	2546,3
Всего:		2546,3
2 Вариант		
70	2,6	3845,6
Всего:		3845,6

Суммарные эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$I = I_a + I_r \quad (13)$$

где I_a – среднегодовое отчисление на амортизацию;

I_r – суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети.

Для определения эксплуатационных издержек, и качественного сравнения вариантов определим капиталовложения некоторых уже существующих сетей:

Среднегодовые отчисления вычисляются по формуле:

$$I_a = \frac{K}{T_{сл}} \quad (14)$$

где $T_{сл}$ – срок службы, для СИП принимается $T_{сл}=15$ [7].

Суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети:

$$I_r = \alpha_r \cdot K \quad (15)$$

где α_3 – норма отчисления на обслуживание электрических сетей,

$$\alpha_3 = 0,85\% \text{ [7].}$$

Таблица 12 – Эксплуатационные издержки

Издержки	1 Вариант	2 Вариант
I_a , тыс. руб.	516,45	546,32
I_3 , тыс. руб.	49,78	53,12
Суммарные эксплуатационные издержки, тыс. руб.	554,12	565,23

Экономическим показателем, по которым выбирается оптимальный вариант, являются эквивалентные годовые расходы.

Эквивалентные среднегодовые расходы определяются по следующей формуле:

$$Z_{cp.g} = E \cdot K + I \tag{16}$$

где E – норматив дисконтирования $E = 0,1$;

K – капитальные вложения;

I – суммарные эксплуатационные издержки.

Затраты для выбранных вариантов равны:

$$Z_{cp.g1} = 1816,9 \text{ тыс. руб.}$$

$$Z_{cp.g2} = 1896,4 \text{ тыс. руб.}$$

Исходя из рассчитанных затрат выбираем первый вариант.

3 РАСЧЕТ РЕЖИМА 6 КВ С ПЕРЕВОДОМ ЧАСТИ НАГРУЗКИ НА ПС БУРЕЙСК

Режим – это текущее состояние электроэнергии. Основной целью расчетов режимов при проектировании электрических сетей является определение их параметров, характеризующих условия в которых работают оборудование сетей и ее потребители, а также определение потерь напряжения. Результаты расчетов режимов сетей являются основой для оценки качества электроэнергии, выдаваемой потребителям, допустимости рассматриваемых режимов с точки зрения работы оборудования сети, а также выявления оптимальных условий энергоснабжения потребителей.

На основании выбранного варианта переведем часть нагрузки с Ф-33 на резервный фидер ПС Бурейск с установкой реклоузера.

Так как напряжение известно, в начале линии выбираем метод расчета по данным начала. Данный метод является точным, так есть узел, в котором известно и нагрузка и напряжение.

Для начала определяются параметры схемы замещения линий в рассматриваемой сети. В сетях до 35 кВ включительно при расчете режимов не учитывается зарядная мощность.

Определяем потери мощности на последнем участке сети по данным конца:

$$\Delta S_{1213} = \frac{(P_{1213}^K)^2 + (Q_{1213}^K)^2}{U_{ном}^2} \cdot \bar{Z}_{1213} \quad (17)$$

Определяем потоки мощности вначале последнего участка сети:

$$S_{1213}^H = S_{1213}^H + \Delta S_{1213} \quad (18)$$

Определяем поток мощности в конце предпоследнего участка сети:

$$S_{1112}^K = S_{1213}^H + S_{11} \quad (19)$$

Далее алгоритм повторяется до тех пор пока не найдем поток мощности в начале головного участка.

Определяем напряжение в каждом узле. Они находятся при условии, что известны напряжения на головном участке по данным начала.

Тогда напряжение в узле можно найти, как:

$$U_i = U_{III} - \frac{S_{III-i,нач}}{\bar{U}_{III}} \cdot Z_{III-i}$$

Для узла 1:

$$U_1 = U_{шины6кВ} - \Delta U_1$$

Для начала посчитаем нормальный режим работы Ф-33 ПС Бурейск до реконструкции, напряжение на отдаленном участке составляет 5,3 кВ, что не превышает допустимое значение отклонения напряжения в точке передачи электроэнергии согласно ГОСТ 32144-2013. Учитывая потери напряжения на ТП, а также в сетях 0,4 кВ значение отклонения напряжения на зажимах электроприемников потребителя может превысить 10 %. Длительно допустимый ток превышен ($I_{max}=124$ А, $I_{доп}=210$ А).

Результаты расчета для нормального режима до реконструкции приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты расчета режима Ф-33 ПС Бурейск до реконструкции

Начало линии	Конец линии	Мощность ТП	P_H , МВт	Q_H , МВар	U_H , кВ	U_K , кВ	P_K , МВт	Q_K , МВар	$I_{нач}$, А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
33					6,4				
33	1	200	0.050	0.016	6.4	6.322	1.280	0.455	124.005
1	2	160	0.040	0.013	6.322	6.120	1.193	0.417	119.179
2	3	100	0.025	0.008	6.120	5.812	1.098	0.372	115.190
3	4	250	0.063	0.020	5.812	5.732	1.059	0.356	112.565
4	5	500	0.126	0.040	5.732	5.562	0.969	0.319	105.908

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	6	350	0.088	0.028	5.562	5.504	0.835	0.274	92.187
6	7	500	0.126	0.040	5.504	5.424	0.737	0.239	82.482
7	8	750	0.189	0.061	5.424	5.387	0.607	0.197	68.412
8	9	250	0.063	0.020	5.387	5.350	0.416	0.134	47.163
9	10	250	0.063	0.020	5.350	5.332	0.352	0.114	40.030
10	11	500	0.126	0.040	5.332	5.308	0.288	0.093	32.874
11	12	320	0.081	0.026	5.308	5.284	0.161	0.052	18.498
12	13	160	0.081	0.026	5.284	5.278	0.081	0.026	9.254

Благодаря строительству двухцепной линии и установки реклоузера переведем часть нагрузки на ПС Бурейск резервный фидер. Тогда напряжение на отдаленном участке составляет 6 кВ, что не превышает допустимое значение отклонения напряжения в точке передачи электроэнергии согласно ГОСТ 32144-2013. Длительно допустимый ток не превышен ($I_{\max}=112$ А, $I_{\text{доп}}=310$ А).

Результаты расчета для нормального режима после реконструкции приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты расчета режима Ф 33 ПС Бурейск после реконструкции

Начало линии	Конец линии	Мощность ТП	P_H , МВт	Q_H , МВар	U_H , кВ	U_K , кВ	P_K , МВт	Q_K , МВар	$I_{\text{нач}}$, А
	1				6,4				
1	2	750	0.351	0.113	6.400	6.123	1.133	0.367	112.294
2	3	250	0.117	0.038	6.123	6.072	0.775	0.251	77.481
3	4	250	0.117	0.038	6.072	6.048	0.656	0.212	65.780
4	5	500	0.234	0.075	6.048	6.017	0.536	0.173	54.033
5	6	320	0.150	0.048	6.017	5.984	0.300	0.097	30.416
6	7	160	0.150	0.048	5.984	5.976	0.150	0.048	15.218

4 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПС БУРЕЙСК

В связи с увеличением потребления электроэнергии в поселке Бурейск, необходимо проверить трансформаторы на ПС Бурейск.

4.1 Компенсация реактивной мощности

Коэффициент мощности в режиме максимальных нагрузок согласно зимнему контрольному замеру 18.12.2019 г. за 19 часов равен:

$$\operatorname{tg}(\varphi) = \frac{Q_{\max}}{P_{\max}} = \frac{1,14}{2,85} = 0,4 \quad (20)$$

Значение коэффициента мощности на ПС Бурейск не превышает значений, нормируемых в Приказе 49 от 22.02.2007 года о компенсации реактивной мощности ($\operatorname{tg}(\varphi) = 0,4$ для сети напряжением 6, 35 кВ) [13]. Таким образом, установка компенсирующих устройств с точки зрения поддержания экономически обоснованного коэффициента мощности нецелесообразна.

4.2 Выбор трансформаторов на ПС Бурейск

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_m \cdot k_{\text{зонт}}}, \quad (21)$$

где $S_{\text{трасч}}$ – расчётная мощность трансформатора, МВА;

$P_{\text{ср}}$ – средняя зимняя активная мощность, МВт;

$Q_{\text{неск}}$ – значение максимальной не скомпенсированной реактивной мощности, Мвар;

n_m – число трансформаторов;

$k_{\text{зонт}}$ – оптимальный коэффициент загрузки.

Так как на ПС установка КУ с целью компенсации реактивной мощности не предполагается то $Q_{\text{неск}}=Q_{\text{ср}}$.

Рассчитаем мощность трансформатора:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{12,49^2 + 4,99^2}}{2 \cdot 0,7} = 11,607 \text{ МВА}$$

Проверяем трансформатор на загрузку в послеаварийном режиме, т.е. при отключении одного трансформатора.

$$k_{3 \text{ н/а}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n_m - 1) \cdot S_{\text{трасч}}}, \quad (22)$$

В нормальном режиме:

$$K_{3\text{ТЗ}} = \frac{S_p}{S_{\text{ТНОМ}}} \cdot 100\% = \frac{6,89}{16} \cdot 100\% = 43\% \quad (23)$$

$$K_{3\text{ТЗ}} = \frac{S_p}{S_{\text{ТНОМ}}} \cdot 100\% = \frac{5,60}{16} \cdot 100\% = 35\%$$

В послеаварийном режиме должно выполняться условие $k_{3 \text{ н/а}} \leq 1,4$

$$k_{3 \text{ н/а}} = \frac{\sqrt{12,49^2 + 4,99^2}}{16} = 0,841$$

Делаем вывод, что трансформаторы на ПС Бурейск менять не требуется, загрузка составляет менее 70%.

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткими замыканиями называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо и эффективно-заземленными нейтралью, а также витковые замыкания в электрических машинах. Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Чаще всего КЗ происходят через переходное сопротивление, например, через сопротивление электрической дуги, возникающей в месте повреждения изоляции. Иногда, возникает металлическое КЗ без переходного сопротивления. Для упрощения анализа в большинстве случаев при расчете токов КЗ рассматривают металлическое КЗ без учета переходных сопротивлений. Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики.

5.1 Расчёт токов КЗ в сети 110, 35 и 6 кВ

В нашем случае принимаем за расчётные подстанции ТП № 85, и ТП № 5, питающиеся от подстанции Бурейск.

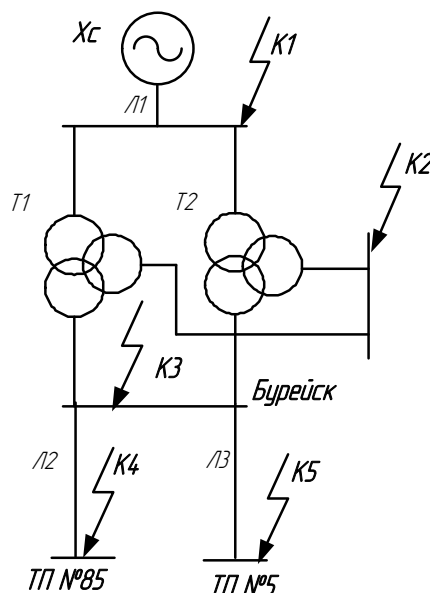


Рисунок 6 – Расчетная схема сети для расчета токов КЗ

Схема замещения выглядит следующим образом.

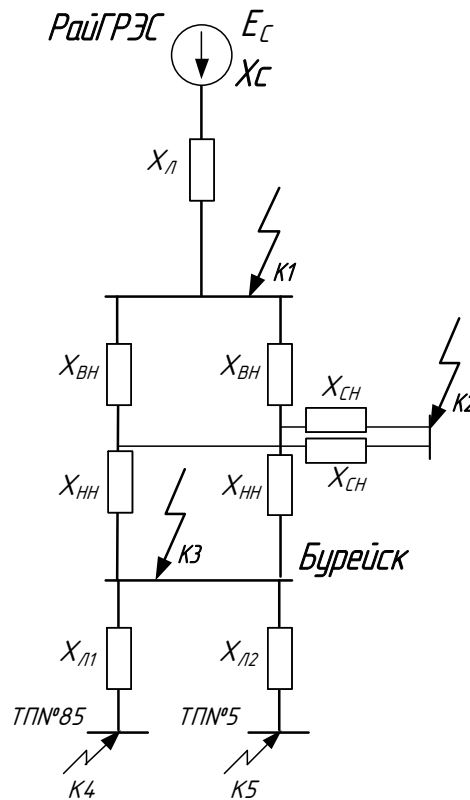


Рисунок 7 – Схема замещения для расчёта тока КЗ на шинах 35 и 6 кВ
 Расчет токов КЗ будем производить в базисных величинах.

В качестве базисного напряжения принимают среднее напряжение той ступени, на которой производится расчет токов КЗ: $U_1=115$ кВ, $U_2=6,3$ кВ

Базисная мощность принимается: $S_{баз}=100$ МВА.

Определяем базисные токи:

$$I_{\bar{6}} = \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{6}}} \quad (24)$$

$$I_{\bar{6}1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА}$$

$$I_{\bar{6}2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,562 \text{ кА}$$

$$I_{\bar{6}3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,2 \text{ кА}$$

Сопротивление системы определяется выражением:

$$X_C = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot I_{IIO}^{(3)} \cdot U_{cp. ном}} \quad (25)$$

где $I_{IIO}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ для момента начала КЗ.

$$X_C = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot I_{IIO}^{(3)} \cdot U_{cp. ном}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 16,2 \cdot 115} = 0,044 \text{ о.е.},$$

где $I_{IIO}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ на шинах 110 кВ.

Параметры питающих линий:

Райчихинская ГРЭС – Бурейск:

$L_{л1} = 16,4$ км, марка провода АС-95, $x_0 = 0,434$ Ом/км;

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_1^2} \quad (26)$$

$$X_{л1} = \frac{1}{2} \cdot 0,434 \cdot 16,4 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,027 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформаторов на ПС Бурейск:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{KBH} + U_{KBС} - U_{KCH}) = 0,5 \cdot (20 + 12,5 - 6,5) = 13\%. \quad (27)$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{KBС} + U_{KCH} - U_{KBH}) = 0,5 \cdot (12,5 + 6,5 - 20) = 0,5\%. \quad (28)$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{KCH} + U_{KBH} - U_{KBС}) = 0,5 \cdot (6,5 + 20 - 12,5) = 7\% \quad (29)$$

$$X_{TB} = \frac{U_{KB\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{T2}} = \frac{13}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,813 \text{ о.е.} \quad (30)$$

$$X_{ТН} = \frac{U_{кН\%}}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{Т2}} = \frac{7}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,438 \text{ о.е.} \quad (31)$$

$$X_{ТС} = 0 \text{ о.е.} \quad (32)$$

Суммарное сопротивление до точки К1:

$$X_{\Sigma K1} = X_c + X_{Л1} = 0,044 + 0,027 = 0,071 \text{ о.е.} \quad (33)$$

Суммарное сопротивление до точки К2:

$$X_{\Sigma K2} = X_{ВН} + X_{СН} = 0,813 + 0 = 0,813 \text{ о.е.} \quad (34)$$

Суммарное сопротивление до точки К3:

$$X_{\Sigma K3} = X_{ВН} + X_{НН} = \frac{1}{2} \cdot (0,813 + 0,438) = 0,625 \text{ о.е.} \quad (35)$$

Сопротивление воздушных линий по 6 кВ находится по формуле:

$$X_{ли} = x_{y\partial} \cdot l_i \quad (36)$$

$$X_{Л1} = x_{y\partial.cun50} \cdot l_1 = 0,119 \cdot 0,6 \cdot \frac{100}{6,3^2} = 0,18 \text{ о.е. ,}$$

$$X_{Л2} = x_{y\partial.cun50} \cdot l_2 = 0,119 \cdot 11,33 \cdot \frac{100}{6,3^2} = 3,39 \text{ о.е.}$$

Рассчитаем суммарные сопротивления:

$$X_{\Sigma 4} = X_{\Sigma K3} + X_{Л1} = 0,625 + 0,18 = 0,805 \text{ Ом ,}$$

$$X_{\Sigma 5} = X_{\Sigma K3} + X_{Л2} = 0,625 + 3,39 = 4,015 \text{ Ом ,}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{п0к1}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 1}} \cdot I_{61} = \frac{1}{0,071} \cdot 0,502 = 7,07 \text{ кА} \quad (37)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_{\text{п0к2}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 2}} \cdot I_{\text{б2}} = \frac{1}{0,813} \cdot 1,562 = 1,92 \text{ кА}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К3:

$$I_{\text{п0к3}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 3}} \cdot I_{\text{б3}} = \frac{1}{0,625} \cdot 9,2 = 14,72 \text{ кА}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К4 относительно ТП 85:

$$I_{\text{п0к4}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 4}} \cdot I_{\text{б3}} = \frac{1}{0,805} \cdot 9,164 = 11,38 \text{ кА}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К3 относительно ТП 21:

$$I_{\text{н0к5}} = \frac{E}{X_{\Sigma 5}} \cdot I_{\text{б3}} = \frac{1}{4,015} \cdot 9,164 = 2,28 \text{ кА}$$

Определим ударные токи по следующей формуле:

$$I_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н0}} \cdot k_{\text{уд}} \quad (38)$$

где $k_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ T_a , которая определяется в зависимости от соотношения результирующих индуктивного и активного сопротивлений цепи КЗ, с.

Согласно [3, с.110] принимаем средние значения $k_{\text{уд}}=1,935$ для точки К1, для точки К2 $k_{\text{уд}}=1,608$, К3, К4, К5 $k_{\text{уд}}=1,369$.

Тогда ударные токи будут равны:

$$I_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н0.1}} \cdot k_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 7,07 = 19,35 \text{ кА},$$

$$I_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.2} \cdot K_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 1,608 = 4,37 \text{ кА},$$

$$I_{y\partial 3} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.3} \cdot K_{y\partial 3} = \sqrt{2} \cdot 14,72 \cdot 1,369 = 28,49 \text{ кА},$$

$$I_{y\partial 4} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.4} \cdot K_{y\partial 4} = \sqrt{2} \cdot 11,38 \cdot 1,369 = 22,03 \text{ кА},$$

$$I_{y\partial 5} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.5} \cdot K_{y\partial 5} = \sqrt{2} \cdot 2,28 \cdot 1,369 = 4,42 \text{ кА}.$$

В качестве несимметричного тока короткого замыкания рассчитаем ток двухфазного КЗ, по следующей формуле:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0} \quad (39)$$

Тогда токи составят:

$$I_{K31}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0.1} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,07 = 6,12 \text{ кА},$$

$$I_{K32}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0.2} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,92 = 1,663 \text{ кА},$$

$$I_{K33}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0.3} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 14,72 = 12,75 \text{ кА},$$

$$I_{K34}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0.4} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 11,38 = 9,86 \text{ кА},$$

$$I_{K35}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0.5} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,28 = 1,975 \text{ кА}.$$

Остальные точки короткого замыкания рассчитываются аналогично. Результаты представлены в таблице 13.

5.2 Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ

Токи короткого замыкания определяют на шинах 0,4 кВ рассчитываемой трансформаторной подстанции, и на концах отходящих фидеров. Расчёт будем производить в соответствии с межгосударственным стандартом по расчёту токов короткого замыкания ниже 1 кВ. Токи КЗ рассчитаем на тех же подстанциях, на которых были рассчитаны токи в сети 6 кВ. Схемы с точками короткого замыкания представлены ниже.

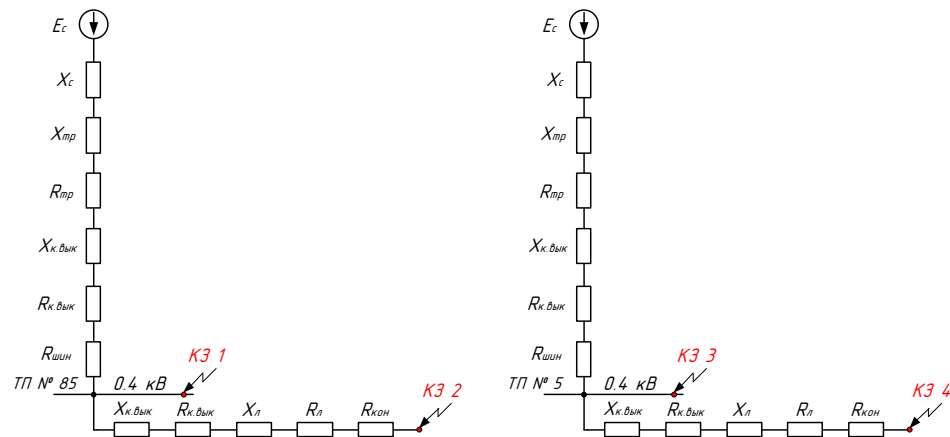


Рисунок 8 – Схемы замещения для расчёта токов КЗ в сети 0,4 кВ

При электроснабжении электроустановки от энергосистемы через понижающий трансформатор начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ без учета подпитки от электродвигателей следует определять по формуле:

$$I_{П0} = \frac{U_{СРНН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}} \quad (40)$$

Рассмотрим пример расчёта точек КЗ 1, и КЗ 2. Рассчитаем параметры схемы замещения, найдём сопротивление всех элементов.

Сопротивление кабелей и воздушных линий:

$$x_i(r_i) = x_{y0}(r_{y0}) \cdot l_i \quad (41)$$

Сопротивление трансформаторов находим по формулам:

$$Z_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{нн}^2}{S_{ном.т}} \quad (42)$$

$$R_T = \frac{\Delta P \cdot U_{нн}^2}{S_{ном.т}^2} \cdot 10^6 \quad (43)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad (44)$$

Сопротивление системы найдём по формуле:

$$X_C = \frac{U_{нн}^2}{S_{КЗ}} \cdot 10^{-3} = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ.сист.}^{(3)}} \cdot \left(\frac{U_{нн}}{U_{сист}} \right)^2 \quad (45)$$

$$X_C = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ.сист.}^{(3)}} \cdot \left(\frac{U_{нн}}{U_{сист}} \right)^2 = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 1191} \cdot \left(\frac{0,4}{6,3} \right)^2 \cdot 10^3 = 7,386 \text{ мОм},$$

$$Z_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{нн}^2}{S_{ном.т}} = \frac{4 \cdot 0,4^2 \cdot 10^4}{160} = 40 \text{ мОм},$$

$$R_T = \frac{\Delta P \cdot U_{нн}^2}{S_{ном.т}^2} \cdot 10^6 = \frac{2,3 \cdot 0,4^2 \cdot 10^6}{160^2} = 14,375 \text{ мОм},$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{40^2 - 14,375^2} = 37,328 \text{ мОм}.$$

Сопротивления линий:

$$R_{л} = 80 \cdot 1,1 = 88 \text{ мОм}, \quad X_{л} = 80 \cdot 0,061 = 4,88 \text{ мОм}.$$

В схеме для расчёта короткого замыкания необходимо учесть сопротивление контактов и болтовых соединений, и катушек выключателей.

Найдём суммарное сопротивление для расчётной точки КЗ 1:

$$R_{\Sigma 1} = R_{тр} + R_{вык400} + R_{шин} = 14,375 + 0,65 + 0,004 = 15,029 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma 1} = X_c + X_{mp} + X_{вык400} = 7,386 + 37,328 + 0,17 = 44,884 \text{ мОм}.$$

Найдём суммарное сопротивление для расчётной точки КЗ 2:

$$R_{\Sigma 2} = R_{mp} + R_{вык400} + R_{шин} + R_{вык70} + R_l + R_{конт} = 14,375 + 0,65 + 0,004 + 3,5 + 88 + 0,027 = 106,556 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma 2} = X_c + X_{mp} + X_{вык400} + X_{вык70} + X_l = 7,386 + 37,328 + 0,17 + 2 + 4,88 = 51,764 \text{ мОм}.$$

Найдём ток периодической составляющей тока короткого замыкания в двух точках:

$$I_{п0К1} = \frac{U_{СРНН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{15,029^2 + 44,884^2}} = 4,879 \text{ кА},$$

$$I_{п0К2} = \frac{U_{СРНН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{2\Sigma}^2 + X_{2\Sigma}^2}} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{106,556^2 + 51,764^2}} = 1,949 \text{ кА}.$$

Ударный ток находится по формуле, и составит:

$$I_{удК1} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.1} \cdot \kappa_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 4,879 = 8,97 \text{ кА},$$

$$I_{удК2} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.2} \cdot \kappa_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 1,949 = 3,584 \text{ кА}.$$

В качестве несимметричного короткого замыкания рассчитаем однофазное короткое замыкание. Принцип расчёта остаётся тот же, однако при несимметричных коротких замыканиях появляется обратная и нулевая последовательность, а также изменяется сопротивление некоторых элементов схемы. В приближённых расчётах сопротивление обратной последовательности можно принять равным сопротивлению прямой последовательности.

Сопротивления трансформаторов будут такими же, как и сопротивления прямой последовательности.

Ток однофазного короткого замыкания можно найти по следующей формуле:

$$I_{\Pi 0} = \frac{U_{\text{срнн}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}} \quad (46)$$

Сопротивления линий:

$$R_{\text{Л}} = 80 \cdot R_{\text{уд.ноль}} = 80 \cdot 2,07 = 165,6 \text{ мОм},$$

$$X_{\text{Л}} = 80 \cdot X_{\text{уд.ноль}} = 80 \cdot 0,298 = 23,84 \text{ мОм}.$$

Найдём суммарное сопротивление для расчётной точки КЗ 1:

$$R_{\Sigma 1o} = R_{\text{тр}} + R_{\text{вык400}} + R_{\text{шин}} = 14,375 + 0,65 + 0,004 = 15,029 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma 1o} = X_{\text{тр}} + X_{\text{вык400}} = 37,328 + 0,17 = 37,498 \text{ мОм}.$$

Найдём суммарное сопротивление для расчётной точки КЗ 2:

$$R_{\Sigma 2o} = R_{\text{тр}} + R_{\text{вык400}} + R_{\text{шин}} + R_{\text{вык70}} + R_{\text{л.о}} + R_{\text{конт}} = 14,375 + 0,65 + 0,004 + 3,5 + 165,6 + 0,027 = 184,156 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma 2o} = X_{\text{тр}} + X_{\text{вык400}} + X_{\text{вык70}} + X_{\text{л.о}} = 37,328 + 0,17 + 2 + 23,84 = 63,338 \text{ мОм}.$$

Найдём ток однофазного тока короткого замыкания в двух точках:

$$I_{\Pi 0 \text{К}10} = \frac{U_{\text{срнн}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{1\Sigma o})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{1\Sigma o})^2}};$$

$$I_{\Pi 0 \text{К}10} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 15,029 + 15,029)^2 + (2 \cdot 44,884 + 37,498)^2}} = 1,71 \text{ кА},$$

$$I_{\text{п0к20}} = \frac{U_{\text{срнн}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_{2\Sigma} + R_{2\Sigma o})^2 + (2 \cdot X_{2\Sigma} + X_{2\Sigma o})^2}};$$

$$I_{\text{п0к20}} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 106,556 + 184,156)^2 + (2 \cdot 51,764 + 63,338)^2}} = 0,536 \text{ кА}.$$

Ударный ток находится по формуле и составит:

$$I_{\text{удк1o}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н0.1o}} \cdot \kappa_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 1,71 = 3,145 \text{ кА},$$

$$I_{\text{удк2o}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н0.2o}} \cdot \kappa_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 0,536 = 0,985 \text{ кА}.$$

Результаты расчетов представлены в таблице 13.

5.3 Результаты расчёта токов короткого замыкания

Для наглядности сведём результаты расчёта для всех точек при симметричном и несимметричном коротком замыкании в таблицу 15.

Таблица 15 – Результаты расчёта токов короткого замыкания

Точка КЗ	Симметричное КЗ				Несимметричное КЗ		
	В сети 10 кВ		В сети 0,4 кВ		В сети 10 кВ	В сети 0,4 кВ	
	$I_{\text{п0}}$	$I_{\text{уд}}$	$I_{\text{п0}}$	$I_{\text{уд}}$	$I_{(2)\text{кз}}$	$I_{\text{п0}}$	$I_{\text{уд}}$
К1	2,48	5,64	4,879	8,97	1,044	1,71	3,145
К2	4,75	9,196	1,949	3,584	1,032	0,536	0,985
К3	4,25	8,228	6,203	11,243	0,98	1,517	5,811
К4	4,002	7,75	5,546	9,518	2,01	0,905	2,48
К5	3,96	6,96	5,866	9,622	1,98	1,397	5,904
К6	4,12	7,36	3,839	6,381	1,81	1,365	5,972
К7	4,36	7,56	4,263	8,191	1,71	1,885	5,905

Так как токи трёхфазного короткого замыкания больше чем токи однофазного, то дальнейшую проверку оборудования будем производить по трёхфазному току короткого замыкания.

5.4 Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ

Воздействие тока КЗ учитывают только при выборе сечений линий защищаемых релейной защитой. Линии, защищаемые плавкими

токоограничивающими предохранителями, на термическую стойкость к токам КЗ не проверяют, так как время срабатывания предохранителя мало и выделившееся тепло не в состоянии нагреть кабель до опасного значения.

Определяется минимально допустимое сечение проводника по условиям термической стойкости, в инженерных расчётах применяется следующая формула:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\text{кз}}}}{C}, \quad (47)$$

где $B_{\text{кз}}$ – тепловой импульс тока КЗ;

C – коэффициент значение, которого зависит от материала проводника.

$$B_{\text{кз.н}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot t_{\text{отк}}, \quad (48)$$

где $t_{\text{отк}}$ – собственное время отключения выключателя [7].

$$B_{\text{кз.а}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot \frac{x}{\omega \cdot r}, \quad (49)$$

где r – активное сопротивление;

x – индуктивное сопротивление.

$I_{\text{н.о}}$ - ток берем из таблицы 13.

$$B_{\text{кз}} = B_{\text{кз.а}} + B_{\text{кз.н}} \quad (50)$$

Проверим сечение на головных участках распределительной сети 6 кВ, так как они защищены выключателями. Линии 0,4 кВ, проверять по термической стойкости не будем, поскольку они защищены автоматическими выключателями, в проверку которых уже заложено согласование с выбранным сечением.

Найдём тепловой импульс:

$$B_{кз.л} = I_{кз}^2 \cdot t_{откл} = 1205^2 \cdot 1 = 1,452 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{сек} ,$$

$$B_{кз.а} = I_{кз}^2 \cdot \frac{x_{рез}}{\omega \cdot r_{рез}} = 1205^2 \cdot \frac{0,119 \cdot 0,00035}{314 \cdot 0,641 \cdot 0,00035} = 0,0005 \text{ A}^2 \cdot \text{сек} ,$$

$$B_{кз} = B_{кз.л} + B_{кз.а} = 1,452 \cdot 10^6 + 0,0005 = 1,452 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{сек} .$$

Найдём минимальное сечение, полученное сечение необходимо округлять до ближайшего стандартного значения.

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_{кз}}}{C} = \frac{\sqrt{1,452 \cdot 10^6}}{95} = 12,69 \text{ мм}^2 .$$

Произведём проверку сечения по термической стойкости распределительной сети питающейся от подстанции Бурейск.

Найдём тепловой импульс:

$$B_{кз.л} = I_{кз}^2 \cdot t_{откл} = 2315^2 \cdot 1 = 5,359 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{сек} ,$$

$$B_{кз.а} = I_{кз}^2 \cdot \frac{x_{рез}}{\omega \cdot r_{рез}} = 2315^2 \cdot \frac{0,119 \cdot 0,0006}{314 \cdot 0,641 \cdot 0,0006} = 0,00059 \text{ A}^2 \cdot \text{сек} ,$$

$$B_{кз} = B_{кз.л} + B_{кз.а} = 5,359 \cdot 10^6 + 0,00059 = 5,362 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{сек} .$$

Найдём минимальное сечение, полученное сечение необходимо округлять до ближайшего стандартного значения.

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_{кз}}}{C} = \frac{\sqrt{5,362 \cdot 10^6}}{95} = 24,374 \text{ мм}^2 .$$

Сечение распределительной сети питающейся от подстанции Бурейск выбрано, верно.

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ПС БУРЕЙСК

6.1 Выбор и проверка выключателей

Так как на ПС Бурейск установлены масляные выключатели типа МКП-110, С-35М и срок эксплуатации 30 лет, необходимо произвести замену выключателей.

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока.

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

– напряжению: $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$;

– длительному току : $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}}$; $k_{\text{пт}} I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$.

Проверку выключателей следует производить на симметричный ток отключения по условию: $I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$.

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}} / 100 \geq i_{\text{ат}}, \quad (51)$$

где $i_{\text{а.ном}}$ – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

$\beta_{\text{норм}}$ – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %;

$i_{\text{ат}}$ – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ ;

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов:

$$\tau = t_{\text{з min}} + t_{\text{с.в}}, \quad (52)$$

где $t_{3\min}$ – минимальное время действия релейной защиты; $t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя.

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}, I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{п0}},$$

где $i_{\text{вкл}}$ – наибольший пик тока включения (по каталогу);

$i_{\text{уд}}$ – ударный ток КЗ в цепи выключателя;

$I_{\text{вкл}}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей);

$I_{\text{п0}}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}; I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}, \quad (53)$$

где $i_{\text{пр.скв}}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

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

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}, \quad (54)$$

где $I_{\text{тер}}$ – ток термической стойкости по каталогу;

$t_{\text{тер}}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу,

с;

$B_{\text{к}}$ – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля) по расчету:

$$W_k = I_{п0}^2 (t_{откл} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (55)$$

где $t_{откл}$ – расчетная продолжительность КЗ.

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$W_k = I_{п0}^2 (t_{откл} + T_a) = 7,07^2 \cdot (2,1 + 0,03) = 106,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Предварительно выбираем колонковый элегазовый выключатель ВГТ-110П-40/1000 с пружинным приводом типа ППрК.

Для проверки отключающей способности определим значения аperiodической и периодической составляющей тока КЗ для момента времени τ .

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов равно:

$$\tau = 0,01 + t_{с.в} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с.}$$

Аperiodическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 7,07 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 2,23 \text{ кА.} \quad (56)$$

Для определения действующего значения периодической составляющей $I_{пт}$ в любой момент КЗ t используется метод типовых кривых. Он основан на использовании кривых изменения во времени отношения действующих значений периодической составляющей тока КЗ от генератора в произвольный и начальный моменты времени, т. е. $\gamma_t = I_{пт} / I_{п0} = f(t)$, построенных для разных удаленностей точки КЗ. Метод типовых кривых целесообразно применять в тех случаях когда точка КЗ находится у выводов генераторов или на небольшой электрической удаленности от них. Если же энергосистема связана с точкой КЗ непосредственно как в нашем случае, то действующее значение

апериодической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным $I_{пт} = I_{п0} = \text{const}$.

Определим номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,63 \text{ кА.}$$

Термическая стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне ВН:

$$I_{max p} = \frac{S_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{12,49^2 + 4,99^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,071 \text{ кА.} \quad (57)$$

Результаты выбора выключателя на ПС Бурейск сведены в таблице 16:

Таблица 16 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном}=110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=1000 \text{ А}$	$I_{max}=71 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{пт}=6,12 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$
$i_{a,ном} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{ат}=2,23 \text{ кА}$	$i_{a,ном} \geq i_{ат}$
$I_{пр.скв} = 40 \text{ кА}$	$I_{п0}=1,12 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 19,35 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 106,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Как видно из результатов выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Результаты выбора выключателя на ПС Бурейск сведены в таблице 17.

Таблица 17 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=47 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{max}}$
$I_{\text{откл.НОМ}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}}=1,66 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.НОМ}} \geq I_{\text{пт}}$
$i_{\text{а.НОМ}}=15,9 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}}=4,19 \text{ кА}$	$i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$
$I_{\text{пр.скв}}=40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}}=1,92 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$
$i_{\text{дин}}=102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=4,37 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=7,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

Как видно из результатов выключателя ВГТ-110П-40/1000 и ВГТ-35П-40/630 соответствует данным условиям и могут быть приняты к установке.

6.2 Выбор и проверка разъединителей

Высоковольтные разъединители применяются для электрического разделения высоковольтных сетей. В отключенном положении они образуют видимый изоляционный промежуток. Высоковольтные разъединители производят переключение без нагрузки.

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей находящихся под током.

На высокой стороне выбираем разъединители РГ-110/1000 УХЛ1 с двигательным электроприводом типа ПД-14УХЛ1.

Таблица 18 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}}=1000 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=71 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{max}}$
$i_{\text{дин}}=80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=19,35 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
для главных ножей: $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=106,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
для заземляющих ножей: $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=106,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

На средней стороне выбираем разъединители РГ-35/630 УХЛ1 с двигательным электроприводом типа ПД-14УХЛ1.

Таблица 19 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=35$ кВ	$U_{сет.ном}=35$ кВ	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=630$ А	$I_{max}=47$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$
$i_{дин}=80$ кА	$i_{уд}=4,37$ кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$
для главных ножей: $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}=1875$ кА ² ·с	$B_k=7,85$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
для заземляющих ножей: $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}=850$ кА ² ·с	$B_k=7,85$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Как видно из результатов разъединители соответствует данным условиям, и могут быть приняты к установке.

6.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока - это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи. На вводных ячейках устанавливаем ТТ на каждой фазе, на отходящих линиях и на секционном выключателе достаточно двух ТТ.

Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} ,$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2ном}$ - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx R_2$.

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{ПРИБ}$, сопротивления соединительных проводов $R_{ПР}$ и переходного сопротивления контактов $R_к$:

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_к; \quad (58)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть $2,5 \text{ мм}^2$ по меди и 4 мм^2 по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно - 6 и 10 мм^2 . Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что $Z_{пров} = R_{пров}$.

На стороне СН выберем трансформатор тока ТОЛ -35У1. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3020	0,6	-	-
Ваттметр	СВ3020	0,07	-	0,07
Варметр	СР3020	0,07	-	0,07
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230ART2-03	7,5	7,5	7,5
ИТОГО		8,24	7,5	7,64

$Z_{2ном} = 15 \text{ Ом}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока

$\sum r_{\text{приб}}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока:

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2} = \frac{8,24}{5^2} = 0,329 \text{ Ом} \quad (59)$$

где $\sum S_{\text{приб}}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_k = 0,1 \text{ Ом}$.

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} \quad (60)$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,028$ - удельное сопротивление материала (алюминий).

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм^2 , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0,028 \cdot 85}{4} = 0,595 \text{ Ом} \quad (61)$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_k = 0,329 + 0,595 + 0,1 = 1,024 \text{ Ом}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 21.

Таблица 21 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_p = 47 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_{2\text{ном}} = 15 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,024 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 4,37 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 7,85 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

6.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}},$$

где $S_{\text{ном}}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Трансформаторы напряжения также как и трансформаторы тока выбираются цифровые.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие класса точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2 \text{ расч.}}$.

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение

вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений. Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 22.

Таблица 22 - Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

Параметр	Условия выбора
Напряжение	$U_{ном} \geq U_{раб}$
Класс точности	$\Delta U_{доп} \leq \Delta U$
Ном. мощ. вторичной цепи, ВА	$S_{2Н} \geq S_{2расч}$

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин. Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения.

На сторону СН ПС Бурейск выбираем трансформатор напряжения НАМИ- 35 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 23.

Таблица 23 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм}$, ВА	sin	cos	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	СВ3020	4	0	1	1	4	0
Ваттметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Варметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03	7,5	0.38	0,925	5	75	183

Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03	7,5	0.38	0.925	5	75	183
Сумма						178	377

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{178^2 + 377^2} = 445,5 \text{ ВА};$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 24.

Таблица 24 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 800 \text{ ВА}$	$S_p = 445,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

Как видно из результатов выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

6.5 Выбор комплектных распределительных устройств

К установке принимаем КРУ (комплектное распределительное устройство) серии К-63, которое предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц на номинальное напряжение 6 и 10 кВ и комплектования распределительных устройств напряжением 6 и 10 кВ подстанций, включая комплектные трансформаторные подстанции 35/6-10 кВ, 110/6-10 кВ и 110/35/6-10 кВ. КРУ серии К-63 могут поставляться для расширения уже действующих распределительных устройств других производителей через переходные шкафы, входящие в состав КРУ.

Применяются вакуумные выключатели с дополнительными расцепителями работающими в режиме дешунтирования.

Релейная защита присоединений к шкафам КРУ обеспечивается многофункциональными малогабаритными высоконадежными микропроцессорными блоками фирмы «Сириус».

6.6 Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ К-63

На ПС Бурейск предлагается выбор выключателя, на резервном фидере питающих рассматриваемую часть поселка Бурей.

Значение тока в нормальном режиме протекающего по данному фидеру составляет 112,3 А.

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$W_k = I_{п0}^2 (t_{откл} + T_a) = 14,72^2 \cdot (1 + 0,01) = 219 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Предварительно выбираем вакуумный выключатель ВВ/TEL-6-20/300 встроенный в выкатной элемент ВЭ/TEL.

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов равно:

$$\tau = 0,01 + t_{с.в} = 1 + 0,015 = 1,015 \text{ с.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 14,72 \cdot e^{\frac{-1,015}{0,01}} = 0,93 \text{ кА} \quad (62)$$

Определим номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 57 \cdot 12,5}{100} = 10,08 \text{ кА.}$$

Термическая стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 16,5^2 \cdot 1 = 272 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Результаты выбора выключателя резервного фидера на ПС Бурейск сведены в таблице 25.

Таблица 25 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
Резервный фидер ВВ/TEL-6-20/300	$U_{\text{НОМ}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
	$I_{\text{НОМ}}=300 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=112,3 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{max}}$
	$I_{\text{откл.НОМ}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} =4,75 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.НОМ}} \geq I_{\text{пт}}$
	$i_{\text{а.НОМ}} =10,08 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} =0,93 \text{ кА}$	$i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$
	$I_{\text{пр.скв}} =12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} =4,75 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$
	$i_{\text{дин}} =32 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} =28,49 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 272 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 219 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

6.7 Выбор реклоузера на линии 6 кВ

Между Ф-33 ПС Бурейск и резервным фидером ПС Бурейск устанавливаем на ВЛ 6 кВ реклоузер.

Реклоузер это автоматический пункт секционирования сети в состав, которого входит шкаф высоковольтной аппаратуры с вакуумным выключателем, шкаф управления с микропроцессорной релейной защитой и автоматикой. Выполняет функции: оперативные переключения в распределительной сети; автоматическое отключение поврежденного участка; автоматическое повторное включение линии; автоматическое выделение поврежденного участка; автоматическое восстановление питания на неповрежденных участках сети; автоматический сбор информации о параметрах режимов работы сети. Реклоузер применяется для: для повышения надежности линий электропередач 6 (10) кВ, обеспечение защиты электротехнического оборудования на ответвлении сети; технического и коммерческого учета энергии; автоматическая локализация повреждений и подача резервного питания; секционирования линий с односторонним и двухсторонним питанием; сетевого резервирования воздушных линий; плавки гололеда.

Согласно максимальному рабочему току на резервном фидере ПС Бурейск устанавливаем реклоузер марки РВА/TEL/6/12.5/630/. Каталожные и расчетные данные будут соответствовать таблице 25.

6.8 Выбор трансформатора тока

На вводе устанавливаем трансформатор тока марки ТОЛ-6-І-1-0,5. В этом трансформаторе роль первичной обмотки выполняют шины распределительного устройства.

Нагрузка приборов, подключенных к трансформаторам тока, приведена в таблице 26.

Таблица 26 – Нагрузка приборов ТТ на низкой стороне подстанции [18]

Цепь	Наименование прибора	Тип Прибора	Нагрузка, В·А, фазы		
			А	В	С
Ввод 6 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Ртутный 236 АРТ	4,5	–	4,5
	Итого:		8,5	–	8,5
Секционный выключатель 6 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Итого:		4	–	4
На отходящих линиях	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Ртутный 236 АРТ	4,5	–	4,5
	Итого:		8,5	–	8,5

Проверяем трансформатор тока на электродинамическую и термическую стойкость:

$$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА} \geq i_{\text{уд}} = 28,49 \text{ кА}, \quad (63)$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 16,5^2 \cdot 1 = 272 \geq B_{\text{к}} = 219 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (64)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{8,5}{5^2} = 0,34 \text{ Ом}.$$

Принимаем во вторичных цепях трансформаторов тока провода с медными жилами ($\rho = 0,0175$). Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом, тогда сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = \frac{20}{5^2} - 0,34 - 0,05 = 0,41 \text{ Ом} \quad (65)$$

Сечение проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,41} = 1,7 \text{ мм}^2 \quad (66)$$

Принимаем стандартное сечение 2,5 мм², тогда сопротивление провода равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S} = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом} \quad (67)$$

Далее находим сопротивление нагрузки:

$$r_2 = 0,34 + 0,28 + 0,05 = 0,67 \text{ Ом} \quad (68)$$

Сопоставление расчетных и каталожных данных выбранного трансформатора тока марки ТОЛ-6-І-1-0,5 (трансформатор тока, опорный, с литой изоляцией, 6-номинальное напряжения, 0,5- класс точности) сводим в таблицу 27.

Таблица 27 – Проверка ТТ на отходящем присоединении

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{ном}}=400 \text{ А}$	$I_{\text{расч}}=112,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$
$i_{\text{дин}}=81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=28,49 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=219 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$Z_{2\text{ном}}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

6.9 Выбор трансформатора напряжения

Нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, рассчитываемая по формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}})^2 + (\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}})^2} \quad (69)$$

Параметры вторичной нагрузки трансформатора напряжения приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на 6 кВ

Прибор	Тип	Мощность прибора, В·А	Количество приборов	cosφ	sinφ	Суммарная мощность, В·А
Вольтметр	СВ 3020	4	2	1	0	8
Счетчик АЭ	Меркурий 236 ART	9	9	0,38	0,925	72
Счетчик РЭ						
Итого						80

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(4 \cdot 2 + 9 \cdot 8 \cdot 0,38)^2 + (9 \cdot 8 \cdot 0,925)^2} = 75,4 \text{ ВА};$$

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ-6-95-У2 (трансформатор напряжения, антирезонансный, с литой изоляцией, для измерений) с номинальной мощностью 200 ВА.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 29.

Таблица 29 – Каталожные и расчетные данные выбора ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$S_{\text{ном}}=200 \text{ В·А}$	$S_{2\Sigma}=75,4 \text{ ВА}$	$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}$

Как видно из результатов, ТН соответствует данным условиям выбора и может быть принят к установке.

6.10 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ на ТП

Автоматические выключатели обеспечивают быструю и надёжную защиту проводов и кабелей сетей, как от токов перегрузки, так и от токов короткого замыкания. Кроме того, они используются для управления, нечастых включений и отключений. Автоматические выключатели снабжают тепловыми, электромагнитными, либо комбинированными расцепителями.

На отходящих присоединениях установлены автоматические выключатели. Выбор производится по следующим условиям:

Ток уставки замедленного срабатывания регулируемых расцепителей следует выбирать по условию:

$$I_{\text{ном.расц}} \geq I_{\text{ном.прод}} \quad (70)$$

Номинальный ток расцепителя не должен срабатывать в нормальных условиях эксплуатации, поэтому его выбирают согласно условию:

$$I_{\text{ном.расц}} \geq (1,1 \div 1,3) \cdot I_{\text{ном.прод}} \quad (71)$$

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{н0}} \quad (72)$$

Проверяется по термической стойкости токам короткого замыкания:

$$I_{\text{терм.}}^2 \cdot t_{\text{терм.}} \geq B_k \quad (73)$$

По согласованию выбранных элементов сети с номинальным током расцепителя:

$$I_{\text{ном.расц}} \leq 1,5 \cdot I_{\text{дл.доп}} \quad (74)$$

По чувствительности к токам короткого замыкания:

$$I_{\text{кз.мин}}^{(1)} \geq 1,25 \cdot I_{\text{ср.расц}} \quad (75)$$

$$I_{\text{терм}} \geq I_{\text{уд}} \quad (76)$$

Принимаем к установке, для защиты трансформаторов со стороны 0,4 кВ, автоматические выключатели типа ВА 5739-34 трёхфазные, с номинальным током до 630 А, а для защиты отходящих линий выключатели ВА 5735-34 трёхфазные, с номинальным током до 400 А.

6.11 Конструктивное исполнение распределительного устройства 0,4 кВ

В состав комплектных трансформаторных подстанций киоскового типа входит распределительное устройство низшего напряжения, которое выполнено в виде щита ЩО-70 и имеет следующее оборудование:

- вводной автоматический выключатель;
- автоматические выключатели отходящих линий;
- панель учета электроэнергии и контроля напряжения на шинах 0,4 кВ;
- автомат включения уличного освещения;
- ограничители перенапряжения низшего напряжения.

Панели ЩО-70 служат для приема и распределения электрической энергии, защиты отходящих линий от перегрузок и токов короткого замыкания.

Конструктивно панели ЩО-70 представляют собой металлоконструкции, имеющие степень защиты с фасадной стороны IP20, а с остальных сторон IP00, и предназначены для одностороннего обслуживания. Ошиновка панелей ЩО-70 имеет электродинамическую стойкость к токам короткого замыкания и составляет 30 кА для панелей ЩО 70-1 мощностью до 630 кВА.

Для включения счетчика активной энергии на стороне 0,4 кВ, а также для подключения амперметров, в распределительных щитах установлены три однофазных трансформатора тока типа Т-0,66.

Трансформаторы тока Т-0,66 и ТШ-0,66 предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам, трансформатор является катушечным, по принципу конструкции – опорные. Выводы вторичной обмотки расположены на корпусе трансформатора и закрываются защитной крышкой, что исключает несанкционированный доступ к трансформатору в процессе эксплуатации. Трансформаторы пломбируются от неразборности пломбой с оттиском клейма поверителя. Трансформаторы крепятся к заземленным конструкциям изделий потребителей с помощью фланцев или лап. Также в панелях ЩО-70 имеется вольтметр для контроля

уровня напряжения на шинах. Вольтметр измеряет линейное напряжение и подключен к фазам А, С. Вольтметр установлен на вводной панели, а амперметры на линейных и вводных секциях.

6.12 Выбор трансформаторов тока 0,4 кВ на ТП

Трансформаторы тока до 1 кВ по току КЗ не проверяются. Для них должно соблюдаться следующее условие:

$$Z_{2ном} \geq Z_{2расч}, \quad (77)$$

где $Z_{2ном2}$ – сопротивление вторичной обмотки трансформатора тока, Ом;

$Z_{расч2}$ – расчётное сопротивление ВА.

$$Z_{расч2} = Z_{приб} + Z_{пров} + Z_{конт}, \quad (78)$$

где $Z_{приб}$ – сопротивление измерительных приборов, подключенных к вторичной обмотке трансформатора тока, Ом;

$Z_{пров}$ – сопротивление проводов вторичных цепей.

$$Z_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} \quad (79)$$

$$Z_{2ном} = \frac{S_{2Н}}{I_2^2} \quad (80)$$

Сопротивление проводов вторичных цепей при длине 4 м, и сечении 2,5 мм², составляет 0,05 Ом. Сопротивление контактов составляет 0,1 Ом. Нагрузка трансформаторов тока сведена в таблицу 30 [7].

Таблица 30 – Расчётная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка ВА, на фазу		
		А	В	С
Амперметр	ЭА0702 (аналог Э365)	0,5	0,5	0,5
Счет. Меркурий 230	ART2 – 00 FCILGDN	5	5	5

Мощность вторичной обмотки составит 5,5 ВА, определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, и расчётное сопротивление приборов:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2} = \frac{10}{25} = 0,4 \text{ Ом},$$

$$Z_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{5,5}{25} = 0,22 \text{ Ом},$$

$$Z_2 = Z_{\text{конт}} + Z_{\text{пров}} + Z_{\text{приб}} = 0,1 + 0,05 + 0,22 = 0,37 \text{ Ом}.$$

Сведём данные по трансформаторам тока в таблицу 31.

Таблица 31 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

№ ТП	Тип ТТ	Каталожные данные			Расчётные данные		
		U _{ном} , В	I _{прев} , А	Z _{ном2} , Ом	U _{расч} , В	I _{расч} , А	Z _{расч2} , Ом
ТП 85	Т-0,66 У3	660	160	0,4	380	129,7	0,37
ТП 5	Т-0,66 У3	660	250	0,4	380	183,4	0,37
ТП 24	Т-0,66 У3	660	250	0,4	380	176,3	0,37
ТП 6	Т-0,66 У3	660	400	0,4	380	262,4	0,37
ТП 23	Т-0,66 У3	660	400	0,4	380	206,1	0,37
ТП 27	Т-0,66 У3	660	400	0,4	380	288,6	0,37
ТП 225	Т-0,66 У3	660	400	0,4	380	327,3	0,37

7 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПС БУРЕЙСК

7.1 Заземление ПС Бурейск

Заземляющие устройства являются составной частью электроустановок и служат для обеспечения необходимого уровня электробезопасности в зоне обслуживания электроустановки и за ее пределами, для отвода в землю импульсных токов с молниеотводов и разрядников, для создания цепи при работе защиты от замыканий на землю.

Заземляющее устройство представляет собой сложную систему. Линейные размеры и общая форма этой системы определяется компоновкой электрооборудования. Обычно это сетка с прямоугольными ячейками, с которой соединяются вертикальные электроды молниеотводов. Кроме того, вертикальные электроды могут устанавливаться и по периметру сетки, для достижения нормированных значений сопротивления заземлителя.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года согласно [3] должно быть:

$$R \leq \frac{250}{I}, \quad (81)$$

где I – расчетный ток замыкания на землю, А.

Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом.

Величину емкостного тока для сетей с неизолированными проводами рекомендуется, определять следующим образом:

$$I_C = \frac{U_{\text{ном}} \cdot L_{\Sigma}}{350}, \quad (82)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети, кВ;

L – суммарная длина линий, км.

Суммарная длина смежных линий 110 кВ (отходящих от Райчихинской ГРЭС) составляет 16,4 км.

Суммарный емкостный ток сети определяется как сумма описанных выше составляющих для всех гальванически связанных линий сети.

Суммарный емкостный ток в сети 110 кВ равен:

$$I_{C35} = \frac{110 \cdot 16,4}{350} = 5,15 \text{ А.}$$

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R \leq \frac{250}{5,15} = 48,5 \text{ Ом.}$$

Так как согласно ПУЭ сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом, то в дальнейших расчетах принимаем, что $R \leq 10$ Ом.

Согласно плану ПС Бурейск, определим площадь S подстанции используемой под заземление:

$$S = (38 + 2 \cdot 1,5) \cdot (55,4 + 2 \cdot 1,5) = 2394,4 \text{ м}^2$$

Принимается диаметр и длина прутка для заземлителя: $d = 10$ мм, $L_B = 5$ м. Сечение данного прутка составляет $S_{пр.в} = 78,5 \text{ мм}^2$

Выбранный пруток проверяется на термическую стойкость токам короткого замыкания по формуле:

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{кор} = \pi \cdot \delta_{ср} (d_{пр} + \delta_{ср}), \quad (83)$$

где $\delta_{ср}$ – средняя глубина коррозии, по сечению проводника, определяемая по формуле:

$$\delta_{\text{ср}} = a_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + b_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + c_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + d_{\text{к}}, \text{ мм} \quad (84)$$

где T – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

$a_{\text{к}}$, $b_{\text{к}}$, $c_{\text{к}}$, $d_{\text{к}}$ – коэффициенты, зависящие от грунтовых условий.

$$\begin{aligned} \delta_{\text{ср}} &= 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,00915 \cdot \ln(240)^3 + 0,0104 \cdot \ln(240)^3 + 0,0224 = \\ &= 0,782 \text{ мм}; \end{aligned}$$

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot 0,78(10 + 0,78) = 26,49 \text{ мм}^2.$$

Подтверждается правильность выбора сечения прутков для заземлителя подстанции согласно условию:

$$S_{\text{пр.в.}} \geq F_{\text{кор}},$$

$$78,5 \text{ мм}^2 > 26,49 \text{ мм}^2$$

Глубина залегания горизонтальных элементов заземлителя принимается 0,8 метров.

Пользуясь планом расположения оборудования, зданий и сооружений подстанции, определяется месторасположение и длина горизонтальных заземлителей, принимая во внимание, что размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов не должна превышать 6×6 метров.

Производим конструктивное выполнение заземляющей сетки. Сторона d условно делится на целое число с шагом $a_{\text{q}} = 6$ м.

Суммарная длина горизонтальных заземлителей определяется по формуле:

$$L = \left(\frac{S}{a_q} \right) \cdot 2 = \left(\frac{2394,4}{6} \right) \cdot 2 = 798,13 \text{ м.} \quad (85)$$

Представим площадь подстанции квадратичной моделью со сторонами a , тогда $a = \sqrt{2394,4} = 48,93 \text{ м.}$

Число ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1 = \frac{798,13}{2 \cdot 48,93} - 1 = 7,16 \quad (86)$$

принимаем значение – 8 штук.

Длина ячейки $a_m = a/m = 48,93/8 = 6,1 \text{ м.}$

Длина горизонтальных полос в этой модели определяется по формуле:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1) = 2 \cdot 48,93 \cdot (8 + 1) = 880,8 \text{ м.} \quad (87)$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_B = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q}{l_B} \cdot l_B} = \frac{4 \cdot 48,93}{6} = 33,62, \quad (88)$$

где a_q – расстояние между вертикальными электродами, равная 6 м;

l_B – длина вертикальных электродов, м.

Округляем до ближайшего целого значения $n_B = 34$ шт.

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{ст} = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (89)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта;

A – параметр зависящий от соотношения l_B/\sqrt{S} , равный 0,05.

$$R_{ст} = 100 \cdot \left(\frac{0,05}{48,93} + \frac{1}{798,13 + 34 \cdot 5} \right) = 0,32 \text{ Ом}$$

Импульсное сопротивление $R_{и}$ определяется умножением сопротивления при стационарном режиме $R_{ст}$ на импульсный коэффициент $\alpha_{и}$, зависящий от характеристики грунта, значения импульса тока молнии и типа заземлителя:

$$R_{и} = R_{ст} \cdot \alpha_{и}, \quad (90)$$

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{мол} + 45)}}, \quad (91)$$

где $I_{мол}$ – ток молнии, принимается равным 60 кА.

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 48,93}{(100 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,26$$

$$R_{и} = 0,32 \cdot 1,26 = 0,4 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

7.2 Защита от прямых ударов молнии

Для выбора необходимого числа и места расположения молниеотводов на территории подстанции необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зоной защиты называется та часть пространства около молниеотвода, в которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превосходит 0,05 или 0,005 относительно вероятности попадания молнии в случае отсутствия молниеотвода.

Принимаем высоту молниеотвода равной 30 м.

Зона защиты молниеотвода с высотой h представляет круговой конус с вершиной на высоте $h_{эф} < h$ и радиусом основания r_0 на уровне земли [3].

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м}; \quad (92)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h_1) \cdot h_1 = (1,1 - 0,002 \cdot 30) \cdot 30 = 31,2 \text{ м}; \quad (93)$$

Устанавливаем пять молниеотводов на линейных порталах и один отдельностоящий молниеотвод.

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{\text{ci}} = r_{\text{c0}} \cdot \frac{h_{\text{cr}} - h_i}{h_{\text{cr}}}, \quad (94)$$

где h_{cr} – высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами ;

r_{c0} – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли.

Высота внутренней зоны защиты в середине между совместно действующими молниеотводами одинаковой высоты определяется по формуле:

$$h_{\text{cr}} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (95)$$

Для молниеотводов 1 и 2 границы внутренней области зоны защиты:

$$h_{\text{cr1}} = 25,5 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30) \cdot (44,7 - 30) = 28,87 \text{ м}$$

При расстояниях между молниеотводами $h < L_{\text{м-м}} \leq 2h$ половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли равна: $r_{\text{c0}} = r_0$.

$$r_{\text{c12}} = r_{\text{c0}} \cdot \frac{h_{\text{cr12}} - h_{\text{лп}}}{h_{\text{cr12}}} = 31,2 \cdot \frac{22,87 - 16,5}{22,87} = 8,69 \text{ м} \quad (96)$$

Радиус зоны защиты на уровне линейного портала:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_{\text{лп}}}{h_{\text{эф}}} \right) = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{16,5}{25,5} \right) = 11,01 \quad (97)$$

Таблица 32 – Параметры молниезащиты

Молниеотводы	Высота внутренней зоны защиты $h_{ст}$, м	Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли r_{ci} , м	
		Линейный портал	Шинный портал
1-2	22,87	8,69	16,19
2-3	20,29	5,83	14,29
3-4	21,31	7,04	15,1
4-5	23,42	9,22	16,55
5-6	19,16	4,18	12,81
6-1	22,65	8,17	15,47

Зоны защиты молниеотводов от прямых ударов молнии ПС Бурейск приведены на 5 листе графической части выпускной квалификационной работы.

7.3 Выбор ограничителей перенапряжения

Основным параметром для выбора ОПН является длительно допустимое рабочее напряжение, условие выбора которого:

$$U_{нро} > U_{нс} , \quad (98)$$

где $U_{нс}$ – наибольшее рабочее напряжение сети.

Выбираем ОПН марки ОПН-П1(2)-110/88/10/2 УХЛ.

Для исключения взрывного разрушения покрышки ОПН при его внутреннем повреждении необходимо, чтобы нормируемый ток взрывобезопасности $I_{вб}$ на 15-20% превышал наибольший из токов КЗ, для точки подключения ограничителя.

$$I_{вб} > (1,15 - 1,20)I_{кз} \quad (99)$$

$$I_{вб} > 1,2 \cdot 4,9 = 5,88 \text{ кА}$$

Ток взрывобезопасности для ОПН-П1(2)-110/88/10/2 УХЛ составляет 20кА, что удовлетворяет приведенному выше условию.

При выборе ОПН, наряду с другими параметрами, за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, которая определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{\text{ост}}}{Z} \right) \cdot U_{\text{ост}} \cdot 2T \cdot n, \quad (100)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений, согласно можно принять равным $3,5U_{\text{ном}}$;

$U_{\text{ост}}$ – остающееся напряжение на ограничителе;

Z – волновое сопротивление линии, для ВЛ 110 кВ $Z=490$ Ом,;

T – время распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов.

Остающееся напряжение на ограничителе равно:

$$U_{\text{ост}} = \sqrt{2} \cdot U_{\text{нро}} \cdot K_{8/20}, \quad (101)$$

где $K_{8/20}$ – кратность ограничения грозových импульсов, согласно $K_{8/20}=2,1$.

$$U_{\text{ост}} = \sqrt{2} \cdot 88 \cdot 2,1 = 214 \text{ кВ} \quad (102)$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{1}{\beta \cdot c}, \quad (103)$$

где β – коэффициент затухания волны,;

c – скорость распространения волны.

$$T = \frac{2}{0,91 \cdot 300000} \cdot 10^6 = 1,1 \text{ мкс}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(274 - 214)}{490} \cdot 214 \cdot 2 \cdot 1,1 \cdot 2 = 115,3 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{ном}}} \quad (104)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{115,3}{110} = 1,05 \text{ кДж/кВ}$$

Удельная энергоемкость выбранного ОПН составляет 1,05 кДж/кВ (1 класс по энергоемкости), что удовлетворяет условию по энергоемкости.

Наибольшее рабочее напряжение и энергоемкость ОПН однозначно определяют все прочие характеристики ОПН конкретного производителя. В типовых случаях применения ОПН на проверку прочих характеристик не обязательно.

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН-П1(2)-110/88/10/2 УХЛ.

Для ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования РУ применяют ОПН, целью которых является защита электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений. Выбираем ОПН - 35/40,5-10(1)УХЛ1.

Для защиты трансформатора напряжения 6 кВ принимаем к установке ОПН-П-6/11,5/10 УХЛ1 встраиваемые в ячейку. Характеристики выбранных ОПН представлены в таблице 33.

Таблица 33– Характеристики ОПН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
ОПН-П1-/110/88/10/2УХЛ		
$U_{\text{нро}}=40,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{нс}}=40,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{нро}} \geq U_{\text{нс}}$
$I_{\text{вб}}=20 \text{ кА}$	$I_{\text{кз}}=4,9 \text{ кА}$	$I_{\text{вб}} > 1,2 \cdot I_{\text{кз}}$
$\mathcal{E}^*_{\text{ОПН}}=1,73 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*=0,4 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*_{\text{ОПН}} > \mathcal{E}^*$
ОПН- 35/40,5-10(1)УХЛ1		
$U_{\text{нро}}=40,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{нс}}=40,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{нро}} \geq U_{\text{нс}}$
$I_{\text{вб}}=20 \text{ кА}$	$I_{\text{кз}}=4,36 \text{ кА}$	$I_{\text{вб}} > 1,2 \cdot I_{\text{кз}}$

Продолжение таблицы 33

1	2	3
$\mathcal{E}^*_{\text{ОПН}} = 1,73 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^* = 0,827 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*_{\text{ОПН}} > \mathcal{E}$
ОПН-П-6/11,5/10 УХЛ1		
$U_{\text{нро}} = 12 \text{ кВ}$	$U_{\text{нс}} = 11,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{нро}} \geq U_{\text{нс}}$
$I_{\text{вб}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{кз}} = 4,38 \text{ кА}$	$I_{\text{вб}} > 1,2 \cdot I_{\text{кз}}$
$\mathcal{E}^* = 2 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^* = 0,36 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*_{\text{ОПН}} > \mathcal{E}^*$

8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

8.1 Общие принципы построения защит

Релейная защита содержит три части: измерительную, логическую и выходную. В измерительную часть входят измерительные и пусковые органы защиты, которые воздействуют на логическую часть при отклонении электрических параметров (тока, напряжения, мощности, сопротивления) от значений, предварительно заданных для защищаемого объекта.

Логическая часть состоит из отдельных переключающих элементов и органов выдержки времени, которые при определенном действии (срабатывании) измерительных и пусковых органов в соответствии с заложенной в логическую часть программой запускают выходную часть.

Выходная часть связывает релейную защиту с цепями управления комму-тационными аппаратами (выключателями) и устройствами передачи команд по каналам связи и телемеханики. Выходные органы защиты имеют на выходе переключающие элементы достаточной мощности, обеспечивающие работу цепей управления.

До последнего времени все органы релейной защиты выполнялись только с помощью электромеханических реле. Такая аппаратура устарела и нуждается в замене. На ней трудно добиться высокой точности, быстродействия, выполнить сложные характеристики. Для поддержания рабочего состояния защиты требуются значительные трудозатраты на техническое обслуживание. Аппаратура занимает много места и требует большого количества электротехнических материалов. Значительное потребление энергии требует мощных источников питания оперативным током, а также большой мощности измерительных трансформаторов тока и напряжения. Нередко новые требования к релейной защите не могут быть удовлетворены из-за несовершенства аппаратуры, содержащей электромеханические устройства.

Основные характеристики микропроцессорных защит значительно выше микроэлектронных, а тем более электромеханических. Так, мощность, потребляемая от измерительных трансформаторов тока и напряжения, находится на уровне 0,1- 0,5 ВА, аппаратная погрешность – в пределах 2-5%, коэффициент возврата измерительных органов составляет 0,96 - 0,97.

8.2 Защита трансформатора

На подстанции 110/35/6 кВ Бурейск установлено два трансформатора мощностью 16000 кВА. Для защиты трансформаторов выбрано устройство типа «Бреслер ШТ». Защита и автоматика присоединений 6, 35 кВ предусматривается на микропроцессорных терминалах с функциями максимальной токовой защиты, токовой отсечки, логической защиты шин, и защиты от замыканий на землю.

Устройство типа «Бреслер ШТ» содержит комплект основных защит и резервных защит, предназначено для защиты от внутренних повреждений, а также от длительного протекания токов внешнего короткого замыкания.

Устройство содержит следующие защиты:

- дифференциальную токовую защиту (ДЗТ);
- дифференциальную токовую отсечку (ДТО);
- токовую защиту нулевой последовательности (ТЗНП) на стороне высшего напряжения (ВН);
- максимальную токовую защиту (МТЗ) на стороне ВН с пуском по напряжению;
- МТЗ на стороне среднего напряжения с пуском по напряжению и органами управления мощности;
- МТЗ на стороне низшего напряжения с пуском по напряжению и органами управления мощности;
- автоматическое ускорение МТЗ СН и НН при включении выключателя;
- устройство резервирования отказа выключателя УРОВ со стороны ВН;
- защита от перегрузки;

- пуск автоматики охлаждения;
- блокировка устройства РПН.

8.3 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{\text{ном.Н}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.Н}}}, \quad (105)$$

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

$U_{\text{ном.Н}}$ – номинальное напряжение стороны N.

Номинальные токи трансформатора равны:

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,4 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном.СН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.СН}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 240,2 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.НН}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1468 \text{ А}$$

При протекании в обмотках силового трансформатора номинального тока на входе терминала наблюдается вторичный ток в номинальном режиме:

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{I_{\text{ном.Н}} \cdot I_{\text{н.ТТ.В}}}{I_{\text{н.ТТ.П}}} = \frac{I_{\text{ном.Н}}}{K_{\text{тр.ТТ.Н}}}, \quad (106)$$

где $K_{\text{тр.ТТ.Н}} = I_{\text{н.ТТ.П}} / I_{\text{н.ТТ.В}}$ – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока стороны N;

$I_{\text{н.ТТ.П}}$, $I_{\text{н.ТТ.В}}$ – первичный и вторичный номинальные токи трансформатора тока стороны N.

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$K_{\text{ТР.ТТ.ВН}} = 100 / 5 = 20$$

$$K_{\text{ТР.ТТ.СН}} = 300 / 5 = 60$$

$$K_{\text{ТР.ТТ.НН}} = 1500 / 5 = 300$$

При выборе рабочего ответвления токового входа терминала, к которому подключаются вторичные цепи трансформатора тока, должно выполняться условие по максимальному коэффициенту цифрового выравнивания, который должен быть менее пяти и более 0,5.

$$0,5 \leq K_{\text{ТР.ТТН}} \leq 5$$

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{80,4}{20} = 4,02 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.СН}} = \frac{240,2}{60} = 4,003 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{1468}{300} = 4,89 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}$$

8.4 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

Дифференциальная защита с торможением предназначена для отключения практически всех видов замыкания внутри защищаемой зоны, в том числе с малым током замыкания.

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя:

- дифференциальный орган с торможением;
- дифференциальную токовую отсечку (ДТО).

Дифференциальную защиту трансформатора необходимо отстраивать от максимального тока небаланса и от бросков тока намагничивания.

Отстройка от токов небаланса производится за счет выбора уставок тормозной характеристики (ТХ). ТХ состоит из двух участков и характеризуется следующими уставками:

- начальный дифференциальный ток срабатывания $I_{\text{диф.нач}}$;
- начальный тормозной ток $I_{\text{торм.нач}}$;
- коэффициент торможения $K_{\text{торм}}$;
- тормозной ток блокировки $I_{\text{блок}}$.

Отстройка от броска тока намагничивания обеспечивается с помощью торможения от блокировки по второй гармонике и блокировки по форме тока.

Относительный ток небаланса определяется как сумма трех составляющих, которые обусловлены погрешностями трансформаторов тока

$$I_{\text{нб.расч}} = I'_{\text{нб.расч}} + I''_{\text{нб.расч}} + I'''_{\text{нб.расч}} \quad (107)$$

$$I'_{\text{нб.расч}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{расч}}^* \quad (108)$$

$$I''_{\text{нб.расч}} = \Delta U \cdot I_{\text{расч}}^* \quad (109)$$

$$I'''_{\text{нб.расч}} = f_{\text{выр}} \cdot I_{\text{расч}}^* \quad (110)$$

где $I'_{\text{нб.расч}}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью измерительного трансформатора тока;

$k_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей), рекомендуется принимать 1,0 согласно /4/;

$k_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. Для защиты Бреслер рекомендуется во всех режимах с запасом принимать коэффициент однотипности равным 1,0;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока. Рекомендуется принимать равной 0,1;

$I_{\text{нб.расч}}'''$ – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием защищаемого трансформатора;

ΔU – погрешность, обусловленная регулированием напряжения под нагрузкой на сторонах защищаемого трансформатора и принимаемая равной половине используемого диапазона регулирования;

$I_{\text{нб.расч}}'''$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$f_{\text{выр}}$ – погрешность выравнивания токов плеч в терминале защиты, принимается равным 0,03;

$I_{\text{расч}}^*$ – относительный ток в терминале, для которого производится расчет небаланса, величину рекомендуется принимать равной номинальному току, т.е. значению 1,0.

$$I_{\text{нб.расч}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 0,16 + 0,03) \cdot 1 = 0,29 \text{ о.е.}$$

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания выбирается по условию отстройки от тока небаланса в нормальном режиме работы трансформатора

$$I_{\text{диф.нач}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1,25 \cdot 0,29 = 0,36 \text{ о.е.}, \quad (111)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас, равен $1,1 \div 1,3$.

Начальный тормозной ток рекомендуется выбирать из диапазона:

$$I_{\text{торм.нач}} = 0,6 - 1,0$$

Уставка принимается равной минимальному значению 0,6 для пускорезервных трансформаторов и трансформаторов на которых возможно несинхронное АВР. В остальных случаях уставка может быть принята равной 1.

Тормозной ток блокировки рекомендуется отстраивать от максимально возможного сквозного тока нагрузки. Уставку следует выбирать из диапазона:

$$I_{\text{блок}} = 1 \div 2$$

Своего наибольшего значения сквозной ток нагрузки достигает при действии АВР секционного выключателя или АПВ питающих линий и может принят равным 1,5 о.е при $I_{\text{торм.нач}} = 1$ и 1,2 о.е при $I_{\text{торм.нач}} = 0,6$.

Коэффициент торможения рассчитывается по выражению:

$$K_{\text{торм}} = \frac{I_{\text{диф.расч}} - I_{\text{диф.нач}}}{I_{\text{торм.расч}} - I_{\text{торм.нач}}}, \quad (112)$$

где $I_{\text{диф.расч}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч*}}$ – относительный расчетный дифференциальный ток срабатывания при расчетном внешнем КЗ;

$k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, равен 1,1 ÷ 1,3;

$I_{\text{торм.расч}}$ – определяемый для режима внешнего КЗ. При этом коэффициент переходного режима $k_{\text{пер}}$ рекомендуется принимать равным 1,5 ÷ 2, величину $I_{\text{нб.расч*}}$ принимать равной максимальному относительному току при внешнем трехфазном КЗ;

$I_{\text{торм.расч}}$ – тормозной ток в расчетном режиме. Принимается равным максимальному относительному току при трехфазном КЗ.

На стороне ВН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (1,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,03) \cdot 36 = 12,32 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{диф.расч}} = 1,25 \cdot 12,32 = 15,4 \text{ о.е.}$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{15,4 - 0,36}{36 - 0,6} = 0,42$$

На стороне СН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (1,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,025 + 0,03) \cdot 10,1 = 2,07 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{диф.расч}} = 1,25 \cdot 2,07 = 2,59 \text{ о.е.}$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{2,59 - 0,36}{10,1 - 0,6} = 0,23$$

На стороне НН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (1,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 3,2 = 0,91 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{диф.расч}} = 1,25 \cdot 0,91 = 1,14 \text{ о.е.}$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{1,14 - 0,36}{3,2 - 0,6} = 0,29$$

8.5 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

Дифференциальная токовая отсечка (ДТО) служит для мгновенного отключения больших токов повреждения в зоне действия защиты.

Уставка ДТО отстраивается:

- от бросков тока намагничивания;
- от максимального тока небаланса при КЗ.

$$I_{\text{дто}} \geq 6$$

$$I_{\text{дто}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч*}}$$

где $k_{\text{отс}} = 1,5$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{нб.расч*}}$ – расчетный ток небаланса при максимальном токе КЗ.

При расчете $I_{\text{нб.расч*}}$ коэффициент переходного режима рекомендуется принимать равным $3 \div 4$. Величина $I_{\text{расч*}}$ принимается равной току (в относительных единицах), проходящему через защищаемую зону при

расчетном трехфазном КЗ на стороне, где рассматривается повреждение. Этот ток определяется при работе трансформатора на расчетном ответвлении, соответствующем, как правило минимальному значению напряжения регулируемой обмотки.

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению.

На стороне ВН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,03) \cdot 36 = 19,56 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{дто}} = 1,5 \cdot 19,56 = 29,35 \text{ о.е.}$$

Выбираем $I_{\text{дто}} = 29,35 \text{ о.е.}$

На стороне СН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,025 + 0,03) \cdot 10 = 4,09 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{дто}} = 1,25 \cdot 4,09 = 6,13 \text{ о.е.}$$

Выбираем $I_{\text{дто}} = 6,13 \text{ о.е.}$

На стороне НН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 3,24 = 1,56 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{дто}} = 1,25 \cdot 1,56 = 1,94 \text{ о.е.}$$

Выбираем $I_{\text{дто}} = 6 \text{ о.е.}$

8.6 Выбор уставок максимальной токовой защиты на стороне высшего напряжения

Максимальная токовая защита (МТЗ) предназначена для защиты трансформатора от внешних КЗ и используется в качестве резервной для защиты от внутренних повреждений. В случае недостаточной чувствительности МТЗ применяют пуск по напряжению. Уставки всех измерительных органов

рассчитываются в первичных величинах, приведенных к той стороне защищаемого силового трансформатора, на которой устанавливается защита.

Ток срабатывания МТЗ определяется по условию отстройки от тока в месте установки защиты при самозапуске двигателей нагрузки по выражению:

$$I_{с.з.} = \frac{k_3 \cdot k_C}{k_B} \cdot I_{нагр.макс} , \quad (113)$$

где $k_3=1,2$ – коэффициент запаса;

k_C – коэффициент самозапуска, в предварительных расчетах принимается равным $1,5 \div 2,5$;

k_B – коэффициент возврата, равный $0,95$;

$I_{нагр.макс}$ – максимальный ток нагрузки на стороне ВН защищаемого трансформатора.

$$I_{с.з.} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 71 = 154,9 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности определяется:

$$k_q = \frac{I_{к.мин}}{I_{с.з.}} \quad (114)$$

где $I_{с.з.}$ – минимальное значение тока в месте установки защиты при расчетном виде КЗ (в качестве расчетного рассматривается двухфазное КЗ).

Коэффициент чувствительности должен быть не менее $1,5$ при выполнении МТЗ функций основной защиты шин и не менее $1,2$ при выполнении функции резервирования.

$$k_q = \frac{612}{154,9} = 3,95 > 1,5$$

8.6.1 Выбор уставок максимальной токовой защиты на стороне среднего напряжения

МТЗ СН предназначена для отключения КЗ на ошиновке и шинах СН, а также на элементах, присоединенных к этим шинам и состоит из трех ступеней.

Первая ступень используется в качестве токовой отсечки без пуска по напряжению и без органа направления мощности.

Ток срабатывания определяется по условию отстройки от тока нагрузки по выражению:

$$I_{с.з.} = \frac{k_3 \cdot k_C}{k_B} \cdot I_{нагр.макс}$$

где $I_{нагр.макс}$ – максимальный ток нагрузки на стороне среднего напряжения защищаемого трансформатора.

$$I_{с.з.} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 47 = 108,6$$

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{1663}{108,6} = 15,3 > 1,5$$

Вторая ступень МТЗ СН выполняется с комбинированным пуском по напряжению со стороны среднего напряжения (КПН СН) и с органом направления мощности (ОНМ).

Уставку фазного тока второй ступени выбирают по условию отстройки от номинального тока трансформатора:

$$I_{с.з.} = \frac{k_3 \cdot k_C}{k_B} \cdot I_{ном.НН} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 853 = 2155 \text{ А} \quad (115)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{16630}{2155} = 5,92 > 1,5$$

6.6.2 Выбор уставок максимальной токовой защиты на стороне среднего напряжения

МТЗ НН предназначена для отключения КЗ на шинах НН, а также для резервирования отключения повреждений на элементах, присоединенных к этим шинам. Исполнение и выбор уставок ступеней МТЗ НН аналогичен исполнению и выбору уставок соответствующих ступеней МТЗ СН.

Первая ступень:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 112,3 = 283,7 \text{ А}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{1755}{283,7} = 6,19 > 1,5$$

Вторая ступень:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 310 = 783 \text{ А}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{1755}{783} = 2,24 > 1,5$$

8.7 Защита от перегрузки

На трансформаторах, находящихся под наблюдением оперативного персонала, РЗ от перегрузки выполняется действующей на сигнал. Чтобы избежать излишних сигналов при КЗ и кратковременных перегрузках, в схеме РЗ предусматривается реле времени, обмотка которого должна быть рассчитана на длительное прохождение тока.

Перегрузка трансформаторов (автотрансформаторов) обычно бывает симметричной. Поэтому защита от перегрузки выполняется с помощью максимальной токовой защиты, включенной на ток одной фазы. Защита

действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях – на разгрузку или отключение трансформаторов (автотрансформаторов).

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется по выражению:

$$I_{с.з.} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{НОМ} , \quad (116)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,05;

k_B – коэффициент возврата;

$I_{НОМ}$ номинальный ток обмотки трансформатора на стороне которого установлена защита.

На стороне ВН:

$$I_{с.з.} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 71 = 93,2 \text{ А}$$

На стороне СН:

$$I_{с.з.} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 47 = 62 \text{ А}$$

На стороне НН:

$$I_{с.з.} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 310 = 407 \text{ А}$$

8.8 Газовая защита

Газовая защита предназначена для защиты силовых трансформаторов с масляным заполнением, снабженных расширителями, от всех видов внутренних повреждений, сопровождающихся выделением газа, ускоренным протеканием масла из бака в расширитель, а также от утечки масла из бака трансформатора.

Измерительным органом газовой защиты является газовое реле, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем. Ранее выпускалось поплавковое газовое реле ПГ-22, более совершенное реле РГЧЗ-66 с чашкообразными элементами. В нашей стране широко используется газовое реле с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа ВФ80/Q. Это реле состоит из металлического корпуса, крышки и встроенного блока. Для осмотра встроенного блока в корпусе имеются застекленные отверстия с откидными крышками. Есть также пробный кран для отбора газа и контрольная клавиша для опробования действия реле путем имитации ухода масла из трансформатора. Принцип действия данного реле такой же, как и других газовых реле.

Газовая защита очень чувствительна и весьма часто позволяет обнаружить повреждение в трансформаторе в самой начальной стадии. При серьезных повреждениях трансформатора газовая защита действует достаточно быстро: 0,1 – 0,2 с (при скорости потока масла не менее чем на 25% выше уставки). Благодаря этим достоинствам газовая защита обязательно устанавливается на всех трансформаторах мощностью 6,3 МВА и более, а также внутрицеховых понижающих трансформаторах, начиная с мощности 630 кВА. Допускается установка газовой защиты и на трансформаторах от 1 до 4 МВА. Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых - нереагирование ее на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после монтажа системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

Необходимо также отметить, что начальная стадия виткового замыкания может и не сопровождаться появлением дуги и газообразованием. В таком случае газовая защита не действует и витковые замыкания в трансформаторе могут длительно оставаться незамеченными.

На защищаемом трансформаторе ПС Бурейск устанавливаем газовое реле типа BF80/Q.

8.9 Защита линий 6 кВ

В сетях напряжением до 35 кВ в качестве основных применяют максимальные токовые защиты в сочетании с токовой отсечкой при обеспечении требуемой селективности и чувствительности. Защиту отходящих линий выполним на основе микропроцессорного терминала «Сириус-Л». Данное устройство предназначено для выполнения функций релейной защиты в линиях 6-35 кВ. В нём имеются такие защиты как трёхступенчатая МТЗ, защита от однофазных замыканий на землю, защита от обрыва фазы, токовая отсечка.

МТЗ может иметь четыре ступени, первая ступень выполнена в виде токовой отсечки, вторая ступень, ступень с независимыми времятоковыми характеристиками, третья – с зависимыми времятоковыми характеристиками. Четвёртая ступень – дополнительная, и может быть либо введена, либо выведена, в зависимости от необходимости, и действовать на отключение или сигнализацию.

Произведем расчет защиты линии от Ф33 - ТП85.

Рассчитаем максимальную токовую защиту.

Ток срабатывания защиты определяется по следующей формуле:

$$I_{с.з} = \frac{k_H \cdot k_{с/з}}{k_B} \cdot I_{раб}, \quad (117)$$

где k_H – коэффициент надежности микропроцессорной защиты, равный 1,05, [23, с 45];

$k_{c/3}$ – коэффициент, учитывающий толчки тока от самозапуска

электродвигателей, принимаем равным 1, [23, с 48];

$k_{\bar{g}}$ – коэффициент возврата, равный 0,95, [23, с 49];

$I_{\text{раб}}$ – максимальный рабочий ток нагрузки защищаемой линии.

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{c.3} = \frac{1,05 \cdot 1}{0,95} \cdot 175,5 = 194 \text{ A.}$$

Ток надежного срабатывания защиты определится из выражения:

$$I_{c.p} = I_{c.3} \cdot \left(\frac{k_{cx}}{k_{T.T}} \right) = 194 \cdot \frac{1}{300/5} = 3,23 \text{ A}, \quad (118)$$

где k_{cx} – коэффициент схемы ($k_{cx} = 1$, для схемы неполной звезды);

$k_{T.T}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока на отходящем присоединении равен 300/5.

Коэффициент чувствительности определяется по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{c.3}} \geq 1,5, \quad (119)$$

где $I_{\text{КЗ}}^{(2)}$ – двухфазный минимальный ток КЗ.

Определим коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{357}{194} = 1,81;$$

$$1,81 \geq 1,5.$$

Условие выполняется.

Выдержка времени МТЗ согласуется со временем срабатывания резервируемых защит:

$$t_1 = t_2 + \Delta t, \quad (120)$$

где t_1 – выдержка времени рассчитываемой защиты;

t_2 – выдержка времени защиты, с которой ведется согласование;

Δt – степень селективности.

$$\Delta t = t_Q + t_{KT2} + t_{KT1} + t_{зан}, \quad (121)$$

где t_Q – время отключения выключателя, $t_Q = 0,04$ с, [2, с 180];

t_{KT2} , t_{KT1} – погрешности в срабатывании реле времени защиты поврежденного элемента и последующей защиты;

$t_{зан}$ – время запаса, учитывает неточность регулировки реле времени, принимается равным $0,1-0,15$ с, [2, с 56];

$$t_1 = 0,5 + 0,04 = 0,54 \text{ с.}$$

Принимаем максимальную токовую защиту «Сириус» с диапазоном уставок $0,5 \div 9$ с.

Выдержка времени МТЗ при КЗ в основной зоне защиты слишком велика, поэтому дополнительно к МТЗ применяют токовую отсечку.

Ток срабатывания отсечки определяется по формуле:

$$I_{с.з.}^{TO} = k_H \cdot I_{к\max}^{(3)}, \quad (122)$$

где k_H – коэффициент надежности защиты равен 1,1, [2, с 61];

$I_{к\max}^{(3)}$ – максимальный ток в фазе линии при коротком замыкании.

Поэтому $I_{с.з.}^{TO}$ должен удовлетворять условию:

$$I_{с.з}^{TO} \geq k_{нам} \cdot \Sigma I_{т.ном}, \quad (123)$$

где $k_{нам}$ - коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания силовых трансформаторов, $k_{нам} = 3 \dots 5$ [2, с 81];

$\Sigma I_{т.ном}$ - сумма номинальных токов силовых трансформаторов, питаемых по защищаемой цепи.

Коэффициент чувствительности токовой отсечки:

$$k_{ч} = \frac{I^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{I_{с.з}} \geq 1,5; \quad (124)$$

$$k_{ч} = \frac{853}{194} = 5,76 \text{ кА.}$$

Токовую отсечку дополняют пусковым органом минимального напряжения.

8.10 АПВ (автоматическое повторное включение)

Устройство АПВ применяются на воздушных и смешанных (воздушно-кабельных) линиях напряжением 1000 В и выше; на шинах ЭС и ПС, оборудованных специальной защитой; на понижающих трансформаторах мощностью более 1000 кВА, имеющих с питающей стороны МТЗ, в тех случаях, когда отключение трансформатора приводит к обесточению потребителей; на обходных и шиносоединительных выключателях и на ответственных электродвигателях, отключаемых по условию самозапуска других двигателей.

Сущность АПВ состоит в том, что элемент системы электроснабжения, отключившийся под действием релейной защиты (РЗ), вновь включается под напряжение (если нет запрета на повторное включение) и если причина, вызвавшая отключение элемента, исчезла, то элемент остается в работе, и

потребители получают питание практически без перерыва. Многие повреждения в системах электроснабжения промышленных предприятий являются неустойчивыми и самоустраиваются. К наиболее частым причинам, вызывающим неустойчивые повреждения элементов системы электроснабжения, относят перекрытие изоляции линий при атмосферных перенапряжениях, схлестывание проводов при сильном ветре или пляске, замыкание линий различными предметами, отключение линий или трансформаторов вследствие кратковременных перегрузок или неизбежного срабатывания РЗ, ошибочных действий дежурного персонала и т. д.

Выдержку времени устройства ТАПВ на линии с двусторонним питанием выбирают с учетом возможного одновременного отключения повреждения с обоих концов линии. С целью повышения эффективности ТАПВ однократного действия его выдержку времени увеличивают, если это допускает работа потребителя.

На одиночных линиях с двусторонним питанием (при отсутствии шунтирующих связей) предусматривают один из следующих видов трехфазного АПВ (или их комбинации): а) быстродействующее ТАПВ (БАПВ); б) несинхронное ТАПВ (НАПВ); в) ТАПВ с улавливанием синхронизма (ТАПВ УС).

Быстродействующее АПВ или БАПВ (одновременное включение с минимальной выдержкой времени с обоих концов) предусматривают на одиночных линиях с двусторонним питанием для автоматического повторного включения, как правило, при небольшом расхождении угла между векторами ЭДС соединяемых систем. Запуск БАПВ производится при срабатывании быстродействующей защиты, зона действия которой охватывает всю линию. БАПВ блокируется при срабатывании резервных защит и блокируется или задерживается при работе УРОВ.

Требования к АПВ:

- АПВ должно срабатывать при отключении выключателя устройствами релейной защиты.

- АПВ не должно работать, если выключатель отключен персоналом или устройствами автоматики.

- Должна обеспечиваться заданная количество циклов АПВ.

- В схеме должна быть предусмотрена блокировка многократных включений на установившееся КЗ.

8.11 УРОВ (устройство резервирования при отказе выключателя)

Устройство резервирования при отказе выключателя – разновидность автоматики электрических сетей напряжением выше 1 кВ, предназначенная для отключения выключателя последующего участка при отказе выключателя предыдущего участка в аварийных ситуациях.

При коротком замыкании в сети релейная защита поврежденного участка подаёт сигнал на отключение выключателя, питающего данный участок, при этом пусковые органы УРОВ также вводятся в действие на отключение смежных выключателей с выдержкой времени, достаточной для срабатывания резервируемого выключателя; при успешном срабатывании последнего УРОВ возвращается в исходное состояние и блокируется. В случае, если выключатель по каким-либо причинам (неисправность механической части, его цепей управления) не отключился, то по истечении заданной выдержки времени УРОВ произведёт отключение всех смежных выключателей, питающих повреждённую линию и находящихся ближе к источнику питания (по отношению к не отключившемуся выключателю).

Для пуска УРОВ необходимо выполнение двух условий:

- срабатывание релейной защиты на отключение выключателя, питающего непосредственно повреждённую линию;

- факт наличия аварийных параметров, свидетельствующих о том, что повреждение по каким-либо причинам не устранено.

УРОВ не может резервировать отказ релейной защиты не сработавшего выключателя, поэтому применение УРОВ предусматривает обязательное использование резервной релейной защиты в дополнение к основной, при этом цепи обеих защит должны быть полностью независимы друг от друга, так, что неисправность в цепи одной защиты не могла вызвать отказ другой (питание оперативных цепей производится от разных предохранителей или автоматических выключателей, каждый пусковой орган обеих защит также выполняется независимым и включаются на собственный независимый комплект трансформаторов тока, сигналы на отключение выключателей осуществляется от разных выходных реле). Обычно резервный комплект релейной защиты имеет пусковые органы по току или напряжению, выполняемые посредством:

- минимального реле напряжения прямой последовательности с блокировкой по напряжениям обратной и нулевой последовательности (при к.з. происходит уменьшение напряжения прямой последовательности и появление напряжений обратной и нулевой последовательностей);

- трёх максимальных токовых реле или одного трёхфазного максимального токового реле.

Вторые пусковые реле должны надёжно действовать при появлении к.з. в пределах защищаемого присоединения.

Основной уставкой УРОВ является время выдержки на отключение смежных выключателей и поскольку защита подаёт сигнал одновременно сразу на отключение основного выключателя и на УРОВ (которое через выдержку времени отключает выключатели, стоящие дальше от к.з.), то для корректного действия выдержка времени УРОВ должна быть больше времени действия основной защиты на величину Δt , таким образом уставка реле времени, входящего в УРОВ должна быть равна сумме:

- времени срабатывания основного выключателя;

- времени возврата защиты, пускающей УРОВ (в случае удачного отключения основного выключателя);
- времени ускорения срабатывания реле времени УРОВ (отклонение срабатывания в меньшую сторону);
- запаса по времени для большей надёжности системы [23].

8.12 АВР (автоматический ввод резерва)

Назначение АВР – быстрое восстановление электроснабжения потребителей при отключении рабочего источника питания или находящегося в работе оборудования путём автоматического включения резервного источника питания или резервного оборудования.

Устройство автоматического включения резерва является одним из основных элементов автоматизации в системах промышленного электроснабжения. Для большинства электрических сетей промышленных предприятий характерна раздельная работа линий и трансформаторов. В этом случае шины подстанции разделены на две секции, каждая из которых получает питание по самостоятельной линии. Устройство АВР выполняют при этом на секционном выключателе. При выходе из строя линии или трансформатора устройство АВР восстанавливает питание, значительно сокращая простои технологического оборудования. Устройства АВР позволяют упростить и удешевить схемы электроснабжения объектов предприятия.

Устройство АВР состоит из пускового органа и узла автоматики включения.

Автоматическое включение резервного питания или оборудования предусматривают во всех случаях, когда, перерыв в электроснабжении вызывает ущерб, значительно превышающий стоимость установки устройства АВР. Устройства АВР применяют для оборудования, которое в нормальном режиме работает, но используется не полностью. Например, наибольшее значение КПД трансформатора имеет место при 60 — 80 %-ной номинальной нагрузке. В этом случае при отключении одного рабочего источника второй

под действием устройства АВР принимает на себя всю нагрузку и, перегружаясь (в допустимых пределах), обеспечивает бесперебойное электроснабжение установки.

Требования к АВР:

- срабатывать при исчезновении напряжения на шинах потребителей по любой причине;
- обеспечивать однократность действия;
- схема должна иметь блокировку, разрешающую включение резервного выключателя лишь при отключении основного;
- АВР должна иметь минимальное время действия.

Выдержка времени пускового органа должна быть на ступень селективности больше выдержек времени защит, повреждение в зоне действия которых может привести к пуску АВР [24].

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В бакалаврской работе проведена реконструкция поселка Бурей, в частности сеть 0,4-6 кВ с использованием самонесущих изолированных проводов (СИП), распределительное устройство 110/35/6 кВ подстанции Бурейск целью повышения надежности, замена силовых трансформаторов с превышенными сроками эксплуатации. Необходимость реконструкции обусловлена износом значительной части оборудования электрических сетей, низкой надежностью электроснабжения потребителей поселка.

Для строительства, реконструкции и эксплуатации электросетевого оборудования необходимо рассмотреть такие разделы:

- безопасность (безопасность человека в производственной среде);
- экологичность, т.е. оценить воздействие проектируемых объектов на окружающую природную среду;
- чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть при эксплуатации электрооборудования на ПС Бурейск.

9.1 Безопасность

9.1.1 Техника безопасности при строительстве ВЛ

Охрана труда и техника безопасности при строительстве и эксплуатации ВЛ обеспечивается принятием всех проектных решений в строгом соответствии с ПУЭ, «Правилами устройства опытно-промышленных воздушных линий электропередачи напряжением до 1 кВ с самонесущими изолированными проводами» (ПУ ВЛИ до 1 кВ), «Правилами техники безопасности при производстве электромонтажных работ на объектах Минэнерго», «Методическими указаниями по эксплуатации ВЛИ 0,38 кВ с самонесущими изолированными проводами» и «Электробезопасность при вводе в эксплуатацию, проведении приёмо-сдаточных испытаний и при эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 0,38 кВ с самонесущими

изолированными проводами», требования которых учитывают условия безопасности труда, предупреждение производственного травматизма, профессиональных заболеваний, пожаров и взрывов.

При производстве всего комплекса строительного-монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения строительного-монтажных работ должны соответствовать предусмотренным в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Строительство ВЛ вблизи действующих, находящихся под напряжением, должно выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности.

При монтаже проводов под действующей ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению подхлестывания проводов. Когда требования [20] в части расстояния от находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся, на время сборки и установки опор и монтажа проводов необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи.

Работы вблизи действующей ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда – допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы.

9.1.2 Техника безопасности при эксплуатации ТП

Осмотр ТП единолично может производить административно-технический персонал с квалификационной группой по электробезопасности V

и оперативный персонал с квалификационной группой по электробезопасности IV, обслуживающий ТП.

При единоличном осмотре запрещается проникать за ограждения и входить в камеры закрытых РУ 6- 10 кВ, не имеющих барьеров. Осмотр производится с порога камеры или стоя перед барьером. При необходимости разрешается для осмотра входить в камеру РУ 6-10 кВ за ограждения в присутствии второго лица с квалификационной группой III и при условии соблюдения расстояния между осматривающим и токоведущими частями не менее 0,7 м. Осмотр подстанций типа КТП производится только через открытые двери без захода в них. При единичном осмотре выполнение работ в РУ 6-10 кВ запрещается.

Оперативное включение и отключение разъединителей и выключателей нагрузки может производить единолично персонал, обслуживающий ТП и имеющий квалификацию не ниже IV группы. При этом необходимо применять изолирующие защитные средства, запирать привод на замок и вывешивать предупредительные плакаты. Для безопасности работы на ТП используются общие и специальные средства защиты.

Общими средствами защиты являются стационарные конструктивные устройства электроустановок: изоляция электрооборудования, заземление конструкций электрооборудования, ограждения, предупредительные плакаты и надписи, блокировочные устройства, складные постоянные лестницы на МТП.

Специальные средства (в дополнение к стационарным) предназначаются для защиты персонала при непосредственном выполнении работы по эксплуатации и ремонту ТП. К ним относятся (основные и дополнительные) изолирующие и временные ограждающие защитные средства.

Основные изолирующие средства: в РУ свыше 1000 В оперативные и измерительные штанги, изолирующие и токоизмерительные клещи и указатели напряжения; в РУ до 1000 В - диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками и указатели напряжения [16].

Дополнительные изолирующие средства [16]: в РУ свыше 1000 В диэлектрические перчатки, боты и галоши, изолирующие подставки и диэлектрические резиновые коврики; в РУ до 1000 В диэлектрические галоши и резиновые коврики, изолирующие подставки.

Разрешается использовать только испытанные специальные защитные средства и приспособления. Перед началом работы они должны быть осмотрены.

Все необходимые защитные средства и приспособления хранятся в служебном помещении. При выезде к месту работы оперативная бригада перевозит их с собой в автомашине. В закрытых ТП обычно хранятся изолирующие подставки и коврики.

По условиям безопасности работы на подстанциях разделяются на четыре категории:

- выполняемые при полном снятии напряжения, когда все токоведущие части ТП полностью отключены от всех источников питания, включая линейные и кабельные вводы;

- выполняемые при частичном снятии напряжения, когда отключены токоведущие части ТП только тех присоединений или их участков, где производится работа, или когда отключены все присоединения, но имеется напряжение на вводном устройстве (например, не отключен линейный разъединитель на вводе в КТП или не отключена линейная отпайка на МТП);

- выполняемые без снятия напряжения вблизи и на токоведущих частях, находящихся под напряжением, когда необходимо применять технические и организационные мероприятия для предотвращения возможности приближения к токоведущим частям на расстояние менее 0,7 м работающих людей или механизмов, ремонтной оснастки и инструмента и когда допускается непосредственно работать на этих частях с помощью изолирующих защитных средств и приспособлений;

– выполняемые без снятия напряжения вдали от токоведущих частей, находящихся под напряжением, когда исключено случайное прикосновение или приближение к токоведущим частям на опасное расстояние работающих людей или механизмов, ремонтной оснастки и инструмента и не требуется принятия технических и организационных мероприятий.

Первые три категории работ выполняются с применением организационных и технических мероприятий, обеспечивающих безопасность работающих.

Организационные мероприятия состоят из оформления работ нарядом или распоряжением, допуска к работе, надзора во время работы, оформления перерывов и окончания работ, переводов на другое рабочее место.

Без наряда по устному распоряжению оперативным (оперативно-ремонтным) персоналом могут производиться работы:

– четвертой категории, выполняемые в порядке текущей эксплуатации и мелкого ремонта;

– небольшие по объему и продолжительности (до одного часа), отнесенные к первой и второй категориям, выполняемые с наложением заземления, а также некоторые работы, отнесенные к третьей категории.

Технические мероприятия при подготовке работ с полным или частичным снятием напряжения выполняются в указанной ниже последовательности:

– отключаются необходимые коммутационные аппараты и принимаются меры против ошибочного или самопроизвольного их обратного включения;

– вывешиваются предупредительные плакаты «Не включать — работают люди», и при необходимости устанавливаются ограждения;

– присоединяются к заземляющей шине (контуру) переносные заземления, проверяется отсутствие напряжения на части установки, выделенной для работы;

Включаются (после проверки отсутствия напряжения) заземляющие ножи там, где они имеются, или накладываются переносные заземления; вывешиваются плакаты «Работать здесь».

При необходимости производства работ, относящихся к третьей категории, выполняются следующие мероприятия:

- работающие лица принимают безопасное расположение по отношению к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применяются основные и дополнительные изолирующие защитные средства, позволяющие работать непосредственно на токоведущих частях;
- ограждаются от случайных прикосновений соседние токоведущие части изолирующими экранами-накладками.

Установка и снятие предохранителей под нагрузкой и под напряжением запрещаются. Допускается как исключение замена закрытых предохранителей под напряжением 0,4 кВ в защитных очках и диэлектрических перчатках или с помощью изолирующих клещей единолично персоналу, имеющему квалификационную группу не ниже III. Замена под нагрузкой допускается только пробочных или трубчатых предохранителей 0,4 кВ закрытого типа с применением защитных средств.

При ревизии трансформатора работать на магнитопроводе и в баке разрешается только после окончания подъема магнитопровода, отвода его в сторону от бака и установки на надежных подкладках. Работать под поднятой крышкой трансформатора допускается только при условии, если между крышкой и баком установлены прокладки (брусья) достаточной прочности для удержания выемной части. До начала сушки трансформатора электрическим током его бак необходимо заземлить. Одновременно следует принять меры, исключающие возможность прикосновения людей к намагничивающей обмотке при сушке методом индукционных потерь или к разомкнутым вводам обмотки ВН при сушке током нулевой последовательности.

9.1.3 Техника безопасности и охрана труда на ПС

Подстанция обслуживается оперативно-ремонтным персоналом, к которому относятся лица в возрасте не моложе 18 лет, имеющие квалификационную группу не ниже IV, имеющие практические навыки введения работ и прошедшие инструктаж по технике безопасности. Все работы на подстанции выполняются по наряду, в количестве двух человек. В отдельных видах работ, по распоряжению, в порядке текущей эксплуатации должен выдаваться перечень выполняемых работ. В целях предупреждения электротравматизма необходимы следующие мероприятия:

- периодический инструктаж и проверка знаний лиц, обслуживающих электроустановки;
- проверка защитных заземлений и периодические проверки заземляющей сети;
- периодический контроль за техническим состоянием электроустановок и электрооборудования и устранение дефектов;
- применение индивидуальных средств защиты;
- применение безопасных напряжений (12-36) В в цепях управления и переносного освещения;
- надлежащее состояние технической документации.

Все работы на действующих электроустановках должны производиться с обязательным выполнением организационных и технических мероприятий.

К организационным мероприятиям относится:

- оформление работ нарядами или распоряжением;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевод на другое место работы, окончание работы.

К техническим мероприятиям относится:

-производство необходимых отключений и принятие мер, против ошибочного и самопроизвольного включения;

-вывешивание плакатов «НЕ ВКЛЮЧАТЬ РАБОТАЮТ ЛЮДИ», «НЕ ВКЛЮЧАТЬ РАБОТА НА ЛИНИИ»;

-проверка отсутствия напряжения на токоведущих частях;

-наложение заземления;

-развешивание плакатов и установка ограждений.

Допуск на подстанцию для производства работ разрешается только закрепленному распоряжением по участку оперативно-ремонтному персоналу. Разрешается так же допуск на подстанцию инженерно-техническому персоналу данного участка, для осмотра оборудования, проверки его работы, имеющие группу допуска V и утвержденные распоряжением главного инженера.

Согласно Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках 153-34.03.603-2003, приложение № 8 «Нормы комплектования средствами защиты», ПС Бурейск должна быть укомплектована средствами защиты, представленными в таблице 34.

Таблица 34 - Защитные средства [16]

Наименование средств защиты	Количество
1	2
Изолирующая штанга 35 кВ	2 шт.
Изолирующая штанга 6 кВ	2 шт.
Указатель напряжения 35 кВ	2 шт.
Указатель напряжения 6 кВ	2 шт.
Изолирующие клещи (при отсутствии универсальной штанги)	1 шт. на каждый класс напряжения (при наличии соответствующих предохранителей)
Диэлектрические перчатки	Не менее 2 пар
Диэлектрические боты (для ОРУ)	1 пара
Переносные заземления	Не менее 2 на каждый класс напряжения
Защитные ограждения (щиты)	Не менее 2 шт.
Плакаты и знаки безопасности (переносные)	15 шт.
Противогаз изолирующий	2 шт.
Защитные щитки или очки	2 шт.

Нормы комплектования являются минимальными. Средства, находящиеся в эксплуатации, размещаются в специально отводимых местах. В местах хранения должны иметься перечни средств защиты.

9.2 Экологичность

В соответствии с санитарными правилами «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» (СанПиН №2.2.1/2.1.1.1200-03 и «Санитарными нормами защиты населения от воздействия электрического поля» (СанПиН № 2971-84, 28.02.84, МЗ СССР) защита населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты напряжением 6 кВ и 0,38 кВ не требуется.

В данном разделе необходимо рассмотреть такие вопросы как влияние шума от трансформаторов, а также расчет маслоприемника на ПС Бурейск.

9.2.1 Расчет шума создаваемого от трансформаторов

Влияние шума на здоровье человека может быть различным – от простого раздражения до серьезных патологических заболеваний всех внутренних органов и систем. Прежде всего, страдает слух человека. Повышенный шумовой раздражитель также негативно влияет на нервную систему человека, сердечно-сосудистую систему, вызывает сильное раздражение. Повышенный шум может стать причиной бессонницы, быстрого утомления, агрессивности, влиять на репродуктивную функцию и способствовать серьезному расстройству психики. Зафиксированы функциональные изменения организма под влиянием шума: повышение кровяного давления, нарушение функции щитовидной железы и коры надпочечников, изменение активности мозга и центральной нервной системы.

Шум трансформаторов вызывается вибрацией активной части, а также вентиляторами системы охлаждения. Существенное влияние на шум трансформатора оказывают резонансные явления, возникающие в его отдельных элементах.

Вибрация активной части трансформатора обусловлена магнитострикционными и электромагнитными силами в магнитной системе и динамическими силами в обмотках. В трансформаторах преобладает магнитострикционная составляющая вибрации.

Проявление магнитных сил наиболее выражено в стыковых соединениях. В шихтованных магнитных системах магнитный поток вынужден перетекать из листа в лист в воздушном зазоре, образуемом за счет неплотной стыковки листов стали. При этом возникают поперечные силы, приводящие к изгибным колебаниям листов. Поскольку листы стали на участках, соседствующих с зазорами, перенасыщаются, здесь увеличиваются также и магнитострикционные силы.

Одним из источников шума трансформаторов является обмотка, проводники которой вибрируют под действием сил взаимного притяжения при протекании в них переменного тока в режиме нагрузки. Генерирующими звук поверхностями в данном случае являются торцевые части обмоток, прессующие кольца, ярмовые балки, детали крепления.

Уровни звуковой мощности трансформаторов пропорциональны их массогабаритным параметрам и класса напряжения.

На ПС Бурейск в ОРУ установлено два трансформатора типа ТДТН 16000/110, для них заданы следующие данные: вид системы охлаждения – трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла. Типовая мощность трансформатора – 16 МВА. Класс напряжения - 110 кВ. Тип территории - территории, непосредственно прилегающие к жилым домам.

Для оценки шумового воздействия трансформаторной подстанции необходимо произвести расчет уровня звукового давления на территории, прилегающей к жилым застройкам.

Допустимый уровень шума на территории, прилегающей к жилой застройке, согласно СНиП 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в

помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» составляет:

$$DU_{LA} = 55 \text{ дБА с } 7^{00} - 23^{00} \text{ часов;}$$

$$DU_{LA} = 45 \text{ дБА с } 23^{00} - 7^{00} \text{ часов.}$$

Корректированный уровень звуковой мощности трансформатора мощностью 16 МВА составляет $L_{TP} = 88$ дБА. Данное значение взято для времени суток ($23^{00} - 7^{00}$), как наиболее жесткое требование к допустимому уровню звука.

С учетом того, что трансформаторов два, суммарный корректированный уровень звуковой мощности:

$$L_{\Sigma WA} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,189} = 91 \text{ дБА ;} \quad (125)$$

Определим минимальное расстояние до соответствующей территории, которое выражается из формулы:

$$L_{\Sigma WA} = DU_{LA} + 10 \cdot \lg \left(\frac{S}{S_0} \right), \quad (126)$$

где $S_0 = 1 \text{ м}^2$.

$$S = 2 \cdot n \cdot (R_{min})^2. \quad (127)$$

Отсюда:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{L_{\Sigma WA} - DU_{LA}}{10}}}{2 \cdot \pi}}, \quad (128)$$

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{91-45}{10}}}{6,28}} = 80 \text{ м.}$$

Приблизительный план рассматриваемой территории изображен на рисунке 9:

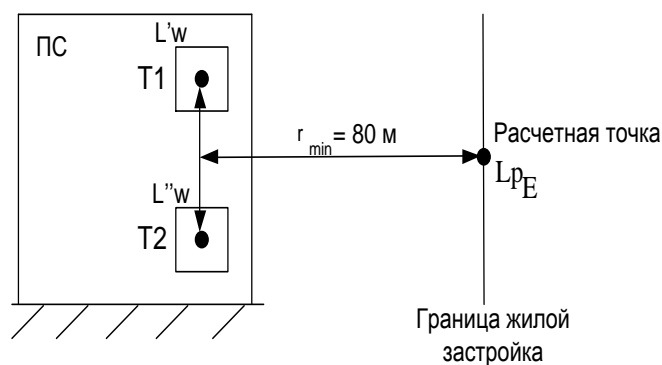


Рисунок 9 - Приблизительный план рассматриваемой территории

Минимальное расстояние от ПС Бурейск до границы жилой застройки составляет 80 м, а ПС Бурейск находится на расстоянии 570 м от жилой застройки. Следовательно, защита жилых застроек от шума выполняется расстоянием. Дополнительных мер по защите от шума не требуется.

9.2.2 Расчёт маслоприёмников под трансформаторы ПС Бурейск

Рассматривая вопрос экологичности, можно отметить, что при несоблюдении определенных правил и норм из всего оборудования, установленного на подстанции, наибольшую опасность окружающей среде могут нанести трансформаторы при аварии и ремонтных работ обусловленное выливанием трансформаторного масла.

Для того чтобы свести к минимуму риск попадания масла в окружающую среду, предусматривается сооружение маслоприёмников для трансформаторов.

На подстанции ПС Бурейск в ОРУ предусматривается установка двух трансформаторов марки ТДТН-16000/110 с размерами (м) 6,4×4,4×5,2 и массой масла 14,5 т.

Согласно ПУЭ [6, п. 4.2.69] габариты маслоприемника должны выступать за габариты единичного электрического оборудования (рисунок 1) не менее чем на 1,5 м при массе масла более 10 т. Тогда габариты маслоприемника равны:

$$B=4,4+2\cdot 1,5=7,4 \text{ м.}$$

$$\Gamma=5,2+2\cdot 1,5=8,2 \text{ м.}$$

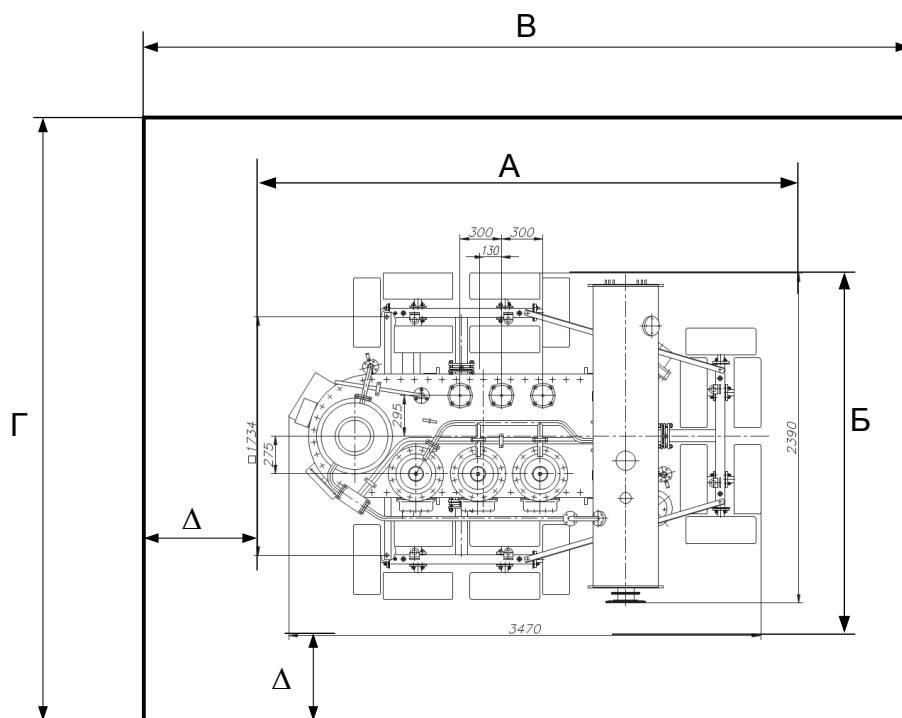


Рисунок 10 – Габаритные размеры трансформатора и маслоприемника

Площадь маслоприемника

$$S_{\text{МП}} = B \cdot \Gamma = 7,4 \cdot 8,2 = 60,68 \text{ м}^2$$

Объём трансформаторного масла:

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{M_{\text{ТР.М}}}{\rho} = \frac{14500}{850} = 17,01 \text{ м}^3, \quad (129)$$

где ρ - плотность трансформаторного масла $\rho = 850 \text{ кг/ м}^3$

Глубина маслоприемника для приема 100 % масла, содержащегося в трансформаторе, определяется по формуле:

$$h_{\text{ТМ}} = V_{\text{ТМ}}/S_{\text{МП}} = 17,01/60,68 = 0,28 \text{ м} \quad (130)$$

Объём воды, необходимой для тушения пожара определяется по формуле:

$$V_{\text{Вод}} = k \cdot t \cdot (S_{\text{МП}} + S_{\text{БПТ}}), \quad (131)$$

где $k = 0,2 \text{ л/с}\cdot\text{м}^2$ – интенсивность пожаротушения, нормируемая в ПУЭ [6];

$t = 30 \text{ мин} = 1800 \text{ сек}$ – нормативное время пожаротушения;

$S_{\text{БПТ}}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора, определяемая по формуле:

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot (A + B) \cdot H = 2 \cdot (4,4 + 5,2) \cdot 6,4 = 122,88 \text{ м}^2 \quad (132)$$

Тогда:

$$V_{\text{Вод}} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (60,68 + 122,88) = 66080 \text{ л} = 66 \text{ м}^3 \quad (133)$$

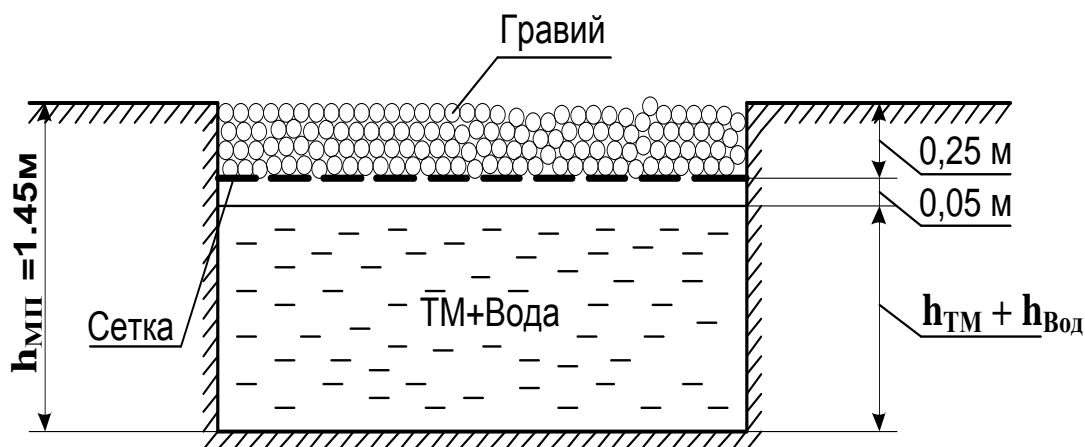
Глубина маслоприемника для приема 80% воды, необходимой для тушения пожара определяется по формуле:

$$h_{\text{Вод}} = 0,8 \cdot V_{\text{Вод}} / S_{\text{МП}} = 0,8 \cdot 66 / 60,68 = 0,87 \text{ м} \quad (134)$$

Глубина маслоприемника с учетом толщины слоя гравия, равной 0,25 м и воздушного зазора 0,05 м определяется по формуле:

$$h_{\text{МП}} = h_{\text{ТМ}} + h_{\text{Вод}} + 0,3 = 0,28 + 0,87 + 0,3 = 1,45 \text{ м} \quad (135)$$

Приведем рисунок, наглядно показывающий основные размеры маслоприемника:



При загрязнении трансформаторного масла требуется его замена на свежее. Для этого производится слив масла из трансформаторов.

Перед началом сливных операций должны проверяться правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб.

Наконечники шлангов должны изготавливаться из материала, исключающего возможность искрообразования при ударе.

Нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства.

Запрещается слив масла в открытые сливные люки, а также во время грозы.

При открытии сливных устройств должны применяться инструмент, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, не дающие искрообразования.

Во время слива указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания.

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопас

9.3 Чрезвычайные ситуации

9.3.1 Возможные чрезвычайные ситуации на ПС Бурейск

Все случаи нарушений нормальных режимов работы подстанций (автоматические отключения оборудования при КЗ, ошибочные действия персонала) рассматриваются как аварии или отказы в работе в зависимости от их характера, степени повреждения оборудования и тех последствий к которым они привели.

Наличие большого количества источников зажигания, которые возникают в результате перегрузок, коротких замыканий, образования больших местных

переходных сопротивлений, электрических искр и дуг, а также горючих материалов (масла различных марок, изоляция электрических кабелей и др.) обуславливают высокую пожарную опасность электроустановок. Растекание горящих масел по площади создает опасность перехода огня на другие электроустановки.

Наибольшее число пожаров имеет свободное развитие из-за несвоевременного отключения электроустановок, а также из-за расположения в непосредственной близости от этих установок другого оборудования под напряжением. Снятие напряжения с электроустановок является сложным организационным процессом и требует определенного времени, что приводит к увеличению материального ущерба и осложнению обстановки на пожаре.

Сложность обстановки на таких пожарах и наличие большого количества электрооборудования высокого напряжения существенно затрудняют действия пожарных подразделений и добровольных формирований при локализации и ликвидации пожаров на энергообъектах. Поэтому необходимо применение таких способов подачи огнетушащих веществ и средств для их реализации, которые обеспечили бы безопасную и одновременно эффективную ликвидацию горения электроустановок под напряжением.

9.3.2 Тушение возгорания

Пожары на подстанциях могут возникать на трансформаторах, масляных выключателях и в кабельном хозяйстве.

Особенности развития пожаров трансформаторов зависят от места его возникновения. При коротком замыкании в результате воздействия электрической дуги на трансформаторное масло и разложения его на горючие газы могут происходить взрывы, которые приводят к разрушению трансформаторов и масляных выключателей и растеканию горящего масла. Пожары, где установлены трансформаторы, могут распространяться в

помещение распределительного щита и кабельные каналы или туннели, а также создавать угрозу соседним установкам и трансформаторам.

При повреждении с возникновением возгорания электрооборудование должно быть незамедлительно отключено и заземлено со всех сторон. После снятия напряжения тушение возгорания можно производить любыми средствами пожаротушения (воздушно-механической пеной, распыленной водой, огнетушителями, газовыми и порошковыми) [11].

Необходимость тушения пожара электроустановок, находящихся под напряжением, определяется следующими основными требованиями:

- невозможность отключения собственных нужд подстанции, питающих ответственные приемники: устройства системы управления, релейной защиты, сигнализации, автоматики и телемеханики.

- обеспечение надежного функционирования электроэнергетического производства для сохранения энергоснабжения ответственных потребителей;

- необходимость быстрой ликвидации пожара для предотвращения его распространения на другое оборудование и сооружения предприятия, сокращения времени воздействия высоких температур на несущие конструкции с возможностью их разрушения;

- исключения длительного времени по отключению и снятию напряжения с оборудования энергопредприятия, что может привести к более тяжелым последствиям для технологически связанных производств и режима работы энергосистемы ЕЭС России.

Для дежурного персонала объекта разрабатывают оперативные карточки для каждого отсека кабельных помещений, трансформатора, которые утверждает главный инженер. В оперативных карточках указывают порядок вызова, встречи и обеспечения безопасной работы пожарных подразделений по тушению, операции по отключению и снятию напряжения с агрегатов и

установок по включению стационарных систем тушения и другие вопросы по обеспечению тушения пожара.

Особенно подробно необходимо разрабатывать порядок действий дежурного персонала энергообъекта и подразделений пожарной охраны при тушении пожаров на энергоустановках без снятия напряжения. Эти действия включают в оперативные карточки дежурному персоналу и в планы тушения пожаров. В графической части планов обязательно указывают соответствующими знаками места подключения гибких заземлителей к заземленным конструкциям, а также боевые позиции пожарных с учетом безопасных расстояний до конкретных электроустановок.

На каждом энергопредприятии хранят необходимое количество диэлектрической обуви, перчаток и заземляющих устройств. Определяют порядок их выдачи прибывающим пожарным подразделениям и оказание помощи по заземлению пожарной техники и проверки надежности заземления. Заземление ручных стволов и пожарной техники с помощью гибких медных оголенных проводов сечением не менее 25 мм^2 в электроустановках напряжением выше 1000 В и не менее 16 мм^2 ниже 1000 В, снабженных струбцинами для подключения к оборудованию и обозначенным местам заземления.

Дежурный персонал (начальник станции, диспетчер или дежурный подстанции, предприятия энергосети) при пожаре немедленно сообщает в пожарную охрану, руководству энергообъекта и диспетчеру энергосистемы. Старший по смене определяет место пожара, возможные пути его распространения, а также угрозу электрооборудованию, установкам и конструкциям здания, находящимся в зоне пожара. Он проверяет включение автоматических установок пожаротушения, производит действия по

аварийному режиму, своими силами приступает к тушению пожара, выделяет представителя для встречи пожарных подразделений и до их прибытия руководит тушением пожара.

При этом необходимо принять меры, предотвращающие растекание масла и распространение возгорания через кабельные каналы, а также меры, ограничивающие воздействие высокой температуры на рядом расположенное оборудование и конструкции.

Тушение пожаров на энергообъектах может проводиться на отключенном электрооборудовании и на электроустановках, находящихся под напряжением, используют воду в виде компактных струй из стволов РСК-50 ($d_{\text{сн}} = 11,5$ мм) РС-50 ($d_{\text{сн}} = 13$ мм) и распыленных из стволов с насадками НРТ-5, а также негорючие газы, порошковые составы и комбинированные составы (углекислота с хладоном или распыленная вода с порошком). На рисунке 3 представлена принципиальная схема подачи распыленной воды при тушении пожара.

Подача любой пены ручными средствами при тушении электроустановок под напряжением категорически запрещается. Минимальные безопасные расстояния от насадок стволов до электроустановок под напряжением приведены в таблице 35 [15].

Таблица 35 – Безопасное расстояние до горящих электроустановок, находящихся под напряжением

Применяемое огнетушащее вещество	до 1кВ	от 1 до 10 кВ	от 10 до 35 кВ	от 35 до 110 кВ	от 110 до 220 кВ вкл.
Вода (распыленные струи), подаваемая из стволов, снабженных насадками турбинного типа НРТ; огнетушащие порошковые составы (всех типов); одновременная	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0

подача воды и порошка					
Вода (компактные струи), подаваемая из ручных стволов типа РС- 50 с расходом 3,6 л/с	4,0	6,0	8,0	10,0	Не допускается
Вода (компактные струи), подаваемая из ручных стволов типа РС- 70 с расходом 7,4 л/с	8,0	12,0	16,0	20,0	Не допускается

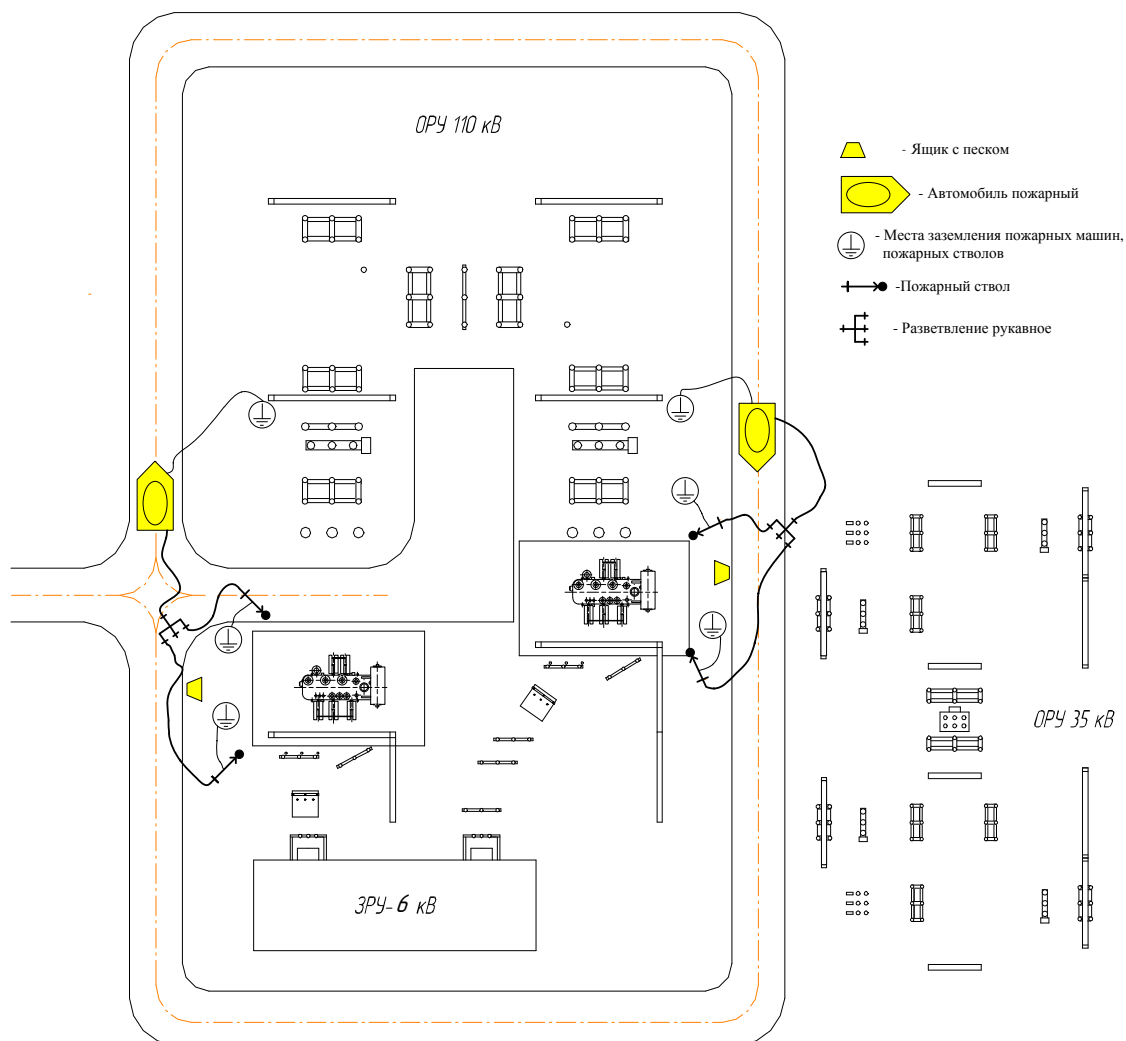


Рисунок 12 – Принципиальная схема подачи распыленной воды при тушении пожара трансформаторов

Данные расстояния приняты из условия прохождения через ствольщика тока силой до 0,5 мА, который не является опасным для человека.

Расстояние от насадок стволов до электрооборудования под напряжением определяют с учетом удельного сопротивления воды, равного 100 Ом/см. Сильно загрязненная и морская вода, по сравнению с водопроводной, имеет меньшее сопротивление, поэтому применять ее для тушения электроустановок под напряжением запрещается.

Тушение небольших пожаров и загораний на электроустановках под напряжением можно осуществлять с помощью ручных и передвижных огнетушителей согласно таблице 36.

Таблица 36 – Типы огнетушителей, применяемых для тушения электроустановок под напряжением

Напряжение, кВ	Безопасное расстояние до электроустановки	Тип персональных огнетушителей
до 0,4	не менее 1 м	хладоновые
до 1,0	не менее 1 м	порошковые
до 10,0	не менее 1 м	углекислотные

Тушение пожаров на электроустановках должно осуществляться с соблюдением обязательных условий:

- надежного заземления ручных стволов и насосов пожарных автомобилей;
- применения личным составом, участвующим в тушении, индивидуальных изолирующих электрозащитных средств;
- соблюдения минимальных безопасных расстояний от электроустановок под напряжением до пожарных, работающих со стволами или огнетушителями;
- применения для тушения только тех ручных пожарных стволов, какие указаны в таблице 3;
- применения эффективных огнетушащих веществ, способов и приемов их подачи.

Ликвидация возгорания на ПС производится по оперативному плану. Во всех случаях возникновения или обнаружения возгорания необходимо оповестить окружающих людей о пожаре и о месте пожара любыми доступными средствами, например, голосом или ударами по металлу, и сообщить дежурному персоналу ПС и в пожарную часть.

9.3.3 Противопожарная профилактика.

Уровень пожарной безопасности на ПС контролируется пожарно-технической комиссией (ПТК) предприятия ПМЭС в соответствии с годовым планом работы. По результатам работы ПТК разрабатываются мероприятия по совершенствованию пожарной безопасности на ПС.

Противопожарная безопасность электрооборудования обеспечивается при его исправном состоянии и соблюдении допустимых режимов работы. Устройства молниезащиты и заземления должны соответствовать ПУЭ и Нормам испытания оборудования.

Дороги и проезды должны находиться в исправном состоянии, очищены от снега для беспрепятственного проезда пожарной техники в любое время года.

Маслоприемные устройства трансформаторов должны быть в исправном состоянии.

Гравий необходимо промывать не реже 1 раза в год, а в твердых отложениях от масла заменять. Маслоприемные емкости необходимо проверять и опорожнять после обильных дождей, таяния снега, опробования систем пожаротушения и тушения возгорания.

Места прохода труб и кабелей через перегородки помещений или в полу, а также вводы в шкафы должны быть уплотнены негоряемыми материалами, обеспечивающими теплоотдачу при прохождении по ним рабочих токов.

На территории ПС необходимо регулярно скашивать и вывозить траву.

В зданиях ОПУ, мастерской при входе (внутри) должны быть вывешены планы эвакуации людей при возгорании и таблички с ФИО и должностью лиц, ответственных за пожарную безопасность.

Местонахождение первичных средств пожаротушения должно указываться знаками по ГОСТ на видных местах, а состав их должен соответствовать требованиям ПБ для данного помещения.

Переносные огнетушители должны быть пронумерованы и опломбированы и размещаться на высоте не более 1,5 м до нижнего торца огнетушителя. Огнетушители всех типов с наступлением морозов должны переноситься в теплое помещение с установкой знаков с указанием нового местонахождения. Углекислотные и порошковые огнетушители допускается хранить при температуре не ниже -20°C .

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе произведена реконструкция системы электроснабжения поселка Буряя.

В выпускной квалификационной работе выполнены следующие основные задачи:

- дана характеристика электрических сетей и реконструируемой подстанции;
- дана оценка состояния электрической системы п. Буряя;
- выбраны мощность и тип ТП 6/0,4 кВ;
- выбран оптимальный вариант реконструкции электрической сети;
- произведена замена неизолированных проводов ВЛ на изолированные СИП, которые обеспечивают высокую надежность электроснабжения и безопасность обслуживающего персонала и населения;
- произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, а также для расчета и проверки уставок устройств релейной защиты и автоматики;
- проанализированы все опасные вредные факторы, которые могут действовать при реализации проекта, а также при эксплуатации электрической сети.

Таким образом, разработан вариант реконструкции электрической сети обеспечивающий эффективное и надежное электроснабжения потребителей поселка Буряя.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Блок В.М. Посибие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей ВУЗов: учеб. пособие / В.М. Блок, Г.К. Обушев и др.; под ред. В.М. Блок. – 2-е изд. – М.: «высшая школа», 1990. – 383 с.
2. Гловацкий В.Г. Современные средства релейной защиты и автоматики электросетей / В.Г. Гловацкий, И.В. Пономарев. – «Энергомашвин», 2004. –260 с.
3. ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2008. – 39 с.
4. ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2006. – 47 с.
5. Гук Ю.Б. Теория и расчет надежности систем электроснабжения/ Ю.Б. Гук, Н.А. Казак, А.В. Мясников; под ред. Р.Я. Федосенко. – М.: «Энергия», 1999. –176с.
6. Киреева Э.А., Орлов В.В, Старкова Л.Е. «Электроснабжение промышленных предприятий». Москва НТФ «энергетик », 2003.
7. Макаров Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110 1150 кВ. Т.2. Москва , 2003.- 398с.
8. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И.Т. Крючков.– М.: Энергоатомиздат, 1989.–608с.
9. Нормативы численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей распределительных электрических сетей / Российское открытое акционерное общество энергетики и электрификации «ЕНС России». М.: 2004 г.

10. ООО НПФ Новые технологии [Электронный ресурс]. – М., 2014. – Режим доступа : <http://www.kolchck.ru/>. – 26.05.2014.
11. Повзик Я. С. Пожарная тактика. – М.: ЗАО «СПЕЦТЕХНИКА», 2004. - 416 с.
12. Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование / Г. Е. Поспелов, В.Т. Федин.– М.: Выш. шк., 1988.–308с.
13. Приказ Минпромэнерго РФ от 22.02.2007 № 49. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии.
14. РД-34-20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей.
15. РД 153.-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.
16. РД 153-34.0-49.101-2003. Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий.
17. РД 153-34.3-20.671-97. Типовая инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 0,38 кВ с самонесущими изолированными проводами.
18. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. –М.: Издательский центр «Академия», 2005.–448с.
19. Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99 / под науч. ред. Н.Н. Тиходеева. – 2-е изд. – С.-Пб.: Издательство ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.
20. СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве.

21. СП 31-110-2003. Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий
22. Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005.– 320с.
23. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография/ М.А. Шабад. – Спб.: ПЭИПК, 2003. –4-е изд., перераб. и доп. – 350 стр., ил.
24. Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭВ.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.