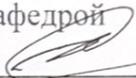


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 16 » 06 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция подстанции Талакан напряжением 220 кВ в Амурской области

Исполнитель
студент группы 942-об1

 13.06.2023
(подпись, дата)

П.В. Измайлов

Руководитель
профессор, канд. техн. наук

 13.06.2023
(подпись, дата)

Ю.В. Мясоедов

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

 13.06.2023
(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель

 13.06.2023
(подпись, дата)

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

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

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 05 » 04 2023 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Измайлова Павла Витальевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция подстанции Талакан напряжением 220 кВ в Амурской области

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794-УЗ)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 13.06.2023

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы производственной и преддипломной практики

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района проектирования. 2. Основные технические решения 3. Расчет электрических нагрузок ПС и оценка целесообразности КРМ на ПС. 4. Выбор числа и мощности трансформаторов. 5. Оценка необходимости реконструкции линий связи. ПС. 6. Расчет токов короткого замыкания. 7. Выбор и проверка оборудования на ПС. 8. Организация заземления и молниезащиты ПС. 9. Расчет экономической эффективности. 10. Релейная защита и автоматика 11. Безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Упрощенная однолинейная схема сети, питающей ПС 220 кВ Талакан. 2. Схема принципиальная электрическая ПС 220 кВ Талакан. 3. Схема заземления ПС 220 кВ Талакан. 4. Схема молниезащиты ПС 220 кВ Талакан. 5. План размещения оборудования в ОПУ и РУ 35 кВ. 6. Схема основной защиты трансформатора на ПС 220 кВ Талакан

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 05.04.2023

Руководитель выпускной квалификационной работы: Юрий Викторович Мясоедов,
профессор, канд. техн. наук

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

Задание принял к исполнению (дата): Измайлов Павел Витальевич 05.04.2023
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Работа содержит 136 с., 7 рисунков, 39 таблицы, 30 источников, 1 приложение.

РЕКОНСТРУКЦИЯ, КЛИМАТ, ЗЕМЕЛЬНЫЙ УЧАСТОК, ПОДСТАНЦИЯ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, НАГРУЗКА, МОЩНОСТЬ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВО, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ОХРАНА ТРУДА, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ШУМ.

Актуальностью рассматриваемой темы ВКР то, что при условии быстрого роста электрических нагрузок существующее требует постоянной модернизации и реконструкции, в целях исключения снижения показателей надежности питания потребителей.

Целью работы является разработка варианта реконструкции ПС Талакан, отвечающая требованиям надежности, экономической эффективности, безопасности в эксплуатации и экологичности.

Полученным результатом является реконструированная подстанция, отвечающая современным требованиям и обеспечивающая надежное электроснабжение потребителей с. Талакан Амурской области.

Новизна заключается в выборе оптимального варианта реконструкции подстанции, основанном на типовых методах проектирования.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	9
1 Характеристика района реконструкции	11
1.1 Общие сведения	11
1.2 Оценка развитости транспортной инфраструктуры	12
1.3 Характеристика земельного участка, представленного для строительства	12
2 Основные технические решения	13
2.1 Характеристика реконструируемого объекта	13
2.2 Существующее оборудование	13
2.1 Обоснование выбора принципиальной электрической схемы ПС 220 кВ Талакан	16
2.2 Решения по сооружениям	17
2.3 Обоснование способа, с помощью которого устанавливаются соединения сетей связи	18
2.4 Конструктивные и объемно-планировочные решения	20
3 Расчет электрических нагрузок ПС	22
3.1 Расчет нагрузок	22
3.2 Компенсация реактивной мощности	24
4 Выбор числа и мощности трансформаторов	26
4.1 Проверка силовых трансформаторов	26
5 Оценка необходимости реконструкции линий заходящих на ПС	28
5.1 Система электроснабжения	28
6 Расчёт токов короткого замыкания	30
6.1 Выбор метода расчета токов КЗ и разработка схемы замещения для расчета КЗ	30
6.2 Расчет токов короткого замыкания	30
7 Выбор и проверка оборудования на ПС	36
7.1 Выбор выключателей и проверка	36

7.2	Выбор разъединителей	42
7.3	Выбор трансформаторов тока	46
7.4	Выбор трансформаторов напряжения	53
7.5	Выбор и проверка ограничителей перенапряжения	55
7.6	Оборудование ВЧ обработки и присоединения	63
7.7	Выбор трансформаторов собственных нужд	63
7.8	Решения по организации оперативного постоянного тока	65
8	Организация заземления и молниезащиты ПС	69
8.1	Электромагнитная совместимость	69
8.2	Заземление подстанции	70
8.3	Молниезащита ПС	76
9	Расчет экономической эффективности	80
9.1	Капитальные затраты в сооружение ПС	80
9.2	Расчет амортизационных отчислений	82
9.3	Расчет эксплуатационных затрат	82
9.4	Оценка экономической эффективности проекта	84
10	Релейная защита и автоматика	87
10.1	Основные положения по выполнению РЗА	87
10.2	Мероприятия по улучшению ближнего резервирования	90
10.3	Подстанционные элементы	91
10.4	Трансформаторы 220/35/6 кВ Т1 и Т2	91
10.5	Регистрация аварийных процессов и определение места повреждения	94
10.6	Автоматика и управление коммутационными аппаратами	96
10.7	Автоматика	98
10.8	Состав устройств РЗА на ПС 220 кВ Талакан	99
10.9	Расчет уставок защит трансформатора	100
11	Безопасность и экологичность	104
11.1	Безопасность	104
11.2	Экологичность	114

11.3 Чрезвычайные ситуации	118
Заключение	131
Библиографический список	133
Приложение	137

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей выпускной квалификационной работе использованы ссылки на следующие стандарты:

- ГОСТ Р 51321.1-2000 (МЭК 60439-1-92) «Устройства комплектные низковольтные распределения и управления»;
- РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования»;
- РД 153-34.3-35.125-99 «Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений»;
- СО 153-34.21.122-2003 (РД 34.21.122-87) «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций»;
- СТО 56947007-29.240.30.010-2009 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения».

ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей выпускной квалификационной работе применяют следующие термины с соответствующими определениями:

АВР – автоматический ввод резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

АУВ – автоматика управления выключателем;

ВН – высшее напряжение;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

ЗДЗ – защита от дуговых замыканий;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

МП – микропроцессорный;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПС – подстанция;

РАС – регистратор аварийных событий;

РЗА – релейная защита и автоматика;

РПН – регулирование под нагрузкой;

СВ – секционный выключатель;

СН – среднее напряжение;

СОПТ – система оперативного постоянного тока;

ТН – трансформатор напряжения;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

ТТ – трансформатор тока;

УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя.

ВВЕДЕНИЕ

ПС 220 кВ Талакан находятся на балансе филиала Филиала "МЭС Востока» ПАО «Россети» Амурское ПМЭС. Деятельность предприятия заключается в передаче и распределении электрической энергии, обслуживании и ремонте электрических сетей. ПАО «Россети» Амурское ПМЭС работает в составе ОЭС Востока.

При анализе технического состояния оборудования ПС 220 кВ Талакан наблюдается существенное старение и износ, что негативно влияет на надежность получения потребителем электрической энергии и надежность системы операционной зоны Амурской области и дальнего востока в целом.

Существующая ПС 220 кВ Талакан находится в эксплуатации с 1987 года. Мощность трансформаторов 2х40 МВА.

Новизна заключается в выборе оптимального варианта реконструкции подстанции в связи с намеченным старением основного оборудования подстанции. Таким образом, целью работы является реконструкция ПС 220 кВ Талакан в связи с учетом высокого процента износа существующего оборудования.

Актуальность темы состоит в необходимости:

- предотвращение возникновения дефицитов электрической энергии и мощности в энергосистеме Амурской области наиболее эффективными способами;
- обеспечение надежного энергоснабжения потребителей энергосистемы Амурской области.

Для осуществления поставленной цели необходимо выполнить ряд задач:

1. Рассмотреть варианты реконструкции ПС 220 кВ Талакан;
2. Выполнить техническую оценку вариантов реконструкции ОРУ-220 кВ;
3. Спроектировать однолинейную схему реконструируемой ПС;

4. Рассчитать токи КЗ на реконструируемой ПС, выполнить выбор и проверку электрооборудования;

5. Выполнить выбор устройств РЗА подстанционного оборудования, рассчитать параметры настройки устройств РЗА;

6. Выполнить расчет молниезащиты ПС и заземляющих устройств;

7. Оценить безопасность и экологичность проекта.

Основная часть выпускной квалификационной работы состоит из:
следующих разделов:

- Характеристика района реконструкции.
- Основные технические решения;
- Расчет электрических нагрузок ПС;
- Выбор числа и мощности трансформаторов;
- Оценка необходимости реконструкции линий, заходящих на ПС;
- Расчёт токов короткого замыкания;
- Выбор и проверка оборудования ПС;
- Организация заземления и молниезащиты ПС;
- Расчет экономической эффективности;
- Релейная защита и автоматика;
- Безопасность и экологичность.

Для выполнения выпускной квалификационной работы используются, как лицензионные и находящиеся в свободном доступе программные комплексы: Операционная система MS Windows 10, Mathcad 15, LibreOffice, Яндекс браузер.

Графическая часть выпускной квалификационной работы выполнена из 6 листов формата А1.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ

1.1 Общие сведения

Площадка для реконструкции ПС расположена в Бурейском районе Амурской области, в п. Талакан.

Площадка расположена:

- вне зон загрязнения атмосферы промышленными уносами;
- на незатопляемом месте;
- вне мест, где могут быть потоки дождевых и других вод;
- на грунтах II категории по сейсмическим свойствам;
- в месте, обеспечивающем максимально удобные заходы ВЛ.

На площадке строительства естественные грунты перекрыты слоем насыпных грунтов мощностью от 1,8 до 4,5 м. На участке выполнено бульдозерное удаление естественного грунта и отсыпка территории песчано-гравелистым грунтом с послойным укатыванием механизмами. Под насыпными грунтами залегают отложения:

– Супеси, мощностью слоя от 0,2 до 2,5 м, малой прочности и плотности, пучинистые.

– Пески, мелкие, рыхлые, низкой плотности и прочности, пучинистые при промерзании, мощностью слоя от 0,1 до 3,8 м.

– Галечниковые грунты мощностью 3,5 - 4,8 м. Грунты обладают высокой прочностью и плотностью.

Глубина залегания уровня подземных вод изменяется от 0,5 до 10 м.

По химическому составу подземные воды близки к поверхностным. Они слабоминерализованные в основном, гидрокарбонатные смешанного катионного состава, обладают коррозионной способностью 1 и 2 видов (выщелачивающей, углекислотной и общекислотной агрессивностью) по отношению к бетону нормальной плотности; среднеагрессивны к стальным и слабоагрессивны к алюминиевым конструкциям.

Сейсмичность площадки строительства 6 баллов.

Общие климатические сведения по региону сведены в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 – Общие климатические характеристики

Характеристика	-
1	2
Расчетная температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченность 0,92	-38°С
Нормативный скоростной напор ветра	0,39 кПа. 49 кгс/м ²
Расчетный вес снегового покрова	1,2кПа. 120кгс/м ²
Район по гололеду	II
Район по ветру	IV

1.2 Оценка развитости транспортной инфраструктуры

Основными магистралями внешнего транспорта в районе строительства ПС являются: автомобильные дороги с покрытием; просёлочные дороги с сооружениями необходимой грузоподъёмности; внутриплощадочные дороги ПС. Существующая транспортная инфраструктура обеспечивает потребности строительства и реконструкции.

1.3 Характеристика земельного участка, представленного для строительства

Подстанция «Талакан» размещается на землях, находящихся в долгосрочной аренде у «ФСК ЕЭС» – МЭС Востока. Строительные и монтажные работы не выходят за пределы участков подстанций.

2 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

2.1 Характеристика реконструируемого объекта

Реконструкция проводится на ПС 220 кВ Талакан: местонахождение Амурская область, Бурейский район, п. Талакан.

ПС 220 кВ Талакан:

- номинальные напряжения: 220, 35, 6 кВ
- конструктивное исполнение ПС и РУ: ОРУ-220, 35 кВ; ЗРУ-6 кВ
- тип схемы каждого РУ: 220-4Н (два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны трансформаторов), 35-9 (одна секционированная система шин), 6-1 (одна, секционированная выключателем система шин)
 - количество линий, подключаемых к подстанции, по каждому РУ: 220-2, 35-4, 6-7
 - количество резервных ячеек по каждому РУ: 220-0, 35-0, 6-3
 - количество и мощность силовых трансформаторов: 2х4000 кВА (220/35/6), 2х250 (6/0,4)
 - вид обслуживания: круглосуточное.

2.2 Существующее оборудование

Существующее оборудование ПС 220 кВ приведено в таблицах 2.1 – 2.6

Таблица 2.1 - Выключатели 220 кВ

Наименование параметра	Величина параметра	Величина параметра
Диспетчерское наименование электростанции, подстанции	ПС 220 кВ Талакан	ПС 220 кВ Талакан
Диспетчерское наименование выключателя	В-220 ВЛ БГЭС №1	В-220 ВЛ БГЭС №2
Тип (марка) выключателя	ЗАР1-ДТ	ЗАР1-ДТ
Год ввода в эксплуатацию	2013	2013
Номинальное напряжение, кВ	220	220
Номинальный ток, А	2000	2000
Номинальный ток отключения, А	31500	31500

Таблица 2.2 – Разъединители 220 кВ

Диспетчерское наименование	Тип (марка)	Год ввода	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А
ЛР-220 ВЛ БГЭС №1	РНДЗ-2-220/1000 У1	1985	220	1000
ЛР-220 ВЛ БГЭС №2	РНДЗ-2-220/1000 У1	1985	220	1000
ШР-220 ВЛ БГЭС №1	РНЗ-1а-220/1000 У1	1985	220	1000
ШР-220 ВЛ БГЭС №2	РНЗ-1а-220/1000 У1	1985	220	1000
ТР-220 Т-1	РНДЗ-2-220/1000 У1	1985	220	1000
ТР-220 Т-2	РНДЗ-2-220/1000 У1	1985	220	1000
СР-220 1С	РНДЗ-2-220/1000 У1	1985	220	1000
СР-220 2С	РНДЗ-2-220/1000 У1	1985	220	1000

Таблица 2.3 – Трансформаторы тока 220 кВ

Диспетчерское наименование	Тип (марка)	Год ввода	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток (первичный), А
Встроенные в В-220 ВЛ БГЭС №2	IOSK-245	2013	220	1200-600-300
Встроенные в В-220 ВЛ БГЭС №1	IOSK-245	2013	220	1200-600-300
Встроенный в Т-1	ТВ-220	1997	220	200-300-400-600
Встроенный в Т-2	ТВ-220	2003		200-300-400-600

Таблица 2.4 – Трансформаторы напряжения

Наименование параметра	Величина параметра
Диспетчерское наименование измерительного трансформатора напряжения	ТН-220 1С
Место присоединения	1С-220 кВ
Тип (марка) трансформатора напряжения	НАМИ-220 УХЛ1
Год ввода в эксплуатацию	2021
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	220/ $\sqrt{3}$
Номинальное рабочее напряжение первичной обмотки, кВ	220/ $\sqrt{3}$
Номинальное напряжение вторичной (вторичных) обмотки (ок), кВ	100/ $\sqrt{3}$
Класс точности каждой из вторичных обмоток	0,5, 3Р, 0,2
Номинальная мощность В · А	200, 1200, 200

Таблица 2.5 – ОПН

Параметр	Величина параметра	Величина параметра
Диспетчерское наименование	ОПН-220 Т-1	ОПН-220 Т-2
Тип	ОПН-220/154-10-(II) УХЛ1	ОПН-220/154-10-(II) УХЛ1
Номинальное напряжения, кВ	220	220
Год ввода	2006	2006
Сопротивление ограничителя перенапряжения, Мом	105	105
Допустимый уровень перенапряжения, кВ	154	154
Допустимая длительность перенапряжения, сек	10	10

Таблица 2.6 – Силовые трансформаторы

Наименование параметра	Величина параметра	Величина параметра
1	2	3
Диспетчерское наименование трансформатора	Т-1	Т-2

1	2	3
Тип (марка) трансформатора (автотрансформатора)	ТДТН- 40000/220 У-1	ТДТН- 40000/220 У-1
Год ввода в эксплуатацию	1997	2003
Организация-изготовитель	Запорожский	Запорожский
Тип системы охлаждения	Д	Д
Срок службы нормативный, год	25	25

Исходя из анализа, приведенного выше оборудования, можно сделать вывод что часть основных электротехнических аппаратов находится в эксплуатации с 1985 года, что по состоянию на 2023 год составляет 38 лет. Как итог можно заключить вывод о целесообразности проводимой реконструкции ПС 220 кВ Талакан.

2.1 Обоснование выбора принципиальной электрической схемы ПС 220 кВ Талакан

Схемы распределительных устройств разработаны с учетом существующей схемы прилегающей сети и рекомендаций по применению типовых схем СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрическиераспределительных устройств подстанций 35-750кВ. Типовые решения» и «Рекомендаций по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ», СТО 56947007- 29.240.30.047-2010

Схема электрическая принципиальная приведена на листе 2 графической части ВКР.

ОРУ 220 кВ проектируемой ПС 220/35/6 кВ «Талакан» выполняется по схеме №220-5АН «Мостик с выключателем в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» и способна обеспечить надёжное электроснабжение потребителей 1, 2 и 3 категорий по надёжности электроснабжения.

Комплектное распределительное устройство наружной установки на напряжение 35 кВ (КРУН 35 кВ) выполняется по схеме №35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» и способна обеспечить надёжное электроснабжение потребителей 1, 2 и 3 категорий по надёжности электроснабжения. Электроснабжение КРУН 35 кВ осуществляется от трансформаторов Т-1 и Т-2.

Закрытое распределительное устройство на напряжение 6 кВ (ЗРУ 6 кВ) выполняется по схеме №10(6)-2 «Две, секционированные выключателями, системы шин».

2.2 Решения по сооружениям

Здание ОПУ предназначено для расположения оборудования связи, телемеханики, релейной защиты, автоматики, систем оперативного постоянного тока, переменного тока, аккумуляторных батарей, а также помещений АРМ и жизнеобеспечения обслуживающего персонала на подстанции. Здание ОПУ двухэтажное, кирпичное с размерами 30x12 м в плане. Для прокладки кабелей под помещением релейного зала предусмотрен фальшпол. Для спуска и подъема кабелей на разные этажи проектом предусмотрены кабельные шахты.

Здание контрольно-пропускного пункта КТПНу-«КПП» далее КПП предназначено для размещения средств видеонаблюдения и сигнализации. Здание КПП одноэтажное, блочно-модульное с размерами в плане 9x3.25 м. Здание КПП полной заводской готовности. Системы освещения, отопления, вентиляции, заземления и кондиционирования воздуха выполняются заводом изготовителем здания КПП.

Здание ЗРУ 6 кВ блочно-модульное, одноэтажное, полной заводской готовности, с ячейками КРУ 6 кВ типа КРУ-СЭЩ-63 и КРУ-СЭЩ-61(М) внутренней установки, с кабельными выводами отходящих линии. Расположение ячеек двухрядное, с коридором обслуживания между рядами. Выход кабелей 6 кВ осуществляется через основание модуля. Под зданием ЗРУ 6 кВ проектом предусмотрены кабельные конструкции для вывода кабелей из ячеек КРУ 6 кВ

на кабельную эстакаду. Системы освещения, отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха выполняются заводом изготовителем здания ЗРУ 6 кВ.

Комплектное распределительное устройство 35 кВ состоит из ячеек наружной установки типа КРУ-СЭЩ-65, КРУН-35 кВ. Системы освещения, отопления, вентиляции, заземления и кондиционирования воздуха выполняются заводом изготовителем КРУН 35 кВ.

Прокладка кабелей на открытой части подстанции предусмотрена по наземным железобетонным кабельным лоткам. Для отдельной прокладки силовых кабелей напряжением до 0,4 кВ и контрольных кабелей в железобетонных лотках предусмотрены металлические лотки (для контрольных кабелей). Пересечение кабельных линий с автодорогами предусмотрено с устройством приямков.

Для подключения потребителей напряжением 6 кВ проектом предусмотрен организованный вывод кабелей напряжением 6 кВ с территории подстанции по кабельной эстакаде. Кабельная эстакада также предназначена для прокладки кабелей напряжением 6 кВ к установкам УКРЛ, УРЗН и ТСН.

Кабельная продукция до 1000 В предусматривается с медными жилами и ПВХ изоляцией пониженной горючести (индекс нг) не распространяющая горение, с низким газо- и дымовыделением (индекс LS), не распространяющих горение при прокладке в пучках (индекс А). кабели напряжением 6000 В предусматриваются с изоляцией из сшитого полиэтилена.

2.3 Обоснование способа, с помощью которого устанавливаются соединения сетей связи

Проектируемые сети связи являются ведомственными внутризоновыми первичными сетями технологической связи энергетической системы и разрабатываются с учетом требований Министерства энергетики РФ и системного оператора АО «СО ЕЭС». Основными требованиями,

предъявляемыми к сетям технологической связи энергосистем, являются надежность, отказоустойчивость и быстродействие.

Для выполнения указанных требований проектом предусмотрены современные цифровые системы передачи данных, работающие по технологии PDH и IP MPLS. Выбор технологии передачи данных обусловлен необходимостью интеграции и обеспечением совместимости проектируемых систем связи с системами связи Амурского РДУ.

Структура сети связи построена с учетом полного резервирования станционного оборудования и линий связи, проложенных по географически разнесенным трассам на всем протяжении сети.

С целью минимизации затрат на реализацию проектируемой сети связи, проектом предусматривается использование арендованных каналов связи ПАО «Ростелеком» и ПАО «МТС».

2.3.1 Перечень мероприятий по обеспечению устойчивого функционирования сетей связи, в том числе в чрезвычайных ситуациях

Для обеспечения устойчивого функционирования сетей связи проектом предусматривается резервирование каналов связи.

Линии связи основного и резервного каналов связи, с целью исключения их одновременного повреждения, проложены по географически разнесенным трассам.

Предусмотрено «горячее» резервирование мультиплексорного, коммутирующего и маршрутизирующего оборудования.

Электропитание выполнено по первой категории, особой группы.

Электропитающая установка имеет модульную структуру N+1 с возможностью «горячей» замены. На случай выхода из строя основного и резервного вводов, предусматривается автономная работа длительностью 2 часа от аккумуляторных батарей.

Устойчивое функционирование проектируемых ВЧ-каналов обеспечивается выбором и расчетом рабочих частот аппаратуры для

определенной конфигурации ВЧ трактов с учетом климатических и других характеристик района прохождения ВЛ.

Также устойчивое функционирование ВЧ-каналов обеспечивается техническими характеристиками ВЧ аппаратуры, обеспечивающими необходимый запас по перекрываемому затуханию на рабочих частотах на случай увеличения затухания в ВЧ тракте при неблагоприятных погодных условиях, при коротких замыканиях на ВЛ или по другим причинам.

2.4 Конструктивные и объемно-планировочные решения

2.4.1 Кабельные ж/б лотки

Кабельная канализация по территории ОРУ выполнена на ж/б лотках Л 20.10, установленных на плитах П 10.5 в соответствии с серией 4.407-268.2. Повороты и ответвления выполняются по той же серии. Проход через технологический проезд на территории подстанции осуществляется в четырех трубных блоках БДЛ 40.6.

Для разделения силовых кабелей от контрольных на протяжении всей трассы в лотках предусмотрена установка разделительной перегородки из плоского хризотилцементного листа ЛПП размерами 2000x90x12.

2.4.2 Благоустройство территории подстанции

Для проезда через ОРУ предусмотрен технологический проезд шириной полотна 4500 мм. Для этого под проездом выполняется срезка грунта на глубину 60 см, засыпается песчаное основание толщиной 450 мм и уплотняется, затем укладывается дорожная сетка, а над ней выполняется верхнее покрытие проезда толщиной слоя 200 мм из гравийного щебня М600 фр. 40-70 с расклинцовкой фр. 10-20. Полотно обрамляется бордюрным камнем БР 100.30.15.

На свободной площади подстанции устраивается щебеночная подсыпка территории. Для этого грунт снимается на глубину 20 см, засыпается песчаное основание толщиной 50 мм и уплотняется, затем укладывается геотекстиль типа Дорнит, а на него засыпается слой 150 мм из гравийного щебня фр. 20-40.

При этом дорожное полотно технологического проезда монтируется целиком для обеспечения беспрепятственного подъезда.

2.4.3 Ограждение подстанции

В проекте приняты инженерно-заградительные препятствия ООО «ПРОМЭНЕРГОРЕСУРС». Допускается применять аналогичные инженерно-заградительные препятствия других производителей при одинаковых технических характеристиках и способе заделки в грунт.

Стойки ограждения устанавливаются в предварительно пробуренные скважины 200 мм глубиной 1,6 м, засыпанных слоем щебня толщиной 0,1 м. Стойки ворот и калитки устанавливаются в скважины 300 мм глубиной 2 м, засыпанных слоем щебня толщиной 0,1 м.

В качестве противоподкопной защиты по всему периметру ограждения применяются стальные сетки из арматуры 16 мм А-III, устанавливаемые в траншею шириной 200 мм и глубиной 700 мм.

Траншея выполняется после изготовления фундаментов стоек ограждения. Обратная засыпка производится изъятым грунтом.

В качестве защиты от несанкционированного проникновения по верху ограждения устанавливается колючий спиралевидный барьер типа «Егоза» СББ 600. Усиленный Y-образный кронштейн устанавливается на каждой десятой стойке ограждения.

2.4.4 Описание и обоснование технических решений, обеспечивающих необходимую прочность, устойчивость и пространственную неизменяемость зданий и сооружений объекта капитального строительства

Основная часть фундаментов на территории подстанции относится к незаглубленным фундаментам. Это фундаменты на лежнях и маслоприемная чаша трансформатора. Всё оборудование, устанавливаемое на лежни, имеет заводские опорные металлоконструкции, предназначенные для монтажа на лежнях. Они обладают необходимой прочностью, устойчивостью и пространственной неизменяемостью на протяжении заявленного срока службы 30 лет.

3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПС

3.1 Расчет нагрузок

Средняя активная мощность:

$$P_{\text{ср}} = \frac{\sum P_i \cdot t_i}{T}; \quad (3.1)$$

где P_i – активная нагрузка;

t_i – время использования нагрузки.

T – общее время использования нагрузки, принимается 24 часа.

$$P_{\text{ср}} = \frac{27,65 \cdot 3 + 29,39 \cdot 7 + 32,01 \cdot 8 + 21,83 \cdot 6}{24} = 28,15 \text{ МВт.}$$

Эффективная активная мощность считается по формуле:

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{\sum P_i^2 \cdot t_i}{T}}; \quad (3.2)$$

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{27,65^2 \cdot 3 + 29,39^2 \cdot 7 + 32,01^2 \cdot 8 + 21,83^2 \cdot 6}{24}} = 28,42 \text{ МВт.}$$

Максимальная активная мощность:

$$P_{\text{max}} = P_{\text{ср}} \cdot (1 + \sqrt{K_{\phi}^2 - 1}); \quad (3.3)$$

где K_{ϕ} - коэффициент формы.

Коэффициент формы рассчитывается по формуле:

$$K_{\varphi} = \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{ср}}}; \quad (3.4)$$

$$K_{\varphi} = \frac{28,43}{28,15} = 1,01.$$

$$P_{\text{max}} = 28,15 \cdot (1 + \sqrt{1,01^2 - 1}) = 32,09 \text{ МВт.}$$

Аналогично рассчитываем реактивную мощность.

Вероятностные характеристики мощностей приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Вероятностные характеристики электрических нагрузок в осенне-зимний период

Название объекта	P_{max} , МВт	Q_{max} , Мвар	$P_{\text{ср}}$, МВт	$Q_{\text{ср}}$, Мвар	$P_{\text{эф}}$, МВт	$Q_{\text{эф}}$, Мвар
ПС 220 кВ Талакан	32,09	14,7	28,15	12,63	28,43	12,8

Информация о перспективе развития нагрузок в рассматриваемом районе за последние годы отсутствует, получены данные в виде контрольных замеров за декабрь 2022 года. Известны значения активной и реактивной мощностей и напряжения на шинах 6,3 кВ. Таким образом, наиболее рациональным способом будет определение прогнозируемой нагрузки по формуле сложных процентов:

$$P_{\text{max}}^{\text{прог}} = P_{\text{max}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t_{\text{баз}}}; \quad (3.5)$$

$$Q_{\text{max}}^{\text{прог}} = Q_{\text{max}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t_{\text{баз}}}; \quad (3.6)$$

где P_{max} – максимальная активная мощность;

Q_{\max} - максимальная реактивная мощность.

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,086 (согласно Приказу Минэнерго России от 30 июня 2020 года №508 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2020 – 2026 гг.»);

$t_{\text{прог}}$ – год на который определяется электрическая нагрузка – 2027 г.;

$t_{\text{баз}}$ – год в который снимался первый замер – 2022 г.

При проектировании сетей принимаем $t_{\text{прог}} - t_{\text{баз}}$ равным 5.

$$P_{\max}^{\text{прог}} = 32,09 \cdot (1 + 0,086)^{2027-2022} = 48,49 \text{ МВт.}$$

$$Q_{\max}^{\text{прог}} = 14,7 \cdot (1 + 0,086)^{2027-2022} = 22,21 \text{ Мвар.}$$

Остальные прогнозируемые нагрузки приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Прогнозные величины потребления на 2027 г.

Название объекта	P_{\max} , МВт	Q_{\max} , Мвар	$P_{\text{ср}}$, МВт	$Q_{\text{ср}}$, Мвар	$P_{\text{эф}}$, МВт	$Q_{\text{эф}}$, Мвар
ПС 220 кВ Талакан	48,49	22,21	42,53	19,08	42,96	19,34

3.2 Компенсация реактивной мощности

По приказу Министерства энергетики РФ от 23.06.2015 г №380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии)» расчет компенсации реактивной мощности производится по предельному значению $tg\phi_{\text{пред.}}$.

$$Q_{KV} = \frac{(Q_{\max} - P_{\max} \cdot tg\phi_{\text{пред.}})}{n_{\text{с.ш.}}}, \quad (3.6)$$

где P_{\max} и Q_{\max} – максимальные зимние активная и реактивная нагрузки ПС,
МВт и Мвар;

$n_{с.ш.}$ – число секций шин.

Расчетная нагрузка компенсирующий устройств:

$$Q_{КУ}^{факт.} = 2 \cdot n \cdot Q_{КУ}^{ном}, \quad (3.7)$$

где $Q_{КУ}^{ном}$ – номинальная мощность КУ, берется из каталога, Мвар;

n – количество БК.

Нескомпенсированная мощность определяется по формуле:

$$Q_{нескj} = Q_{\max j} - Q_{КУj}, \quad (3.8)$$

Так как значение предельного коэффициента реактивной мощности $tg\phi_{пред.} = 0,5$ больше, чем значение установленного коэффициента реактивной мощности $tg\phi_{уст.} = 0,4$, то компенсация реактивной мощности на всех секциях шин ПС рассматриваемой сети не требуется.

4 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

В соответствии с техническим заданием на проектирование мощность подстанции определяется исходя из мощности устанавливаемых трансформаторов «Т1» и «Т2» ТДТН-40000/220, каждый. Проверим возможность установки существующих трансформаторов

4.1 Проверка силовых трансформаторов

В соответствии с существующими нормативами, мощность трансформаторов на понижающих ПС 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. Мощность силовых трансформаторов определяется по формуле:

$$S_{\text{тр}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{нн}})^2 + (Q_{\text{нн}})^2}}{N \cdot K_3}, \quad (4.1)$$

где K_3 – коэффициент загрузки силового трансформатора, принимается равным $K_3=0,7$;

$P_{\text{нн}}$, $Q_{\text{нн}}$ – мощности низкой стороны ПС.

Максимальная мощность энергопринимающих устройств составляет 32,09 МВт.

$$P = \frac{S}{\cos(\varphi)} \quad (4.2)$$

$$Q_{\text{нн}} = P \cdot \operatorname{tg}(\varphi) \quad (4.3)$$

$$Q_{\text{нн}} = 32,09 \cdot 0,4 = 12,83 \text{ Мвар}$$

$$S_{\text{тр}} = \frac{\sqrt{(32,05)^2 + (24,06)^2}}{2 \cdot 0,7} = 28,65 \text{ МВА.}$$

Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей приняты решения на ПС 220 кВ Талакан по установке двух уже существующих трансформатора напряжением 220/35/6 кВ, мощность силовых трансформаторов 40 МВА каждый.

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{S_{\text{ТР}}}{2 \cdot S_{\text{ном.т}}}, \quad (4.4)$$

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{32,05}{2 \cdot 40} = 0,5$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{S_{\text{ТР}}}{S_{\text{ном.т}}}, \quad (4.5)$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{32,05}{40} = 0,9.$$

Коэффициент загрузки находится в допустимых пределах. Существующие трансформаторы могут быть приняты к установке на ПС 220 кВ Талакан в процессе реконструкции.

Таблица 4.1 – Технические характеристики силового трансформатора

Тип трансформатора	Ном. мощн., кВ А	Ном. напряжение обмоток, кВ			Схема и группа соединения обмоток
		ВН	СН	НН	
ТДТН-40000/220	40000	230	38	6,3	YN/ D/D-11- 11

5 ОЦЕНКА НЕОБХОДИМОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЛИНИЙ ЗАХОДЯЩИХ НА ПС

5.1 Система электроснабжения

Источником электроснабжения является сеть 220 кВ.

Питание ПС 220 кВ Талакан осуществляется по двум ВЛ 220 кВ Бурейская ГЭС – Талакан №1 и ВЛ 220 кВ Бурейская ГЭС – Талакан №2 выполненным маркой провода АС-400/51.

Электрическая нагрузка составит 32,09 МВт.

Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей приняты следующие решения:

- на ПС 220 кВ Талакан устанавливаются два трансформатора напряжением 220/35/6 кВ мощность силовых трансформаторов 40 МВА каждый. Пропускная способность линий выбрана таким образом, что при выходе из работы одного трансформатора, оставшийся в работе второй трансформатор с учетом допустимых перегрузок обеспечивает всю нагрузку подстанции;

Схема включения ПС 220 кВ Талакан в сеть 220 кВ представлена на рисунке 5.1.

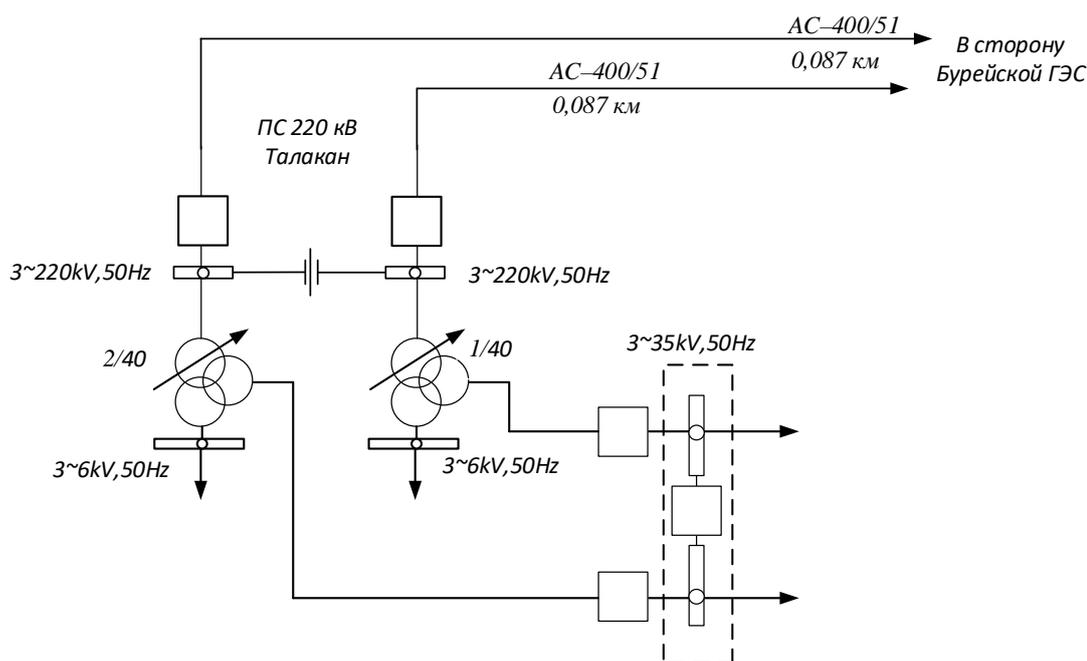


Рисунок 5.1 - Схема включения ПС 220 кВ Талакан в сеть

Планируемое увеличение нагрузок в прилегающей сети отсутствует.

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n}; \quad (5.1)$$

$$I = \frac{1000 \cdot \sqrt{32,09^2 + 14,7^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 230} = 44,3 \text{ А.}$$

Провод сечением АС-400/51 имеет допустимый длительный ток - 825 А;

5.1.1 Расчет послеаварийного режима

В первом случае рассматривается отключение одной линии ВЛ 220 кВ Бурейская ГЭС – Талакан №1. На ПС 220 кВ Талакан включен секционный выключатель 220 кВ, питание ПС Талакан осуществляется от ВЛ 220 кВ Бурейская ГЭС – Талакан №2, второй случай аналогичен и при отключении ВЛ 220 кВ Бурейская ГЭС – Талакан №2 питание ПС 220 кВ Талакан осуществляется по ВЛ 220 кВ Бурейская ГЭС – Талакан №1.

$$I = \frac{1000 \cdot \sqrt{32,09^2 + 14,7^2}}{\sqrt{3} \cdot 230} = 88,53 \text{ А.}$$

Ток линии в послеаварийном/ремонтном режиме меньше допустимого длительного тока для провода АС-400: $88,53 < 825 \text{ А}$.

Исходя из данных, полученных в ходе выполненных расчетов, можно сделать вывод в отсутствии необходимости реконструкции прилегающих линий.

6 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

6.1 Выбор метода расчета токов КЗ и разработка схемы замещения для расчета КЗ

Расчет токов короткого замыкания выполнен в соответствии с РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования».

Расчет произведен в целях проверки основного оборудования 220 кВ, 35 кВ и 6 кВ, выбранного по токам нагрузки, для расчета релейной защиты и элементов схемы электрических соединений подстанции.

Расчет токов короткого замыкания на шинах 220 кВ, 35 кВ, 6 кВ подстанции 220 кВ Талакан произведен из значения тока трехфазного КЗ в максимальном режиме на шинах Бурейской ГЭС – 16,7 кА.

Результаты расчета токов трехфазного КЗ на шинах 220 кВ, 35 кВ, 6 кВ ПС 220/35/6 кВ Талакан, с учетом установки трансформатора ТДТН-40000/220, сведены в таблицу 6.1.

6.2 Расчет токов короткого замыкания

Чтобы рассчитать токи короткого замыкания на высокой, средней и низкой сторонах подстанции ПС 220 кВ Талакан для реальной схемы построим схему замещения, в которую реальные элементы вводятся своими индуктивными сопротивлениями, а нагрузки, система – сопротивлениями и ЭДС.

Схема замещения для расчета симметричного трехфазного короткого замыкания представлена на рисунке 6.1.

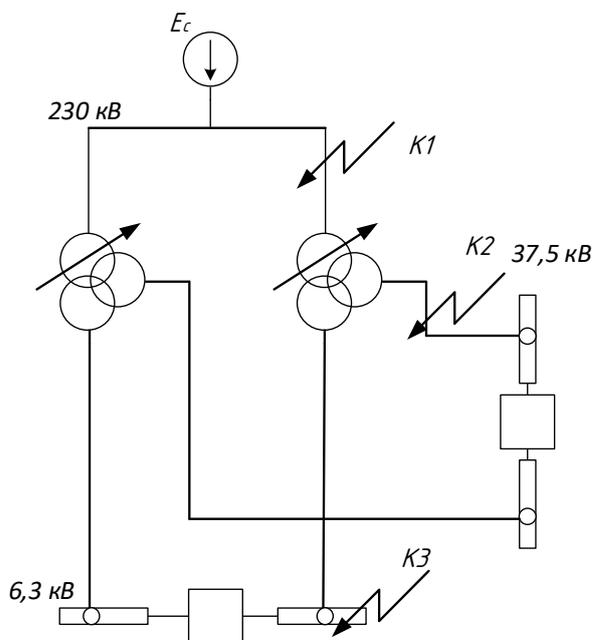


Рисунок 6.1 – Схема для расчета КЗ на ПС 220 кВ Талакан

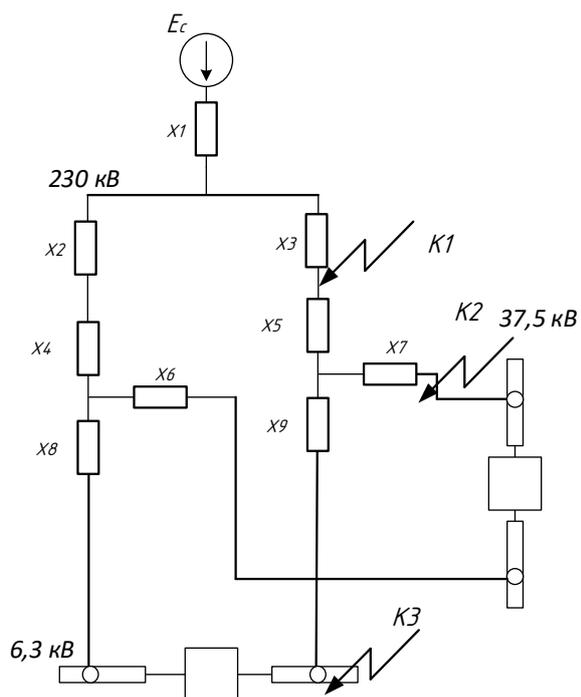


Рисунок 6.2 – Схема замещения для расчета

6.2.1 Определение параметров элементов схемы замещения

Так как для расчета используется метод приближенного приведения в относительных единицах, то принимаем базисные условия:

$$S_{\text{баз}} = 100 \text{ МВА}; U_{\text{баз1}} = 230 \text{ кВ}; U_{\text{баз2}} = 37,5 \text{ кВ}; U_{\text{баз3}} = 6,3 \text{ кВ}.$$

Рассчитаем значение базисного тока по формулам:

$$I_{\text{баз}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз}}}; \quad (6.1)$$

$$I_{\text{баз1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,251 \text{ кА};$$

$$I_{\text{баз2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 1,54 \text{ кА};$$

$$I_{\text{баз3}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,164 \text{ кА}.$$

Определяем сопротивления элементов сети.

Сопротивление системы будем рассчитывать по формуле:

$$X_c = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз}} \cdot I_K}, \quad (6.2)$$

где I_K - трехфазный ток короткого замыкания на шинах системы.

Для Бурейской ГЭС $I_K = 16,7 \text{ кА}$

$$X_c = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 16,7} = 0,015 \text{ о.е.}$$

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{S_H} \text{ о.е.} \quad (6.3)$$

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{100}{40} = 0,88 \text{ о.е.};$$

Индуктивные сопротивления трансформатора прямой, обратной и нулевой последовательностей равны, о.е:

$$X_{Ti} = \frac{U_{ki}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_H}, \quad (6.4)$$

где i – сторона обмотки трансформатора.

Расчет индуктивных сопротивлений трансформатора ПС 220 кВ:

$$X_{ТВ} = \frac{11 \cdot 100}{100 \cdot 40} = 152,01 \text{ о.е.};$$

$$X_{ТС} = \frac{17,5 \cdot 100}{100 \cdot 40} = 4,04 \text{ о.е.};$$

$$X_{ТН} = \frac{5,5 \cdot 100}{100 \cdot 40} = 0,114 \text{ о.е.};$$

6.2.2 Приведение схемы замещения к расчетному виду

При расчете коротких замыканий сложную схему сворачивают к простейшему виду, представляя в виде одной ветви, либо к семейству радиальных простейших ветвей, сходящихся в месте КЗ, при этом каждая из этих ветвей называется расчетной схемой замещения.

Рассмотрим расчет трехфазного короткого замыкания на высокой стороне ПС 220 кВ Талакан.

Исходную схему замещения сворачиваем до схемы, представленной на рисунке 6.3:

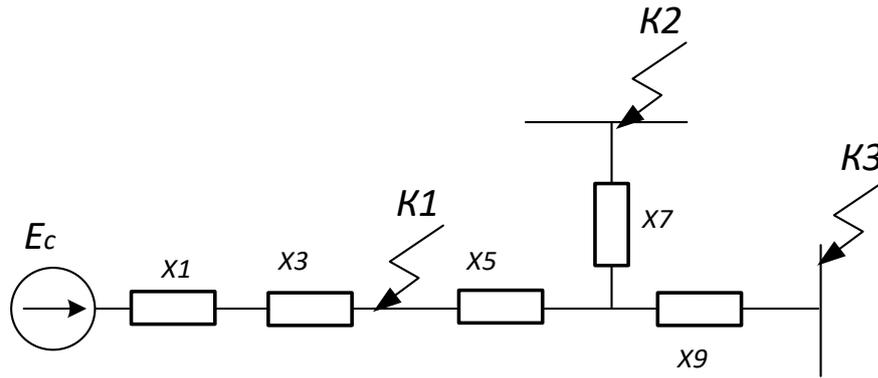


Рисунок 6.3 – Преобразование исходной схемы

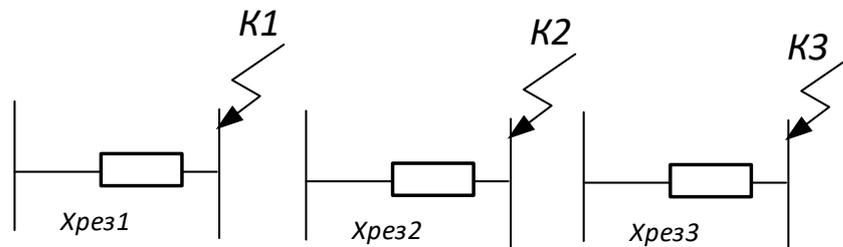


Рисунок 6.4 – Преобразование исходной схемы

Находим действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в начальный момент времени по формуле 3.14:

$$I_{П0} = \frac{E_C}{X_{\Sigma}} \cdot I_{\text{баз}} \quad (6.5)$$

Со стороны системы 110 кВ получаем следующее значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{П0.1} = \frac{1}{0,41} \cdot 0,502 = 1,2 \text{ кА};$$

$$I_{П0.2} = \frac{1}{0,85} \cdot 1,54 = 1,8 \text{ кА}$$

$$I_{П0.3} = \frac{1}{0,12} \cdot 9,164 = 7,7 \text{ кА}.$$

Таблица 6.1 - Значения токов короткого замыкания

Точка К.З.	Ток короткого замыкания		
	Трехфазное КЗ, кА	Однофазное КЗ, кА	$i_{уд}$, кА
Шины 220	12,55	11,07	32,84
Шины 35 кВ	7,7		20,14
Шины 6 кВ	26,18		68,5

7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ПС

7.1 Выбор выключателей и проверка

Выбор выключателей производится по следующим параметрам:

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} \geq U_{ном.сети}$$

По номинальному току:

$$I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$$

$$I_{ном.расч.} = \frac{1.4 \cdot S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.сети}}; \quad (7.1)$$

где $I_{ном.расч.}$ – номинальный расчетный ток кА;

$S_{тр}$ – мощность трансформатора, кВА;

По отключающей способности:

$$I_{откл.} \geq I_{по.}$$

По току динамической стойкости:

$$i_{Дин.} \geq i_{уд.}$$

$$i_{уд.} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{по.}; \quad (7.2)$$

где $i_{уд.}$ – ударный ток, кА;

$K_{уд} = 1,85$ – ударный коэффициент.

По току термической стойкости:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k; \quad (7.3)$$

$$B_k = I_{по}^2 \cdot t_{откл}. \quad (7.4)$$

где B_k – тепловой импульс тока КЗ, $\text{кА}^2\text{с}$;

$t_{откл}$ – время отключения тока КЗ, с.

7.1.1 Выбор и проверка выключателей 220 кВ

Принимаем к проверке выключатель колонковый элегазовый с фарфоровой изоляцией, $U_n=220$ кВ, $I_{ном}=2000\text{А}$, $I_{отк}=40\text{кА}$, с пружинным приводом ВГТ-220 III-1К-ОП-40 УХЛ1.

Произведем расчет на примере выбора и проверки выключателя 220 кВ:

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} = 220 \text{ кВ}; U_{ном.сети} = 220 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} = U_{ном.сети}.$$

По номинальному току:

$$I_{ном.расч.} = \frac{40000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 230} = 140,57 \text{ А};$$

$$I_{ном.} = 2000 \text{ А}; I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$$

По отключающей способности:

$$I_{откл.} = 40 \text{ кА}; I_{по} = 12,55 \text{ кА};$$

$$I_{откл.} \geq I_{по}.$$

По току динамической стойкости:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,88 \cdot 12,55 = 32,84 \text{ кА};$$

$$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}; i_{\text{дин}} \geq i_{y\partial}.$$

По току термической стойкости:

$$B_{\kappa} = 12,55^2 \cdot 3 = 393,83 \text{ кА}^2\text{с};$$

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

$$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} \geq B_{\kappa}$$

Результаты выбора проверки выключателей 220 кВ представлены в таблице 7.1. Принимаем для установки выключатель типа ВГТ-220 Ш-1К-ОП-40/4000 УХЛ1.

Таблица 7.1 - Выбор и проверка выключателей 220 кВ

Место установки	Паспортные данные					Расчетные данные				
	U _н , кВ	I _{ном} ,	I _{откл} ,	i _{дин} ,	I ² ·t,	U _н , кВ	I _{нр} ,	I _{по} ,	i _{уд} ,	B _к ,
		А	кА	кА	кА ² ·с		А	А	кА	кА ² ·с
Ввод Т-1 220 кВ	220	2000	40	102	4800	220	141	12,6	32,8	394
Ввод Т-2 220 кВ	220	2000	40	102	4800	220	141	12,6	32,8	394
СВ 220 кВ	220	2000	40	102	4800	220	141	12,6	32,8	394

7.1.2 Выбор и проверка выключателей 35 кВ

Принимаем к установке комплектное распределительное устройство напряжением 35 кВ, наружной установки, количество ячеек 8 шт., типа КРУН-35 кВ К405 (КРУН) с выключателями ВВС-35-25-П/630 У2 $U_H=35$ кВ, $I_H=1000$ А.

Произведем расчет на примере выбора и проверки трансформаторного выключателя 35 кВ:

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} = 35 \text{ кВ}; U_{ном.сети} = 35 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} = U_{ном.сети.}$$

По номинальному току:

$$I_{ном.расч.} = \frac{40000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 862,18 \text{ А};$$

$$I_{ном.} = 1000 \text{ А}; I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$$

По отключающей способности:

$$I_{откл.} = 25 \text{ кА}; I_{по} = 7,7 \text{ кА};$$

$$I_{откл.} \geq I_{по.}$$

По току динамической стойкости:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 7,7 = 20,14 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 64 \text{ кА}; i_{дин} \geq i_{уд.}$$

По току термической стойкости:

$$B_K = 7,7^2 \cdot 3 = 177,78 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$$

Результаты выбора проверки выключателей 35 кВ представлены в таблице 7.2. Принимаем для установки выключатель с составе КРУН-35 кВ К405 (КРУН).

Таблица 7.2 - Выбор и проверка выключателей 35 кВ

Места установки	Паспортные данные					Расчетные данные				
	U _н , кВ	I _{ном} ,	I _{откл} ,	i _{дин} ,	I ² ·t,	U _н , кВ	I _{нр} ,	I _{по} ,	i _{уд} ,	B _к ,
		А	кА	кА	кА ² ·с		А	А	кА	кА ² ·с
Ввод 35 кВ Т-1	35	1000	25	64	1875	35	862	7,7	20,14	178
СВ 35 кВ	35	1000	25	64	1875	35	862	7,7	20,14	178
Ввод 35 кВ Т-2	35	1000	25	64	1875	35	862	7,7	20,14	178

7.1.3 Выбор и проверка выключателей 6 кВ

Принимаем к установке Комплектное распределительное устройство напряжением 6 кВ, внутренней установки, в блочно-модульном здании, с вакуумными выключателями, типа КРУ-СЭЩ-63, КРУ-СЭЩ- 61(М) U_н=10 кВ I_н=4000 А.

Произведем расчет на примере выбора и проверки трансформаторного выключателя 6 кВ:

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} = 10 \text{ кВ}; U_{ном.сети} = 6 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} \geq U_{ном.сети.}$$

По номинальному току:

$$I_{ном.расч.} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 3667 \text{ А};$$

$$I_{ном} = 4000 \text{ А}; I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$$

По отключающей способности:

$$I_{откл.} = 50 \text{ кА}; I_{но} = 26,2 \text{ кА};$$

$$I_{откл.} \geq I_{но.}$$

По току динамической стойкости:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 26,27 = 68,5 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 105 \text{ кА}; i_{дин} \geq i_{уд.}$$

По току термической стойкости:

$$B_K = 26,2^2 \cdot 3 = 2057 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$$

Результаты выбора проверки выключателей 6 кВ представлены в таблице 7.3. Выключатели в составе КРУ-СЭЩ-63, КРУ-СЭЩ-61(М) могут быть приняты к установке.

Таблица 7.3 - Выбор и проверка выключателей 6 кВ

Места установки	Паспортные данные					Расчетные данные				
	U _н , кВ	I _{ном} ,	I _{откл} ,	i _{дин} ,	I ² ·t,	U _н , кВ	I _{нр} ,	I _{по} ,	i _{уд} ,	B _к ,
		А	кА	кА	кА ² ·с		А	А	кА	кА ² ·с
Ввод 6 кВ Т-1	10	4000	50	105	7500	6	3667	26,2	68,5	2057
СВ 6 кВ	10	4000	50	105	7500	6	862	26,2	68,5	2057
Ввод 6 кВ Т-2	10	4000	50	105	7500	6	862	26,2	68,5	2057

7.2 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей производится по следующим параметрам:

- по номинальному напряжению:

$$U_{ном.} \geq U_{ном.сети};$$

- по номинальному току:

$$I_{ном.} \geq I_{ном.расч.};$$

- по конструкции;

- по роду установки.

Проверка разъединителей производится по следующим параметрам:

- на электродинамическую стойкость:

$$i_{дин.} \geq i_{уд.};$$

$$i_{уд.} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{но.} \quad (7.5)$$

где $i_{уд.}$ – ударный ток, кА;

$K_{уд} = 1,85$ – ударный коэффициент.

По току термической стойкости:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k; \quad (7.6)$$

$$B_k = I_{по}^2 \cdot t_{откл}. \quad (7.7)$$

где B_k – тепловой импульс тока КЗ, $\text{кА}^2\text{с}$;

$t_{откл}$ – время отключения тока КЗ, с.

7.2.1 Выбор и проверка разъединителей 220 кВ

Принимаем к проверке разъединитель трехполюсный, $U_n=220$ кВ, $I_n=1600\text{А}$, 40 кА в комплекте с электродвигательными приводами, типа РГ-2-220 П/2000-50 УХЛ1 и разъединитель однополюсный, $U_n=220$ кВ, $I_n=1600\text{А}$, 40кА/3с-102 кА в комплекте с электродвигательными приводами, типа РГ-1-220 П/2000-50 УХЛ1.

Произведем расчет на примере выбора и проверки разъединителя 220 кВ:

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} = 220 \text{ кВ}; U_{ном.сети} = 220 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} = U_{ном.сети}.$$

По номинальному току:

$$I_{ном.расч.} = \frac{40000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 230} = 140,57 \text{ А};$$

$$I_{ном.} = 1600 \text{ А}; I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$$

По току динамической стойкости:

$$i_{yd} = \sqrt{2} \cdot 1,88 \cdot 12,55 = 32,84 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 102 \text{ кА}; i_{дин} \geq i_{уд.}$$

По току термической стойкости:

$$B_k = 12,55^2 \cdot 3 = 393,83 \text{ кА}^2\text{с};$$

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

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$$

Результаты выбора проверки разъединителей 220 кВ представлены в таблице 7.4.

Таблица 7.4 - Выбор и проверка разъединителей 220 кВ

Место установки	Паспортные данные				Расчетные данные				
	U _н , кВ	I _{ном} , А	i _{дин} , кА	I ² ·t, кА ² ·с	U _н , кВ	I _{нр} , А	I _{по} , А	i _{уд} , кА	B _к , кА ² ·с
Ввод Т-1 220 кВ	220	2000	102	4800	220	141	12,6	32,8	394
Ввод Т-2 220 кВ	220	2000	102	4800	220	141	12,6	32,8	394
СВ 220 кВ	220	2000	102	4800	220	141	12,6	32,8	394

7.2.1 Выбор и проверка разъединителей 35 кВ

Принимаем к установке РГП СЭЩ-2-III-35/1000УХЛ1.

Произведем расчет на примере выбора и проверки трансформаторного разъединителя 35 кВ:

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} = 35 \text{ кВ}; U_{ном.сети} = 35 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} = U_{ном.сети.}$$

По номинальному току:

$$I_{ном.расч.} = \frac{40000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 862,18 \text{ А};$$

$$I_{ном.} = 1000 \text{ А}; I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$$

По току динамической стойкости:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 7,7 = 20,14 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 64 \text{ кА}; i_{дин} \geq i_{уд.}$$

По току термической стойкости:

$$B_k = 7,7^2 \cdot 3 = 177,78 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$$

Результаты выбора проверки разъединителей 35 кВ представлены в таблице 7.5. Принимаем для установки разъединитель РГП СЭЩ-2-III-35/1000УХЛ1.

Таблица 7.5 - Выбор и проверка разъединителей 35 кВ

Места установки	Паспортные данные				Расчетные данные				
	U _н , кВ	I _{ном} ,	i _{дин} ,	I ² ·t,	U _н , кВ	I _{нр} ,	I _{по} ,	i _{уд} ,	B _к ,
		А	кА	кА ² ·с		А	А	кА	кА ² ·с
Ввод 35 кВ Т-1	35	1000	64	1875	35	862	7,7	20,14	178
СВ 35 кВ	35	1000	64	1875	35	862	7,7	20,14	178
Ввод 35 кВ Т-2	35	1000	64	1875	35	862	7,7	20,14	178

7.3 Выбор трансформаторов тока

При выборе ТТ номинальный ток должен быть насколько возможно ближе к рабочему току оборудования, иначе недозагруженность первичной обмотки приведёт к увеличению погрешностей.

Для выбора ТТ нужно найти нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}; \quad (7.8)$$

где Z_2 - вторичная нагрузка ТТ;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому:

$$Z_2 \approx R_2; \quad (7.9)$$

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{\text{приб}}$, сопротивления соединительных проводов $R_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов $R_{\text{к}}$ и определяется по формуле:

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}}; \quad (7.10)$$

Для выбора трансформаторов тока, для начала нужно найти количество и тип измерительных приборов, подключенных во вторичную цепь трансформатора тока, а также знать мощность нагрузки этих приборов. Также необходимо знать длину соединительных проводов.

Минимальные сечения проводов должны быть 2,5 мм² для меди. Максимальные сечения – 6 мм². После этого находится сопротивление наиболее нагруженной фазы [11].

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3021-5-3	7.5	7.5	7.5
ИТОГО		7.5	7.5	7.5

Для того чтобы обеспечить соблюдение условий заданного класса точности необходимо соблюсти условие:

$$Z_{2\text{НОМ}} \geq \sum (Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}); \quad (7.11)$$

Сопротивление приборов будет равно:

$$R_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{\text{вторН}}^2}; \quad (7.12)$$

$$R_{\text{ПРИБ}} = \frac{7.5}{5^2} = 0.3 \text{ Ом.}$$

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

$I_{\text{втор}}$ – номинальный вторичный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0.1$ Ом так как число прибор подключенных к трансформатору тока устанавливается в количестве 4 штук.

Согласно ПУЭ [11] примем длины соединительных проводов. Длины представлены в таблице 7.7.

Таблица 7.7 – Длины соединительных проводов

U_H , кВ	l , м
220	75-100
35	60-70
6	6-10

Для подключения приборов принимается провод ВВГнг $q = 2.5$ мм² с медными жилами и удельным сопротивлением $\rho = 0.0175$ (Ом·мм²)/м.

Сопротивление проводов рассчитывается по формуле:

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}; \quad (7.13)$$

$$R_{\text{пр}} = \frac{0.0175 \cdot 75}{2.5} = 0.525 \text{ Ом.}$$

Итоговое сопротивление вторичной нагрузки:

$$Z_2 = R_2 = 0.3 + 0.525 + 0.1 = 0.925 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено ниже в таблице 7.8. Класс точности 0.2.

Выбор трансформаторов тока производится аналогично выбору

разъединителей и произведен по следующим параметрам:

Принимаем к проверке трансформатор тока $U_H=220$ кВ, 31,5кА/1с 0,2S/0,2/10P/10P/10P к.тр. 1200/1А, с фарфоровой изоляцией, типа Трансформатор тока ТОГФ-220 Ш.

Произведем расчет на примере выбора и проверки трансформатора тока 220 кВ:

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} = 220 \text{ кВ}; U_{ном.сети} = 220 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} = U_{ном.сети.}$$

По номинальному току:

$$I_{ном.расч.} = \frac{40000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 230} = 140,57 \text{ А};$$

$$I_{ном.} = 1200 \text{ А}; I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$$

По току динамической стойкости:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,88 \cdot 12,55 = 32,84 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 102 \text{ кА}; i_{дин} \geq i_{уд.}$$

По току термической стойкости:

$$B_K = 12,55^2 \cdot 3 = 393,83 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} \geq B_{\text{к}}$$

Результаты выбора проверки трансформаторов тока 220 кВ представлены в таблице 7.8.

Таблица 7.8 - Выбор и проверка трансформаторов тока 220 кВ

Место установки	Паспортные данные						Тип трансформатора тока	Расчетные данные					
	Наименование ячеек	U _{н.с.} , кВ	I _{ном.} , А	I _{2×t} , кА ² ·с	i _{дин.} , кА	S _{2ном.} , ВА		Z _{втор.} , Ом	U _{н.с.} , кВ	I _{нр.} , А	B _{к.} , кА ² ·с	i _{уд.} , кА	S _{2.} , В·А
Ввод Т-1	220	1200	2977	102	30	2	ТОГФ-220 Ш	220	141	394	32,8	7.5	0.93
220 кВ	220	1200	2977	102	30	2	ТОГФ-220 Ш	220	141	394	32,8	7.5	1.93
Ввод Т-2	220	1200	2977	102	30	2	ТОГФ-220 Ш	220	141	394	32,8	7.5	1.93

Принимаем к установке комплектное распределительное устройство напряжением 35 кВ, наружной установки, количество ячеек 8 шт., типа КРУН-35 кВ К405 (КРУН) с трансформаторами тока ТОЛ-СЭЩ 35 кВ U_н=35 кВ, I_н=1000 А.

Произведем расчет на примере выбора и проверки трансформаторного трансформатора тока 35 кВ:

По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном.}} = 35 \text{ кВ}; U_{\text{ном.сети}} = 35 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ном.}} = U_{\text{ном.сети.}}$$

По номинальному току:

$$I_{\text{ном.расч.}} = \frac{40000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 862,18 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.}} = 1000 \text{ А}; I_{\text{ном.}} \geq I_{\text{ном.расч.}}$$

По току динамической стойкости:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 7,7 = 20,14 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 64 \text{ кА}; i_{дин} \geq i_{уд}.$$

По току термической стойкости:

$$B_k = 7,7^2 \cdot 3 = 177,78 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$$

Результаты выбора и проверки трансформаторов тока 35 кВ представлены в таблице 7.9.

Все принятые к установке трансформаторы тока удовлетворяют предъявляемым требованиям.

Таблица 7.9 - Выбор и проверка трансформаторов тока 35 кВ

Место установки	Паспортные данные						Тип трансформатора тока	Расчетные данные					
	Наименование ячеек	U _{н.с.} , кВ	I _{ном.} , А	I ² ·t, кА ² ·с	i _{дин.} , кА	S _{2ном.} , ВА		Z _{вторн.} , Ом	U _{н.с.} , кВ	I _{нр.} , А	B _{к.} , кА ² ·с	i _{уд.} , кА	S _{2.} , В·А
Ввод 35 кВ Т-1	35	1000	1875	64	30	2	ТОЛ-СЭЩ 35 кВ	35	862	178	20,14	7,5	1,01
СВ 35 кВ	35	1000	1875	64	30	2	ТОЛ-СЭЩ 35 кВ	35	862	178	20,14	7,5	1,01
Ввод 35 кВ Т-2	35	1000	1875	64	30	2	ТОЛ-СЭЩ 35 кВ	35	862	178	20,14	7,5	1,01

Принимаем к установке комплектное распределительное устройство напряжением 6 кВ, внутренней установки, в блочно-модульном здании, с

трансформаторами тока, типа ТОЛ-СЭЩ $U_H=10$ кВ $I_H=4000$ А.

Произведем расчет на примере выбора и проверки трансформаторного трансформатора тока 6 кВ:

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} = 6 \text{ кВ}; U_{ном.сети} = 6 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} \geq U_{ном.сети.}$$

По номинальному току:

$$I_{ном.расч.} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 3667 \text{ А};$$

$$I_{ном.} = 4000 \text{ А}; I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$$

По току динамической стойкости:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 26,27 = 68,5 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 105 \text{ кА}; i_{дин} \geq i_{уд.}$$

По току термической стойкости:

$$B_K = 26,2^2 \cdot 3 = 2057 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$$

Результаты выбора и проверки трансформаторов тока 6 кВ представлены в таблице 7.10. Все принятые к установке трансформаторы тока удовлетворяют предъявляемым требованиям.

Таблица 7.10 - Выбор и проверка трансформаторов тока 6 кВ

Место установки	Паспортные данные						Тип трансформатора тока	Расчетные данные					
	Наименование ячеек	U _{н.с.} , кВ	I _{ном.} , А	I _{2×t} , кА ² ·с	i _{дин.} , кА	S _{2ном.} , ВА		Z _{втор.} , Ом	U _{н.с.} , кВ	I _{нр.} , А	B _{к.} , кА ² ·с	i _{уд.} , кА	S ₂ , В·А
Ввод 6 кВ Т-1	10	4000	7500	105	30	2	ТОЛ-СЭЩ	6	3667	2057	68,5	7,5	0,77
СВ 6 кВ	10	4000	7500	105	30	2	ТОЛ-СЭЩ	6	3667	2057	68,5	7,5	0,77
Ввод 6 кВ Т-2	12	4000	7500	105	30	2	ТОЛ-СЭЩ	6	3667	2057	68,5	7,5	0,77

Вывод: все принятые к установке трансформаторы тока удовлетворяют предъявляемым требованиям.

7.4 Выбор трансформаторов напряжения

Выбор измерительных трансформаторов напряжения производится по следующим параметрам:

- по номинальному напряжению:

$$U_{ном.} \geq U_{ном.сети}$$

- по классу точности;
- по конструктивному исполнению.

Проверка выключателей производится по следующим параметрам:

- по вторичной нагрузке:

$$S_{2ном.} \geq S_2$$

Расчет выбора трансформаторов напряжения выполнен для аварийного режима, т. е. при выводе из работы одного трансформатора.

Результаты выбора и проверки измерительных трансформаторов напряжения сведены в таблицу 7.11.

Таблица 7.11 - Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Место установки	Расчетные данные		Трансформатор напряжения		Каталожные данные	
	$U_{ном.сети},$ кВ	$S_2,$ ВА	Класс точности	Тип	$U_{ном.},$ кВ	$S_{2ном.},$ ВА
РУ-220 кВ	220	59	0,5	ЗНОГ-220 III	220	400
		-	3			1200
РУ -35 кВ	35	133	0,5	ЗНОЛ-СЭЩ - 35	35	150
		78	3			600
РУ-6 кВ	6	39	0,5	ЗНОЛ-СЭЩ - 06-6	6	50
		53	3			200

7.4.1 Выбор сечения кабелей цепей напряжения

Проверка вторичных цепей трансформатора напряжения заключается в проверке выбранных кабелей на потери напряжения у самого удаленного приемника.

Сопротивление фазного провода в цепи основных обмоток трансформатора напряжения:

$$R_{пр} = \frac{\Delta U \cdot U_{ном.}}{3S_{нагр}}; \quad (7.14)$$

где $S_{нагр}$ - нагрузка наиболее загруженной фазы ТН, ВА;

$U_{ном} = 100$ В А - номинальное линейное напряжение вторичной цепи ТН;

ΔU - допустимая потеря напряжения 0,5%:

Сечение жил кабеля:

$$q = \frac{1}{\gamma \cdot r_{пр}}; \quad (7.15)$$

где l - длина кабеля, м;

γ - удельная проводимость меди, $\gamma = 57 \frac{\text{М}}{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}$;

$r_{\text{пр}}$ - сопротивление жилы кабеля.

Результаты выбора сечения кабеля и проверки его по потерям Напряжения представлены в таблице 7.12.

Таблица 7.12 - Выбор сечения кабеля и проверка его по потерям напряжения.

Место установки ТН		Класс точности	Длина кабеля, м	$r_{\text{пр}}$, Ом	Сечение кабеля, мм ²	
откуда	куда				расчетное	принимаемое
РУ-220 кВ	ОПУ	0,5	60	0,55	2,31	4
РУ-35 кВ	ОПУ	3	142	2,77	0,88	4
РУ-6 кВ	ОПУ	0,5	106	6,25	0,29	4

Вывод: все принятые к установке трансформаторы напряжения удовлетворяют предъявляемым требованиям и могут быть допущены к дальнейшей эксплуатации.

7.5 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения

Порядок выбора ОПН:

- выбор наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения ОПН;
 - выбор номинального напряжения ОПН по условиям работы в квазиустановившихся режимах;
 - выбор класса пропускной способности ОПН;
 - выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности;
 - определение защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях;
 - определение защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях;
- Выбор наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения ОПН.

$$U_{\text{нр}} \geq 1.05 \cdot U_{\text{нс}} ; \quad (7.16)$$

Здесь 1,05 – коэффициент запаса, учитывающий увеличение максимального напряжения сети из-за гармоник.

Выбор номинального напряжения.

$$U_{\text{экв}} = U_{\text{к}} \cdot \left(\frac{T_{\text{к}}}{10} \right)^m; \quad (7.17)$$

где $U_{\text{к}}$ - амплитуда квазистационарного перенапряжения;

$T_{\text{к}}$ - продолжительность квазистационарного перенапряжения в секундах;

$U_{\text{экв}}$ - амплитуда эквивалентного 10-секундного квазистационарного перенапряжения;

m - показатель степени, описывающей характеристику ОПН «напряжение промышленной частоты в зависимости от времени». В качестве усредненного значения может принять $m = 0,02$.

Если происходит внутреннее повреждение ОПН аварийный ток, который в нем протекает не должен вызывать разрушение покрышки по средствам взрыва. Следовательно, должно быть обеспечено выдерживание ОПН аварийного тока, который будет либо такой же, либо больше, чем наибольший аварийный ток через ОПН в точке его установки [19].

$$I_{\text{кз}} < I_{\text{вз.без}}; \quad (7.18)$$

Определение защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях.

$$U_{\text{ост.к}} \leq U_{\text{ки}} / (1.15-1.2); \quad (7.19)$$

Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по формуле:

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{исп50}; \quad (7.20)$$

где $U_{исп50}$ – 50 % испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе.

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям, $A_{вн}$:

$$A_{вн} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0.15-0.25); \quad (7.20)$$

где $U_{доп}$ - допустимый уровень внутренних перенапряжений;

$U_{ост.к}$ – остающееся напряжение на ОПН при коммутационном импульсе.

Определение защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях.

ОПН должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям, $A_{гр}$:

$$A_{гр} = (U_{исп} - U_{ост}) / U_{исп} > (0.2-0.25); \quad (7.22)$$

где $U_{исп}$ – значение грозового испытательного импульса;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ОПН при номинальном разрядном токе;

(0.2 – 0.25) – координационный интервал.

7.5.1 Проверка ОПН – 220 кВ.

На РУ – 220 кВ проверим ограничитель перенапряжения класс напряжения сети 245кВ, номинальное напряжение ОПН 220 кВ в комплекте со счетчиком импульсов EXCOUNT I, типа EXLIM Q220 EN245.

Выбор по напряжению установки выполняется по следующему соотношению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (7.23)$$

$$220 \leq 220 \text{ кВ.}$$

Условия выполняются.

Выбор по наибольшему длительно допустимому напряжению:

$$U_{\text{н.р.д}} = 1.05 \cdot \frac{U_{\text{н.р.с}}}{\sqrt{3}} ; \quad (7.24)$$

где $U_{\text{нрс}}$ – наибольшее рабочее напряжение сети.

$$U_{\text{н.р.д}} = 1,05 \cdot \frac{230}{\sqrt{3}} = 139,43 \text{ кВ.}$$

$$U_{\text{н.р.д}} \leq U_{\text{н.р.ном}} \quad (7.25)$$

$$139,43 \leq 210 \text{ кВ.}$$

Условия выполняются.

Выбор по условию взрывобезопасности:

$$I_{\text{в.б}} > 1.2 \cdot I_{\text{по}} ; \quad (7.26)$$

Для выбранного ОПН $I_{\text{в.б}}$ ток взрывобезопасности равен 40 кА.

$$40 > 1,2 \cdot 12,55 = 15,6 \text{ кА.}$$

Условие выполняется.

Выбор по временно допустимому повышению напряжения.

Максимальное значение напряжения при однофазном КЗ на шинах ОРУ:

$$U_{н.р} = 1,15 \cdot \frac{230}{\sqrt{3}} = 152,71 \text{ кВ.}$$

$$U_y = 1,4 \cdot U_{н.р}; \quad (7.27)$$

$$U_y = 1,4 \cdot 152,71 = 213,79 \text{ кВ.}$$

Кратность перенапряжения равна:

$$\frac{U_y}{U_{н.р.ном}}; \quad (7.28)$$

$$\frac{213,79}{210} = 1,02.$$

Время в течении, которого выдерживается перенапряжение выбранного ОПН $t_{опн} = 1200 \text{ с.}$

Значение средней длительности при одностороннем отключении однофазного КЗ $t = 4 \text{ с.}$

$$t_{опн} > t; \quad (7.29)$$

$$1200 > 4 \text{ с.}$$

Условие выполняется.

Определение защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях.

Максимальное значение остающихся перенапряжений при грозовом импульсе с амплитудой 10 кА для ОПН работающих в сетях 220 кВ не должно превышать 295 кВ.

Для выбранного ОПН $U_{ост.ном} = 252 \text{ кВ.}$

$$U_{\text{ост.ном}} < U_{\text{ост.гр}}; \quad (7.30)$$

$$252 < 295 \text{ кВ.}$$

Определение защитного уровня при коммутационных перенапряжениях:

$$U_{\text{ост.к}} = \frac{\sqrt{2} \cdot K_{\text{н}} \cdot K_{\text{к}} \cdot U_{\text{исп}}}{1.2}; \quad (7.31)$$

где $K_{\text{н}}$ - коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса, по сравнению с испытательным одноминутным воздействием. Для трансформаторов и электрических машин $K_{\text{н}}=1.35$;

$K_{\text{к}}$ - коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений и возможное старение изоляции. Для трансформаторов и электрических машин $K_{\text{к}}=0.9$.

$$U_{\text{ост.к}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 210}{1,2} = 300,69 \text{ кВ.}$$

Для выбранного ОПН $U_{\text{ост.к.ном}}=201 \text{ кВ.}$

$$U_{\text{ост.к.ном}} < U_{\text{ост.к}}; \quad (7.32)$$

$$201 < 300,69 \text{ кВ.}$$

Выбор по длине утечки внешней изоляции ОПН.

Для района с первой степенью загрязненности окружающей среды для подстанционного оборудования длина пути утечки должна быть не менее $l_{\text{утеч}} = 200 \text{ см.}$

Для выбранного ОПН $I_{\text{утеч.ном}} = 315 \text{ см}$.

Результаты расчета и каталожные данные приведены в таблице 7.13.

Таблица 7.13 – Результаты сравнения расчетных и каталожных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$U_{\text{н.р.ном}} = 210 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.р.д}} = 152,71 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.р.д}} \leq U_{\text{н.р.ном}}$
$I_{\text{в.б}} = 40 \text{ кА}$	$1,2 \cdot I_{\text{по}} = 15,1 \text{ кА}$	$I_{\text{в.б}} > 1,2 \cdot I_{\text{по}}$
$t_{\text{опн}} = 1200 \text{ с}$	$t = 4 \text{ с}$	$t_{\text{опн}} > t$
$U_{\text{ост.ном}} = 252 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.гр}} = 295 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.ном}} < U_{\text{ост.гр}}$
$U_{\text{ост.к.ном}} = 201 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.к}} = 300,69 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.к.ном}} < U_{\text{ост.к}}$
$I_{\text{утеч.ном}} = 315 \text{ см}$	$I_{\text{утеч}} = 200 \text{ см}$	$I_{\text{утеч.ном}} > I_{\text{утеч}}$

Для других напряжений проверка осуществляется аналогично.

Проверка ОПН -35 кВ.

На РУ – 35 кВ проверим ограничитель перенапряжений опорный с изолирующим основанием, напряжением 35 кВ, номинальным разрядным током 10 кА, классом пропускной способности – II, , типа ОПН-И-35/40,5-10/650(II) 3 УХЛ1.

Расчет ОПН 35 кВ выполнен в соответствии с [19]. Подробный расчет приведен в приложении А.

Результаты расчета и каталожные данные приведено в таблице 7.14.

Таблица 7.14 – Результаты сравнения расчетных и каталожных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$U_{\text{н.р.ном}} = 40,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.р.д}} = 7,28 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.р.д}} \leq U_{\text{н.р.ном}}$
$I_{\text{в.б}} = 10 \text{ кА}$	$1,2 \cdot I_{\text{по}} = 9,2 \text{ кА}$	$I_{\text{в.б}} > 1,2 \cdot I_{\text{по}}$
$t_{\text{опн}} = 14400 \text{ с}$	$t = 4 \text{ с}$	$t_{\text{опн}} > t$
$U_{\text{ост.ном}} = 146 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.гр}} = 176 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.ном}} < U_{\text{ост.гр}}$

1	2	3
$U_{\text{ост.к.ном}} = 133 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.к}} = 156,12 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.к.ном}} < U_{\text{ост.к}}$
$I_{\text{утеч.ном}} = 30 \text{ см}$	$I_{\text{утеч}} = 22 \text{ см}$	$I_{\text{утеч.ном}} > I_{\text{утеч}}$

Проверка ОПН -6 кВ.

На РУ – 6 кВ проверим ОПН-П-6/7,2/10/550 УХЛ1.

Расчет ОПН 6 кВ выполнен в соответствии с [19]. Подробный расчет приведен в приложении А.

Результаты расчета и каталожные данные приведено в таблице 7.15.

Таблица 7.15 – Результаты сравнения расчетных и каталожных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$U_{\text{н.р.ном}} = 7,2 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.р.д}} = 7,28 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.р.д}} \leq U_{\text{н.р.ном}}$
$I_{\text{в.б}} = 40 \text{ кА}$	$1,2 \cdot I_{\text{по}} = 31,42 \text{ кА}$	$I_{\text{в.б}} > 1,2 \cdot I_{\text{по}}$
$t_{\text{опн}} = 14400 \text{ с}$	$t = 4 \text{ с}$	$t_{\text{опн}} > t$
$U_{\text{ост.ном}} = 36 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.гр}} = 45 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.ном}} < U_{\text{ост.гр}}$
$U_{\text{ост.к.ном}} = 30,7 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.к}} = 50,12 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.к.ном}} < U_{\text{ост.к}}$
$I_{\text{утеч.ном}} = 30 \text{ см}$	$I_{\text{утеч}} = 22 \text{ см}$	$I_{\text{утеч.ном}} > I_{\text{утеч}}$

Проверенные ОПН приведены в таблице 7.16.

Таблица 7.16 – Проверенные ОПН

Распределительное устройство	ОПН
РУ - 220	EXLIM Q220 EH245
РУ - 35	ОПН-И-35/40,5-10/650(II) 3 УХЛ1
РУ-6	ОПН-П-6/7,2/10/550 УХЛ1

7.6 Оборудование ВЧ обработки и присоединения

Для высокочастотной обработки и присоединения ВЛ 220 кВ предусматривается следующее оборудование:

- высокочастотные заградители ВЗ-1250-0,5УХЛ1;
- конденсаторы связи СМПБ-110-6,4У1.

В качестве заземляющего ножа используется однополюсный разъединитель, встроенный в СМПБ-110-6,4У1. Соединение аппаратуры связи с фильтрами присоединения осуществляется радиочастотным кабелем РК-75-9-12.

На ПС 220 кВ Талакан конденсаторы связи устанавливаются в блок конденсатора связи. Высокочастотные заградители подвешиваются на линейном портале ВЛ 220 кВ в фазе «В» обеих цепей.

Оборудование, необходимое для ВЧ обработки и присоединения приведено в таблице 7.17.

Таблица 7.17 - Оборудование для ВЧ обработки и присоединения

Наименование	Тип	ПС «Талакан»
ВЧ заградитель	ВЗ-1250-0,5УХЛ1	2 шт.
Конденсатор связи	СМПБ-110-6,4У1	2 шт.
РК кабель, м	РК-75-9-12	300 м

7.7 Выбор трансформаторов собственных нужд

Расчетная максимальная мощность собственных нужд определяется суммированием установленной мощности отдельных приемников, умноженной на коэффициенты участия в максимуме.

Активные и реактивные мощности собственных нужд определяются отдельно для зимнего и летнего максимумов. Полная расчетная мощность для лета и зимы S_L , S_3 , кВА, определяется по формулам:

$$S_L = \sqrt{(\Sigma P_L)^2 + (\Sigma Q_L)^2}; \quad (7.33)$$

$$S_3 = \sqrt{(\Sigma P_3)^2 + (\Sigma Q_3)^2} \quad (7.34)$$

За расчетную мощность S_p , кВА, для выбора трансформаторов собственных нужд (ТСН) принимается мощность в зимний период т.к. в данный сезон нагрузка на ТСН возрастает за счет необходимости поддержания температурного режима зданий и сооружений ПС.

Мощности приемников, коэффициенты участия в максимуме, активные и реактивные мощности зимнего максимума для расчета ТСН приведены в таблице 7.18.

Полная мощность зимнего максимума:

$$S_3 = \sqrt{261,29^2 + 104,94^2} = 281,13 \text{ кВА.}$$

$$S_p = 201,13 \text{ кВА.}$$

$$250 \text{ кВА} > 201,13 \text{ кВА.}$$

Мощности трансформаторов ТСН-1, ТСН-2 два трансформатора собственных нужд типа ТМГ-250/6, напряжением 6/0,4 кВ достаточно для питания потребителей собственных нужд в нормальном и аварийном режимах.

Таблица 7.18 – Нагрузка трансформатора собственных нужд

Наименование нагрузки	Нагрузка на трансформатор	
	Рз, кВт	Qз, кВАр
1	2	3
Обогрев выключателей	32,02	11,57
Отопление	28,82	3,02
Освещение	8,57	3,15
Аварийное освещение	0,62	0,15
Отопление ЗРУ	16,36	5,80

1	2	3
Освещение аккумуляторной	11,84	3,96
Распред. Пункт 0,4 кВ	14,02	3,50
Питание ЗВУ	4,88	7,45
Связь, телемеханика	1,72	0,01
Наружное освещение	1,55	0,31
Сварочная сеть	1,92	6,34
Охлаждение силового трансформатора Т-1	2,21	2,46
Охлаждение силового трансформатора Т-2	2,21	2,46
Прочие потребители СН	134,54	54,77
Суммарная мощность потребителей	261,29	104,94

Потребители собственных нужд подстанции питаются от двух трансформаторов собственных нужд ТСН-1 и ТСН-2 типа ТМГ-250, напряжением 6/0,4кВ и мощностью 250 кВА. Расчетная нагрузка потребителей собственных нужд составляет 201,13 кВА. Электроснабжение потребителей собственных нужд подстанции предусматривается от шкафов переменного тока (ЩСН) устанавливаемых в здании ОПУ.

7.8 Решения по организации оперативного постоянного тока

7.8.1 Общая характеристика системы оперативного постоянного тока

Все терминалы релейной защиты, автоматики и сигнализации питаются от постоянного оперативного тока 220 В.

Система оперативного постоянного тока (СОПТ) имеет следующий состав:

Шкаф АБ в составе:

- одна аккумуляторная батарея (АБ) напряжением 12В;

Шкаф ШП в составе:

- два зарядных устройства (ЗУ);
- две секции шин постоянного тока;
- два ввода ЯВ, предназначенные для подключения АБ к секциям шин постоянного тока;
- присоединений ШП, предназначенный для приема электроэнергии от АБ, ЗУ и распределения энергии потребителям.

7.8.2 Выбор аккумуляторной батареи.

Батарея должна выдерживать как минимум два часа разряда током нагрузки в автономном режиме (при потере собственных нужд подстанции).

На подстанции, принята система оперативного постоянного тока напряжением 220 В [1]:

- для сигнализации, питания релейной защиты;
- питания аварийного освещения.

Питание ЗВУ осуществляется от двух автономных источников трёхфазного напряжения переменного тока (щита собственных нужд).

В таблице 7.18 представлены данные для расчета параметров, выбора аккумуляторных батарей и зарядных устройств.

Таблица 7.19 – Постоянная нагрузка

Наименование	Суммарная максимальная мощность, Вт	Ток максимальный, А
Панели РЗА, сигнализация	724	3,29
Аварийное освещение	1100	5
Питание приводов выключателей 220 кВ	1980	9
Питание приводов выключателей 35 кВ	8360	38
Питание приводов выключателей 6 кВ	962	4,4
Панели РЗА, сигнализация	10787	49,03

7.8.3 Выбор аккумуляторной батареи

Емкость аккумуляторной батареи определяется исходя из тока и характера нагрузки и времени резервирования.

Установившийся ток аварийного режима:

$$I_{уст} = I_{ДЛ} + I_{АО}, \quad (7.35)$$

где $I_{дл}$ – ток постоянной нагрузки РЗА (3,29 А);

$I_{АО}$ – ток нагрузки аварийного освещения (5 А).

$$I_{уст} = 3,29 + 5 = 8,29 \text{ А.}$$

Расчет емкости необходимо выполнить по разрядным таблицам для толчкового тока в конце аварийного режима:

$$I_{уст1} = \frac{I_{уст}}{0,8 \cdot T_k}, \quad (7.36)$$

где 0,8 – коэффициент емкости батареи в конце срока службы (80% от номинальной);

T_k – температурный коэффициент емкости, зависящий от минимально возможной температуры в помещении, для 10 °С T_k соответствует 0,94.

$$I_{уст1} = \frac{8,29}{0,8 \cdot 0,94} = 11,1 \text{ А,}$$

$$t_1 = \frac{I_{уст1} \cdot t_{авар}}{I_{пр} + I_{уст}}, \quad (7.37)$$

где $t_{авар}$ – нормируемая продолжительность аварийного режима – 120 мин;

$I_{пр}$ – ток, потребляемый приводами группы выключателей на подстанции.

$$t_1 = \frac{11,1 \cdot 120}{51,4 + 8,29} = 22,3 \text{ мин.}$$

Ток 51,4 А за 22,3 минут выдержит принимаемая батарея типа LFP32-24-60P13 (300 А·ч) производства НЭТЕР. НЭТЕР представлена на рынке аккумуляторных батарей с 2011 года. За это время команда накопила

существенный опыт в проектировании и производстве аккумуляторов, способных удовлетворить самые высокие требования заказчиков из разных сфер деятельности, 104 элементов, разрядившись до 1,8 В/эл.

7.8.4 Выбор зарядно-выпрямительного устройства.

Ток зарядного устройства равен сумме тока нагрузки в нормальном режиме работы 3,29 А и тока подзаряда батареи $0,1 \cdot C_{10} = 30$ А, что в сумме дает 33,29 А.

Зарядное устройство ЗВУ-2 ЗЭС рассчитано на номинальный ток - 50 А. ВУ имеет мощность и напряжение, достаточные для заряда данной аккумуляторной батареи и питания потребителей постоянного тока в нормальном режиме, с учетом запаса.

8 ОРГАНИЗАЦИЯ ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПС

8.1 Электромагнитная совместимость

Устройства РЗА, построенные на микропроцессорной (МП) элементной базе, по сравнению с устройствами на электромеханической элементной базе, более подвержены влиянию электромагнитных помех. В связи с этим на всех энергообъектах перед установкой МП терминалов необходимо обеспечивать выполнение требований по электромагнитной совместимости и помехозащищенности МП устройств. Для этого необходимо провести оценку существующего уровня помех и в случае невыполнения требований наметить комплекс мероприятий по обеспечению электромагнитной совместимости и помехозащищенности МП устройств, исключающих превышение соответствующих норм.

Все устройства РЗА и ПА имеют уровни помехозащищенности (степень жесткости) в соответствии с требованиями действующих ГОСТ Р 51321.1-2000 (МЭК 60439-1-92) и отвечают "Общим техническим требованиям к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем" РД 153-34.3-35.125-99.

Заземляющие устройства подстанций (контур заземления), силовое и коммутационное оборудование, расположение кабельных трасс и прокладка по ним силовых и контрольных кабелей исключают наводки во вторичных цепях устройств РЗА, превышающие заявленные уровни их помехозащищенности.

Исключено заземление первичного оборудования, молниезащиты в непосредственной близости от кабельных каналов.

Все устройства в шкафах подключены к заземляющей шине системы электроснабжения и силового электрооборудования. Устройства в шкафах имеют приспособления для подключения к заземляющему контуру.

8.2 Заземление подстанции

Для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током при повреждении изоляции на подстанции запроектировано заземляющее устройство. Заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей.

Заземляющее устройство выполняется горизонтальными заземлителями из оцинкованной стальной полосы 50 x 5 мм и объединяется с существующим контуром заземления подстанции. Глубина заложения горизонтальных заземлителей - не менее 0,5 м.

Сечение горизонтальных элементов искусственного заземлителя и заземляющих проводников выполнено исходя из требований, предъявляемых к их механической, термической и коррозионной стойкости.

В качестве естественных заземлителей используются металлические конструкции, имеющие надежное соприкосновение с землей.

Заземление корпусов (или конструкций) всего электрооборудования выполняется присоединением их кратчайшим путём стальной полосой 50 x 5 мм к продольным горизонтальным элементам заземляющего устройства.

В отношении мер безопасности подстанция принята по системе TN-C-S (в части сети нулевой рабочий и нулевой защитный проводники объединены). Разделение нулевых рабочих и защитных проводников выполнено на щитах собственных нужд.

Заземляющее устройство ПС учитывает все требования к защите устройств РЗиА и ПА от импульсных помех.

8.2.1 Характеристика заземляющего устройства и молниезащиты

В районе расположения ПС продолжительность гроз в среднем за год от 40 до 60 часов.

Защита от прямых ударов молнии осуществляется при помощи отдельно стоящих молниеотводов.

Заземляющее устройство рассчитано по условию требования к его сопротивлению грунта и должно иметь сопротивление в любое время года не более 0,5 Ом [19].

Заземляющее устройство рассчитано на сопротивление растеканию и выполнено в виде сетки из стальных полос сечением 50x5 мм, с трехметровыми вертикальными электродами, уголок 50x50x5 мм.

План заземления и молниезащита ПС представлены на листе 3 и листе 4 графической части ВКР.

Для обеспечения электромагнитной совместимости и улучшения электромагнитной обстановки предусматривается:

- оптимизация заземляющего устройства подстанции;
- заземление конструкций измерительных трансформаторов тока и коммутационных аппаратов путем их присоединения к продольным горизонтальным элементам заземляющего устройства кратчайшим путем с одновременным обеспечением в радиусе 3 м от мест присоединения заземляющего спуска к заземляющему устройству, растекание токов не менее, чем в 4-х направлениях по магистралям заземляющего устройства.
- применение экранированных кабелей с заземлением экранов с обеих сторон;
- металлические оболочки кабелей цепей управления, измерения и сигнализации заземляются на ОРУ, в КРУН-6 кВ и в ОПУ.

Для экранирования кабелей параллельно кабельным трассам дополнительно прокладываются горизонтальные заземлители на расстоянии 0,1 м от кабельного лотка. Сечение экранирующего заземлителя принимается 50x5.

При этом присоединение металлических оболочек к заземляющему устройству выполняется в местах концевой разделки кабеля.

8.2.2 Расчет заземляющего устройства

Расчет заземляющего устройства ПС выполнен в соответствии с [19].
Подробный расчет приведен в Приложении.

Определение величины стационарного сопротивления заземления контура ОРУ.

Удельное эквивалентное сопротивление грунта с учетом коэффициента сезонности.

$K_c = 1,4$ - для расчета грозозащиты при средней влажности грунта.

$$\rho_{\text{э}} = \rho_{\text{изм}} \cdot K_c \quad (8.1)$$

$$\rho_{\text{э}} = 140 \cdot 1.4 = 140 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

В целях улучшения растекания тока, заземлители закладываются в грунт на глубину 0,5 – 0,7 м, так как на глубине грунт в меньшей степени подвержен высыханию в жаркие летние месяцы года.

Выбираем заземлитель опоры в виде двух горизонтальных лучей и трех вертикальных электродов длиной 5 м и диаметром 20 мм.

Сопротивление горизонтальных электродов

$$R_{\Gamma} = \left(\frac{\rho_{\text{э}}}{\pi \cdot l} \right) \cdot \left(\ln \left(\frac{1.5 \cdot l}{h \cdot d} \right) \right); \quad (8.2)$$

где l – длина вертикальных электродов;

h – глубина на которую закладывается заземлитель;

d – диаметр заземлителя.

$$R_{\Gamma} = \left(\frac{140}{3.14 \cdot 5} \right) \cdot \left(\ln \frac{1.5 \cdot 5}{\sqrt{0.7 \cdot 0.02}} \right) = 37 \text{ Ом}.$$

Сопротивление вертикальных электродов:

$$R_B = \frac{\rho_{\pm}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \frac{4 \cdot l \cdot (2 \cdot h + 1)}{d \cdot (4 \cdot h + 1)} \quad (8.3)$$

$$R_B = \frac{140}{2 \cdot 3.14 \cdot 5} \cdot \ln \frac{4 \cdot 5 \cdot (2 \cdot 0.7 + 5)}{0.02 \cdot (4 \cdot 0.7 + 5)} = 30 \text{ Ом.}$$

Сопротивление n-лучевого заземлителя с вертикальными электродами рассчитывается по формуле

$$R_M = \frac{R_B \cdot R_{\Gamma}}{n_B \cdot R_{\Gamma} + n_{\Gamma} \cdot R_B} \quad (8.4)$$

$$R_M = \frac{37 \cdot 30}{3 \cdot 37 + 2 \cdot 30} = 6.5 \text{ Ом.}$$

Рассчитаем контур сетки заземлителя, расположенного с выходом за границы оборудования на 3 м, для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя. Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана.

$$A = 60 \text{ м; } B = 60 \text{ м.}$$

Тогда площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5); \quad (8.5)$$

$$S = (60 + 3) \cdot (60 + 3) = 3969 \text{ м}^2.$$

Принимаем расстояние между полосами сетки: $a = 5 \text{ м.}$

Тогда общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot \left(\frac{B + 2 \cdot 1,5}{a} \right) + (B + 2 \cdot 1,5) \cdot \left(\frac{A + 2 \cdot 1,5}{a} \right); \quad (8.6)$$

$$L_{\Gamma} = (60 + 2 \cdot 1,5) \cdot \left(\frac{60 + 2 \cdot 1,5}{5} \right) + (60 + 2 \cdot 1,5) \cdot \left(\frac{60 + 2 \cdot 1,5}{5} \right) = 1588 \text{ м.}$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (8.7)$$

$$m = \frac{1588}{2 \cdot \sqrt{3969}} = 12,6.$$

Принимаем $m = 13$.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1); \quad (8.8)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{3969} \cdot (13 + 1) = 3528 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов

$$n_{\text{В}} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}; \quad (8.9)$$

$$n_{\text{В}} = \frac{4 \cdot \sqrt{3969}}{5} = 50.$$

Принимаем $n_B = 50$.

При достаточной густоте сетки, что характерно для современных подстанций, R практически не зависит от диаметра и глубины укладки электродов и подсчитывается по эмпирической формуле:

$$R_{\text{ПС}} = \rho_{\text{э}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right); \quad (8.10)$$

$$R_{\text{ПС}} = 140 \cdot \left(\frac{0,15}{\sqrt{3969}} + \frac{1}{1764 + 50 \cdot 5} \right) = 0,403 \text{ Ом.}$$

где L – длина горизонтальных электродов;

A - коэффициент подобия;

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0,04, \text{ принимаем } A = 0,15.$$

Контур заземлителя сетки, расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м. Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана.

Стационарное сопротивление заземления подстанции:

$$R_{\text{стац}} = \frac{R_{\text{ест}} \cdot R_{\text{иск}}}{R_{\text{ест}} + R_{\text{иск}}}; \quad (8.11)$$

$$R_{\text{стац}} = \frac{6,5 \cdot 0,403}{6,5 + 0,403} = 0,379 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивления заземлителя менее 0,5 Ом для ОРУ, что соответствует требованиям.

Импульсное сопротивление заземляющего контура во время грозового сезона.

Найдем импульсный коэффициент:

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{э}} + 320) \cdot (I_{\text{м}} + 45)}}; \quad (8.12)$$

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{3969}}{(140 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 1,433.$$

где $I_{\text{м}} = 55$ А – среднестатистическое значение тока молнии.

Импульсное сопротивление заземляющего контура:

$$R_{\text{и}} = \alpha_{\text{и}} \cdot R_{\text{стац}} \quad (8.13)$$

$$R_{\text{и}} = \alpha_{\text{и}} \cdot R_{\text{стац}} = 1,4 \cdot 0,37 = 0,5 \text{ Ом.}$$

Подробный расчет приведен в Приложении А. Так же заземляющее устройство ПС отражено в графической части ВКР на листе 3.

8.3 Молниезащита ПС

Расчет молниезащиты ПС выполнен в соответствии с [19]. Подробный расчет приведен в Приложении.

Размеры ПС: ширина – 60 м; длина – 60 м.

Защита подстанции от прямых ударов молний выполняется отдельно стоящими стержневыми.

Высота молниеотводов:

$$h_1 = 30,5 \text{ м;}$$

$$h_2 = 26,5 \text{ м};$$

$$h_3 = 26,5 \text{ м};$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{12} = 45,5 \text{ м};$$

$$L_{23} = 43,5 \text{ м};$$

$$L_{31} = 45,5 \text{ м};$$

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h_i; \quad (8.14)$$

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 30,5 = 25,9 \text{ м}.$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_{0i} = (1,1 - 0,002 \cdot h_i) \cdot h_i; \quad (8.15)$$

$$r_{01} = (1,1 - 0,002 \cdot 30,5) \cdot 30,5 = 31,7 \text{ м}.$$

Высота защищаемого объекта: $h_x = 5,7 \text{ м}$.

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{xi} = r_{0i} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\phi i}} \right); \quad (8.16)$$

$$r_{x1} = 31,69 \cdot \left(1 - \frac{5,7}{25,9} \right) = 24,7 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_{cx12'} = h_{\phi 1} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1) \cdot (L_{12} - h_1); \quad (8.17)$$

$$h_{cx12'} = 25,9 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30,5) \cdot (45,5 - 30,5) = 23,24 \text{ м.}$$

$$h_{cx12''} = h_{\phi 2} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_2) \cdot (L_{12} - h_2); \quad (8.18)$$

$$h_{cx12''} = 22,52 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 26,5) \cdot (45,5 - 26,5) = 19,14 \text{ м.}$$

$$h_{cx12} = \frac{h_{cx12'} + h_{cx12''}}{2}; \quad (8.19)$$

$$h_{cx12} = \frac{23,24 + 19,14}{2} = 21,19 \text{ м.}$$

Наименьшая ширина внутренней зоны на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx12'} = r_{01} \frac{h_{cx12'} - h_x}{h_{cx12'}}; \quad (8.20)$$

$$r_{cx12'} = 31,69 \cdot \frac{23,24 - 5,7}{23,24} = 23,9 \text{ м.}$$

$$r_{cx12''} = r_{02} \cdot \frac{h_{cx12''} - h_x}{h_{cx12''}}; \quad (8.21)$$

$$r_{cx12''} = 27,75 \cdot \frac{23,24 - 5,7}{23,24} = 19,48 \text{ м.}$$

$$r_{cx12} = \frac{r_{cx12'} + r_{cx12''}}{2}; \quad (8.22)$$

$$r_{cx12} = \frac{23,24 + 19,48}{2} = 21,7 \text{ м.}$$

Подробный расчет остальных параметров приведен в Приложении А. Также план молниезащиты ПС отражен в графической части ВКР на листе 4.

РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

При расчете затрат на реализацию проекта были использованы данные из «Укрупненных стоимостных показателей электрических сетей 35 – 1150 кВ». Данные показатели предназначены для оценки эффективности инвестиционных проектов и оценки объемов инвестиций при планировании электросетевого хозяйства. Укрупненные стоимостные показатели приведены в базовых сметных ценах 2000 г.

При определении фактических цен электросетевого строительства по данным Департамента ПАО «ФСК ЕЭС» индекс перехода от базовых цен 2000 г. к ценам 2023 г. рекомендуется принимать равным 5,3 [7].

Укрупненные стоимостные показатели учитывают все затраты в сооружение ВЛ и ПС по объектам производственного назначения.

9.1 Капитальные затраты в сооружение ПС

В капитальные вложения на сооружение подстанций входят: затраты на отвод земли и подготовку территории, приобретение трансформаторов, приобретение РУ ВН (СН) и НН, затраты на монтаж и наладку.

Базовые показатели стоимости ПС соответствуют средним условиям строительства, учитывают все затраты производственного назначения.

Суммарные капиталовложения на сооружение подстанций вычисляются по следующей формуле:

$$K_{\text{ПС}} = (K_{\text{ОРУ}} + K_{\text{ТР}} + K_{\text{ПОСТ}}) \cdot K_{\text{ИНФ}} \cdot K_{\text{Р}}; \quad (9.1)$$

где $K_{\text{ОРУ}}$ – капиталовложения в распределительные устройства;

$K_{\text{ТР}}$ – капиталовложения в трансформаторы;

$K_{\text{ПОСТ}}$ – постоянная часть затрат на строительство ПС [7];

K_p – районный коэффициент для Амурской области;

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции на 2023 г.

В таблице 9.1 представлены типы трансформаторов, выбранных для данного варианта строительства, и их базовая стоимость на период 2000 г.

Таблица 9.1 – Показатели стоимости ячейки трансформатора в ценах 2000 г.

Подстанция	Тип трансформатора	Количество, шт	Стоимость, тыс. руб
ПС 220 кВ Талакан	ТДТН-40000/220	0	7548
Итого			0

Капитальные затраты на строительство ячеек подстанции представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Показатели стоимости ячейки трехфазного выключателя РУ в ценах 2000 г

Подстанция	Номинальное напряжение	Количество, шт	Стоимость, тыс. руб
ПС 220 кВ Талакан	6 кВ	20	800
ПС 220 кВ Талакан	35 кВ	6	2100
ПС 220 кВ Талакан	220 кВ	3	7400
Итого			50800

Постоянная часть затрат представлена в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Постоянная часть затрат

Схема РУ	Постоянная часть затрат в ценах 2000 г., тыс. руб.
РУ-220 кВ по схеме №220-5АН «Мостик с выключателем в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов»	19500

Вычислим суммарные капиталовложения в сооружение ПС:

$$K_{\text{ПС}} = (50800 + 0 + 19500) \cdot 5,3 \cdot 3,9 = 1453000 \text{ тыс.руб.}$$

Данный проект по своему масштабу относится к крупному инвестиционному проекту.

9.2 Расчет амортизационных отчислений

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов на производимые с их помощью продукты или работу. Цель амортизации – накопление финансовых средств, для возмещения изношенных основных фондов.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции для *i*-го вида оборудования определяются по формуле [22]:

$$I_{\text{АМ}} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{\text{сл}}}; \quad (9.2)$$

где K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

$T_{\text{сл}}$ – срок службы соответствующего оборудования для оборудования подстанции – 20 лет.

Расчет издержек на амортизацию электрооборудования:

$$I_{\text{АМ}} = \frac{1453000}{20} = 72660 \text{ тыс.руб.}$$

9.3 Расчет эксплуатационных затрат

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В отличие от других видов промышленного

оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования имеют важное значение, и способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу у потребителей.

Для расчета эксплуатационных издержек необходимо учесть потери электроэнергии в трансформаторах.

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети по формуле [22]:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W}; \quad (9.3)$$

где ΔW_{Σ} – суммарные потери электроэнергии в схеме, равные 148 кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии, равная 3,91 руб./кВт·ч. [22].

Стоимость потерь электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = 148 \cdot 3,91 = 578,68 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{экс}} = K_{\text{пс}} \cdot \alpha_{\text{пс}} \quad (9.4)$$

где $K_{\text{пс}}$ – суммарные капиталовложения на сооружения ПС;

$K_{\text{вл}}$ – суммарные капиталовложения на сооружения ВЛ;

$\alpha_{\text{эпПС}} = 0,067$ – ежегодные отчисления на текущий ремонт и обслуживание подстанции 220 кВ [22].

Рассчитаем затраты на эксплуатацию и ремонт оборудования по формуле:

$$I_{\text{экс}} = 1453000 \cdot 0,067 = 97360 \text{ тыс.руб.}$$

9.4 Оценка экономической эффективности проекта

Простой срок окупаемости представляет собой период, в течение которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции. Определение срока окупаемости капитальных вложений производится последовательным суммированием величины чистого дохода в стабильных ценах (без учета инфляции) по годам расчетного периода до того момента, пока полученная сумма не сравняется с величиной суммарных капитальных вложений:

$$\sum_{t=0}^{t_c} K_t = \sum_{t=t_n}^{T_{OK, П}} (O_{pt} - I_t - H_t) = \sum_{t=t_n}^{T_{OK, П}} (П_{чт} - I_{AMt}) \quad (9.5)$$

где t_c – срок завершения инвестиций (окончание строительства);

t_n – момент начала производства;

$I_{ам_t}$ – амортизационные отчисления.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей \mathcal{E}_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования), принимая во внимание тот факт, что наш проект сооружается на протяжении 4 лет.

$$\text{ЧДД} = \frac{O_p - K_{\Sigma} - I_t - H_t}{(1+E)^t}; \quad (9.6)$$

где O_p – выручка от реализации проекта;

K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

I_t – полные эксплуатационные расходы;

H_t – отчисления налога на прибыль;

$E=0.5$ – норма дисконта.

Подробный расчет чистого дисконтированного дохода представлен в Приложении. Расчёт чистых денежных потоков сведём в таблицу 9.4.

Таблица 9.4 – Расчёт чистых денежных потоков

Год	K_t , млн. руб.	O_{pt} , млн. руб.	$I_{\text{эксп.т.}}$, млн. руб.	H_t , млн. руб.	Δ_t , млн. руб.	$(1+E)^{-t}$	Δ_d , млн. руб.	$\Delta_{d\Sigma}$, млн. руб.
2024	363,27	444,86	97,36	105,85	-121,62	0,91	-110,67	-62,86
2025	363,27	444,86	97,36	105,85	-121,62	0,86	-104,59	-167,45
2026	363,27	444,86	97,36	105,85	-121,62	0,82	-99,73	-267,18
2027	363,27	444,86	97,36	105,85	-121,62	0,78	-94,86	-362,05
2028	0,00	444,86	97,36	105,85	241,65	0,75	181,24	-180,81
2029	0,00	444,86	97,36	105,85	241,65	0,71	171,57	-9,24
2030	0,00	444,86	97,36	105,85	241,65	0,68	164,32	155,09
2031	0,00	444,86	97,36	105,85	241,65	0,65	157,07	312,16
2032	0,00	444,86	97,36	105,85	241,65	0,61	147,41	459,56
2033	0,00	444,86	97,36	105,85	241,65	0,59	142,57	602,14
2034	0,00	444,86	97,36	105,85	241,65	0,56	135,32	737,46
2035	0,00	444,86	97,36	105,85	241,65	0,53	128,07	865,54
2036	0,00	444,86	97,36	105,85	241,65	0,51	123,24	988,78
2037	0,00	444,86	97,36	105,85	241,65	0,48	115,99	1104,77
2038	0,00	444,86	97,36	105,85	241,65	0,46	111,16	1215,93
2039	0,00	444,86	97,36	105,85	241,65	0,44	106,33	1322,26
2040	0,00	444,86	97,36	105,85	241,65	0,42	101,49	1423,75
2041	0,00	444,86	97,36	105,85	241,65	0,40	96,66	1520,41
2042	0,00	444,86	97,36	105,85	241,65	0,38	91,83	1612,24
2043	0,00	444,86	97,36	105,85	241,65	0,36	86,99	1699,23

Принимаем допущения:

- строительство проекта осуществляется в течении 4 лет;
- инвестирование разбито на равные доли и осуществляется в течение всех 4 лет;
- получение прибыли возможно с 2024 года.

График строится нарастающим итогом, т.е. к текущему значению ЧДД прибавляется последующее значение. Оценка экономической эффективности (ЧДД) с учетом фактора времени (расчетного периода) объекта приведена на рисунке 9.1.



Рисунок 9.1 - Оценка экономической эффективности проекта

Значение ЧДД положительное, затраты на проект окупаются на 2030 год. Следовательно, проект реконструкции рекомендуется к реализации.

Технические решения касательно РЗА, измерений и учёта электроэнергии выполнены на основании требований, предъявляемых к их функционированию (селективность, быстродействие, чувствительность, точность и надёжность), а также на основании действующих нормативных и директивных документов.

10.1 Основные положения по выполнению РЗА

Комплексы РЗА должны выполняться в соответствии с нормами технологического проектирования (НТП) ПАО «ФСК ЕЭС», ПУЭ, ПТЭ и другими действующими в РФ нормативными материалами и обеспечивать предъявляемые к ним требования по надёжности, быстродействию, селективности и чувствительности.

Разделение по цепям переменного тока предполагает питание комплектов РЗА, резервирующих друг друга, от разных сердечников трансформатора тока. Цепи переменного тока должны быть выполнены отдельными кабелями, проложенными, по возможности, в разных кабельных каналах.

Цепи переменного тока и напряжения шкафов (от трансформаторов тока и напряжения соответственно) должны присоединяться через испытательные блоки.

Предусматриваются следующие виды сигнализации:

- передача сигналов в схему центральной сигнализации (ЦС) ПС для воздействия на соответствующие табло и звук (звонок); передача сигналов в ЦС должна быть минимизирована.

Полный объём сигнализации на ПС должен уточняться при выполнении рабочей документации.

На проектируемой ПС 220/35/6 кВ «Талакан» ОРУ-220 кВ выполняется по схеме: мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов;

КРУН-35 кВ выполняется по схеме: одна, секционированная выключателем, система шин; ЗРУ-6 кВ выполняется по схеме: две, секционируемые выключателями, системы шин.

10.1.1 Общие положения по выполнению комплекса РЗА

В соответствии с заданием на проектирование проектом предусмотрены современные комплексы микропроцессорных устройств релейной защиты для устанавливаемого оборудования. Определена их структура, схема распределения по ТТ и ТН, схема функциональных связей согласно требованиям, предъявляемым к устройствам РЗА: надежности, быстродействия, селективности и чувствительности.

Разработка технических решений основывается на задании на проектирование, учитывает действующие нормативные документы (ПУЭ, ПТЭ, Нормы технологического проектирования, Положение о технической политике ПАО «ФСК ЕЭС» и др.) и соответствует современному уровню развития РЗА.

Использование микропроцессорной техники в устройствах РЗА дает следующие существенные преимущества:

- реализация новых принципов действия, а также улучшенных характеристик при использовании традиционных принципов действия;
- удобство при наладке и эксплуатации, значительно сокращенные сроки вывода на проверку;
- высокий коэффициент готовности в сочетании с возможностью большого числа комбинаций разнообразных функций;
- наличие систем самодиагностики, функционального или тестового контроля;
- малые массогабаритные показатели;
- низкие значения потребляемой мощности по цепям переменного тока и напряжения, а также оперативного тока.

Устанавливаемые на ПС микропроцессорные устройства РЗА имеют двойное назначение: как собственно устройства автономной системы РЗА (в этом качестве они являются элементами технологического объекта управления),

и как компоненты нижнего программно-технического уровня телемеханики и связи, которые используются в качестве источников значительного объема цифровой информации для решения различных задач контроля и управления объектом в нормальных и аварийных режимах.

Проектом предусматривается установка на ПС 220 кВ «Талакан» двух устройств РАС.

В комплекте с устройствами РЗА, РАС каждого типа поставляются:

- необходимые разрешения (в т.ч. на применение технических устройств), декларации и результаты проведения экспертиз (в т.ч. по промышленной безопасности, электромагнитной совместимости и др.), предусмотренные законодательством РФ;

- программное обеспечение (русифицированный вариант), необходимое для просмотра и настройки параметров конфигурации, свободной программируемой логики, файлов уставок, осциллограмм, показаний ОМП;

- документация на русском языке, содержащая описание принципов работы, технические характеристики, алгоритмы встроенных функций и функциональные схемы, описание их функционирования и взаимодействия внутри устройства;

- рекомендации по выбору параметров настройки устройства, а также инструкции по наладке и эксплуатации;

- необходимые испытательные устройства и запасные части, расходные и принадлежности (ЗИП), в том числе проверочная аппаратура.

Количество поставляемых комплектов технической документации и программного обеспечения обеспечивает организацию эксплуатации поставляемых устройств.

Поставщик устройств РЗА, РАС предоставляет комплект ЗИП, необходимых для монтажа, наладки, пуска, а также технического обслуживания и ремонта устройств.

Объем запасных частей гарантирует выполнение требований по готовности и ремонтпригодности системы РЗА и устройств РАС в течение гарантийного срока эксплуатации.

В состав принадлежностей входят специализированные проверочные устройства, необходимые для монтажа, наладки, пуска, технического обслуживания и ремонта программно-технических средств системы РЗА и устройств РАС.

Фирмы – поставщики оборудования имеют в России технический центр по оказанию необходимой помощи при проектировании, наладке и эксплуатации применяемых устройств управления и защиты.

Каждое устройство РЗА питается от отдельных автоматических выключателей, а резервирование питания обеспечивается схемами электрических соединений ЩПТ и соответствующей организацией системы постоянного тока.

Для установки рекомендуются микропроцессорные терминалы, имеющие положительное решение МВК или обязательное для применения на территории РФ положительное экспертное заключение о возможности применения в сетях

Единой национальной энергосистемы (ЕНЭС), утвержденное ПАО «ФСК ЕЭС».

При разработке рабочей документации должны учитываться, помимо федеральных, следующие отраслевые нормативно-технические документы:

10.2 Мероприятия по улучшению ближнего резервирования

Основными мероприятиями по улучшению ближнего резервирования являются:

- наличие двух комплектов защит (основных и резервных) трансформаторов Т1, Т2 и Т3 от всех видов повреждений;
- наличие быстродействующих защит (основной и резервной) ВЛ 220 кВ от всех видов повреждений;
- выполнение ВЧТО и ДЗЛ разными каналами;

- включение основных и резервных комплектов защит на разные керны трансформаторов тока и разные шинки системы оперативного постоянного тока, через свой автоматический выключатель;

- выполнение основных и резервных защит в разных устройствах, терминалах, шкафах;

- выполнение цепей переменного тока разных комплектов защит - отдельными экранированными кабелями, проложенными, по возможности, в разных кабельных каналах;

- выполнение цепей действия на отключение от разных комплектов защит – отдельными кабелями, проложенными, по возможности, разными трассами.

10.3 Подстанционные элементы

10.3.1 Релейная защита и АУВ СВ 220 кВ

На секционном выключателе 220 кВ предусматривается установка шкафа защиты и автоматики на базе микропроцессорного терминала реализующего следующие функции:

- двухступенчатая МТЗ от многофазных КЗ;
- трехступенчатая ненаправленная ТЗНП от КЗ на землю;
- АУВ;
- АПВ;
- УРОВ.

10.4 Трансформаторы 220/35/6 кВ Т1 и Т2

На силовых трансформаторах 220/35/6 кВ предусматривается установка шкафов основных защит, резервных защит и автоматики управления выключателем 220 кВ (АУВ), а также устройств автоматики РПН и автоматики управления выключателями на сторонах 35 и 6 кВ трансформаторов.

Шкаф основной защиты трансформатора 220/35/6 кВ выполнен на базе микропроцессорного терминала БЭ2704 041 реализующего следующие функции:

- дифференциальную токовую защиту трансформатора (ДЗТ) от всех видов КЗ в защищаемой зоне;
- максимальную токовую защиту стороны среднего (низкого) напряжения СН (НН) трансформатора с пуском по напряжению МТЗ СН (НН);
- защиту от перегрузки (ЗП);
- реле максимального тока для блокировки РПН при перегрузке;
- токовые реле для пуска автоматики охлаждения;
- реле минимального напряжения стороны СН (НН), реагирующее на понижение междуфазного напряжения для пуска по напряжению МТЗ СН (НН);
- реле максимального напряжения стороны СН (НН), реагирующее на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению МТЗ СН (НН);
- реле максимального напряжения стороны СН (НН), реагирующее на увеличение напряжения нулевой последовательности для контроля изоляции стороны СН (НН);
- УРОВ ВН.

Кроме того, обеспечивается прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты трансформатора, газовой защиты РПН трансформатора, датчиков повышения температуры масла, понижения и повышения уровня масла, отсечного клапана.

Имеющаяся в комплекте функция УРОВ ВН выводится из работы, поскольку соответствующая логика реализована в шкафу автоматики управления выключателем.

Устройство автоматики регулирования напряжения под нагрузкой содержит следующие функции:

- блокировка по минимальному и максимальному напряжению;
- быстрый автоматический возврат при обнаружении перенапряжения;
- компенсация падения напряжения в линии (компенсация LDC);
- компенсация колебаний напряжения в многоконтурной сети (Z компенсация);

- индивидуально программируемые пользователем цифровые входы и выходы;

- дополнительная индикация с помощью светодиодов (СИД) вне дисплея для свободно выбираемых функций;

- индикация всех измеренных величин, таких как напряжение, ток, активная, кажущаяся или реактивная мощность, коэффициент мощности ($\cos \varphi$);

- Возможность выбора из трех различных заданных значений;

- Коррекция заданного значения в зависимости от мощности;

- Режим параллельной работы до 16 трансформаторов в двух группах с помощью следующих методов: ведущий/ведомый и минимальный контурный реактивный ток.

Шкаф резервной защиты трансформатора (КСЗ ВН) выполнен на базе микропроцессорного терминала и содержит следующие функции:

- максимальная токовая защита (МТЗ) от междуфазных замыканий с пуском по напряжению;

- токовая ненаправленная защита нулевой последовательности (ТЗНП) от КЗ на землю;

- прием отключающих сигналов от газовой защиты трансформатора (ГЗТ);

- прием отключающих сигналов от газовой защиты РПН трансформатора (ГЗ РПН).

Шкаф управления, защиты и автоматики выключателем 220 кВ (АУВ) выполнен на базе микропроцессорного терминала, который реализует следующие функции:

- АУВ;

- УРОВ;

- АПВ;

- ЗНФ и ЗНФР.

Для защиты и управления вводными выключателями сторон среднего и низшего напряжений (35 кВ и 6 кВ) применяются микропроцессорные терминалы реализующие следующие функции:

- АУВ ввода НН1 (НН2), включая АПВ;
- УРОВ ввода НН1 (НН2);
- ЛЗШ НН1 (НН2);
- трехступенчатая МТЗ;
- ЗОЗЗ по напряжению нулевой последовательности $3U_0$;
- контроль исправности ТН 35 (6) кВ до ввода;
- ЗДЗ;
- ЗНР;
- автоматика АВР;
- регистрацию и осциллографирование событий.

10.5 Регистрация аварийных процессов и определение места повреждения

Регистрацию аварийных событий и осциллографирование необходимо выполнять всеми микропроцессорными терминалами РЗА в пределах доступных им дискретных и аналоговых сигналов; при этом встроенные в терминалы РАС должны регистрировать все внутренние события терминалов, включая пуск и срабатывание отдельных ступеней защит.

Предусматривается установка на ПС 220 кВ «Талакан» автономных устройств РАС:

- для трансформаторов 220/35/6 кВ Т-1 и Т-2.

В автономном РАС должны фиксироваться как минимум следующие параметры:

- токи через выключатель соответствующей ВЛ;
- напряжения ТН 220 кВ;
- токи через секционный выключатель;
- токи через ремонтную перемычку;
- токи через трансформаторы Т-1 и Т-2
- напряжения полюсов аккумуляторной батареи относительно земли;
- ток аккумуляторной батареи;

- положение выключателя соответствующей ВЛ;
- положение секционного выключателя;
- контакты выходных реле (пуск защиты, отключение, неисправность) всех устройств РЗА, действующих на отключение выключателя соответствующей ВЛ;
- действие АПВ;
- полученные сигналы телеускорения и телеотключения;
- сигнал неисправности с шинок центральной сигнализации;
- сигналы от устройств ПА.

Доступ к файлам аварийных событий и осциллограммам автономного и встроенных РАС должен обеспечиваться удаленно из соответствующих центров управления сетями ПАО «ФСК ЕЭС» и диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС» (распоряжение ПАО «ФСК ЕЭС» №302 от 03.06.2010).

Устройство обеспечивает следующие эксплуатационные возможности:

- задание внутренней конфигурации (ввод/вывод различных функций, выбор временных характеристик и т.д.);
- хранение уставок пусковых органов и параметров линии в энергонезависимой памяти;
- передачу параметров аварии, ввод и изменение уставок по линии связи;
- непрерывный оперативный контроль работоспособности (самодиагностику) в течение всего времени работы;
- блокировку всех выходов при неисправности устройства для исключения ложных срабатываний;
- получение дискретных сигналов пуска и задания режима работы, выдачу команд предупредительной сигнализации;
- гальваническую развязку всех входов и выходов, включая питание, для обеспечения высокой помехозащищенности;
- высокое сопротивление и прочность изоляции входов и выходов относительно корпуса и между собой для повышения устойчивости устройства к перенапряжениям, возникающим во вторичных цепях подстанций.

Функции, выполняемые устройством:

- определение расстояния до повреждения относительно места установки устройства, км определение вида повреждения;
- фиксация времени и даты возникновения аварии;
- возможность выдачи сигнала запуска при аварии на другие устройства.
- возможность выдачи сигнала перегрузки линии по току;
- возможность выдачи сигнала обрыва одного из проводов линии (по нарушению симметрии фазных токов);
- возможность выдачи сигнала неисправности цепей напряжения (по появлению напряжения обратной последовательности);
- использование различных алгоритмов работы устройства в зависимости от класса напряжения и режима работы нейтрали защищаемого присоединения;
- возможность селективного или неселективного пуска;
- возможность перерасчета расстояния до места КЗ с измененными уставками

10.6 Автоматика и управление коммутационными аппаратами

10.6.1 Управление коммутационными аппаратами 220 кВ

Устройство автоматики и управления каждым выключателем 220 кВ совмещает функции как локального управления, так и устройства связи для дистанционного управления. При этом обеспечивается возможность следующих разновидностей управления:

- с панели управления (все функции управления реализуются в полном объеме; является основным способом управления для дежурного оперативного персонала);
- с АРМ дежурного (используется при отказах основного способа управления);
- по месту из шкафа управления выключателем (только при ремонтах).

Для главных и заземляющих ножей разъединителей предусматриваются электродвигательные приводы. Управление приводами разъединителей

предусматривается с панели управления, АРМ дежурного и из блоков управления приводами, расположенными на ОРУ на безопасном расстоянии.

При управлении коммутационной аппаратурой (КА) должны быть обеспечены контроль и блокировки, а именно:

- контроль состояния КА;
- постоянный контроль наличия напряжения питания;
- контроль исправности цепей управления;
- контроль готовности привода;
- контроль права оператора на управление оборудованием;
- оперативная блокировка разъединителей;
- блокировка управления с АРМ телемеханики оборудованием, выведенным в ремонт;
- блокировка, исключающая одновременное управление с нескольких рабочих мест (местное, дистанционное).

Питание промежуточных реле управления и блокировки разъединителями осуществляется от цепей гарантированного источника постоянного тока с временем автономной работы не менее 2 часов; при этом цепи питания блокировки разъединителей должны быть гальванически развязаны от системы оперативного постоянного тока.

Средства телемеханики должны обеспечить возможность выполнения функций автоматики управления для устанавливаемых выключателей 220 кВ, аналогичных функциям традиционных электромеханических панелей автоматики выключателей. Эти функции выполняются программно-аппаратными средствами нижнего (полевого) уровня системы телемеханики, и не должны зависеть от состояния остальных устройств телемеханики.

Соответствующие устройства нижнего уровня формируют импульсные команды «Включить» и «Отключить», для чего они должны иметь:

- вывод дискретных сигналов через релейные контакты, рассчитанные на напряжение постоянного тока 220В и длительно протекающий ток 5А;

- программируемую длительность выходных сигналов, обеспечивающую надежное срабатывание приводов коммутационных аппаратов;
- логику технологических блокировок.

Команда включения выключателя подается только на терминал управления выключателем, команда отключения выключателя – на оба электромагнита отключения, а также на терминал управления выключателем.

Время от момента отправки команды управления с АРМ дежурного до выдачи ее на исполнительный орган должно быть не более 1-2 секунд. В случае подтверждающего сигнала о выполнении команды управления должна обеспечиваться соответствующая сигнализация.

Оперативные цепи двух электромагнитов отключения выключателей выполняются электрически независимыми. Вторичная коммутация от устройств РЗА до каждого электромагнита отключения должна быть проложена по возможности отдельными трассами.

10.7 Автоматика

Настоящим проектом предусматривается следующий объем автоматики:

- РЗА выключателей 220 кВ с использованием шкафов микропроцессорных защит;
- РЗА выключателей 35 (6) кВ с использованием терминалов микропроцессорных защит;
- обогрев приводов устанавливаемых выключателей 220 кВ и разъединителей 220 кВ;
- обогрев устанавливаемых шкафов наружной установки.

МП устройства РЗА 220 кВ предполагается устанавливать в шкафах, конструктивное исполнение которых должно обеспечить удобство эксплуатации и монтажа, возможность проведения наладки, профилактического ремонта любого шкафа без вывода из работы других шкафов, установленных на защищаемом аппарате.

Для повышения надежности устройства РЗА 220 кВ, резервирующие друг друга, устанавливаются в разных шкафах. МП устройства, кроме функций РЗА, должны обеспечивать дистанционное и местное управление КА (выключателей, заземляющих ножей и др.), дистанционный контроль исправности цепей управления, защиты и исправности МП устройства, регистрацию и передачу аварийных дискретных и аналоговых сигналов, возможность местной и дистанционной настройки и изменения уставок.

В шкафах с МП терминалами устанавливается аппаратура, необходимая для удобства обслуживания: испытательные блоки, переключатели, кнопки, ряды зажимов и т.п.

Для работы с терминалами следует заказывать полную техническую документацию, программное обеспечение, персональные компьютеры или ноутбуки, а также комплект испытательного оборудования и ЗИПы.

10.8 Состав устройств РЗА на ПС 220 кВ Талакан

Состав устройств РЗА трансформаторов на ПС 220 кВ Талакан приведен в таблице 10.1.

Таблица 10.1 - Список устройств РЗА подстанционных элементов

Тип оборудования	Объект установки	Тип шкафа	Кол-во
1	2	3	4
Шкаф основной дифференциальной защиты трансформатора 220/35/6 кВ с функциями ДЗТ, ДТО, ГЗ, технологических защит, МТЗ, автоматика управления регулятором напряжения	ПС Талакан	ШЭ2607 155	2 шт.
Шкаф резервной защиты трансформаторостороны ВН 220/35/6 кВ с функциями ДЗ, ТЗНП, МТЗ, ГЗ, технологических защит	ПС Талакан	ШЭ2607 074	1 шт.

1	2	3	4
Шкаф резервной защиты трансформаторостороны ВН 220/35/6 кВ с функциями ДЗ, ТЗНП, МТЗ, ГЗ, технологических защит	ПС Талакан	ШЭ2607 074	1 шт.
Шкаф дифференциальной защиты ошиновки трансформаторов 220 кВ с функцией ДЗО ВН	ПС Талакан	ШЭ2607 051	2 шт.
Шкаф дифференциальной защиты ошиновки трансформатора 6 кВ с функциями ДЗО, ДТО	ПС Талакан	ШЭ2607 043	2 шт.
Шкаф управления, защиты и автоматики выключателя напряжением 220 кВ с функциями АПВ, УРОВ	ПС Талакан	ШЭ2607 019	2 шт.
Шкаф регистратора аварийных событий (РАС Т1, Т2)	ПС Талакан	ПАРМА	2 шт.
Шкаф основной дифференциальной защиты трансформатора ТЗ 35/10 кВ и управления РПН с функциями ДЗТ, ДТО, ГЗ, технологических защит, МТЗ	ПС Талакан	ШЭ2607 148	1 шт.
Шкаф защит и автоматики управления секционного выключателя напряжением 220 кВ с функциями ТО, МТЗ, ТЗНП, АПВ, УРОВ	ПС Талакан	ШЭ2607 015	1 шт.

10.9 Расчет уставок защит трансформатора

Выбор общих параметров дифференциальной защиты (ДЗТ) приведен в таблице 10.2.

Таблица 10.2 - Выбор общих параметров дифференциальной защиты (ДЗТ)

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение		
		230	38,5	6,3
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{ном.расч.} = \frac{S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.сети}}$	129,7	374,9	2291,1
Коэффициент трансформации трансформатора тока	$K_1 = \frac{I_{перв.тт}}{I_{втор.тт}}$	200/5	600/5	3000/5
Схема соединения трансформаторов тока (электрических)	Y, D	Y	Y	Y
Группа соединения измерительных ТТ	0,6	0	0	0
Группа соединения цифровых ТТ	0,11	11	11	0
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности	$I_{ном.втор.} = \frac{I_{ном.перв.} \cdot K_{сх}}{K_1}$	3,24	3,12	3,82

Выбор уставок чувствительной дифференциальной защиты (ДЗТ-2) приведен в таблице 10.3.

Таблица 10.3 - Расчет уставок чувствительной тормозной характеристики

Наименование	Обозначение и метод определения	Числовое значение
1	2	3
Расчетный ток небаланса при протекании тока равному базисному (в относительных единицах)	$I_{нб.рфсч} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \epsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добавл}$	2,0-1,0-0,1 + 0,04+ 0,04=0,28

1	2	3
Выбор уставки срабатывания	$I_{д1чувств} / I_{баз} = K_{отс} \cdot I_{нб.расч}$	$1,2 - 0,28 = 0,34$
Принятое значение базовой уставки срабатывания	$I_{д1чувств} / I_{баз}$	0,4
Коэффициент снижения тормозного тока	$K_{сн.т} = \sqrt{1 - I_{нб.расч}}$	$\sqrt{1 - 0,28} = 0,85$
Расчетный коэффициент торможения в %	$K_{торм} = 100 \cdot K_{отс} \cdot I_{нб.расч} / K_{сн.т}$	$100 - 1,2 - 0,28 / 0,85 = 39,5$
Принятое значение уставки коэффициента торможения	$K_{торм.чувс} \%$	40
Принятое значение уставки второй точки излома	$I_{т2чувс} / I_{ном}$	2,0
Принятое значение уставки блокировки по второй гармонике	$I_{дг2} / I_{дг1}$	0,15

Расчет уставок грубой тормозной характеристики приведен в таблице 10.4.

Таблица 10.4 - Расчет уставок грубой тормозной характеристики

Наименование	Обозначение и метод	Числовое значение
1	2	3
Расчетный ток небаланса при протекании тока равного базисному (в относительных единицах)	$I_{нб.расч} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добавл}$	$2,0 - 1,0 - 0,1 + 0,13 + 0,04 = 0,34$

Продолжение таблицы 10.3

1	2	3
Выбор уставки срабатывания	$I_{д1чувств} / I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч}$	$1,2 - 0,34 = 0,44$
Принятое значение базовой уставки срабатывания	$I_{д1чувств} / I_{баз}$	0,5
Коэффициент снижения тормозного тока	$K_{сн.т} = \sqrt{1 - I_{нб.расч}}$	$71 - 0,37 = 0,79$
Расчетный коэффициент торможения в %	$K_{торм} = 100 \cdot K_{отс} \cdot I_{нб.расч} / K_{сн.т}$	$100 - 1,2 - 0,37 / 0,79 = 56,2$
Принятое значение уставки коэффициента торможения	$K_{торм.чувс} \%$	56
Принятое значение уставки второй точки излома	$I_{т2чувств} / I_{ном}$	2

11.1 Безопасность

Все работы по реконструкции ПС 220 кВ «Талакан» проводятся в условиях действующей подстанции, но на обесточенной её части. Часть подстанции, находящаяся под напряжением, ограждена сигнальной лентой и специальными плакатами. Рабочее место ограждено и изолировано от токоведущих частей.

Усложняющие факторы при производстве работ [15]:

1. Производство работ осуществляется в охранной зоне действующей части ПС.

2. В виду того что реконструкция осуществляется по отдельности для каждой ячейки, то работать приходится в стесненных условиях.

Принятая организационно-технологическая схема производства работ выбрана из условий технологической последовательности работ и минимальных сроков строительства.

Производство работ ведётся с выделением следующих циклов строительно-монтажных работ [12]:

- подготовительные работы: разбивка и закрепление разбивочных осей, оборудование площадок складирования, мест для хранения строительных инструментов, стоянок строительной техники, доставка материалов и техники на рабочую площадку;

- планировка участка подстанции;

- земляные работы: устройство грунтовых подушек;

- восстановление контура заземления;

- монтаж сборных железобетонных фундаментов;

- монтаж металлических конструкций под электрооборудование;

- монтаж конструкций кабельных каналов;

- монтаж электрооборудования и ошиновки;

- пусконаладочные работы.

В соответствии с действующими СНиП, до начала производства работ вблизи действующей ВЛ - Заказчиком, Подрядчиком и всеми заинтересованными сторонами должны быть составлены протоколы взаимного согласования, в которых необходимо указывать [13]:

- 1) даты и часы производства работ;
- 2) даты и часы отключения действующих ВЛ;
- 3) мероприятия по защите пересекаемых или сближаемых объектов от повреждения их во время производства работ;
- 4) мероприятия по технике безопасности при производстве строительно-монтажных работ;
- 5) последовательность и технологию выполнения работ;
- 6) фамилии ответственных руководителей работ (от строительно-монтажной организации) и наблюдающих (от организации, эксплуатирующей пересекаемый или сближаемый объект);
- 7) организационные мероприятия по подготовке, выполнению и завершению строительно-монтажных работ.

До начала монтажа строительных конструкций в подготовительный период должны быть проведены планировка территории площадки строительства ПС 220/35/6 кВ «Талакан» и обеспечение временного водо- и электроснабжения строительства, кроме того, стройка должна быть укомплектована набором первичных средств пожаротушения.

Произведено комплектование строительства [13]:

- рабочими кадрами;
- грузоподъёмными механизмами, оборудованием, приспособлениями и инвентарём;
- строительными материалами, конструкциями и оборудованием;
- приказом по организации, ведущей строительство объекта, назначены лица из числа ИТР, ответственные за безопасное производство работ кранов;
- при строительстве необходимо обеспечить безопасность людей, могущих находиться в прилегающих к возводимым сооружениям. Для этого

в проекте производства работ необходимо разработать специальные организационные и технические мероприятия, предотвращающие воздействие опасных факторов, возникающих в ходе строительства на этих людей;

- организация строительства должна удовлетворять требованиям СНиП, «Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов», Ростехнадзора России;

11.1.1 Земляные работы

Земляные работы производятся в соответствии с требованиями СНиП.

При проведении засыпки ПГС послойно уплотняется. Коэффициент уплотнения 1,15.

Грунт частично складировать на временные площадки для хранения и частично вывозится в отвал (13,6 м³) на расстояние 5 км.

При приближении к линиям подземных коммуникаций земляные работы должны производиться под наблюдением прораба или мастера, а в непосредственной близости от кабелей, находящихся под напряжением - под наблюдением работников электрохозяйств.

По мере выполнения земляных работ проводится контроль качества.

Разработанный грунт складировать на временную площадку грунта с последующим использованием по планировочным работам. Добор грунта в котловане производится вручную.

11.1.2 Демонтажные работы

Демонтажные работы выполняются после проведения всех необходимых подготовительных работ. Демонтированное оборудование:

- трансформаторы тока;
- металлоконструкции;
- демонтаж шлейфов;
- демонтаж ошиновки;
- демонтаж кабеля.

Для хранения демонтированного оборудования и шкафов предусмотреть площадку (приобъектный склад) из бруса.

11.1.3 Монтажные работы

Все работы должны проводиться, согласно проекту производства работ, технологических карт и в соответствии со СНиП, ПУЭ [11].

В основной период строительно-монтажных работ входит:

- монтаж фундаментов и металлоконструкций под выключатели;
- монтаж оборудования и кабеля;
- восстановление автодорог на территории ПС и благоустройство территории.

Перед установкой фундаментов или установкой стоек на фундаменты проверяется нивелиром соответствие проектных отметок действительным. Установка фундаментов контролируется нивелиром и отвесом.

11.1.4 Монтаж сборных конструкций

Сборка и установка осуществляется с помощью автокрана. При сборке используются пневматические, механические гайковерты, кернеры, ручной инструмент, а также различные приспособления.

Элементы монтируемых конструкций или оборудования во время перемещения должны удерживаться от раскручивания и вращения гибкими оттяжками. Все конструкции, необходимые при монтажных работах, необходимо располагать на приобъектном складе, в зоне работы крана.

Монтаж производить методом подъема только на подготовленные и прошедшие контроль качества фундаменты. Каждый комплект такелажных средств должен отвечать требованиям соответствующей типовой технологической карты [13].

Перед началом работ по установке бригадир обязан убедиться в исправности подъемных и тяговых механизмов, такелажа и приспособлений. Присутствие на монтажной площадке посторонних лиц не допускается.

В процессе приемки работ устанавливаются правильность производства монтажа, качество примыкания элементов к опорным поверхностям друг к другу, выдержка допусков, качество соединений.

При ветре силой 7,5 м/с, грозе, гололеде, тумане и с наступлением темноты работы по монтажу должны быть прекращены.

Монтаж сборных железобетонных конструкций, равно как и все работы необходимо вести в строгом соответствии с правилами техники безопасности, при непрерывном инженерно-техническом контроле.

Строительные работы в зимнее время следует производить по утвержденному проекту производства работ (ППР) с соблюдением требований соответствующих глав, не допуская промораживания и увлажнения основания [13].

Монтаж конструкций должен производиться в определенной технологической последовательности методами, обеспечивающими устойчивость монтируемых элементов и их прочность при монтажных нагрузках, а также безопасность ведения монтажных, строительных и специальных работ на объекте. Производство работ на смонтированных конструкциях допускается только после их окончательного закрепления.

Сварка стыков должна выполняться электродами с качественным покрытием. Концы монтируемых и свариваемых элементов следует надежно укреплять. Места сварки должны быть оборудованы переносными средствами защиты от ветра, солнца и атмосферных осадков.

Подробная технология работ с расстановкой техники и механизмов разрабатывается в проекте производства работ [13].

Монтаж сборных железобетонных, металлических конструкций, легких ограждающих конструкций стеновых панелей и покрытия выполняется автомобильными кранами.

Конструкции, изготовленные на заводах, завозят на площадку (склад), где их принимают и подготавливают к монтажу. Все конструкции до подачи их со склада на монтаж должны быть:

- осмотрены для выявления и устранения повреждений;
- рассортированы по маркам и очередности монтажа;
- подготовлены к монтажу, включая укрупнение в необходимых случаях;

- окрашены.

Металлоконструкции, находящиеся на открытом воздухе (включая крепежные элементы, сварные швы, болтовые соединения и т.д.) покрываются антикоррозийным атмосферостойким покрытием. Металлоконструкции, находящиеся в грунте, покрываются антикоррозийным покрытием.

Все работы вести в строгом соответствии с правилами техники безопасности.

Подробная технология выполнения работ с расстановкой техники и механизмов разрабатываются в ППР [13].

11.1.5 Бетонные и железобетонные работы

При производстве бетонных и железобетонных работ следует руководствоваться проектом производства работ, правилами и требованиями, изложенными в действующих нормативных документах.

Устройство монолитных и монтаж сборных железобетонных фундаментов и конструкций производить с соблюдением требований СНиП «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство».

Прочность, морозостойкость, водонепроницаемость, деформативность, а также другие показатели, установленные проектом, следует определять согласно требованиям действующих государственных стандартов.

11.1.6 Прокладка кабельных трасс и монтаж электрооборудования

Работы по монтажу кабельных линий, электрооборудования, должны быть произведены в соответствии с требованиями СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства», СНиП, ПУЭ «Правила устройства электроустановок». Монтаж оборудования выполняется с соблюдением норм [11].

Прокладку кабеля осуществить по проектируемым и существующим железобетонным лоткам.

Поверхности бетонных и железобетонных элементов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать горячим битумом за два раза по слою холодной огрунтовки из битума, разведенного бензином или керосином.

В процессе монтажа обязательно ведение журнала производства работ, составление актов: приемки оборудования в монтаж, скрытых работ, окончания монтажных работ и т.д.; соблюдение Правил пожарной и экологической безопасности.

Монтаж оборудования производится в соответствии с инструкцией завода изготовителя.

11.1.7 Пусконаладочные работы

Пусконаладочные работы выполняются в соответствии с требованиями СНиП. Пусконаладочные работы считаются законченными после получения на электрооборудовании предусмотренных проектом электрических параметров и режимов, обеспечивающих устойчивый технологический процесс. После выполнения пусконаладочных работ подписывается акт приемки пусконаладочных работ.

11.1.8 Требования к системе управления качеством строительства

Система управления качеством строительства объекта должна включать в себя совокупность взаимосвязанных процессов. Общее руководство (административное управление) качеством осуществляется через управление всей совокупностью процессов, осуществляемых в подразделениях Заказчика и Подрядчика и направленных на постоянное улучшение качества.

Генподрядчик по строительству должен разработать программу контроля качества строительства, содержащую методики контроля качества, планы технического контроля и испытаний, используемые для контроля качества строительных работ.

Программа контроля качества Генподрядчика должна включать в себя основные правила обеспечения качества, которые распространяются на указанные ниже виды мероприятий:

- ведение документации, включая протоколы, журналы учета и разрешения на производство работ, положениями, нормами и правилами, действующими в Российской Федерации;

- выполнение входного контроля проектной документации;

- выполнение входного контроля применяемых в строительстве конструкций, изделий, материалов, оборудования;

- выполнение операционного контроля в процессе выполнения и по завершению операций строительного процесса, а также оценка соответствия выполненных скрытых работ;

- выполнение инструментального контроля как неотъемлемой части, сопровождающей входной, операционный и приемочный контроль при производстве строительного-монтажных работ, осуществляемый на всех этапах строительства;

- ограничение и урегулирование отступлений от норм и правил, проведение корректирующих мероприятий для предотвращения несоответствий;

- надзор за эксплуатацией и проверкой контрольно-измерительной и испытательной аппаратуры;

- определение конкретных служебных обязанностей (должностных инструкций), сфер компетенции, ответственности и организационной структуры всего персонала службы обеспечения качества.

На всех этапах строительства должны предусматриваться:

- технический надзор Заказчика;

- авторский надзор проектных организаций;

- контроль со стороны эксплуатационных организаций;

- контроль со стороны государственных надзорных органов (инспекционный контроль).

Работы в области технического надзора должны проводить организации, являющиеся органами независимого технического надзора.

Указанные организации должны отвечать следующим требованиям:

- обладать соответствующим опытом работы в области технического надзора за качеством строительства;

- иметь квалифицированный, обученный и аттестованный в установленном порядке персонал для ведения работ по надзору за качеством строительства;

- обладать необходимым оборудованием, средствами контроля и измерений, инструментами и техникой;

- иметь право (лицензию) на осуществление данного вида деятельности.

На подразделения технического надзора возлагается контроль за выполнением программы обеспечения качества строительства в следующем объеме:

- проверка готовности строительной организации к выполнению работ;

- контроль соответствия выполнения строительной организации работ проекту и требованиям нормативно-технической документации;

- обеспечение Подрядчиком входного контроля качества применяемых при производстве строительной организации работ материалов, конструкций, оборудования, труб, деталей и узлов трубопроводов, запорной и распределительной арматуры, других предусмотренных проектом материалов и изделий в процессе получения указанной продукции от заводов-изготовителей и других поставщиков их соответствия проектным решениям, требованиям нормативных документов;

- соблюдение Подрядчиком условий хранения, транспортировки, подготовки к работе и использования конструкций, оборудования и материалов в соответствии с требованиями действующих норм и правил;

- выполнение требований установленного порядка допуска инженерно-технических работников, а также рабочих к выполнению строительной организации работ;

- обеспечение исполнителями выполнения требований проекта, действующих норм и правил при производстве и приемке всех видов строительной организации работ;

- контроль за своевременным и правильным оформлением и предоставлением техническому надзору подрядными организациями приемосдаточной документации, а также за своевременным внесением в рабочие

чертежи и выполнением Подрядчиком изменений проектных решений, согласованных в установленном порядке;

- контроль правильности и своевременности оформления, а также объективности и точности отражения в исполнительной производственной документации выполненных объемов и качества работ;

- проверка подготовленной Подрядчиком исполнительной приемосдаточной документации по завершении всех строительно-монтажных работ для предоставления ее рабочим комиссиям по приемке объекта в эксплуатацию;

- контроль исполнения строительно-монтажной организацией указаний и предписаний авторского надзора, органов государственного надзора и требований технического надзора Заказчика, относящихся к вопросам качества, выполняемых строительно-монтажных работ и применяемых конструкций, изделий, материалов и оборудования, обеспечением своевременного устранения дефектов и недоделок, выявленных при приемке отдельных видов работ, конструктивных элементов зданий, сооружений и объекта в целом;

- подтверждение готовности объекта к предпусковым испытаниям и участие в работе комиссии по испытаниям;

- обеспечение Заказчика в течение всего периода строительства на всех этапах выполняемых работ информацией о качестве и объеме выполненных строительно-монтажных работ, обо всех обнаруженных отступлениях от проектных решений, действующих норм и правил производства и приемки работ, нарушениях установленной технологии производства отдельных операций или видов работ и принятых мерах по устранению обнаруженных нарушений;

- предоставление в предусмотренные договором сроки отчетности установленной формы по качеству и объемам выполненных на подконтрольном объекте.

11.2 Экологичность

11.2.1 Общие положения

При производстве работ следует строго соблюдать требования СНиП [24].

В период строительства в атмосферный воздух выделяются загрязняющие вещества [24]:

- при работе двигателей транспортной, строительной-монтажной техники;
- при использовании сварочного оборудования;
- при работах по резке металла.

Проведение природоохранных мероприятий должно обеспечить возможность сохранения существующего до начала строительства и потенциально достижимого при строительстве:

- уровня загрязнения природной среды (не превышающего фоновое состояние);
- локализацию и уменьшение активности опасных природных процессов.

На видных местах устанавливаются плакаты-щиты с изложенными основными экологическими правилами и природоохранными требованиями с указанием ответственных за их соблюдение лиц.

На протяжении всего периода строительства должен осуществляться контроль соблюдения границ землеотвода. После проведения рекультивационных работ должны быть оформлены в установленном порядке документы о передаче временно изымаемых земель их пользователям. С целью сохранения почвенно-растительного покрова в подготовительный период обустраивается сеть временных дорог и проездов, оптимально обусловленная, с учетом возможного сокращения протяженности перевозок. Работы по их строительству выполняются до выхода строительной техники на трассу, с соблюдением экологических требований и природоохранных мероприятий [24].

До начала проведения строительной-монтажных работ обустраиваются в согласованных местах вагон городок строителей, площадки обслуживания автомобильной и специальной строительной техники, площадки утилизации строительных, сопутствующих строительству и хозяйственно-бытовых отходов

(оснащение рабочих мест и времянок инвентарными контейнерами). Особенности обращения с отходами заключается в исключении длительного накопления отходов с вывозом их в места утилизации непосредственно в процессе производства строительных работ.

Заправку легкой строительной техники осуществлять на близлежащих АЗС, а тяжелой техники с помощью автозаправщика, который в свою очередь будет доставлять ГСМ с близлежащих АЗС на строительную площадку.

При организации площадок обслуживания автомобильной и строительной техники, хранения и заправки ГСМ должны быть осуществлены следующие природоохранные мероприятия:

- соблюдены согласованные места расположения и границы площадок, расположенных от водоемов и водотоков на нормируемом расстоянии с целью исключения попадания загрязнений и нефтепродуктов в поверхностные воды;

- установлены контейнеры для сбора отходов от сварочных работ, обтирочного материала и других, загрязненных ГСМ и прочих строительных и бытовых отходов;

- изготовлены поддоны для сбора случайных разливов при стоянке и заправки техники;

- поддержание всего транспортного парка в исправном состоянии, осуществление постоянного контроля на соответствие требованиям нормативов уровня выбросов в атмосферу оксидов азота и окиси углерода в составе выхлопных газов и регулировка двигателей;

- обслуживание, ремонт осуществляется на базе Подрядчика.

С целью минимизации вредного антропогенного воздействия должно быть проведены инструктажи строительного персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической и противопожарной безопасности, требований санитарно-эпидемиологической службы.

После окончания строительных работ на месте ликвидируемых временных сооружений производится очистка территории, посев многолетних трав и лесовосстановление.

Для того чтобы обеспечить более высокий экологичный уровень природопользования, позволяющий на порядок снизить ущерб животному миру, необходимо применение щадящих технологий при производстве работ и прогрессивных методов пользования ресурсами фауны, заключающихся в следующем:

- ограничить передвижение вездеходной техники вне дорог;
- собирать и вывозить все строительные отходы в специально предназначенные для этого места;
- не применять машины и оборудование, являющиеся источниками повышенного шума без оснащения шумопоглотителями;
- запретить разжигание на трассе и на площадках костров с использованием дымящих видов топлива;
- для предотвращения гибели животных в траншеях срок между подготовкой траншеи, укладкой труб и их засыпкой должен быть минимальным;
- запретить всякую охоту в пятикилометровой полосе на весь период строительства.

11.2.2 Источники шумового воздействия

При строительстве ПС, необходимо определить уровень звука в ближайшей точке на границе территории прилегающей к ПС, создаваемый источниками шума (ТМ) и сделать вывод о его соответствии санитарно-гигиеническим требованиям. Если есть превышение, то необходимо разработать мероприятия по уменьшению шума

Перечень источников шумового воздействия в период эксплуатации приведён в таблице 11.1 [2].

Таблица 11.1 – Перечень источников шума в период эксплуатации

Наименование	Количество	Номер источника шума	Шумовая хар-ка, дБА
Трансформатор силовой масляный ТДТН-40000/220	2	ИШ №1-2	97,0

Произведем необходимые расчеты.

Допустимый уровень шума для территорий, непосредственно прилегающих к зданиям гостиниц и общежитий составляет: 50 дБА.

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (системы охлаждения видов Д) уровень звуковой мощности составляет (при $S_{\text{ном}} = 40 \text{ МВА}$, $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$) [2]:

$$L_{PA} = 97 \text{ дБА};$$

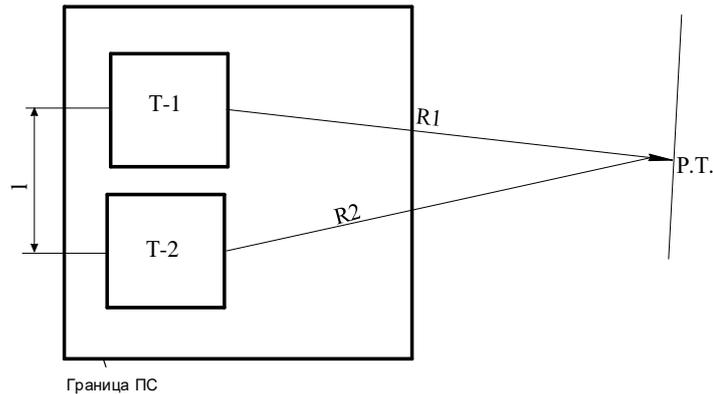


Рисунок 11.1 – Схема расположения трансформаторов и расчетной точки

1) Т.к. расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 \gg l, R_2 \gg l$ то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен [2]:

$$L_{W_{\Sigma}} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n 10^{0.1 \cdot L_{W_{Ai}}}; \quad (11.1)$$

$$L_{W_{\Sigma}} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n 10^{0.1 \cdot 97} = 100 \text{ дБА}$$

где n – количество источников шума (ТМ);

$L_{W_{Ai}}$ – скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

2) На границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука $L_A(R) = DV_{L_A}$. Тогда $R = R_{\min}$. Минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории [2]:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{WA\Sigma} - DV_{L_A})}}{2\pi}}; \quad (11.2)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(100-50)}}{2\pi}} = 126,31 \text{ м.}$$

Любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{CЗЗ}$ санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму. Исходя из расчетов, минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы, прилегающей территории будет равным 126,31 м. Реконструируемая ПС находится на расстоянии от жилой застройки приближенном к 1 км, следовательно условия санитарных норм по шуму выполняются в полном объеме.

11.3 Чрезвычайные ситуации

Генеральный подрядчик или арендодатель обязан при выполнении работ на производственных территориях с участием субподрядчиков или арендаторов [25]:

- разработать совместно с ними график выполнения совмещенных работ, обеспечивающих безопасные условия труда, обязательный для всех организаций и лиц на данной территории;
- осуществлять их допуск на производственную территорию, перед началом выполнения строительно-монтажных работ на территории организации

генеральный подрядчик (субподрядчик) и администрация организации, эксплуатирующая (строящая) этот объект, обязаны оформить акт-допуск;

- обеспечивать выполнение общих для всех организаций мероприятий охраны труда и координацию действий субподрядчиков и арендаторов в части выполнения мероприятий по безопасности труда согласно акту-допуску и графику выполнения совмещенных работ. Подрядчик отвечает за пожарную безопасность при работе на рабочих участках, включая офисы, инструментальные кладовые и склады.

Подрядчик обязан обеспечить наличие утвержденного пожарного оборудования, а его работники должны быть обучены работе с таким оборудованием [25].

К работе допускаются лица, прошедшие обучение по программе пожарно-технического минимума и сдавшие зачет комиссии, назначенной приказом руководителя организации, проводящим работы и умеющие пользоваться первичными средствами пожаротушения [13].

Ответственность за организацию и обеспечение пожарной безопасности при строительстве возлагается в целом на руководителя строительного предприятия, который наряду с выполнением общих требований пожарной безопасности обязан:

- обеспечить соблюдение работниками Правил и инструкций по пожарной безопасности и не допускать к работе лиц, не прошедших противопожарный инструктаж и не сдавших зачеты по программе пожарно-технического минимума;

- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность на каждом производственном участке. Таблички с указанием ответственного за пожарную безопасность должны быть вывешены на видных местах;

- обеспечить в производственных и административных зданиях, помещениях, а также на территории объекта установленный противопожарный режим, оборудовать места для курения, обеспечить четкий порядок проведения

строительных и огневых работ, порядок осмотра и закрытия помещений после окончания работы;

- обеспечить постоянную готовность к работе систем пожаротушения, имеющихся на объекте и средств связи;

- создать из числа работников предприятия пожарную дружину (ПД);

- руководить подготовкой ПД и ее действиями по тушению возникших пожаров;

- обеспечить немедленный вызов пожарных подразделений в случае пожара или опасности его возникновения при аварии; одновременно приступить к ликвидации пожара или аварии имеющимися в наличии силами и средствами;

- немедленно сообщать в подразделения пожарной охраны о закрытии дорог и проездов для их ремонта или другим причинам, препятствующим проезду пожарных машин на период закрытия дорог в соответствующих местах должны быть установлены указатели направления объезда.

В случае возникновения пожара лица, уполномоченные владеть, пользоваться или распоряжаться имуществом, руководители и должностные лица организаций, лица, в установленном порядке назначенные ответственными за обеспечение пожарной безопасности, по прибытии к месту пожара должны [25]:

- сообщить о возникновении пожара в пожарную охрану, поставить в известность руководство и дежурные службы объекта;

- в случае угрозы жизни людей немедленно организовать их спасение, используя для этого имеющиеся силы и средства;

- проверить включение в работу автоматических систем противопожарной защиты (оповещения людей о пожаре, пожаротушения, противодымной защиты);

- при необходимости отключить электроэнергию (за исключением систем противопожарной защиты), остановить работу транспортирующих устройств, агрегатов, аппаратов, перекрыть сырьевые, газовые, паровые и водяные коммуникации, остановить работу систем вентиляции в аварийном и смежном с

ним помещениях, выполнить другие мероприятия, способствующие предотвращению развития пожара и задымления помещений здания;

- прекратить все работы, кроме работ, связанных с мероприятиями по ликвидации пожара;

- удалить за пределы опасной зоны всех работников, не участвующих в тушении пожара;

- осуществить общее руководство по тушению пожара (с учетом специфических особенностей объекта) до прибытия подразделения пожарной охраны;

- обеспечить соблюдение требований безопасности работниками, принимающими участие в тушении пожара;

- одновременно с тушением пожара организовать эвакуацию и защиту материальных ценностей;

- организовать встречу подразделений пожарной охраны и оказать помощь в выборе кратчайшего пути для подъезда к очагу пожара;

- сообщать подразделениям пожарной охраны, привлекаемым для тушения пожара и проведения связанных с ними первоочередных аварийно-спасательных работ, сведения о перерабатываемых или хранящихся на объекте опасных (взрывоопасных), взрывчатых, сильнодействующих ядовитых веществах, необходимые для обеспечения безопасности личного состава.

Ответственность за соблюдение установленных противопожарных мероприятий на каждом рабочем месте возлагается на непосредственных исполнителей работ. Каждый работник строительного предприятия обязан [25]:

- пройти противопожарный инструктаж и сдать зачет по пожарно-техническому минимуму, знать и выполнять инструкции по пожарной безопасности на рабочем месте;

- пользоваться только исправными инструментами, приборами, оборудованием, соблюдать инструкции по эксплуатации и указания руководителей и лиц, ответственных за пожарную безопасность, при проведении взрывопожароопасных работ;

- производить своевременную уборку рабочих мест от горючих веществ и материалов и отключать электроприемники по окончании работы;
- уметь применять имеющиеся средства пожаротушения;
- при обнаружении пожара принять меры к спасению и эвакуации людей, немедленно сообщить об этом начальнику участка или другому должностному лицу и при отсутствии угрозы жизни приступить к тушению пожара с применением средств пожаротушения.

На строящемся объекте должна быть система пожарной безопасности, направленная на предотвращение возникновения пожара и предотвращение воздействия на людей опасных факторов в случае возникновения пожара.

Площадку строительства необходимо обеспечивать первичными средствами пожаротушения.

В помещениях, под навесами и на открытых площадках хранения транспорта запрещается:

- устанавливать транспортные средства в количестве, превышающем норму, нарушать план их расстановки, уменьшать расстояние между автомобилями;
- загромождать выездные ворота и проезды;
- производить кузнечные, термические, сварочные и малярные работы, а также - промывку деталей с использованием ЛВЖ и ГЖ;
- держать транспортные средства с открытыми горловинами топливных баков, а также при наличии течи горючего и масла;
- заправлять транспортные средства горючим и сливать из них топливо;
- хранить тару из-под горючего, а также горючее и масла;
- подзаряжать аккумуляторы непосредственно на транспортных средствах;
- подогревать двигатели открытым огнем (костры, факелы, паяльные лампы);
- пользоваться открытыми источниками огня для освещения;
- устанавливать на общих стоянках транспортные средства для перевозки ЛВЖ и ГЖ, а также ГГ.

Ко всем строящимся и эксплуатируемым зданиям (в том числе и временным), местам открытого хранения строительных материалов, конструкций и оборудования должен быть обеспечен свободный подъезд. Устройство подъездов и дорог к строящемуся объекту необходимо завершать к началу основных строительных работ.

Территория вагон городка, площадок складирования строительства должны иметь освещение в темное время суток. Места размещения (нахождения) средств пожарной безопасности и специально оборудованные места для курения должны быть обозначены знаками пожарной безопасности, в том числе знаком пожарной безопасности "Не загромождать".

Хранить в складах (помещениях) вещества и материалы необходимо с учетом их пожароопасных физико-химических свойств (способность к окислению, самонагреванию и воспламенению при попадании влаги, соприкосновении с воздухом и т.п.), признаков совместимости и однородности огнетушащих веществ.

При хранении материалов на открытой площадке площадь одной секции (штабеля) не должна превышать 300 кв. м, а противопожарные разрывы между штабелями должны быть не менее 6 м.

В зданиях, расположенных на территории баз и складов, не разрешается проживание персонала и других лиц.

Для отопления мобильных (инвентарных) зданий, как правило, должны использоваться паровые и водяные калориферы, а также электронагреватели заводского изготовления.

Сушка одежды и обуви должна производиться в специально приспособленных для этих целей помещениях, зданиях или сооружениях с центральным водяным отоплением либо с применением водяных калориферов [13].

На участке строительства должна быть инструкция "О мерах пожарной безопасности", план ликвидации возможных аварий и планы тушения пожаров, разработанные с учетом конкретных условий проведения ремонтных работ.

Места для курения, стоянки техники и площадку для ее заправки, административно- хозяйственную площадку разместить на расстоянии 100м от места работ с наветренной стороны.

Строительную площадку и строящиеся сооружения следует постоянно содержать в чистоте. Строительные отходы необходимо ежедневно убирать с мест производства работ и с территории строительства в специально отведенные места.

Разводить костры на территории строительства запрещается.

Запрещается курить в местах хранения и применения горючих веществ и материалов, а также во временных административно-бытовых зданиях и сооружениях.

Курить на территории строительства, включая здания и сооружения, разрешается только в специально отведенных местах, имеющих надпись «Место для курения», обеспеченных средствами пожаротушения, урнами, ящиками с песком и бочками с водой [25].

На видных местах строительных площадок и в помещениях, где хранят и используют горючие вещества и материалы, необходимо вывесить предупредительные надписи о запрещении курения, плакаты на противопожарные темы и инструкции о мерах пожарной безопасности.

На объектах строительства у звуковых сигналов тревоги «ПОЖАР», в диспетчерских, на участках производителей работ следует вывесить списки боевых расчетов добровольной пожарной дружины с указанием порядка сбора ее членов, а также действий в случае пожара.

На строящемся объекте должны иметься средства связи для вызова пожарных частей. Доступ к средствам связи на территории строительства должен быть обеспечен в любое время суток. Около телефона (радиостанции) необходимо вывесить табличку о порядке вызова пожарной охраны, памятку о действиях работающих на случай пожара, порядок привлечения сил и средств для тушения пожара. На видных местах территории строительства и в

помещениях должны быть вывешены таблички с указанием нахождения ближайшего средства связи.

К проведению огневых работ допускаются лица (сварщики газорезчики), прошедшие специальную подготовку и имеющие квалификационные удостоверения и талоны по технике пожарной безопасности. Огневые работы должны выполняться только по наряду-допуску.

Места проведения сварочных работ должны быть очищены от горючих материалов, защищены от атмосферных осадков, сильного ветра, солнца. Для этого используют брезентовые плащ-палатки, навесы и ограждения. При сварке в сырых местах сварщик обязан пользоваться резиновыми ковриками или деревянным настилом.

При использовании горючих веществ их количество на рабочем месте не должно превышать сменной потребности. Емкости с горючими веществами нужно открывать только перед использованием, а по окончании работы закрывать и сдавать на склад.

Тара из-под горючих веществ должна храниться в специально отведенном месте вне помещений.

При проведении огневых работ запрещается [13]:

- приступать к работе при неисправной аппаратуре;
- производить огневые работы на свежеокрашенных горючими красками (лаками) конструкциях и изделиях;
- использовать одежду и рукавицы со следами масел, жиров, бензина, керосина и других горючих жидкостей;
- хранить в сварочных кабинах одежду, ЛВЖ, ГЖ и другие горючие материалы; допускать к самостоятельной работе учеников, а также работников, не имеющих квалификационного удостоверения и талона по технике пожарной безопасности;
- допускать соприкосновение электрических проводов с баллонами со сжатыми, сжиженными и растворенными газами;

- производить работы на аппаратах и коммуникациях, заполненных горючими и токсичными веществами, а также находящимся под электрическим напряжением

- проведение огневых работ одновременно с применением горючих лаков, клеев, мастик и других горючих материалов.

При обращении с порожними баллонами из-под кислорода или ГГ должны соблюдаться такие же меры безопасности, как и с наполненными баллонами.

При проведении газосварочных или газорезательных работ запрещается:

- отогревать замерзшие трубопроводы, вентили, редукторы и другие детали сварочных установок открытым огнем или раскаленными предметами;

- допускать соприкосновение кислородных баллонов, редукторов и другого сварочного оборудования с различными маслами, а также промасленной одеждой и ветошью;

- производить продувку шланга для ГГ кислородом и кислородного шланга ГГ, а также взаимозаменять шланги при работе;

- пользоваться шлангами, длина которых превышает 30 м, а при производстве монтажных работ - 40 м;

- перекручивать, заламывать или зажимать газоподводящие шланги.

Конструкция электрододержателя для ручной сварки должна обеспечивать надежное зажатие и быструю смену электродов, а также исключать возможность короткого замыкания его корпуса на свариваемую деталь при временных перерывах в работе или при случайном его падении на металлические предметы. Рукоятка электрододержателя должна быть сделана из негорючего диэлектрического и теплоизолирующего материала.

Электроды, применяемые при сварке, должны быть заводского изготовления и соответствовать номинальной величине сварочного тока.

При смене электродов их остатки (огарки) следует помещать в специальный металлический ящик, устанавливаемый у места сварочных работ.

Перед сваркой электроды должны быть просушены при температуре, указанной в паспортах на конкретный тип электродного покрытия. Покрытие

электродов должно быть однородным, плотным, без вздутий, наплывов и трещин.

Не разрешается использовать провода без изоляции или с поврежденной изоляцией, а также применять нестандартные аппараты защиты.

Соединять сварочные провода следует при помощи опрессовывания, сварки, пайки или специальных зажимов. Подключение электропроводов к электрододержателю, свариваемому изделию и сварочному аппарату должно выполняться при помощи медных кабельных наконечников, скрепленных болтами с шайбами.

Провода, подключенные к сварочным аппаратам, распределительным щитам и другому оборудованию, а также к местам сварочных работ, должны быть надежно изолированы и в необходимых местах защищены от действия высокой температуры, механических повреждений или химических воздействий.

Кабели (провода) электросварочных машин должны располагаться от трубопроводов кислорода на расстоянии не менее 0,5 м, а от трубопроводов ГГ - не менее 1 м [11].

В качестве обратного проводника, соединяющего свариваемое изделие с источником сварочного тока, могут служить стальные или алюминиевые шины любого профиля, сварочные плиты, стеллажи и сама свариваемая конструкция при условии, если их сечение обеспечивает безопасное по условиям нагрева протекание тока.

Соединение между собой отдельных элементов, используемых в качестве обратного проводника, должно выполняться с помощью болтов, струбцин или зажимов.

Электросварочное оборудование, а также приборы и аппараты к ним, установленные на открытом воздухе, должны быть в закрытом или в защищенном исполнении с противосыровой изоляцией.

Электросварочная установка на время работы должна быть заземлена. Помимо заземления основного электросварочного оборудования в сварочных

установках следует непосредственно заземлять тот зажим вторичной обмотки сварочного трансформатора, к которому присоединяется проводник, идущий к изделию (обратный проводник).

Чистка агрегата и пусковой аппаратуры должна производиться ежедневно после окончания работы [12].

Техническое обслуживание и планово-предупредительный ремонт сварочного оборудования должны производиться в соответствии с графиком.

Вся автотракторная техника должна быть оборудована искрогасителями. Корпуса передвижных электростанций необходимо заземлять. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 25 Ом.

Для выявления пожароопасных нарушений и недочетов в технологических процессах производства, создания разработок и внедрения инженерно - технических мероприятий, направленных на усиление противопожарной защиты необходимо создать пожарно-техническую комиссию (ПТК).

ПТК назначают приказом руководителем строительного предприятия в составе главного инженера (председатель), начальника пожарной охраны (дружины), инженерно-технических работников - энергетика, технолога, механика, инженера по охране труда и других лиц.

В своей практической работе ПТК должны поддерживать постоянную связь с местными органами Государственного пожарного надзора и другими надзорными органами.

ПТК должна производить детальный ежемесячный осмотр производственного участка с целью выявления пожароопасных недочетов в производственных процессах и технологическом оборудовании, контроля исправности средств пожаротушения, а также намечать пути и способы устранения выявленных недочетов и устанавливать сроки выполнения разработанных противопожарных мероприятий. Все противопожарные мероприятия, намеченные ПТК к выполнению, оформляются актом, утверждаются руководителем организации и подлежат выполнению в установленные сроки.

После окончания строительных работ необходимо поставить в известность местные органы пожарнадзора о приемке законченного строительством сооружения.

11.3.1 Противопожарная обработка кабеля

Для защиты кабелей от возгорания и распространения горения кабельные линии управления, защиты, автоматики, электропитания ответственных механизмов и оборудования, а так же участки кабелей, где наиболее вероятны механические повреждения или воздействие тепловых и огневых источников, покрыть огнезащитным составом ОГРАКС производства УниХимТек согласно "Правил применения огнезащитных покрытий кабелей на энергетических предприятиях."

1. Огнезащитное покрытие следует наносить:

- по всей поверхности силовых, одиночных контрольных кабелей и кабелей связи
- по наружной поверхности ряда контрольных кабелей, уложенных пучками.

2. Запрещается наносить огнезащитные покрытия на кабели с видимыми повреждениями (порывы, задиры и трещины) оболочек и защитных шлангов; с загрязнением внешней поверхности оболочек кабелей (следы масел, пыли, грязи, потёков битума и т.п.).

3. Одновременно с огнезащитной обработкой кабелей должны проводиться работы по выполнению (восстановлению) огнестойких уплотнений в местах прохода кабелей через строительные конструкции зданий и сооружений для обеспечения нормативного предела огнестойкости в соответствии с требованиями ПУЭ и "Правилами пожарной безопасности для энергетических предприятий").

4. Все места прохода кабелей через стены, перегородки и перекрытия должны быть уплотнены для обеспечения огнестойкости не менее EI 45. Уплотнение кабельных трасс должно осуществляться с применением только огнестойких негорючих материалов и сплавов.

5. При замене или прокладке новых кабелей восстановление огнестойкого уплотнения кабельных должно проводиться непосредственно после укладки нового кабеля и до закрытия наряда на выполняемые работы.

6. Запрещается при проведении реконструкции или ремонта применять кабель с горючей полиэтиленовой изоляцией. При укладке новых кабелей они должны соответствовать характеристикам по нераспространению горения или огнестойкости в соответствии с действующим утвержденным перечнем на эти кабели.

7. Прокладку силовых кабелей по конструкциям, в каналах и лотках следует предусматривать однорядно, а контролировать однорядно, а контрольных кабелей послойно или пучками (в соответствии с требованиями ПУЭ) максимальным размером в диаметре не более 100 мм или в отдельных ячейках специальных кабельных конструкций размером 100x100 мм [11].

8. Запрещается выполнять пучки кабелей диаметром более 100 мм. При прохождении пучков кабелей через перегородки, стены и перекрытия для уплотнения кабелей их следует раскладывать, как правило, в один слой, отделяя один ряд от другого несгораемым материалом толщиной не менее 20 мм [11].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной выпускной квалификационной работе было произведено реконструирование ПС 220 кВ Талакан. Реконструкция ПС обоснована необходимостью обеспечить надежное электроснабжение в районе п.Талакан Амурской области.

Исполнение подстанции принято в виде схемы №220-5АН «Мостик с выключателем в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» и способна обеспечить надёжное электроснабжение потребителей 1, 2 и 3 категорий по надёжности электроснабжения. Приняты к установке выключатели ВГТ-220 Ш-1К-ОП-40 УХЛ1, разъединители РГ-2-220Ш и трансформаторы тока типаТОГФ-220 Ш.

Комплектное распределительное устройство наружной установки на напряжение 35 кВ (КРУН 35 кВ) выполняется по схеме №35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» и способна обеспечить надёжное электроснабжение потребителей 1, 2 и 3 категорий по надёжности электроснабжения. Электроснабжение КРУН 35 кВ осуществляется от трансформаторов Т-1 и Т-2.

Распределительное устройство на напряжение 6 кВ (РУ 6 кВ) выполняется по схеме №10(6)-2 «Две, секционированные выключателями, системы шин».

Питание сети собственных нужд предусматривается от двух трансформаторов собственных нужд напряжением 6/0,4 кВ.

Защита от грозовых перенапряжений принята с помощью ОПН установленных вблизи силовых трансформаторов со стороны высокого и низкого напряжения. Сопротивление ЗУ не более 0,5 Ом.

Оборудование, расположенное на ОРУ, устанавливается на блочные металлоконструкции повышенной заводской готовности. Защитное покрытие металлоконструкций выполнено методом горячего цинкования.

В части проектирования устройств РЗА силовых трансформаторов ПС были выбраны микропроцессорные терминалы защит. Расчёт уставок

выбранных защит осуществлён согласно действующим руководящим указаниям и рекомендациям заводов изготовителей.

Рассмотрены вопросы охраны труда на ПС, безопасности и экологичности. В части экологической безопасности был произведен расчет шума силовых трансформаторов, рассмотрены вопросы пожарной безопасности, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций техногенного и природного характера.

Итогом ВКР является реконструированная ПС 220 кВ Талакан, отвечающая новым веяниям в энергетике и соответствующая нормативно-правовой базе при проведении работ по реконструкции объекта электроэнергетики.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева, А.Л.Мызин, С.Н.Шелюг. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2005;
2. Булгаков А. Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014;
3. ГОСТ 11677-85 «Трансформаторы силовые общие технические условия» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004970> (Дата обращения: 11.04.2023);
4. ГОСТ Р 52565-2006 «Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200046288> (Дата обращения: 11.04.2023);
5. ГОСТ Р 52726-2007 «Разъединители и заземлители переменного тока на напряжение свыше 1 кВ и приводы к ним» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200051507> (Дата обращения: 10.04.2023);
6. ГОСТ Р 52735-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчёта в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004382> (Дата обращения: 29.03.2023);
7. Индексы изменения сметной стоимости оборудования на I квартал 2023 года [Электронный ресурс] // E-smeta.ru: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://www.e-smeta.ru/index/1347-indexy-smetnoy-oborudovaniya-1kv2023.html>.
8. Козлов, А.Н. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс]: учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 160с.

9. Крючков И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие / И.П. Крючков, В.Н. Неклепаев и др.; под ред. И.П. Крюčkова и В.А. Старшинова. – 2-е изд. – М.: издательский центр «академия», 2006. – 416 с.

10. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - М.: Энергоатомиздат, 1989;

11. Правила устройства электроустановок. Минэнерго РФ. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2003;

12. «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей российской федерации» Минэнерго России от 19.06. 2003 № 229 [Электронный ресурс] URL: <https://base.garant.ru/186039/> (Дата обращения: 17.02.2023);

13. Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957) [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/573264184> (Дата обращения: 02.03.2023);

14. Приказ Минэнерго РФ от 13.02.2019 N 101"об утверждении требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики" (Зарегистрировано в Минюсте РФ 25.04.2019 N 54503) [Электронный ресурс] URL: <https://minjust.consultant.ru/special/documents/document/42706> (Дата обращения: 15.03.2023).

15. ПТЭЭП. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей [Электронный ресурс] URL: <https://base.garant.ru/12129664/> (Дата обращения: 04.04.2023).

16. РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования». – Введ. 23.03.1998 г. – М.: Московский энергетический институт;

17. РД 153-34.3-35.125-99 «Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений». – Введ. 12.07.1999. – СПб.: Издательство ПЭИПК;
18. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М: Энергоатомиздат;
19. Савина, Н.В. Техника высоких напряжений. Грозových перенапряжения и защита от них [Электронный ресурс]: учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 191 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7361.pdf
20. СО 153-34.21.122-2003 (РД 34.21.122-87) «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» (утв. Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 г. № 280) [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200034368> (Дата обращения: 27.03.2023);
21. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008 схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. Типовые решения [Электронный ресурс] URL: https://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/Schems.pdf (Дата обращения: 28.03.2023);
22. Судаков, Г. В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству и модернизации систем электроснабжения объектов: учеб. – метод. пособие / Г. В. Судаков, Т. А. Галушко. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2006;
23. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей: / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян – М.: НТФ «Энергосетьпроект» 2012. -376 с.
24. Федеральный закон от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ (ред. от 26.03.2023 г.) «Об охране окружающей среды» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/901808297> (Дата обращения: 18.04.2023);
25. Федеральный закон от 22.07.2008 г. №123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [Электронный

ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/902111644> (Дата обращения: 14.04.2023);

26. Электротехнический справочник Т.3 / В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2002.

27. Карапетян, И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей: учеб. / ред. Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро, И.Г. Карапетян. - 4-е издание. - М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 376 с.

28. Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

29. Блок, В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов /В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Паперно и др.; Под ред. В.М. Блок. – М.: Высш. шк., 1990. – 383 с.

30. Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. - Благовещенск: Изд-во АмГУ. 2013.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет ТКЗ

Определение параметров элементов схемы замещения

Так как для расчета используется метод приближенного приведения в относительных единицах, то принимаем базисные условия:

Рассчитаем значение базисного тока по формулам:

$$S_{\text{баз}} := 100 \quad U_{\text{баз1}} := 230 \quad U_{\text{баз2}} := 37.5 \quad U_{\text{баз3}} := 6.3$$

$$L_{\text{аб}} := 6.21 \quad x_0 := 0.42 \quad S_{\text{T}} := 40$$

$$L_{\text{бв}} := 13.74 \quad S_{\text{нагр1}} := 40$$

$$I_{\text{баз1}} := \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз1}}} = 0.251 \quad I_{\text{баз3}} := \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз3}}} = 9.164$$

$$I_{\text{баз2}} := \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз2}}} = 1.54$$

Сопротивление системы будем рассчитывать по формуле:

$$I_{\text{к1}} := 16.7$$

$$X_{\text{с1}} := \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз1}} \cdot I_{\text{к1}}} = 0.015$$

Сопротивление нагрузки

$$X_{\text{нагр1}} := 0.35 \frac{S_{\text{баз}}}{S_{\text{нагр1}}} = 0.875$$

$$X_{\text{лаб}} := x_0 \cdot L_{\text{аб}} \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_{\text{баз1}}^2} = 4.93 \times 10^{-3}$$

Продолжение Приложения А

$$X_{лбв} := x_0 \cdot L_{бв} \cdot \frac{S_{баз}}{U_{баз1}^2} = 0.011$$

$$U_k := 11.5 \quad U_{НОМ} := 230 \quad S_{НОМТ} := 40$$

$$X_T := \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМТ}} = 152.088 \quad r_0 := 0.08$$

$$X_{Тс} := \frac{U_k}{100} \cdot \frac{37.5^2}{S_{НОМТ}} = 4.043 \quad X_{Тн} := \frac{U_k}{100} \cdot \frac{(6.3)^2}{S_{НОМТ}} = 0.114$$

$$X_{вл1} := x_0 \cdot L_{аб} = 2.608 \quad X_{вл2} := x_0 \cdot L_{бв} = 5.771$$

$$R_{вл1} := r_0 \cdot L_{аб} = 0.497 \quad R_{вл2} := r_0 \cdot L_{бв} = 1.099$$

Напряжение КЗ для различных обмоток

$$U_{кВН} := 5.5$$

$$U_{кВ} := 5.5 = 5.5$$

Расчет индуктивных сопротивлений трансформатора

$$X_{ТВ} := \frac{U_{кВ} \cdot S_{баз}}{100 S_T} = 0.22$$

Расчет схемы замещения

$$X_1 := X_{с1} + X_{лаб} = 0.02$$

$$X_2 := X_{ТВ} = 0.22$$

$$X_3 := X_{Тн} + X_{нагр1} = 1.15$$

$$X_4 := X_{с2} + X_{лбв} = 0.026$$

$$X_5 := X_2 + X_3 = 1.37$$

Продолжение Приложения А

$$X_6 := \frac{X_1 \cdot X_4}{X_1 + X_4} = 0.011$$

$$E_{\text{Э1}} := \frac{E_{\text{Н1}} \cdot X_1 + E_{\text{Н2}} \cdot X_4}{X_1 + X_4} = 0.828$$

$$I_{\text{ПО1}} := \frac{1}{X_{\text{Э1}}} \cdot I_{\text{баз1}} = 12.551 \quad I_{\text{ПО2}} := \frac{1}{X_{\text{Э2}}} \cdot I_{\text{баз2}} = 7.698$$

$$I_{\text{ПО3}} := \frac{1}{X_{\text{Э3}}} \cdot I_{\text{баз3}} = 26.184$$

$$\text{куд} := 1.85$$

$$i_{\text{уд1}} := \sqrt{2} \cdot \text{куд} \cdot I_{\text{ПО1}} = 32.837 \quad i_{\text{уд3}} := \sqrt{2} \cdot \text{куд} \cdot I_{\text{ПО3}} = 68.504$$

$$i_{\text{уд2}} := \sqrt{2} \cdot \text{куд} \cdot I_{\text{ПО2}} = 20.14$$

ПС 220 кВ Талакан. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

$$P_{\text{нагр}} := 29.1$$

$$P_{\text{ср}} := \frac{P_{\text{нагр1}} \cdot 3 + P_{\text{нагр2}} \cdot 7 + P_{\text{нагр3}} \cdot 8 + P_{\text{нагр4}} \cdot 6}{24} = 28.154$$

$$P_{\text{эф}} := \sqrt{\frac{P_{\text{нагр1}}^2 \cdot 3 + P_{\text{нагр2}}^2 \cdot 7 + P_{\text{нагр3}}^2 \cdot 8 + P_{\text{нагр4}}^2 \cdot 6}{24}} = 28.427$$

$$K_{\text{ф}} := \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{ср}}} = 1.01$$

Продолжение Приложения А

$$P_{\max} := P_{\text{ср}} \cdot \left(1 + \sqrt{K_{\phi}^2 - 1}\right) = 32.085$$

$$Q_{\text{нагр}} := P_{\text{нагр}} \cdot 0.4 = 11.64$$

$$Q_{\text{ср}} := \frac{Q_{\text{нагр}1} \cdot 3 + Q_{\text{нагр}2} \cdot 7 + Q_{\text{нагр}3} \cdot 8 + Q_{\text{нагр}4} \cdot 6}{24} = 12.634$$

$$Q_{\text{эф}} := \sqrt{\frac{Q_{\text{нагр}1}^2 \cdot 3 + Q_{\text{нагр}2}^2 \cdot 7 + Q_{\text{нагр}3}^2 \cdot 8 + Q_{\text{нагр}4}^2 \cdot 6}{24}} = 12.802$$

$$K_{\phi Q} := \frac{Q_{\text{эф}}}{Q_{\text{ср}}} = 1.013$$

$$Q_{\max} := Q_{\text{ср}} \cdot \left(1 + \sqrt{K_{\phi Q}^2 - 1}\right) = 14.702$$

$$(1 + 0.086)^5 = 1.511 \quad P_{\text{трфакт}} := 40$$

$$Q_{\text{с}} := P_{\max} \cdot 0.4 = 12.834$$

$$Q_{\text{ку}} := \frac{Q_{\max} - Q_{\text{с}}}{2} = 0.934$$

$$P := P_{\max} = 32.085$$

$$P := \frac{S}{\cos(\varphi)}$$

$$\varphi := 0.381$$

$$P := P_{\max} = 32.085$$

$$Q_{\text{нн}} := P \cdot 0.75 = 24.064$$

Продолжение Приложения А

$$N := 2$$

$$K_3 := 0.7 \quad Q_{Tp} := 0.1 \sqrt{(P)^2 + (Q_{Hh})^2} = 4.011$$

$$S_{Tp} := \frac{\sqrt{(P)^2 + (Q_{Hh})^2}}{N \cdot K_3} = 28.647$$

$$S_{Tpном} := 40$$

$$K_{3норм} := \frac{P}{2 \cdot S_{Tpном}} = 0.401$$

$$K_{3авар} := \frac{P}{S_{Tpном}} = 0.802$$

Выбор ТСН

$$P_{TCH} := 261.29 \quad Q_{TCH} := 104.94$$

$$S_{TCH} := \frac{\sqrt{(P_{TCH})^2 + (Q_{TCH})^2}}{N \cdot K_3} = 201.125$$

$$S_{TCH} := 250$$

$$K_{3норм} := \frac{P_{TCH}}{2 \cdot S_{TCH}} = 0.523$$

$$K_{3авар} := \frac{P_{TCH}}{S_{TCH}} = 1.045$$

Проверка Линий

$$I := \frac{1000 \cdot \sqrt{P_{max}^2 + Q_{max}^2}}{\sqrt{3} \cdot 230} = 88.593$$

$$I := \frac{1000 \cdot \sqrt{P_{max}^2 + Q_{max}^2}}{2 \sqrt{3} \cdot 230} = 44.296$$

Проверка и выбор оборудования

Силовые выключатели 220 кВ

По номинальному напряжению 220 кВ

$$U_{\text{номсети}} := 230 \quad k_{\text{уд}} := 1.85 \quad \text{totкл} := 2.5 \quad \text{tтер} := 3$$

$$S_{\text{тр}} := 40000 \quad I_{\text{по}} := I_{\text{ПО1}} = 12.551 \quad \text{iтер} := 40$$

По номинальному току

$$I_{\text{ном.расч}} := \frac{S_{\text{тр}} \cdot 1.4}{(\sqrt{3}) U_{\text{номсети}}} = 140.572$$

По току динамической устойчивости

$$i_{\text{уд}} := \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{по}} = 32.837$$

$$Вк := (I_{\text{по}})^2 \cdot \text{totкл} = 393.825$$

$$(\text{iтер})^2 \cdot \text{tтер} = 4.8 \times 10^3$$

Силовые выключатели 35 кВ

По номинальному напряжению 35 кВ

$$U_{\text{номсети}} := 37.5 \quad k_{\text{уд}} := 1.85 \quad \text{totкл} := 3 \quad \text{tтер} := 3$$

$$S_{\text{тр}} := 40000 \quad I_{\text{по}} := I_{\text{ПО2}} = 7.698 \quad \text{iтер} := 12.5$$

По номинальному току

$$I_{\text{ном.расч}} := \frac{S_{\text{тр}} \cdot 1.4}{(\sqrt{3}) U_{\text{номсети}}} = 862.176$$

По току динамической устойчивости

$$i_{\text{уд}} := \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{по}} = 20.14$$

$$Вк := (I_{\text{по}})^2 \cdot \text{totкл} = 177.778$$

$$(\text{iтер})^2 \cdot \text{tтер} = 468.75$$

Продолжение Приложения А

Силовые выключатели 6 кВ

По номинальному напряжению 6 кВ

$$\begin{aligned} U_{\text{номсети}} &:= 6.3 & k_{\text{уд}} &:= 1.85 & t_{\text{откл}} &:= 3 & t_{\text{тер}} &:= 3 \\ S_{\text{тр}} &:= 40000 & I_{\text{по}} &:= I_{\text{ПОЗ}} = 26.184 & i_{\text{тер}} &:= 50 \end{aligned}$$

По номинальному току

$$I_{\text{номрасч}} := \frac{S_{\text{тр}}}{(\sqrt{3})U_{\text{номсети}}} = 3.666 \times 10^3$$

По току динамической устойчивости

$$i_{\text{уд}} := \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{по}} = 68.504$$

$$В_{\text{к}} := (I_{\text{по}})^2 \cdot t_{\text{откл}} = 2.057 \times 10^3$$

$$(i_{\text{тер}})^2 \cdot t_{\text{тер}} = 7.5 \times 10^3$$

Трансформаторы тока 220 кВ

$$\begin{aligned} U_{\text{номсети}} &:= 230 & k_{\text{уд}} &:= 1.85 & t_{\text{откл}} &:= 2.5 & t_{\text{тер}} &:= 3 \\ S_{\text{тр}} &:= 40000 & I_{\text{по}} &:= I_{\text{ПО1}} = 12.551 & i_{\text{тер}} &:= 31.5 & Z_{2\text{н}} &:= 30 \end{aligned}$$

По номинальному току

$$I_{\text{номрасч}} := \frac{S_{\text{тр}} \cdot 1.4}{(\sqrt{3})U_{\text{номсети}}} = 140.572$$

По току динамической устойчивости

$$i_{\text{уд}} := \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{по}} = 32.837$$

$$В_{\text{к}} := (I_{\text{по}})^2 \cdot t_{\text{откл}} = 393.825$$

$$(i_{\text{тер}})^2 \cdot t_{\text{тер}} = 2.977 \times 10^3$$

Выбираем медный провод сечением 6 мм²

$$\rho := 0.017 \quad l_{\text{цепиВН}} := 180 \quad q := 6 \quad r_{\text{конт}} := 0.1 \quad S_{\Sigma} := 15.1$$

$$I_{2\text{н}} := 5$$

Продолжение Приложения А

$$r_{\text{приб}} := \frac{S_{\Sigma}}{I_{2H}^2} = 0.604$$

$$r_{\text{пр}} := \frac{\rho \cdot l_{\text{цепиВН}}}{q} = 0.51$$

$$r_{\text{пров}} := Z_{2H} - r_{\text{конт}} - r_{\text{приб}} = 29.296$$

$$Z_{2ВН} := r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{конт}} = 1.214$$

Трансформаторы тока 35 кВ

$$\begin{array}{llll} U_{\text{номсети}} := 35 & k_{\text{уд}} := 1.8 & \text{totкл} := 3 & t_{\text{тер}} := 3 \\ S_{\text{тр}} := 25000 & I_{\text{по}} := I_{\text{ПО2}} = 7.698 & i_{\text{тер}} := 31.5 & Z_{2H} := 30 \end{array}$$

По номинальному току

$$I_{\text{номрасч}} := \frac{S_{\text{тр}} \cdot 1.4}{(\sqrt{3}) U_{\text{номсети}}} = 577.35$$

По току динамической устойчивости

$$i_{\text{уд}} := \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{по}} = 19.596$$

$$В_{\text{к}} := (I_{\text{по}})^2 \cdot \text{totкл} = 177.778$$

$$(i_{\text{тер}})^2 \cdot t_{\text{тер}} = 2.977 \times 10^3$$

Выбираем медный провод сечением 2,5 мм²

$$\rho := 0.017 \quad l_{\text{цепиСН}} := 80 \quad q := 2.5 \quad r_{\text{конт}} := 0.1 \quad S_{\Sigma} := 15.1$$

$$I_{2H} := 5$$

$$r_{\text{приб}} := \frac{S_{\Sigma}}{I_{2H}^2} = 0.604$$

Продолжение Приложения А

$$r_{\text{пр}} := \frac{\rho \cdot l_{\text{цепиСН}}}{q} = 0.544$$

$$r_{\text{пров}} := Z_{2\text{Н}} - r_{\text{конт}} - r_{\text{приб}} = 29.296$$

$$Z_{2\text{вы}} := r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{конт}} = 1.248$$

Трансформаторы напряжения 220 кВ

$$l_1 := 154 \quad l_2 := 18 \quad y := 57 \quad \Delta U := 1.5$$

$$U_{\text{ном}} := 100 \quad S_{\text{ТН}} := 60$$

$$I_{\text{нагр}} := \frac{\sqrt{3} \cdot S_{\text{ТН}}}{U_{\text{ном}}} = 1.039$$

$$r_{\text{пр.макс}} := \frac{\Delta U}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{нагр}}} = 0.833$$

$$q := \frac{l_1}{y \cdot r_{\text{пр.макс}}} = 3.242$$

Выбираем медный провод сечением 5 мм²

$$q := 5$$

$$r_{\text{пр}} := \frac{l_1}{y \cdot q} = 0.54$$

$$\Delta U_1 := \sqrt{3} \cdot I_{\text{нагр}} \cdot r_{\text{пр}} = 0.973$$

Выбор ОПН 220 кВ

$$U_{\text{номсети}} := 230 \quad k_{\text{уд}} := 1.85 \quad t_{\text{откл}} := 2.5 \quad t_{\text{тер}} := 3$$

$$U_{\text{исп}} := 210 \quad I_{\text{по}} := I_{\text{ПО1}} = 12.551 \quad i_{\text{тер}} := 40$$

Продолжение Приложения А

$$U_{\text{нюрюд}} := 1.05 \cdot \frac{U_{\text{номсети}}}{\sqrt{3}} = 139.43$$

$$I_{\text{В.Б.}} := 1.2 \cdot I_{\text{ПО1}} = 15.061$$

$$U_{\text{н.р.}} := 1.15 \cdot \frac{U_{\text{номсети}}}{\sqrt{3}} = 152.709$$

$$U_y := 1.4 \cdot U_{\text{н.р.}} = 213.793$$

$$\frac{U_y}{U_{\text{исп}}} = 1.018$$

$$U_{\text{ост.к}} := \frac{\sqrt{2} \cdot 1.35 \cdot 0.9 \cdot U_{\text{исп}}}{1.2} = 300.697$$

Выбор ОПН 35 кВ

$$\begin{aligned} U_{\text{номсети}} &:= 35 & k_{\text{уд}} &:= 1.85 & \text{токкл} &:= 2.5 & t_{\text{тер}} &:= 3 \\ U_{\text{исп}} &:= 40.5 & I_{\text{по}} &:= I_{\text{ПО1}} = 12.551 & i_{\text{тер}} &:= 40 \end{aligned}$$

$$U_{\text{нюрюд}} := 1.05 \cdot \frac{U_{\text{номсети}}}{\sqrt{3}} = 21.218$$

$$I_{\text{В.Б.}} := 1.2 \cdot I_{\text{ПО3}} = 31.42$$

$$U_{\text{н.р.}} := 1.15 \cdot \frac{U_{\text{номсети}}}{\sqrt{3}} = 23.238$$

$$U_y := 1.4 \cdot U_{\text{н.р.}} = 32.534$$

$$\frac{U_y}{U_{\text{исп}}} = 0.803$$

$$U_{\text{ост.к}} := \frac{\sqrt{2} \cdot 1.35 \cdot 0.9 \cdot U_{\text{исп}}}{1.2} = 57.992$$

Продолжение Приложения А

Расчет уставок трансформатора

$$\begin{aligned}
 I_{\text{кз.вн}} &:= 12.5 & I_{\text{кз.сн}} &:= 7.7 & I_{\text{кз.нн}} &:= 26.18 & S_{\text{НОМ}} &:= 40000 \\
 U_{\text{НОМ.вн}} &:= 220 & U_{\text{НОМ.сн}} &:= 38.5 & U_{\text{НОМ.нн}} &:= 6.3 & I_{\text{кз.внеш}} &:= 16.7 \\
 K_{\text{ТТ.вн}} &:= \frac{200}{5} & K_{\text{ТТ.сн}} &:= \frac{600}{5} & K_{\text{ТТ.нн}} &:= \frac{3000}{5} & K_{\text{СХ}} &:= 1
 \end{aligned}$$

Первичный ток ого трансформатора

$$I_{\text{НОМ.перв.вн}} := \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.вн}}} = 104.973$$

$$I_{\text{НОМ.перв.сн}} := \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.сн}}} = 599.844$$

$$I_{\text{НОМ.перв.нн}} := \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.нн}}} = 3.666 \times 10^3$$

Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной

мощности трансформатора

$$I_{\text{НОМ.втор.вн}} := \frac{I_{\text{НОМ.перв.вн}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ.вн}}} = 2.624$$

$$I_{\text{НОМ.втор.сн}} := \frac{I_{\text{НОМ.перв.сн}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ.сн}}} = 4.999$$

$$I_{\text{НОМ.втор.нн}} := \frac{I_{\text{НОМ.перв.нн}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ.нн}}} = 6.11$$

$$I_{\text{кз.вн.макс}} := \frac{I_{\text{кз.внеш}}}{I_{\text{НОМ.перв.вн}}} = 0.159$$

Продолжение Приложения А

$$I_{\text{отношение}} := 1.2 \cdot 0.5 \cdot I_{\text{кз.вн.макс}} = 0.095$$

$$K_{\text{отс}} := 1.05 \quad K_{\text{в}} := 0.95$$

$$I_{\text{зп.вн}} := I_{\text{ном.перв.вн}} \cdot \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} = 116.023$$

$$I_{\text{зп.сн}} := I_{\text{ном.перв.сн}} \cdot \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} = 662.986$$

$$I_{\text{зп.нн}} := I_{\text{ном.перв.нн}} \cdot \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} = 4.052 \times 10^3$$

Во вторичных величинах

$$I_{\text{уст.зп.вн}} := \frac{I_{\text{зп.вн}}}{K_{\text{тт.вн}}} = 2.901$$

$$I_{\text{уст.зп.сн}} := \frac{I_{\text{зп.сн}}}{K_{\text{тт.сн}}} = 5.525$$

$$I_{\text{уст.зп.нн}} := \frac{I_{\text{зп.нн}}}{K_{\text{тт.нн}}} = 6.753$$

Расчет уставое МТЗ ВН, СН и НН

$$K_{\text{в}} = 0.95 \quad K_{\text{н}} := 1.1 \quad K_{\text{сзп}} := 1.3 \quad I_{\text{ном.перв.вн}} = 104.973$$

$$K_{\text{ч}} := 1.5 \quad I_{\text{ном.перв.сн}} = 599.844$$

$$I_{\text{кз.мин.нн}} := 8662 \cdot 0.87 \quad I_{\text{ном.перв.нн}} = 3.666 \times 10^3$$

$$I_{\text{кз.мин.сн}} := 2226 \cdot 0.87$$

$$I_{\text{кз.мин.вн}} := 2161 \cdot 0.87$$

Для стороны СН

Продолжение Приложения А

$$I_{\text{ср.мтз.сн}} := \frac{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{сзп}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном.перв.сн}} = 902.924$$

$$I_{\text{ср.мтз.сн.кч}} := \frac{I_{\text{кз.мин.сн}}}{K_{\text{ч}}} = 1.291 \times 10^3$$

Принимаем уставку 600 А

$$I_{\text{ср.мтз.сн.прин}} := 600 \text{ А}$$

Во вторичных величинах

$$I_{\text{ср.мтз.сн.прин.втор}} := \frac{I_{\text{ср.мтз.сн.прин}}}{K_{\text{тт.сн}}} = 5 \text{ А}$$

Для стороны НН

$$I_{\text{ср.мтз.нн}} := \frac{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{сзп}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном.перв.нн}} = 5.518 \times 10^3$$

$$I_{\text{ср.мтз.нн.кч}} := \frac{I_{\text{кз.мин.нн}}}{K_{\text{ч}}} = 5.024 \times 10^3$$

Принимаем уставку 4000 А

$$I_{\text{ср.мтз.нн.прин}} := 4000 \text{ А}$$

Во вторичных величинах

$$I_{\text{ср.мтз.нн.прин.втор}} := \frac{I_{\text{ср.мтз.нн.прин}}}{K_{\text{тт.нн}}} = 6.667 \text{ А}$$

Для стороны ВН

$$I_{\text{ср.мтз.вн}} := \frac{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{сзп}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном.перв.вн}} = 158.012$$

Продолжение Приложения А

$$I_{\text{ср.мтз.вн.кч}} := \frac{I_{\text{кз.мин.нн}} \cdot \left(\frac{6.3}{115} \right)}{K_{\text{ч}}} = 275.226$$

Принимаем уставку 250 А

$$I_{\text{ср.мтз.вн.прин}} := 250 \quad \text{А}$$

Во вторичных величинах

$$I_{\text{ср.мтз.вн.прин.втор}} := \frac{I_{\text{ср.мтз.вн.прин}}}{K_{\text{тт.вн}}} = 6.25 \quad \text{А}$$

Расчет молниезащиты ПС 220 кВ Талакан

Размеры ОРУ:

$$A := 60 = 60$$

$$B := 60 = 60$$

Высота молниеотводов:

$$h_1 := 30.5 \quad h_3 := 26.5$$

$$h_2 := 26.5$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{12} := 45.5$$

$$L_{23} := 43.5$$

$$L_{31} := 45.5$$

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{\text{эф1}} := 0.85 \cdot h_1 = 25.925$$

$$h_{\text{эф2}} := 0.85 \cdot h_2 = 22.525$$

Продолжение Приложения А

$$h_{\text{эф3}} := 0.85 \cdot h_3 = 22.525$$

Радиусы зон защиты на уровне земли:

$$r_{01} := (1.1 - 0.002 \cdot h_1)h_1 = 31.69$$

$$r_{02} := (1.1 - 0.002 \cdot h_2)h_2 = 27.746$$

$$r_{03} := (1.1 - 0.002 \cdot h_3)h_3 = 27.746$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_x := 5.7$$

Радиусы зон защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{x1} := r_{01} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф1}}}\right) = 24.722$$

$$r_{x2} := r_{02} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф2}}}\right) = 20.724$$

$$r_{x3} := r_{03} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф3}}}\right) = 20.724$$

Наименьшие высоты внутренних зон:

- между M01 и M02:

$$h_{\text{cx12}'} := h_{\text{эф1}} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1) \cdot (L_{12} - h_1) = 23.238$$

$$h_{\text{cx12}''} := h_{\text{эф2}} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_2) \cdot (L_{12} - h_2) = 19.144$$

$$h_{cx12} := \frac{h_{cx12'} + h_{cx12''}}{2} = 21.191$$

- между M02 и M03:

$$h_{cx23'} := h_{эф2} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_2) \cdot (L_{23} - h_2) = 19.5$$

$$h_{cx23''} := h_{эф3} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_3) \cdot (L_{23} - h_3) = 19.5$$

$$h_{cx23} := \frac{h_{cx23'} + h_{cx23''}}{2} = 19.5$$

- между M03 и M01:

$$h_{cx31'} := h_{эф3} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_3) \cdot (L_{31} - h_3) = 19.144$$

$$h_{cx31''} := h_{эф1} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1) \cdot (L_{31} - h_1) = 23.238$$

$$h_{cx31} := \frac{h_{cx31'} + h_{cx31''}}{2} = 21.191$$

Наименьшая ширина внутренних зон на уровне защищаемого объекта:

- между M01 и M02:

$$r_{cx12'} := r_{01} \cdot \frac{h_{cx12'} - h_x}{h_{cx12'}} = 23.916$$

$$r_{cx12''} := r_{02} \cdot \frac{h_{cx12''} - h_x}{h_{cx12''}} = 19.484$$

$$r_{cx12} := \frac{r_{cx12'} + r_{cx12''}}{2} = 21.7$$

- между M02 и M03:

$$r_{\text{cx23}'} := r_{02} \cdot \frac{h_{\text{cx23}'} - h_x}{h_{\text{cx23}'}} = 19.635$$

$$r_{\text{cx23}''} := r_{03} \cdot \frac{h_{\text{cx23}''} - h_x}{h_{\text{cx23}''}} = 19.635$$

$$r_{\text{cx23}} := \frac{r_{\text{cx23}'} + r_{\text{cx23}''}}{2} = 19.635$$

- между M03 и M01:

$$r_{\text{cx31}'} := r_{03} \cdot \frac{h_{\text{cx31}'} - h_x}{h_{\text{cx31}'}} = 19.484$$

$$r_{\text{cx31}''} := r_{01} \cdot \frac{h_{\text{cx31}''} - h_x}{h_{\text{cx31}''}} = 23.916$$

$$r_{\text{cx31}} := \frac{r_{\text{cx31}'} + r_{\text{cx31}''}}{2} = 21.7$$

Расчет заземляющего устройства ПС

$$A = 60$$

$$B = 60$$

Площадь, используемая под заземлитель:

$$S_{\text{зз}} := (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5) = 3.969 \times 10^3$$

Расстояние между полосами сетки:

$$a := 5$$

Общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_{\Gamma} := (A + 2 \cdot 1.5) \cdot \left(\frac{B + 2 \cdot 1.5}{a} \right) + (B + 2 \cdot 1.5) \cdot \left(\frac{A + 2 \cdot 1.5}{a} \right) = 1.588 \times 10^3$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной

Число ячеек:

$$m_{\text{расч}} := \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} = 12.6$$

$$m := 13$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L := 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 1.764 \times 10^3$$

Число вертикальных электродов:

$$n_{\text{В}} := \text{round}\left(\frac{4\sqrt{S}}{a}\right) = 50$$

При достаточной густоте сетки, что характерно для современных подстанций, R практически не зависит от диаметра и глубины укладки электродов и подсчитывается по эмпирической формуле:

$$l_{\text{В}} := 5 - \text{длина вертикальных электродов}$$

$$R_{\text{ПС}} := 140 \cdot \left(\frac{0.15}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_{\text{В}} \cdot l_{\text{В}}} \right) = 0.403 \qquad \frac{l_{\text{В}}}{\sqrt{S}} = 0.079$$

Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находится за пределами заземлителя). Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана. Стационарное сопротивление заземления ПС:

$$R_{\text{стац}} := \frac{6.5 \cdot R_{\text{ПС}}}{6.5 + R_{\text{ПС}}} = 0.379$$

Импульсное сопротивление заземляющего контура во время грозового сезона.

Продолжение Приложения А

$$I_{\text{МОЛН}} := 55$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_{\text{ИМП}} := \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(140 + 320) \cdot (I_{\text{МОЛН}} + 45)}} = 1.433$$

Импульсное сопротивление заземляющего контура:

$$R_{\text{ИМП}} := \alpha_{\text{ИМП}} \cdot R_{\text{СТАЦ}} = 0.544$$

Расчет шума трансформатора

$$L_{\text{wa}} := 97 \quad n := 2 \quad \text{ДУ}_{\text{LA1}} := 50$$

$$L_{\text{wa.сумм}} := 10 \cdot \log\left(10^{0.1 \cdot L_{\text{wa}}} + 10^{0.1 \cdot L_{\text{wa}}}\right) = 100.01$$

$$R_{\text{min}} := \sqrt{\frac{1}{2\pi} \cdot 10^{0.1(L_{\text{wa.сумм}} - \text{ДУ}_{\text{LA1}})}} = 126.306$$

Экономический анализ

$k_{\text{зон.АМ}} := 5.3$	$K_{\text{постМ110}} := 19500$	$K_{\text{ру220}} := 7400$	$n_{\text{тр25}} := 0$
$k_{\text{инф.АМ}} := 3.9$		$K_{\text{ру35}} := 2100$	$n_{\text{ру110}} := 3$
$K_{\text{тр.110}} := 7248$		$K_{\text{ру10}} := 800$	$n_{\text{ру35}} := 6$
Капитальные вложения			$n_{\text{ру10}} := 20$

Распределительные устройства

$$K_{\text{ру.сумм}} := K_{\text{ру220}} \cdot n_{\text{ру110}} + K_{\text{ру35}} \cdot n_{\text{ру35}} + K_{\text{ру10}} \cdot n_{\text{ру10}} = 5.08 \times 10^4$$

$$K_{\text{ру.сумм.инф}} := k_{\text{зон.АМ}} \cdot k_{\text{инф.АМ}} \cdot K_{\text{ру.сумм}} = 1.050036 \times 10^6$$

Продолжение Приложения А

Трансформаторы

$$K_{\text{тр.сумм}} := K_{\text{тр.110}} \cdot n_{\text{тр25}} = 0$$

$$K_{\text{тр.сумм.инф}} := k_{\text{зон.АМ}} \cdot k_{\text{инф.АМ}} \cdot (K_{\text{тр.сумм}}) = 0$$

Постоянные вложения

$$K_{\text{постМ110}} = 1.95 \times 10^4$$

$$K_{\text{пост.}} := k_{\text{зон.АМ}} \cdot k_{\text{инф.АМ}} \cdot K_{\text{постМ110}} = 4.0306 \times 10^5$$

Капитальные вложения в п.с.

$$K_{\text{пс}} := K_{\text{пост.}} + K_{\text{тр.сумм.инф}} + K_{\text{ру.сумм.инф}} = 1.453101 \times 10^6 \quad \text{тысруб}$$

$$K_{\text{пс.млн}} := \frac{K_{\text{пс}}}{1000} = 1.453 \times 10^3 \quad \text{млнруб} \quad \frac{K_{\text{пс.млн}}}{4} = 363.275$$

Амортизационные издержки

$$I_{\text{ам.пс}} := \frac{K_{\text{пс}}}{20} = 7.266 \times 10^4 \quad \text{тысруб}$$

$$I_{\text{ам.пс.млн}} := \frac{I_{\text{ам.пс}}}{1000} = 72.65 \quad \text{млнруб}$$

Стоимость потерь электророзэнергии

$$\Delta W_{\text{тр}} := 148 \quad C_W := 3.91$$

$$I_W := \Delta W_{\text{тр}} \cdot C_W = 578.68 \quad \text{тысруб}$$

$$I_{W.\text{млн}} := \frac{I_W}{1000} = 0.579 \quad \text{млнруб}$$

Расчет эксплуатационных издержек

Затраты на эксплуатацию

$$a_{\text{пс}} := 0.067$$

$$K_{\text{пс}} = 1.453 \times 10^6$$

Продолжение Приложения А

$$I_{\text{ЭКСП}} := K_{\text{ПС}} \cdot a_{\text{ПС}} = 9.736 \times 10^4 \text{ тысруб}$$

$$I_{\text{ЭКСП.МЛН}} := \frac{I_{\text{ЭКСП}}}{1000} = 97.358 \text{ млнруб}$$

$$P_{\text{ЭФЕКТИВНАЯ}} := 18089 \text{ кВт} \quad C_{\text{W}} := 3.91 \text{ руб. за кВт}$$

$$T := 360 \cdot 24 = 8.64 \times 10^3 \text{ часов}$$

Полезно отпущенная электроэнергия потребителю за год

$$W := P_{\text{ЭФЕКТИВНАЯ}} \cdot T = 1.563 \times 10^8 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$W_{\text{МЛН}} := \frac{W}{1000} = 1.563 \times 10^5 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$O_{\text{pt}} := W \cdot C_{\text{W}} = 6.111 \times 10^8 \text{ руб (за год)}$$

$$O_{\text{pt.МЛН}} := \frac{O_{\text{pt}}}{1000000} = 611.09 \text{ млнруб (за год)}$$

Определим окупаемость проекта

$$T_{\text{ОКУП}} := \frac{K_{\text{ПС.МЛН}}}{O_{\text{pt.МЛН}}} = 2.378 \text{ года} \quad \frac{K_{\text{ПС.МЛН}}}{4} = 363.275$$

Срок инвестиционных вложений 4 года, определяем прибыль от реализации

$$П_{\text{ст}} := O_{\text{pt.МЛН}} - I_{\text{ЭКСП.МЛН}} - I_{\text{ам.ПС.МЛН}} = 441.077 \text{ млнруб}$$

Ежегодные отчисления налога на прибыль

$$Н_{\text{т}} := 0.24 П_{\text{ст}} = 105.858 \text{ млнруб}$$