

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
« _____ » _____ 202_ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование электрической части тяговой подстанции напряжением
220 кВ Ушумун в Магдагачинском районе Амурской области

Исполнитель студент группы 142-об1	_____ (подпись, дата)	С.А. Осипов
Руководитель доцент	_____ (подпись, дата)	А.Г. Ротачёва
Консультант: по безопасности жизне- деятельности доцент, канд. техн. наук	_____ (подпись, дата)	А.Б. Булгаков
Нормоконтроль ст. преподаватель	_____ (подпись, дата)	Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2025

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
подпись И.О. Фамилия

«_____» _____ 202_ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Осипова Сергея Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы Проектирование электрической части тяговой ПС 220 кВ Ушмун в Магдагачинском районе Амурской области

(утверждена приказом от 10.04.2025 г. № 950-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Месторасположение: Амурская обл., Магдагачинский муниципальный округ, пос. Ушумун, вблизи ст. Ушумун; $P_{\max}=21,235$ МВт; Уровень напряжения: 35, 110, 220 кВ; 2 точки присоединения; I кат. надёжности; сроки проектирования и ввода в эксплуатацию: 2028 год.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Сравнение способов присоединения методом приведённых затрат, выбор трансформаторов и сечения воздушных линий электропередачи, расчёт токов короткого замыкания, выбор и проверка электротехнического оборудования.

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

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): Ротачёва А.Г. – все разделы (кроме раздела 14 Безопасность и экологичность), Булгаков А.Б. – Раздел 14 Безопасность и экологичность

7. Дата выдачи задания _____ 10 апреля 2025 года

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____ Ротачёва Алла Георгиевна,
доцент кафедры энергетики

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 131 с., 21 рисунок, 37 таблиц, 17 источников.

ПОДСТАНЦИЯ, ЛИНИЯ, ГЛАВНАЯ СХЕМА, СИЛОВОЙ
ТРАНСФОРМАТОР, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР
НАПРЯЖЕНИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ИЗОЛЯТОР, ЯЧЕЙКА,
ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, БЕЗОПАСНОСТЬ,
ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, БАТАРЕЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

На данный момент идёт строительство второй ветви Байкало-Амурской магистрали, а также её электрификация. Транссибирская магистраль имеет сообщения с БАМ, поэтому также идёт электрификация и этой дороги. В проекте находится строительство нескольких тяговых подстанций на железнодорожных путях Восточной Сибири и Дальнего Востока.

Цель работы – проектирование тяговой понизительной ПС Ушмун и анализ варианта электрификации участка железной дороги Транссибирская магистраль на территории Магдагачинского района Амурской области.

Результаты работы изложены в пояснительной записке и на 6 листах графической части ВКР.

Осуществляется имитационное моделирование рассматриваемой системы в MS Windows 10 Education.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	9
1 Характеристика климатических условий и территориальных особенностей местности расположения подстанции	11
2 Характеристика возможных источников питания	16
3 Характеристика потребителей ПС Ушмун	16
4 Расчёт и прогнозирование электрических нагрузок подстанции	17
5 Разработка вариантов развития электрических сетей при вводе подстанции в эксплуатацию	19
5.1 Варианты развития электрической сети	19
5.2 Компенсация реактивной мощности	19
6 Выбор основного оборудования ПС Ушмун	23
6.1 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	23
6.2 Выбор проводов и сечений ВЛЭП	24
6.3 Выбор схем РУ подстанции	25
7 Выбор оптимального варианта развития электрической сети методом приведённых затрат	27
7.1 Капитальные вложения	28
7.2 Расчёт эксплуатационных издержек	32
7.3 Определение эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети	36
8 Расчёт токов короткого замыкания	37
8.1 Расчёт для линии Ключевая – Мухинская-тяга	40
8.2 Расчёт для линии Чалганы-тяга – Мухинская-тяга	45
9 Расчёт нагрузки на выключателях	52
10 Выбор и проверка электрических аппаратов на стороне высшего напряжения	53
10.1 Выбор и проверка выключателей	53

10.2 Выбор и проверка разъединителей	55
10.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	57
10.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	61
10.5 Выбор и проверка гибких шин	62
10.6 Выбор и проверка изоляторов	64
10.7 Выбор ОПН	65
10.8 Выбор и проверка высокочастотных заградителей	67
11 Выбор и проверка электрических аппаратов на стороне среднего напряжения	68
11.1 Выбор и проверка выключателей	68
11.2 Выбор и проверка разъединителей	69
11.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	71
11.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	73
12 Выбор и проверка электрических аппаратов на стороне низшего напряжения	75
12.1 Выбор и проверка выключателей	75
12.2 Выбор и проверка трансформаторов тока	78
12.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	80
12.4 Выбор и проверка жёстких шин	81
12.5 Выбор и проверка изоляторов	84
12.6 Выбор ОПН	85
13 Выбор релейной защиты силового трансформатора	87
13.1 Общие принципы построения защит	87
13.2 Защита трансформатора	88
13.3 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала	88
13.4 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора	90
13.5 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки	94
13.6 Выбор уставок максимальной токовой защиты на стороне высшего напряжения	95

13.7 Защита от перегрузки	98
13.8 Газовая защита	99
14 Молниезащита и заземление подстанции	101
14.1 Расчёт молниезащиты при $L = 87,1$ м	102
14.2 Расчёт молниезащиты при $L = 67,4$ м	104
14.3 Расчёт заземления	106
15 Выбор системы оперативного тока	109
16 Выбор трансформаторов собственных нужд	111
17 Выбор аккумуляторных батарей	112
18 Безопасность жизнедеятельности	116
18.1 Безопасность	116
18.2 Экологичность	119
18.3 Чрезвычайные ситуации	125
Заключение	128
Библиографический список	130

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей бакалаврской работе использованы ссылки на следующие стандарты и нормативные документы:

ГОСТ 2.104-68 ЕСКД Основные надписи

ГОСТ 2.105-95 ЕСКД Общие требования к текстовым документам

ГОСТ 2.106-96 ЕСКД Текстовые документы

ГОСТ 2.111-68 ЕСКД Нормоконтроль

ГОСТ 2.113-75 ЕСКД Групповые конструкторские документы

ГОСТ 2.306-68 ЕСКД Обозначение графических материалов и правил нанесения их на чертежах

ГОСТ 2.316-68 ЕСКД Правила нанесения на чертежах надписей, технических требований и таблиц

ГОСТ 2.605-68 ЕСКД Плакаты учебно-технические. Общие технические требования

ГОСТ 2.701-84 ЕСКД Схемы. Виды и типы. Общие требования к выполнению

ГОСТ 2.721-74 ЕСКД Обозначения условно-графические в схемах. Обозначения общего применения

ГОСТ 3.1103-83 ЕСКД Основные надписи

ГОСТ 3.1130-93 ЕСКД Основные требования к формам и бланкам документов

ГОСТ 3.1105-84 ЕСКД Правила оформления документов общего назначения

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ПС – подстанция;

ВЛЭП – воздушная линия электропередачи;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ТТ – трансформатор тока;

ТН – трансформатор напряжения;

ОПН – ограничитель перенапряжений;

РЗ – релейная защита;

ВЧЗ – высокочастотный заградитель.

ВВЕДЕНИЕ

На 2025 год протяжённость железных дорог в России составляет 124 тыс. км². Развитие РЖД продолжается и по сей день для увеличения как грузового, так и пассажирского оборота. В частности, развиваются дороги на Дальнем Востоке – в Бурятии, Хабаровском крае и Амурской области. Например, к нескольким участкам Байкало-Амурской магистрали были добавлены вторые пути, а также было начато строительство новых станций.

Развитие касается и электрификации железных дорог. В сентябре 2024 г. В.В. Путин официально заявил, что нужно сделать Байкало-Амурскую магистраль не только полностью двухпутной, но и полностью электрифицированной дорогой. В Амурской области на линии Хани – Тында недавно было открыто движение по вторым путям на одном из перегонов БАМа. Кроме этого, за последний год были обновлены свыше 10 перегонов дороги. Таким образом видно, что должна осуществиться электрификация дорог.

То же самое касается и Транссибирской магистрали. Так как она сообщается с БАМ, то повышение надёжности её работы также требуется. На данный момент РЖД рассматривает вариант строительства тяговой подстанции Ушмун в Магдагачинском районе Амурской области.

В первом разделе ВКР описывается местоположение будущей подстанции и даётся его климатическая и геологическая характеристика.

Во втором разделе ВКР составляются два варианта схем присоединения подстанции к сети и сравниваются по затратам на строительство, после чего выбирается более выгодный вариант.

В следующих двух разделах выбираются трансформатор определённой марки и мощности и линия, соединяющая подстанцию с сетью, после чего уже в разделе, следующем после выбора данного оборудования, идёт выбор главных схем распределительных устройств.

В шестом разделе рассчитываются токи короткого замыкания в точках

высшего, среднего и низшего напряжения.

В следующих трёх разделах выбирается коммутационное, измерительное и прочее оборудование в зависимости от рассчитанных токов короткого замыкания на сторонах высшего, среднего и низшего напряжения соответственно. Оборудование проходит проверку.

Разделы с десятого по тринадцатый в ВКР посвящены выбору заземления, а также выбору систем оперативного тока, трансформаторов собственных нужд и аккумуляторных батарей.

Далее идёт раздел безопасности жизнедеятельности, состоящий из подразделов безопасности, экологичности и чрезвычайных ситуаций.

В последнем разделе ВКР проводится расчёт релейной защиты трансформатора.

Цель – обеспечить электроэнергией участок железной дороги около посёлка Ушумун. Проектирование новой тяговой подстанции поможет увеличить грузовой и пассажирский оборот на Транссибе.

Задачи:

1) изучение организации проектирования, главных критериев при принятии решений по проектированию;

2) освоение способов расчёта проектов, от которых зависит выбор структуры и конструкции электроустановок, внутренних и внешних связей применяемой электротехники;

3) формирование умений и навыков проектирования электрических схем с учётом требований необходимых нормативных документов;

4) изучение компоновок электроустановок и принципов проектирования распределительных устройств различных классов напряжения.

Результаты работы будут обобщены и систематизированы, а также отображены графически на шести листах графической части.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ И ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ МЕСТНОСТИ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ

Согласно ПУЭ, ЭТС и другим справочникам [1] тяговая подстанция не должна находиться на той стороне от дороги, при расположении на которой провода, соединяющие её с ЛЭП, пересекают дорогу. Также рекомендуется располагать подстанцию на равнинной местности, чтобы облегчить её строительство и предотвратить аварии из-за сильного ветра или удара молнии.

ПС «Ушмун» будет находиться к северу от пос. Ушмун Магдагачинского муниципального округа. Примерное место отмечено на фотографии.

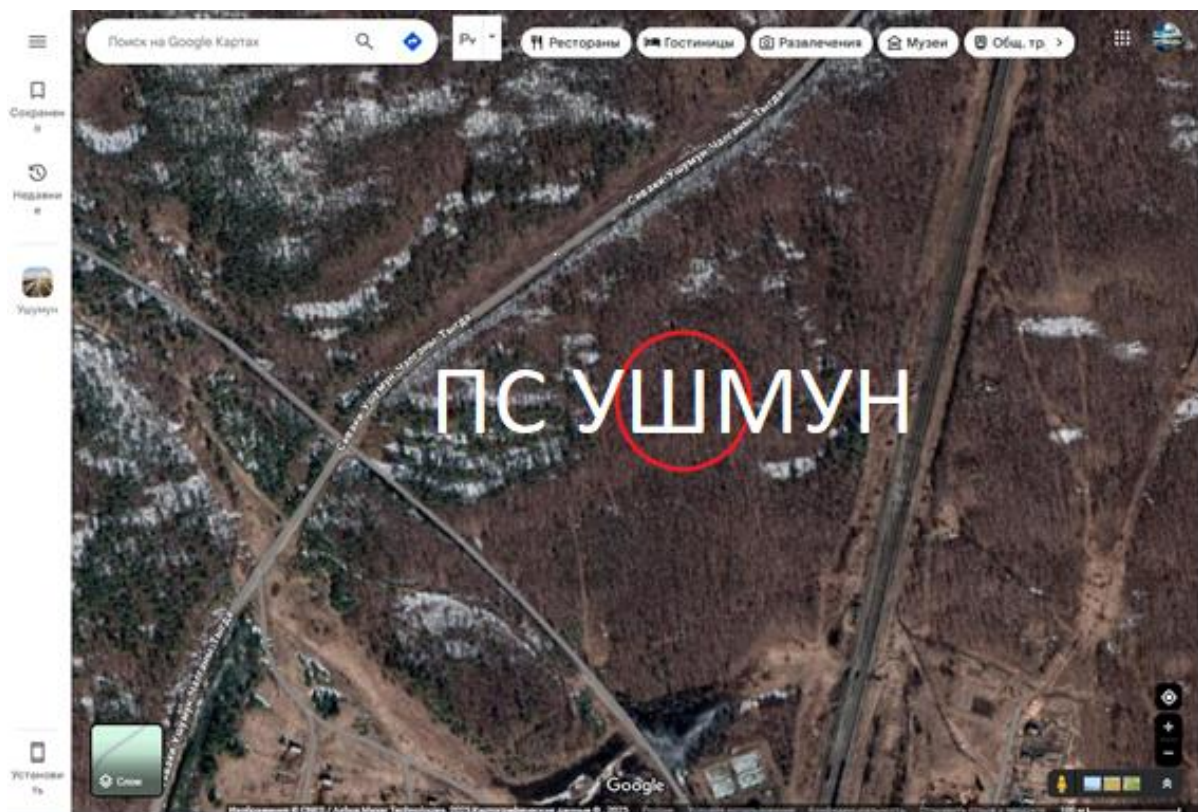


Рисунок 1 – Расположение тяговой ПС «Ушмун»

На этой территории расположен лес. Место находится на небольшой возвышенности.

Также нужно рассмотреть природные условия Магдагачинского района.

Таблица 1 – Климатическая характеристика Магдагачинского района Амурской области

Характеристика	Величина
Тип климата	Резко континентальный с муссонными чертами (умеренно холодный)
Безморозный период	150 - 180 дней
Средняя температура в июле	+18,8 °С
Средняя температура в январе	-41,2 °С
Среднегодовое кол-во осадков	430 мм
Снежный покров	17 см
Среднегодовая скорость ветра	3,6 м/сек
Среднегодовая максимальная скорость ветра	До 20 м/сек

Таблица 2 – Геологическая характеристика Магдагачинского района Амурской области

Характеристика	Величина
Рельеф	Возвышенности, леса, болота
Тип грунтов	Суглинистые, местами глинистые
Толщина грунтов	До 10 м
Тип почвы	Дернистая
Толщина почвы	0,2 – 0,3 м
Глубина промерзания грунтов	3,9 – 4,5 м
Глубина залегания грунтовых вод	5 – 30 м

Исходя из данных по средней температуре в январе нужно устанавливать оборудование с обозначением ХЛ (холодный климат) или УХЛ (умеренно-холодный климат). Данные по глубине промерзания грунтов в зимнее время нужно также учитывать при строительстве.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ВОЗМОЖНЫХ ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ

В расположенный в Магдагачинском районе участок Амурской энергосистемы 2 подстанции, которые могут быть источниками питания для подстанции Ушмун.

1) ПС Ключевая:

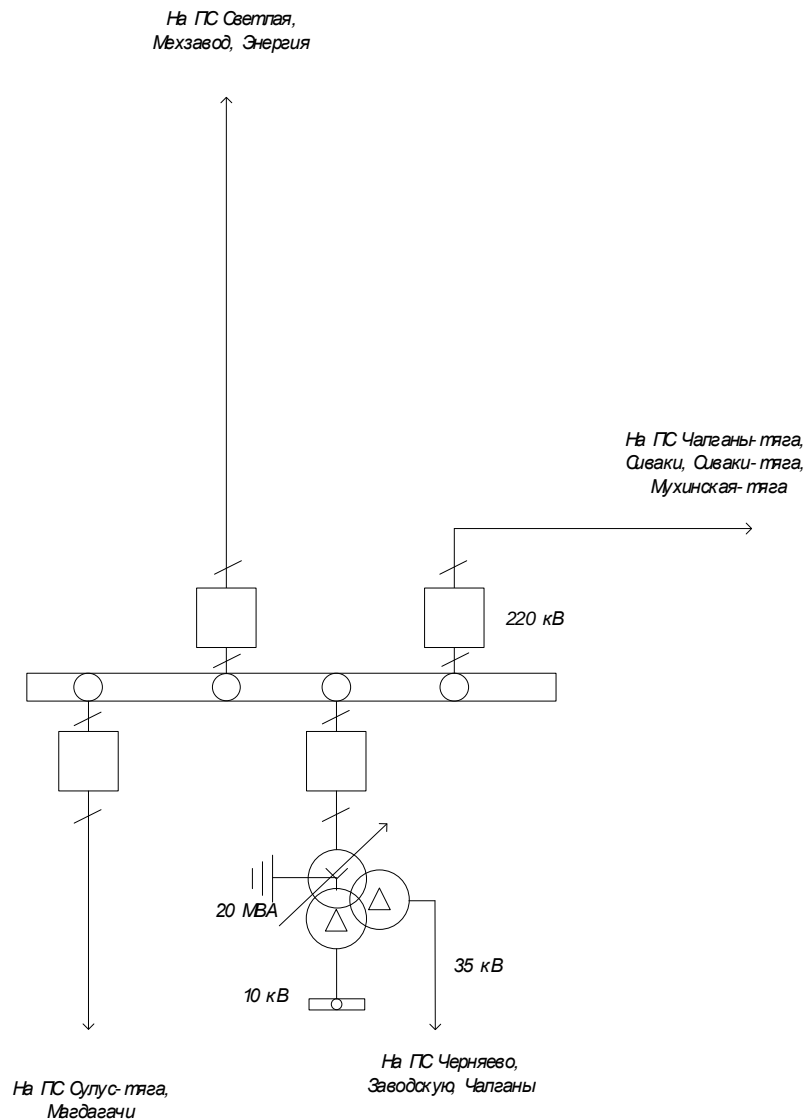


Рисунок 2 – ПС Ключевая

Тип подстанции по способу присоединения – узловая;

Число отходящих линий - 4

Уровень напряжения – 220/27,5/10 кВ;

Число трансформаторов – 1;

Мощность трансформаторов – 20 МВА.

2) ПС Мухинская:

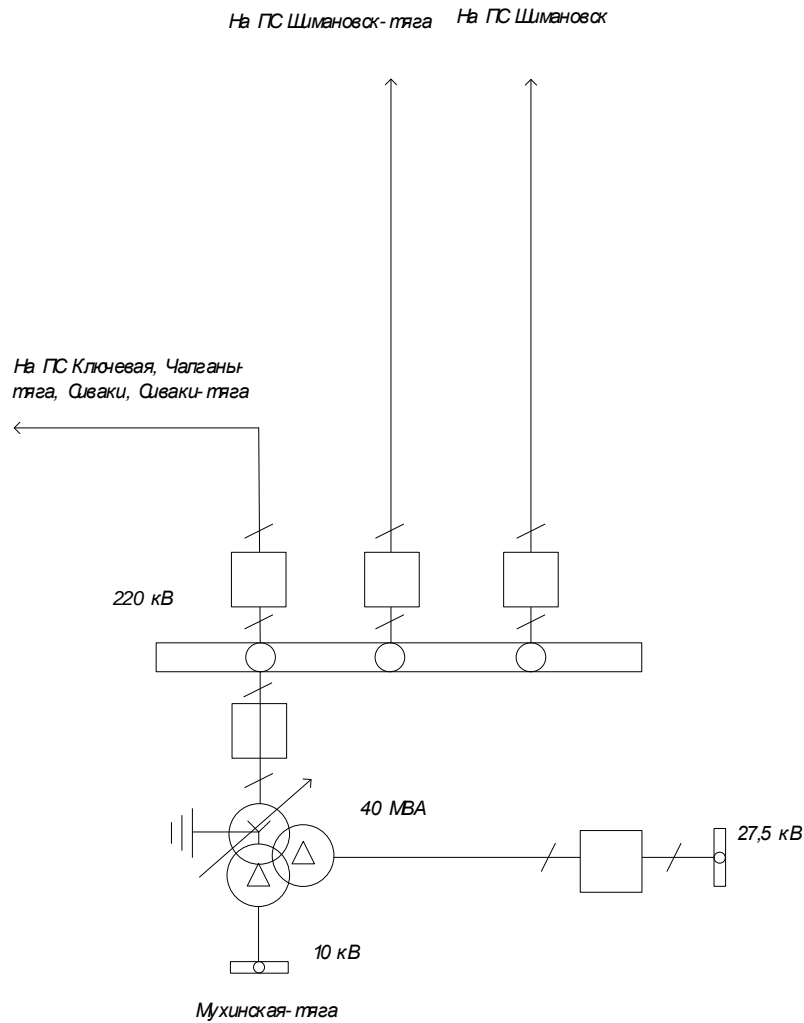


Рисунок 3 – ПС Мухинская

Тип подстанции по способу присоединения – узловая;

Число отходящих линий - 3

Уровень напряжения – 220/27,5/10 кВ;

Число трансформаторов – 1;

Мощность трансформаторов – 40 МВА.

3 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПС УШМУН

Подстанция будет питать железнодорожную станцию Ушумун в одноимённом посёлке и сам железнодорожный путь.

Список производимых станцией операций:

- приём и выдача повагонных отправок грузов, допускаемых к хранению на открытых площадках станций;

- приём и выдача грузов повагонными и мелкими отправлениями, загружаемых целыми вагонами, только на подъездных путях и местах необщего пользования.

Основным элементом станции является путевое хозяйство — совокупность железнодорожных путей, как правило, объединённых в парки. Как парки, так и пути в парках могут иметь определённую специализацию (например, сортировочный парк). Нумерация путей осуществляется вверх и вниз от главных (по которым, как правило, осуществляется пропуск поездов без остановки) с соблюдением чётности и нечётности нумерации. Между собой пути соединяются стрелками, которые также нумеруются с одной стороны станции чётными, а с другой нечётными номерами. На пассажирских станциях пути могут быть секционированы, что позволяет принимать на путь два короткосоставных пригородных поезда с различных сторон. В этом случае к номеру пути добавляется буква, однако с точки зрения путевого развития станции данный путь всё равно рассматривается как единое целое.

Полезная длина пути ограничивается предельными столбиками и/или светофорами. Тупиковые пути имеют с одной стороны специальный тупиковый упор и используются для служебных целей и отстоя вагонов и локомотивов.

Для производства грузовых операций предназначено грузовое хозяйство: погрузочно-выгрузочные пути, терминалы, склады, сортировочные станции и так далее.

4 РАСЧЁТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПОДСТАНЦИИ

Максимальная мощность потребителя составляет 21,235 МВт. Расчёт средней активной мощности по методике, приведенной в [16].

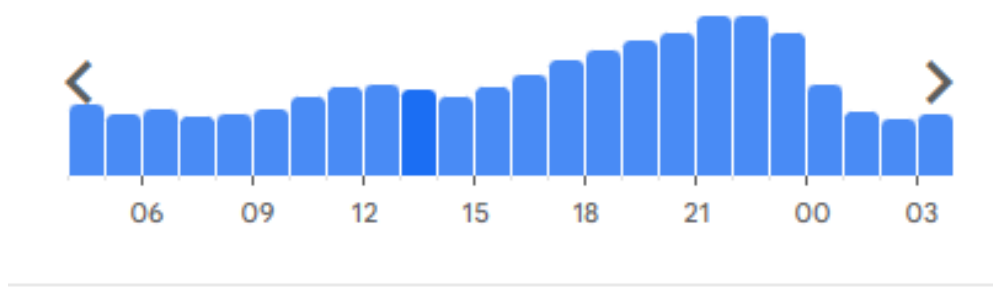


Рисунок 4 – Примерный график нагрузки по времени суток
Среднюю активную мощность можно определить по формуле:

$$P_{\text{ср}} = \frac{\sum P_i \cdot t_i}{T} = \frac{1}{24} (21,235 \cdot 2 + 20,598 \cdot 2 + 20,386 + 19,961 + 19,536 + 18,899 + 18,687 \cdot 2 + 18,474 \cdot 3 + 18,05 \cdot 2 + 17,837 + 17,413 \cdot 2 + 17,200 \cdot 3 + 16,988 \cdot 3) = 18,607 \text{ МВт} \quad (1)$$

где P_i - активная нагрузка;

t_i - время использования нагрузки;

T - общее время использования нагрузки, принимается 24 часа.

Эффективная активная мощность определяется по формуле:

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{\sum P_i^2 \cdot t_i}{T}} = \sqrt{\frac{1}{24} \cdot \left(21,235^2 \cdot 2 + 20,598^2 \cdot 2 + 20,386^2 + 19,961^2 + 19,536^2 + 18,899^2 + 18,687^2 \cdot 2 + 18,474^2 \cdot 3 + 18,05^2 \cdot 2 + 17,837^2 + 17,413^2 \cdot 2 + 17,200^2 \cdot 3 + 16,988^2 \cdot 3 \right)} = 18,673 \text{ МВт} \quad (2)$$

Аналогично рассчитывается реактивная мощность.

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 21,235 \cdot 0,46 = 9,768 \text{ МВАр} \quad (3)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности, равный 0,46 [3].

Средняя реактивная мощность:

$$Q_{\text{ср}} = \frac{\sum Q_i \cdot t_i}{T} = \frac{1}{24} (9,768 \cdot 2 + 9,475 \cdot 2 + 9,377 + 9,182 + 8,987 + 8,694 + 8,596 \cdot 2 + 8,498 \cdot 3 + 8,302 \cdot 2 + 8,205 + 8,010 \cdot 2 + 7,912 \cdot 3 + 7,814 \cdot 3) = 8,559 \text{ МВАр} \quad (4)$$

Эффективная реактивная мощность:

$$Q_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{\sum P_i^2 \cdot t_i}{T}} = \sqrt{\frac{1}{24} \cdot \left(9,768^2 \cdot 2 + 9,475^2 \cdot 2 + 9,377^2 + 9,182^2 + 8,987^2 + 8,694^2 + 8,596^2 \cdot 2 + 8,498^2 \cdot 3 + 8,302^2 \cdot 2 + 8,205^2 + 8,010^2 \cdot 2 + 7,912^2 \cdot 3 + 7,814^2 \cdot 3 \right)} = 8,583 \text{ МВАр} \quad (5)$$

Таблица 3 – Вероятностные характеристики электрических нагрузок

Название ПС	$P_{\max}$, МВт	$Q_{\max}$, МВАр	$P_{\text{ср}}$, МВт	$Q_{\text{ср}}$, МВАр	$P_{\text{эф}}$, МВт	$Q_{\text{эф}}$, МВАр
1	2	3	4	5	6	7
ПС Ушмун- тяги	21,235	9,768	18,607	8,559	18,673	8,583

По расчётным значениям, представленным в таблице 3, требуется выполнить вычисления для компенсации реактивной мощности, а на основании расчетных нагрузок будут выбираться силовые трансформаторы.

5 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПРИ ПОДКЛЮЧЕНИИ ПС УШМУН К СИСТЕМЕ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

5.1 Варианты развития электрической сети

Подстанция подключается к линии Ключевая – Мухинская. Есть два варианта развития электрической сети. Они отличаются способом присоединения подстанции Ушмун к сети, количеством линий (в первом варианте – одна, во втором – две) и количеством присоединённых подстанций (в первом варианте – 3, во втором – 4).

В первом варианте подстанция присоединяется к сети «мостиком» (Схема 1), во втором – отпайкой (Схема 2).

5.2 Компенсация реактивной мощности

Устройства, компенсирующие реактивную мощность и уменьшающие её объём, требуется установить в сети внешнего электроснабжения, так как нагрузка на подстанцию непостоянна (железная дорога). Преимуществом компенсирующих устройств также является сокращение потерь мощности и энергии в процессе передачи электрической энергии на расстояние.

В рамках расчета проводится компенсация реактивной мощности на шинах напряжением 10 кВ на подстанции Ушмун-тяга.

Особое внимание уделяется расчету требуемой мощности компенсирующего устройства (КУ), поскольку этот параметр больше остальных влияет на эффективность компенсации и стабильность работы электросети. Максимальное снижение потерь и улучшение качества электроснабжения потребителей определяется по формуле:

$$Q_K = Q_{max} - P_{max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{пред}} = 9,768 - 21,235 \cdot 0,4 = 1,27 \text{ МВАр} \quad (6)$$

где Q_{max} - расчетная максимальная реактивная мощность нагрузки;

P_{max} - расчетная максимальная активная мощность нагрузки;

Схема присоединения №1

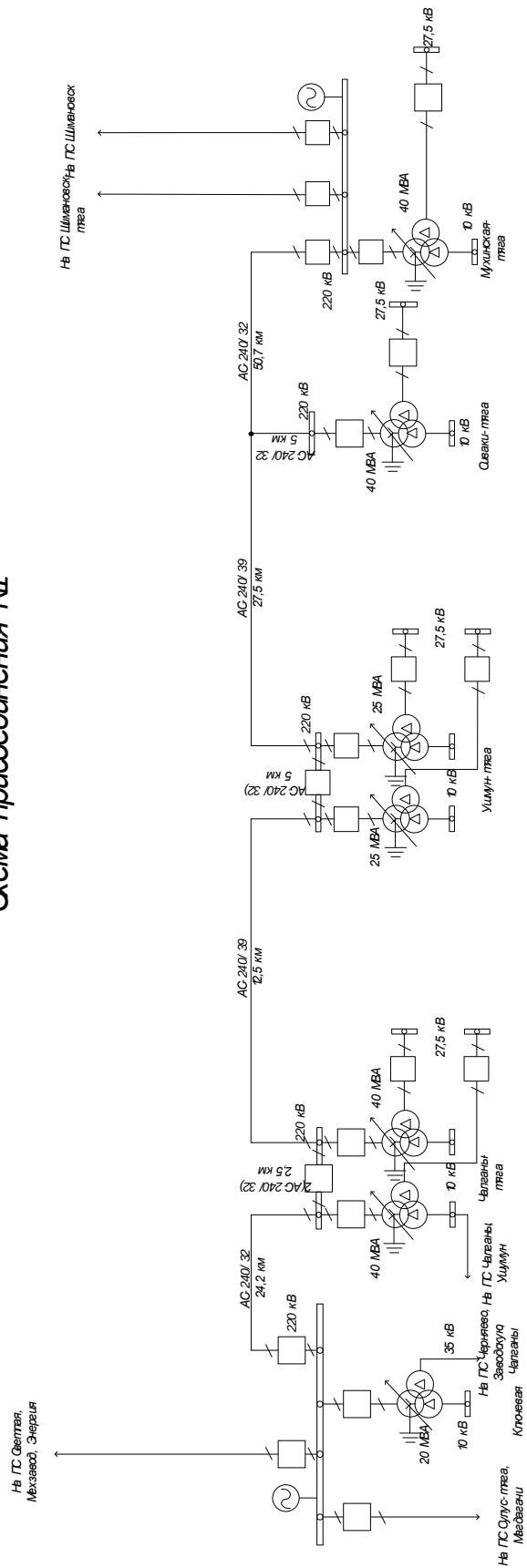


Рисунок 5 – Первый вариант сети внешнего электроснабжения Ключевая – Мухинская

$\text{tg}\varphi_{\text{пред}}$ - предельный коэффициент мощности, равный 0,4 в соответствии с приказом Минэнерго РФ от 23 июня 2015 г. N 380 [17].

Мощность КУ, требуемая для каждой секции РУ НН на 10 кВ:

$$Q_{\text{нecк}} = Q_{\text{max}} - Q_{\text{номКУ}} = 9,768 - 0,9 = 8,868 \text{ МВАр} \quad (7)$$

где $Q_{\text{номКУ}}$ - номинальная мощность компенсирующих устройств.

Итак, требуется установка компенсирующих устройств. По вычисленным величинам выбираются 2 конденсаторных установок УКРМ-10,5-900-300ф-2х300р УЗ на 0,9 МВАр.

6 ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПС УШМУН

6.1 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Согласно ПУЭ, мощность трансформаторов на подстанции лучше выбирать из условия допустимой перегрузки до 70—80%, на время максимума общей продолжительности суток не более 6 часов (за максимум 5 суток). В нагрузку ПС входят потребители 1-й категории, поэтому силовых трансформаторов нужно устанавливать по меньшей мере 2. Их мощность определяется по следующей формуле:

$$S_{\text{тр}} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{N \cdot K_3} = \frac{\sqrt{21,235^2 + 8,494^2}}{2 \cdot 0,7} = 16,336 \text{ МВА} \quad (8)$$

где K_3 – коэффициент загрузки силовых трансформаторов, принимается 0,7;

P – активная мощность трансформаторов;

Q – реактивная мощность трансформаторов;

Итак, выбирается трансформатор марки ТДТНЖ-25000/220 [1]. Проверяется по коэффициенту загрузки:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{n \cdot S_{\text{Т.НОМ}}} = \frac{\sqrt{21,235^2 + 8,494^2}}{2 \cdot 25} = 0,46 \quad (9)$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{S_{\text{Т.НОМ}}} = \frac{\sqrt{21,235^2 + 8,494^2}}{25} = 0,91 \quad (10)$$

Так как подстанция – тяговая, то нужно выбрать трансформатор именно с обозначением литерой Ж (железная дорога).

Каталожные данные представлены в таблице 4.

Таблица 6 – Каталожные данные трансформатора

Тип трансформатора	Напряжение обмотки ВН, кВ	Напряжение обмотки СН, кВ	Напряжение обмотки НН, кВ	Напряжение короткого замыкания, %	Потери короткого замыкания, кВт
ТДТНЖ-25000/220	230	27,5	11	ВН - СН:12,5 ВН - НН:20 СН - НН:6,5	-

6.2 Выбор проводов и сечений ВЛЭП

В сетях и линиях электропередачи напряжением 110-500 кВ находятся в эксплуатации сталеалюминевые провода. Содержание стали в них приводит к увеличению их стоимости, усложнению их конструкций. На воздушных линиях электропередачи часто применяются провода марки АС (алюминий-сталь).

Для выбора проводов необходимо рассчитать $I_{\max}$ в воздушных линиях:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{21,235^2 + 8,494^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 60,02 \text{ А} \quad (11)$$

$U_{\text{ном}}$ – ном. напряжение сети, кВ.

Также нужно учитывать район по гололёду. В данном случае это II район [2].

Определяются расчетные токи на участках линий, в зависимости от которых выбирается сечение проводов [1]:

$$I_P = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = I_P = 60,02 \cdot 1,05 \cdot 1,1 = 69,32 \text{ А} \quad (12)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и совмещение максимумов нагрузки в электрической сети.

Для воздушных ЛЭП 110 – 220 кВ α_t равен 1,05.

К установке принимается на воздушных линиях провода марки АС-240/39 и проверяется в послеаварийном режиме. Для этого провода длительно допустимый ток равен 610 А [1].

6.3 Выбор схем РУ подстанции

Главным при проектировании электрической части подстанции является выбор главной схемы, так как он определяет состав элементов и связей между ними.

При выборе главной схемы подстанции надо иметь в виду следующие факторы:

- тип ПС;
- число и мощность силовых трансформаторов;
- величина напряжения;
- число питающих линий и отходящих присоединений;

Также при составлении главной схемы необходимо обеспечить основные требования, такие как:

- наглядность и экономичность;
- возможность проведения ремонтных и эксплуатационных работ;
- удобство в эксплуатации;
- безопасность в обслуживании и т.д.

Исходя из перечисленного принимается к установке на РУ следующие схемы, указанные в таблице 7.

Таблица 7 – Схемы РУ на разные номинальные напряжения подстанции

	РУ ВН	РУ СН	РУ НН
1	2	3	4
Вид схемы РУ	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	Одна рабочая секционированная выключателем система шин	Одна рабочая секционированная выключателем система шин

7 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ МЕТОДОМ ПРИВЕДЁННЫХ ЗАТРАТ

В данном разделе сравниваются допустимые по техническим требованиям варианты, то есть такие, в которых потребитель получает нужную электроэнергию нужного качества. Будут рассмотрены два варианта – соединение «мостиком» (Схема №1) и отпайкой (№2).

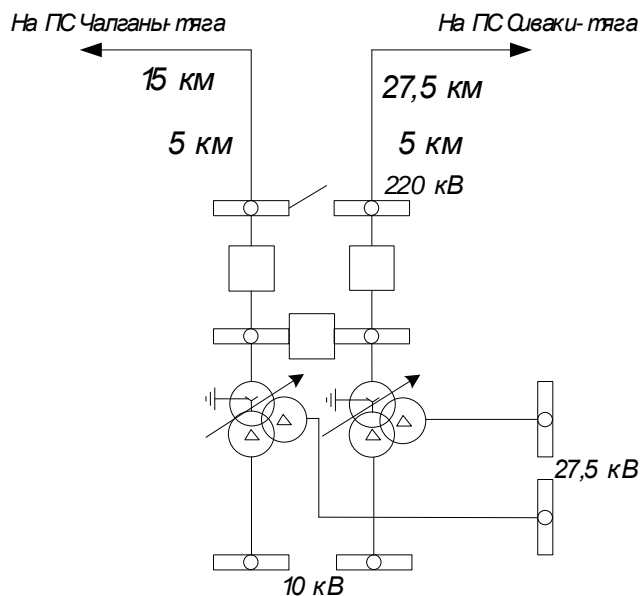


Рисунок 7 – Схема 1

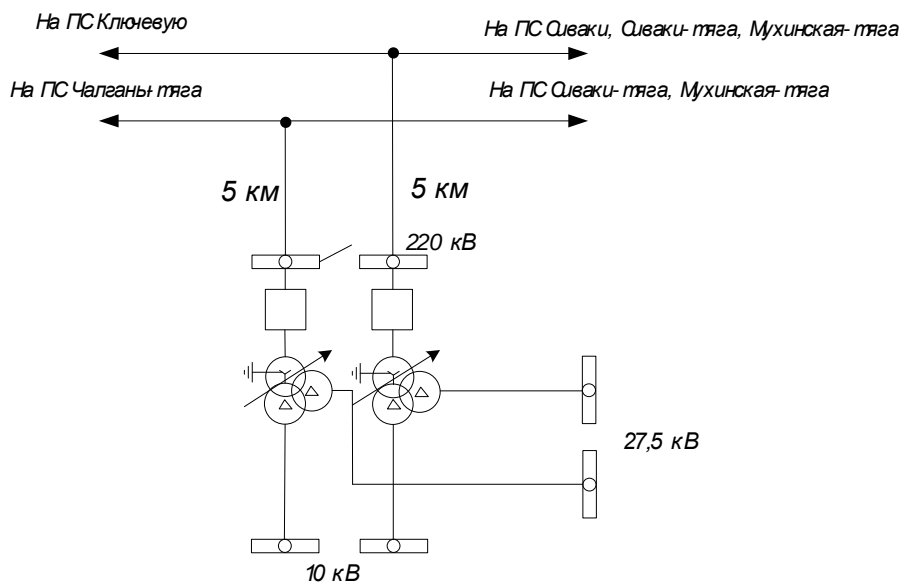


Рисунок 8 – Схема 2

Для первой схемы на сторону ВН выбирается схема распределительного устройства мостик-220-5Н, для второй схемы – два блока-220-4Н.

Сопоставление вариантов проводится по результатам расчетов сравнительной экономической эффективности капитальных вложений. Главным критерием, по которому выбирается более выгодный вариант, является минимум приведенных затрат, вычисляемый по формуле:

$$З = И_{\Sigma} + E_H \cdot K \quad (13)$$

где $И_{\Sigma}$ – суммарные издержки производства, тыс. руб;

E_H – нормативный коэффициент экономической эффективности;

K – капитальные вложения в сооружение электросетевого комплекса, тыс. руб.

Нормативный коэффициент определяется по формуле:

$$E_H = \frac{1}{T_H} = \frac{1}{7} = 0,14 \quad (14)$$

где T_H – срок окупаемости проекта.

7.1 Капитальные вложения

В экономических расчётах стоимости строительства электрических сетей капитальные вложения (КВ) состоят из капитальных вложений на сооружение подстанции ($K_{ПС}$) и линии ($K_{Л}$):

$$K = K_{ПС} + K_{Л} \quad (15)$$

В КВ на сооружение подстанций входят суммы на приобретение трансформаторов и распределительных устройств, постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций и благоустройство территории.

кВ на сооружение подстанции, тыс. руб.:

$$K_{\text{ПС}} = (K_{\text{ОТ.З}} + K_{\text{ПОСТ}} + K_{\text{ОРУ}} + K_{\text{КУ}} + K_{\text{ТР}}) \cdot K_{\text{П}} \cdot K_{\text{З}} \quad (16)$$

где $K_{\text{ОТ.З}}$ – стоимость отвода земли для строительства ПС;

$K_{\text{ПОСТ}}$ – постоянная часть затрат, для схемы мостик – 220 – 5Н и для схемы два блока – 220 – 4Н принимается 26000 тыс. руб;

$K_{\text{ОРУ}}$ – стоимость распределительных устройств, принимается для одного элегазового выключателя на 220 кВ 12500 тыс. руб;

$K_{\text{ТР}}$ – затраты на установку трансформатора, принимается 10700 тыс.руб;

$K_{\text{П}}$ – переводной коэффициент, принимается равным 11;

$K_{\text{З}}$ – зональный повышающий коэффициент, принимается для Дальнего Востока 1,4;

$K_{\text{КУ}}$ – стоимость компенсирующих устройств, принимается 3500 тыс. руб. для 10 кВ.

Стоимость отвода земли для строительства ПС определяется по формуле:

$$K_{\text{ОТ.З}} = S_{\text{ОТ.З}} \cdot \text{Ц}_{\text{ОТ.З}} \quad (17)$$

где $S_{\text{ОТ.З}}$ – площадь отвода земли для строительства ПС, для ПС 220 кВ принимаем 25500 м²;

$\text{Ц}_{\text{ОТ.З}}$ – стоимость отвода земли, принимается 7 руб = 0,007 тыс. руб за м²:

Затраты на участке ПС, если присоединение осуществляется по схеме 1, тыс. руб:

$$K_{\text{ОТ.З}} = 25500 \cdot 0,007 = 178,5$$

$$K_{\text{ОРУ}} = 3 \cdot 12500 = 37500$$

$$K_{\text{ТР}} = 10700 \cdot 2 = 21400$$

$$K_{\text{КУ}} = 2 \cdot 3500 = 7000$$

Затраты на участке ПС, если присоединение осуществляется по схеме 2, тыс. руб:

$$K_{\text{ОТ.З}} = 25500 \cdot 7 = 178500 = 178,5$$

$$K_{\text{ОРУ}} = 2 \cdot 12500 = 25000$$

$$K_{\text{ТР}} = 10700 \cdot 2 = 21400$$

$$K_{\text{КУ}} = 2 \cdot 3500 = 7000$$

В таблицу 8 сведены общие КВ по подстанции в обоих случаях.

Таблица 8 – Капитальные вложения на сооружения ПС

	$K_{\text{ОТ.З}}$	$K_{\text{ПОСТ}}$	$K_{\text{ОРУ+ВЫКЛ}}$	$K_{\text{КУ}}$	$K_{\text{ТР}}$
Схема 1	178,5	26000	37500	7000	21400
Схема 2	178,5	26000	25000	7000	21400

КВ на сооружение подстанции, тыс.руб:

$$K_{\text{ПСсх1}} = (178,5 + 26000 + 37500 + 21400 + 7000) \cdot 11 \cdot 1,4 = 1418008,9$$

$$K_{\text{ПСсх2}} = (178,5 + 26000 + 25000 + 21400 + 7000) \cdot 11 \cdot 1,4 = 1225508,9$$

КВ на сооружение ЛЭП определяются как:

$$K_{\text{Л}} = (K_{\text{ОТ.З}} + K_{\text{ЛЭП}}) \cdot K_{\text{П}} \cdot K_{\text{З}} \quad (18)$$

где $K_{\text{ОТ.З}}$ – затраты на отведение земли и вырубку просеки;

$K_{\text{ЛЭП}}$ – стоимость строительства ЛЭП.

Затраты на отведение земли и вырубку просеки определяются по формуле:

$$K_{\text{ОТ.З}} = l \cdot S_{\text{ОТ.З}} \cdot \Pi_{\text{ОТ.З}} + Z_{\text{ПР}} \cdot l \quad (19)$$

где l – длина трассы;

$S_{\text{ОТ.З}}$ – площадь отвода земли на 1 км. Принимается железобетонная свободностоящая одноцепная опора, потому что её экономически выгоднее ставить [1].

$Z_{\text{ПР}}$ – затраты на вырубку просеки. Болот в данной местности нет, поэтому лежневые дороги обустроиваться не будут.

Стоимость строительства ЛЭП определяется по формуле:

$$K_{\text{ЛЭП}} = K_{\text{О}} \cdot l \quad (20)$$

где $K_{\text{О}}$ – удельные затраты на 1 км.

Затраты на участке линии, если присоединение осуществляется по схеме 1, тыс. руб:

$$K_{\text{ОТ.З}} = 52,5 \cdot 35 \cdot 0,007 + 110 \cdot 52,5 = 5787,9$$

$$K_{\text{ЛЭП}} = 1120 \cdot 52,5 = 58800$$

Затраты на участке линии, если присоединение осуществляется по схеме 2, тыс. руб:

$$K_{от.з} = (5 \cdot 35 \cdot 0,007 + 110 \cdot 5) + (5 \cdot 35 \cdot 0,007 + 110 \cdot 5) = 1102,5$$

$$K_{лэп} = 1120 \cdot (5 + 5) = 11200$$

Аналогично определяются затраты для других участков. Результаты расчёта сводим в таблицу 9.

Таблица 9 – Капитальные вложения на строительство линий

Схема	$K_{от.з}$	$K_{лэп}$
Мостик	5787,9	58800
Отпайка	1102,5	11200

Далее определяются КВ на сооружение линий для двух вариантов, тыс. руб:

$$K_{лсх1} = (5787,9 + 58800) \cdot 11 \cdot 1,4 = 994653,7$$

$$K_{лсх2} = (1102,5 + 11200) \cdot 11 \cdot 1,4 = 189458,5$$

7.2 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки – расходы, необходимые для эксплуатации энергетических объектов в течении одного года. Эксплуатационные издержки включают в себя расходы на эксплуатацию ЛЭП, расходы на эксплуатацию подстанций, стоимость потерь электроэнергии.

$$И = И_{ЭиР} + И_{АМ} + И_{\Delta W} \quad (21)$$

где $И_{ЭиР}$ – издержки на эксплуатацию и ремонт;

$И_{АМ}$ – издержки на амортизацию;

$И_{\Delta W}$ – затраты сетевой организации на компенсацию потерь электроэнергии, возникающих в электросетевом комплексе.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$И_{ЭиР} = d_{НОвл} \cdot K_{ВЛ} + d_{НОпс} \cdot K_{ПС} \quad (22)$$

где $d_{НОвл}$ – нормированные отчисления на ремонт и эксплуатацию линий, для ВЛ 220 кВ и выше принимается 0,008;

$d_{НОпс}$ – нормированные отчисления на ремонт и эксплуатацию ПС, для ПС 220 кВ принимается 0,049.

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$И_{АМ} = \frac{K}{T_{CP}} \quad (23)$$

где T_{CP} – срок службы оборудования, принимаем 20 годам.

Затраты сетевой организации на компенсацию потерь электроэнергии, возникающих в электросетевом комплексе:

$$И_{\Delta W} = \Delta W \cdot T_{пот} \quad (24)$$

где ΔW – потери в элементах сети.

Потери в элементах сети определяются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{Л} + \Delta W_{ТР} \quad (25)$$

где $\Delta W_{Л}$ – потери электрической энергии в линиях;

$\Delta W_{ТР}$ – потери электрической энергии в трансформаторах.

Потери электрической энергии в линиях определяются по формуле:

$$\Delta W_{Л} = 3 \cdot (I_{\max})^2 \cdot R_{Л} \cdot T_{\max} \quad (26)$$

где $R_{\text{Л}}$ – активное сопротивление линии.

Активное сопротивление линии определяется по формуле:

$$R_{\text{Л}} = \frac{1}{n} \cdot r_0 \cdot l \quad (27)$$

где n – число цепей.

Потери электрической энергии в 2 трансформаторах определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{ТР}} = \left(2 \cdot \Delta P_{\text{С}} + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{\text{М,НОМ}} \cdot \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \right) \quad (28)$$

где $\Delta P_{\text{С}}$ – потери активной мощности в стали

$\Delta P_{\text{М}}$ – потери активной мощности в меди.

Схема 1:

$$И = 77439,67 + 120633,13 + 43480 = 241552,8$$

$$И_{\text{ЭИР}} = 0,008 \cdot 994653,7 + 0,049 \cdot 1418008,9 = 77439,67$$

$$И_{\text{АМ}} = \frac{994653,7 + 1418008,9}{20} = 120633,13$$

$$И_{\Delta W} = 434,8 \cdot 100 = 43480$$

$$\Delta W = 334,8 + 100 = 434,8 \text{ кВт}$$

$$\Delta W_{\text{Л}} = 3 \cdot 0,06^2 \cdot 6,2 \cdot 5000 = 334,8 \text{ кВт}$$

$$R_{\text{Л}} = \frac{1}{1} \cdot 0,118 \cdot 52,5 = 6,2 \text{ Ом}$$

$$\Delta W_{TP} = \left(2 \cdot 50 + \frac{1}{2} \cdot 0 \cdot \left(\frac{23,373}{25} \right)^2 \right) = 100 \text{ кВт}$$

Схема 2:

$$И = 61565,6 + 70748,4 + 16370 = 148684$$

$$И_{ЭИР} = 0,008 \cdot 189458,5 + 0,049 \cdot 1225508,9 = 61565,6$$

$$И_{AM} = \frac{189458,5 + 1225508,9}{20} = 70748,4$$

$$И_{\Delta W} = 163,7 \cdot 100 = 16370$$

$$\Delta W = 63,7 + 100 = 163,7 \text{ кВт}$$

$$\Delta W_{Л} = 3 \cdot 0,06^2 \cdot 1,18 \cdot 5000 = 63,7 \text{ кВт}$$

$$R_{Л} = \frac{1}{1} \cdot 0,118 \cdot (5 + 5) = 1,18 \text{ Ом}$$

$$\Delta W_{TP} = \left(2 \cdot 50 + \frac{1}{2} \cdot 0 \cdot \left(\frac{23,373}{25} \right)^2 \right) = 100 \text{ кВт}$$

Результаты расчёта сведены в таблицу 10.

Таблица 10 - Техничко-экономические показатели двух вариантов сети

Показатель	Схема 1	Схема 2
$И_{ЭИР}$	77439,67	61565,6
$И_{AM}$	120633,13	70748,4
$И_{\Delta W}$	43480	16370
$И$	241552,8	148684

7.3 Определение эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети

Критерием минимума приведенных затрат находим по формуле (1), тыс. руб.:

$$Z_{cx1} = 241552,8 + 0,14 \cdot 2412662,6 = 579325,564$$

$$Z_{cx2} = 148684 + 0,14 \cdot 1307167,4 = 346779,436$$

Для дальнейшего расчета выбирается схема №2, рассчитанная на напряжение 220 кВ, т.к. она имеет меньшие критерии минимума приведенных затрат, меньшие издержки и меньшие капитальные вложения.

8 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания осуществляется приближенным методом в именованных единицах.

Расчетный вид КЗ -
трёхфазное, по которому, согласно
ПУЭ, проверяются:

- динамическая устойчивость шин и аппаратов;
- отключающая способность выключателей;
- также термическая устойчивость токоведущих частей электроустановок и аппаратов.

В процессе расчета токов КЗ необходимо определить следующие их значения:

$I_{по}$ – периодическая составляющая тока КЗ;

i_y – ударный ток КЗ;

i_a – апериодическая составляющая тока КЗ в начальный момент времени.

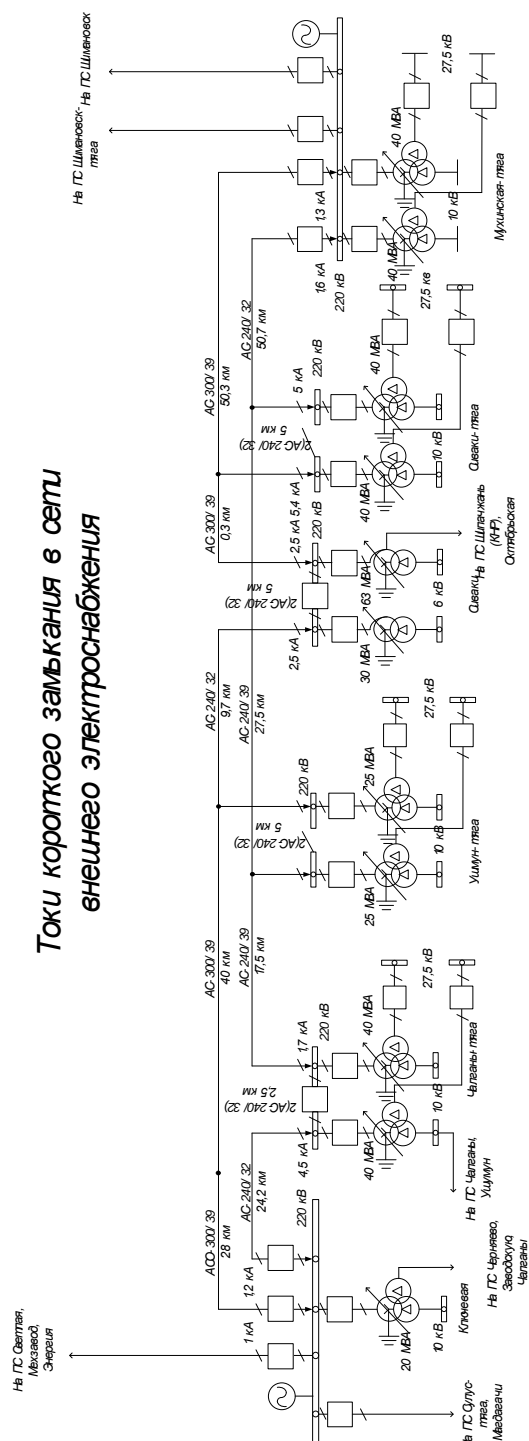


Рисунок 9 – Поясняющая схема подстанции «Ушмун-тяга» с токами КЗ

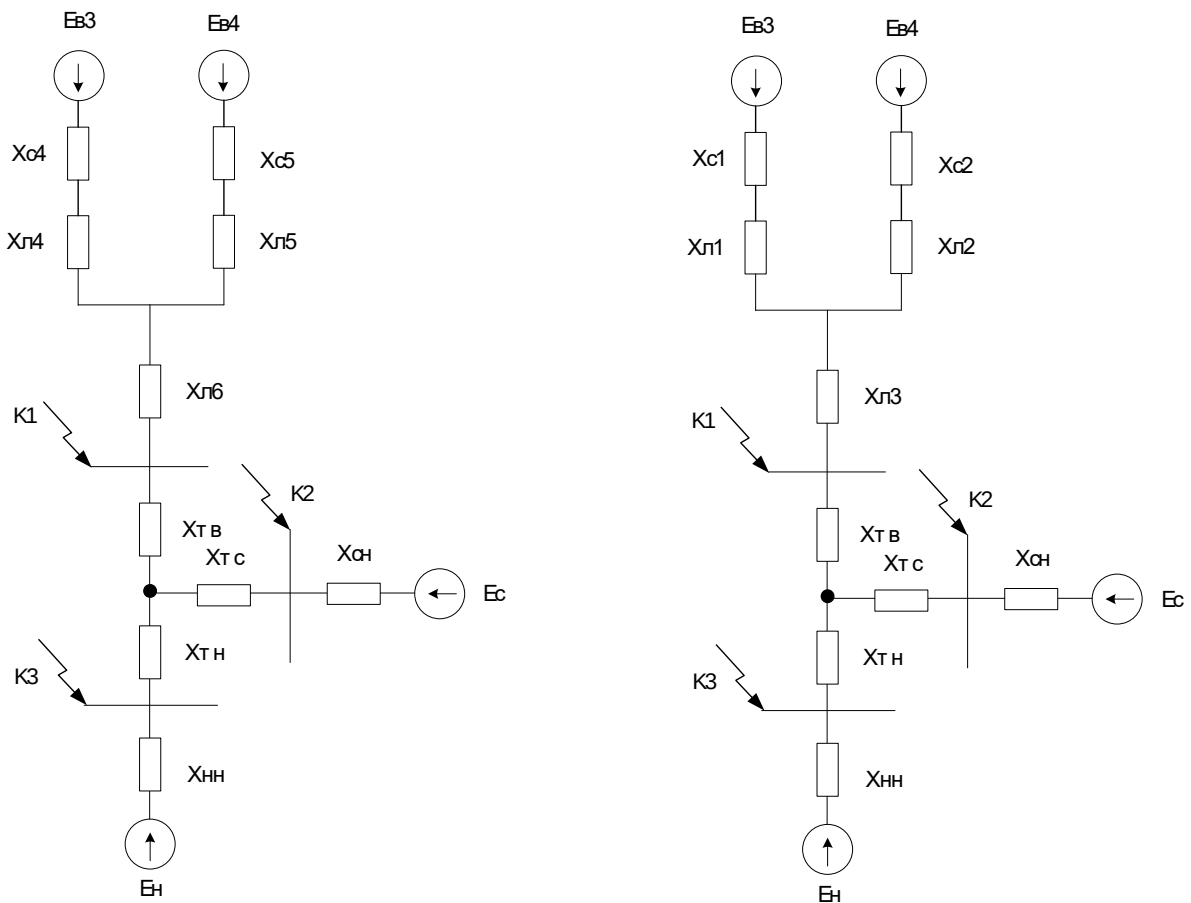


Рисунок 10 – Расчетная схема замещения подстанции

Определяются параметры СЗ. Расчет проводится в относительных единицах. Базисная мощность принимается равной $S_6 = 1000$ МВА, ЭДС системы $E_c = 1$ и ЭДС нагрузки $E_H = 0,85$ в относительных единицах.

Задаются базисные напряжения:

$$U_{61} = 230 \text{ кВ}, U_{62} = 27,5 \text{ кВ}, U_{63} = 11 \text{ кВ}$$

Напряжения короткого замыкания обмоток ВН, СН, НН силового трансформатора соответственно равны:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{B-C} + U_{B-H} - U_{C-H}) = 0,5 \cdot (12,5 + 20 - 6,5) = 13 \% \quad (29)$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{B-C} + U_{C-H} - U_{B-H}) = 0,5 \cdot (12,5 + 6,5 - 20) = 0 \% \quad (30)$$

$$U_{кН} = 0,5 \cdot (U_{с-н} + U_{в-н} - U_{в-с}) = 0,5 \cdot (6,5 + 20 - 12,5) = 7 \% \quad (31)$$

Сопротивления обмоток трансформатора определяются по формулам:

$$X_{Ti} = \frac{U_{ki}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ТНОМ}} \quad (32)$$

$$X_{ТВ} = \frac{13}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 5,2 \text{ о. е.}$$

$$X_{ТС} = \frac{0}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0 \text{ о. е.}$$

$$X_{ТН} = \frac{7}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 2,8 \text{ о. е.}$$

где $U_{кВ}$, $U_{кС}$, $U_{кН}$ – напряжение короткого замыкания обмоток ВН, СН, НН трансформатора соответственно;

$S_{ТНОМ}$ – номинальная мощность трансформатора.

Базисный ток для точки K_1 определяется по формуле:

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,51 \text{ о. е.} \quad (33)$$

Базисные токи для точек K_2 , K_3 определяются по формуле:

$$I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 21 \text{ о. е.} \quad (34)$$

$$I_{63} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{63}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 52,49 \text{ о. е.} \quad (35)$$

Токи рассчитываются по формуле:

$$I_{п0} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}} \cdot I_{\phi} \quad (36)$$

Ударные токи определяются по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot K_{уд} \quad (37)$$

8.1 Расчёт для линии Ключевая – Мухинская-тяга:

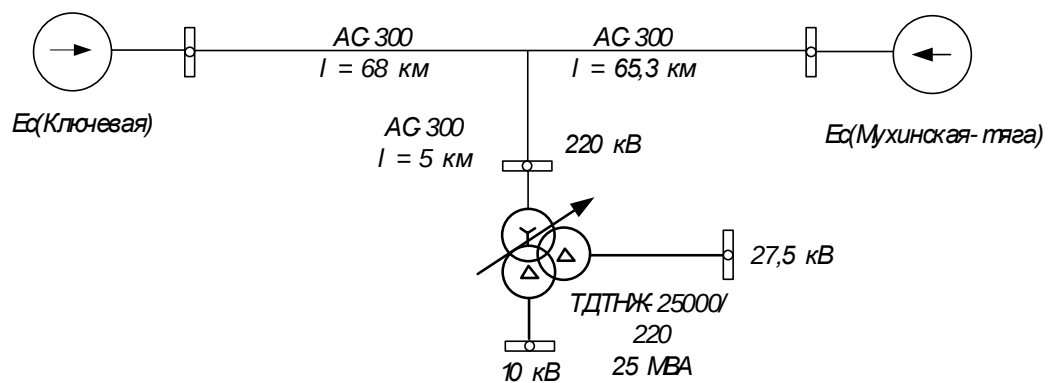


Рисунок 11 - Схема линии Ключевая – Мухинская-тяга

Сопротивления линий:

$$X_{Л1,2,3} = X_0 \cdot l_{1,2,3} \cdot \frac{S_{\phi}}{U_{\phi 1}^2} \quad (38)$$

где $U_{\phi 1}$ – базисное напряжение первой ступени трансформации;

X_0 – удельное сопротивление линии, равное 0,429 Ом/км;

l_1, l_2, l_3 – длина линии, равные соответственно 68, 65,3 и 5 км.

$$X_{Л1} = 0,429 \cdot 68 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,55 \text{ о. е.}$$

$$X_{Л2} = 0,429 \cdot 65,3 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,53 \text{ о. е.}$$

$$X_{Л3} = 0,429 \cdot 5 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,04 \text{ о. е.}$$

Сопротивления систем:

$$X_c = \frac{S_6}{S_k} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot U \cdot I_{к3}} \quad (39)$$

где S_k – мощность короткого замыкания, в кВА;

U_n – номинальное напряжение, в кВ;

$I_{к3}$ – ток короткого замыкания на подстанции, в кА.

$$X_{c1} = \frac{S_6}{S_k} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot U \cdot I_{к31}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1} = 2,62 \text{ о. е.}$$

$$X_{c2} = \frac{S_6}{S_k} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot U \cdot I_{к32}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1,3} = 2,02 \text{ о. е.}$$

Сопротивления ветвей:

$$X = X_c + X_{Л} \quad (40)$$

$$X_1 = X_{c1} + X_{Л1} = 2,62 + 0,55 = 3,17 \text{ о. е.}$$

$$X_2 = X_{c2} + X_{Л2} = 2,02 + 0,53 = 2,55 \text{ о. е.}$$

Эквивалентное сопротивление:

$$X_{\text{экв1}} = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} + X_{Л3} = \frac{3,17 \cdot 2,55}{3,17 + 2,55} + 0,04 = 1,45 \text{ о. е.} \quad (41)$$

Трансформатор выполнен по схеме «Звезда-Треугольник-Треугольник», поэтому подпитка со средней и низкой сторон не идёт.

Далее идёт расчёт для точки K_1 . Для этого составляется схема замещения (рисунок 12).

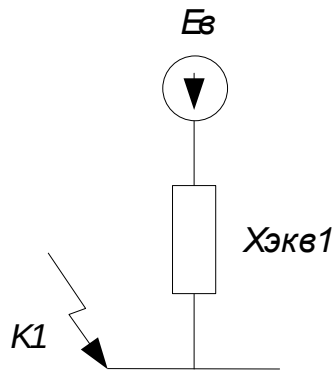


Рисунок 12 – Схема замещения для точки K_1

Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{no} = \frac{E_c}{X_{экв1}} \cdot I_{б1} = \frac{1}{1,45} \cdot 2,51 = 1,73 \text{ кА} \quad (42)$$

Для того, чтобы найти i_{y0} , необходимо знать ударный коэффициент, который берётся из справочных данных:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot K_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,73 \cdot 1,78 = 4,35 \text{ кА} \quad (43)$$

Апериодическая составляющая тока К.З.:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{no} = \sqrt{2} \cdot 1,73 = 2,45 \text{ кА} \quad (44)$$

Далее идёт расчёт для точки K_2 . Для этого составляется схема замещения (рисунок 13).

Базисное сопротивление:

$$X_2 = X_{\text{ЭКВ1}} + X_{\text{ТВ}} + X_{\text{ТС}} = 1,45 + 5,2 + 0 = 6,65 \text{ о. е.} \quad (45)$$

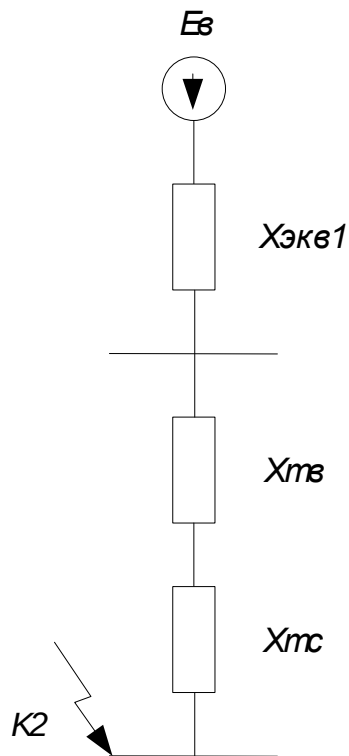


Рисунок 13 – Схема замещения для точки K₂

Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{\text{но}} = \frac{E_c}{X_2} \cdot I_{\text{б2}} = \frac{1}{6,65} \cdot 21 = 3,16 \text{ кА} \quad (46)$$

Ударный ток:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}} \cdot K_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 3,16 \cdot 1,608 = 8,16 \text{ кА} \quad (47)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ.:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{no} = \sqrt{2} \cdot 3,16 = 4,47 \text{ кА} \quad (48)$$

Далее идёт расчёт для точки КЗ. Для этого составляется схема замещения (рисунок 14).

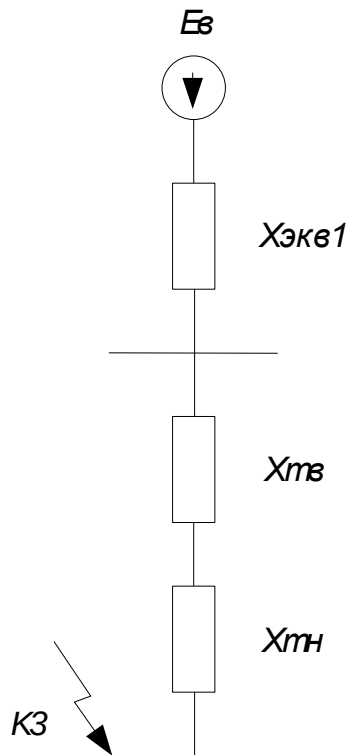


Рисунок 14 – Схема замещения для точки КЗ

Базисное сопротивление:

$$X_3 = X_{ЭВ1} + X_{ТВ} + X_{ТН} = 1,45 + 5,2 + 2,8 = 9,45 \text{ о. е.} \quad (49)$$

Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{no} = \frac{E_c}{X_3} \cdot I_{б3} = \frac{1}{9,45} \cdot 52,49 = 5,55 \text{ кА} \quad (50)$$

Ударный ток:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{но} \cdot K_{уд} = \sqrt{2} \cdot 5,55 \cdot 1,82 = 14,28 \text{ кА} \quad (51)$$

Апериодическая составляющая тока К.З.:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{но} = \sqrt{2} \cdot 5,55 = 7,85 \text{ кА} \quad (52)$$

Результаты расчета токов короткого замыкания в точках К₁, К₂, К₃ сведены в таблицу 11.

Таблица 11 – Токи короткого замыкания на линии Ключевая – Мухинская-тяга

Точка короткого замыкания	I _{по} , кА	i _{уд} , кА	i _а , кА
1	2	3	4
К ₁ (Точка высшего напряжения)	1,73	4,35	2,45
К ₂ (Точка среднего напряжения)	3,16	7,19	4,47
К ₃ (Точка низшего напряжения)	5,55	14,28	7,85

8.2 Расчёт для линии Чалганы-тяга –Мухинская-тяга:

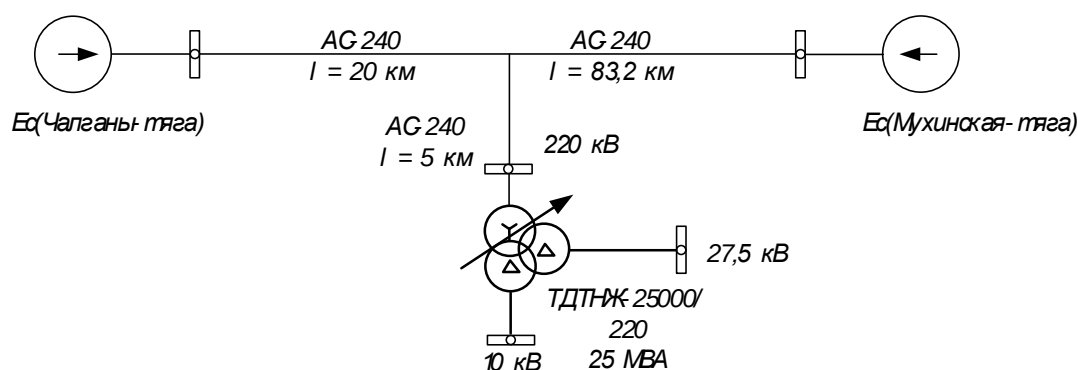


Рисунок 15 - Схема линии Чалганы-тяга –Мухинская-тяга

Сопротивления линий:

$$X_{Л4,5,6} = X_0 \cdot l_{4,5,6} \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} \quad (53)$$

где U_{61} – базисное напряжение первой ступени трансформации;

X_0 – удельное сопротивление линии, равное 0,429 Ом/км;

l_4, l_5, l_6 – длина линии, равные соответственно 20, 83,2 и 5 км.

$$X_{Л4} = 0,435 \cdot 20 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,16 \text{ о. е.}$$

$$X_{Л5} = 0,435 \cdot 83,2 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,68 \text{ о. е.}$$

$$X_{Л6} = 0,435 \cdot 5 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,04 \text{ о. е.}$$

Сопротивления систем:

$$X_c = \frac{S_6}{S_k} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot U \cdot I_{кз}} \quad (54)$$

где S_k – мощность короткого замыкания, в КВА;

U_n – номинальное напряжение, в кВ;

$I_{кз}$ – ток короткого замыкания на подстанции, в кА.

$$X_{c4} = \frac{S_6}{S_k} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot U \cdot I_{кз4}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1,7} = 1,54 \text{ о. е.}$$

$$X_{c5} = \frac{S_6}{S_k} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot U \cdot I_{кз5}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1,6} = 1,64 \text{ о. е.}$$

Сопротивления ветвей:

$$X = X_c + X_l \quad (55)$$

$$X_4 = X_{c4} + X_{l4} = 1,54 + 0,16 = 1,7 \text{ о. е.}$$

$$X_5 = X_{c5} + X_{l5} = 1,64 + 0,68 = 2,32 \text{ о. е.}$$

Эквивалентное сопротивление:

$$X_{\text{экв2}} = \frac{X_4 \cdot X_5}{X_4 + X_5} + X_{l6} = \frac{1,7 \cdot 2,32}{1,7 + 2,32} + 0,04 = 1,02 \text{ о. е.} \quad (56)$$

Трансформатор выполнен по схеме «Звезда-Треугольник-Треугольник», поэтому подпитка со средней и низкой сторон не идёт.

Далее идёт расчёт для точки К₁. Для этого составляется схема замещения (рисунок 16).

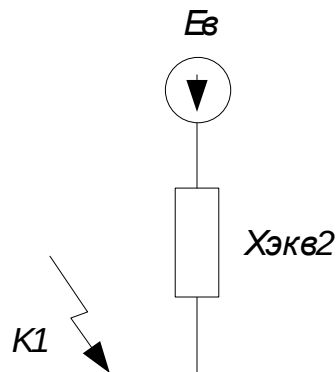


Рисунок 16 – Схема замещения для точки К₁

Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{no} = \frac{E_c}{X_{\text{экв1}}} \cdot I_{61} = \frac{1}{1,02} \cdot 2,51 = 2,46 \text{ кА} \quad (57)$$

Для того, чтобы найти i_{y0} , необходимо знать ударный коэффициент, который берётся из справочных данных:

$$i_{yд} = \sqrt{2} \cdot I_{н0} \cdot K_{уд} = \sqrt{2} \cdot 2,46 \cdot 1,78 = 6,19 \text{ кА} \quad (58)$$

Апериодическая составляющая тока К.З.:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{н0} = \sqrt{2} \cdot 2,46 = 3,48 \text{ кА} \quad (59)$$

Далее идёт расчёт для точки K_2 . Для этого составляется схема замещения (рисунок 17).

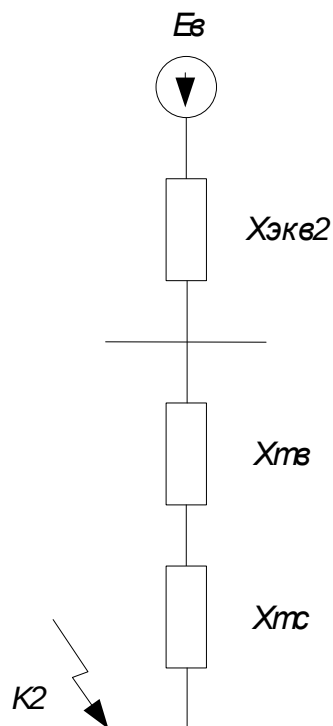


Рисунок 17 – Схема замещения для точки K_2

Базисное сопротивление:

$$X_2 = X_{ЭКВ1} + X_{ТВ} + X_{ТС} = 1,02 + 5,2 + 0 = 6,22 \text{ о.е.} \quad (60)$$

Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{no} = \frac{E_c}{X_2} \cdot I_{62} = \frac{1}{6,22} \cdot 21 = 3,38 \text{ кА} \quad (61)$$

Ударный ток:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot K_{уд} = \sqrt{2} \cdot 3,38 \cdot 1,608 = 7,69 \text{ кА} \quad (62)$$

Апериодическая составляющая тока К.З.:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{no} = \sqrt{2} \cdot 3,38 = 4,78 \text{ кА} \quad (63)$$

Далее идёт расчёт для точки К₃. Для этого составляется схема замещения (рисунок 18).

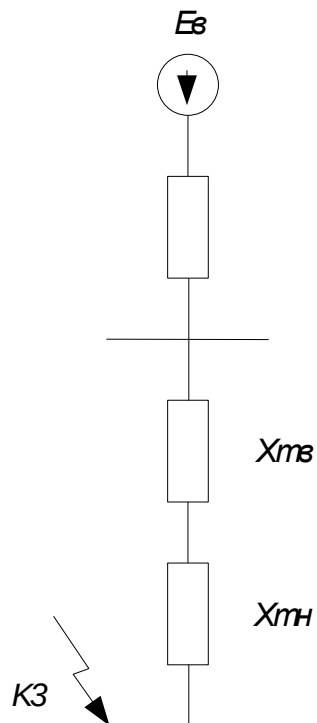


Рисунок 18 - Схема замещения для точки К₃

Базисное сопротивление:

$$X_3 = X_{\text{ЭКВ1}} + X_{\text{ТВ}} + X_{\text{ТН}} = 1,02 + 5,2 + 2,8 = 9,02 \text{ о. е.} \quad (64)$$

Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{\text{но}} = \frac{E_c}{X_3} \cdot I_{\text{бз}} = \frac{1}{9,02} \cdot 52,49 = 5,82 \text{ кА} \quad (65)$$

Ударный ток:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}} \cdot K_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 5,82 \cdot 1,82 = 14,98 \text{ кА} \quad (66)$$

Апериодическая составляющая тока К.З.:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}} = \sqrt{2} \cdot 5,82 = 8,23 \text{ кА} \quad (67)$$

Результаты расчета токов короткого замыкания в точках К₁, К₂, К₃ сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Токи короткого замыкания на линии Чалганы-тяга - Мухинская-тяга

Точка короткого замыкания	I _{по} , кА	i _{уд} , кА	i _а , кА
1	2	3	4
К ₁ (Точка высшего напряжения)	2,46	6,19	3,48
К ₂ (Точка среднего напряжения)	3,38	7,69	4,78
К ₃ (Точка низшего напряжения)	5,82	14,98	8,23

При сравнении показателей по токам КЗ на обеих линиях видно, что токи

на линии Чалганы-тяга – Мухинская-тяга больше, поэтому выбор и проверка оборудования подстанции будет проходить на основании величин токов КЗ на этой линии.

9 РАСЧЁТ НАГРУЗОК НА ВЫКЛЮЧАТЕЛЯХ

Выключатели на стороне ВН и СН:

$$I^{220,27,5} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ТНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМВН,СН}}} \quad (68)$$

$$I^{220} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 87,9 \text{ A}$$

$$I^{27,5} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 734,8 \text{ A}$$

Выключатели на стороне НН:

$$I^{10} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ТНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМНН}}} = \frac{35000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1837 \text{ A} \quad (69)$$

Секционный выключатель:

$$I^{10} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМНН}} \cdot 2} = \frac{22871}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1200,4 \text{ A} \quad (70)$$

Выключатели в цепях отходящих линий:

$$I_{\text{Н}}^{10} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМНН}} \cdot n_{\text{отх}}} = \frac{22871}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 8} = 150,05 \text{ A} \quad (71)$$

10 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ НА СТОРОНЕ ВЫСШЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

10.1 Выбор выключателей

Выключатели нужно выбирать в зависимости от климатических условий и напряжения на стороне установки. В ОРУ 220 кВ нужно устанавливать элегазовое баковое оборудование.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{\text{ап.уст}} \leq U_{\text{уст.ном}} \quad (72)$$

где $U_{\text{ап.уст}}$ – номинальное напряжение аппарата;

$U_{\text{уст.ном}}$ – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току должно соблюдаться условие:

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ап.ном}} \quad (73)$$

где $I_{\text{раб.макс}}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения.

Для большинства аппаратов должно выполняться условие динамической устойчивости:

$$I_y \leq I_{\text{макс}} \quad (74)$$

где $I_{\text{макс.}}$ – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

Проверка по термической устойчивости выключателя проводится по следующей формуле:

$$B_k = I_{\text{по}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (75)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время отключения выключателя;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, равная 0,03.

Для проверки выключателя на термическую стойкость нужно учесть выдержку времени для срабатывания релейной защиты. Таким образом время отключения равно:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{сраб.РЗ}} + t_{\text{собств.откл.}} = 2,5 + 0,07 = 2,57 \text{ с} \quad (76)$$

где $t_{\text{сраб.РЗ}}$ – выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты. Для стороны 220 кВ $t_{\text{сраб.РЗ}} = 2,5 \text{ с}$.

$$B_k = 2,46^2 \cdot (2,57 + 0,03) = 15,73 \text{ кА}^2\text{с}$$

Термическая стойкость по каталогу:

$$B_k = I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$$

где I_T – ток термической стойкости;

t_T – время протекания термической стойкости.

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ, для чего нужно определить номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$I_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{\text{откл}} = \sqrt{2} \cdot \frac{47}{100} \cdot 50 = 33,23 \text{ кА} \quad (77)$$

где β_n – номинальное относительное содержание апериодической составляющей в отключаемом токе для данного выключателя, равное 47 %.

$I_{откл}$ – отключающий номинальный ток для данного выключателя.

Итак, для установки в ОРУ 220 кВ выбираются 2 элегазовых выключателя ВЭБ-УЭТМ-220.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя на стороне 220 кВ представлено в таблице 13.

Таблица 13 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЭБ-УЭТМ-220

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 252 \text{ кВ}$	$U_{расч} = 220 \text{ кВ}$	$U_{расч} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{расч} = 87,9 \text{ А}$	$I_{расч} \leq I_{ном}$
$I_{откл} = 50 \text{ кА}$	$I_{по} = 2,46 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл}$
$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 6,19 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{нач.по.скв} = 50 \text{ кА}$	$I_{по} = 2,46 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{нач.по.скв.}$
$I_T = 50 \text{ кА}$		
$t_T = 3 \text{ с}$		
$\beta_n = 47\%$		
$B_k = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 15,73 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq B_k$
$I_{вкл.нач.по} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} = 6,19 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{вкл.нач.по.}$
Тип привода - пружинный		

10.2 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей проходит также, как и выбор выключателей, но при этом не проводится проверка отключающей способности, т.к. они не отключают цепи, находящихся под нагрузкой, в отличие от выключателей.

Проверка по термической устойчивости выключателя проводится по следующей формуле:

$$B_k = I_{по}^2 (t_{откл} + T_a) \quad (78)$$

где $t_{откл}$ – время отключения выключателя;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, равная 0,03.

Для проверки выключателя на термическую стойкость нужно учесть выдержку времени для срабатывания релейной защиты. Таким образом время отключения равно:

$$t_{откл} = t_{сраб.РЗ} = 2,5 \text{ с} \quad (79)$$

где $t_{сраб.РЗ}$ – выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты. Для стороны 220 кВ $t_{сраб.РЗ} = 2,5 \text{ с}$.

$$B_k = 2,46^2 \cdot (2,5 + 0,03) = 15,31 \text{ кА}^2\text{с}$$

Термическая стойкость по каталогу для главного ножа:

$$B_k = I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$$

где I_T – ток термической стойкости;

t_T – время протекания термической стойкости.

Для заземляющего ножа:

$$B_k = I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2\text{с}$$

На стороне ВН выбираются 2 разъединителя РН-СЭЩ-УХЛ1 220 кВ с главным и заземляющим ножами.

Таблица 14 – Сравнение каталожных и расчетных данных для РГ-220/1000
УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 252 \text{ кВ}$	$U_{расч} = 220 \text{ кВ}$	$U_{расч} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{расч} = 87,9 \text{ А}$	$I_{расч} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 6,19 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_T = 31,5 \text{ кА}$		
Главный нож		
$t_{прот.} = 3 \text{ с}$		
$B_k = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 15,31 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq B_k$
Заземляющий нож		
$B_k = 992 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 15,31 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq B_k$
$t_{прот.} = 1 \text{ с}$		
Тип изоляции - фарфоровая		

10.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока нужно выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты.

Выбор трансформаторов тока проводится:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (80)$$

- по току:

$$I_{норм} \leq I_{1ном} \quad (81)$$

$$I_{\max} \leq I_{1\text{ном}} \quad (82)$$

где $I_{1\text{ном}}$ - номинальный первичный ток трансформатора тока. Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки;

- по конструкции и классу точности;

По термической стойкости проверяются невстроенные ТТ:

$$B_k \leq t_{\text{тер}} (K_t \cdot I_{1\text{ном}})^2 \quad (83)$$

$$B_k \leq t_{\text{тер}} \cdot I_{\text{тер}}^2$$

где K_t – кратность термической стойкости по каталогу;

- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}} \quad (84)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора;

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

Класс точности трансформаторов тока при включении в них цепи электрических счетчиков должен быть 0,5.

Перед выбором трансформаторов тока нужно определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь. Индуктивное сопротивление токовых цепей достаточно малое, поэтому $Z_{2\text{доп}} \approx r_{2\text{доп}}$.

$$r_{2\text{доп}} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}} \quad (85)$$

где $r_{\text{приб}}$ – сопротивление приборов;

$r_{\text{пров}}$ – сопротивление соединительных проводов;

$r_{\text{конт}}$ – сопротивление контактов.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов.

Общее сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{13}{5^2} = 0,52 \text{ Ом} \quad (86)$$

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

$I_{2\text{ном}}$ – вторичный номинальный ток прибора.

Допустимое сопротивление проводов определяется по формуле:

$$r_{\text{пров}} = r_{2\text{доп}} - r_{\text{приб}} = 0,8 - 0,52 = 0,28 \text{ Ом} \quad (87)$$

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Зависимость длины соединительных кабелей от напряжения
[1]

$U_{\text{н}}, \text{ кВ}$	$L, \text{ м}$
220	100, 150
27,5	60,75
10	4, 6

Для 220 кВ выбирается кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина 500 м, тогда сечение:

$$S_{\text{min}} = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma \cdot r_{\text{пров}}} = \frac{100}{32 \cdot 0,28} = 11,16 \text{ мм}^2 \quad (88)$$

где $\gamma = 32 \text{ м/Ом} \cdot \text{мм}^2$ – для алюминия.

По найденному сечению принимается контрольный кабель АППВ 2 х 15 сечением 15 мм^2 .

Проверяется условие выбора трансформатора тока с учетом выбранного сечения:

$$r_{\text{пров}} = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma \cdot s} = \frac{100}{32 \cdot 15} = 0,21 \text{ Ом} \quad (89)$$

$$r_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{конт}} = 0,21 + 0,52 + 0,05 = 0,78 \text{ Ом} \quad (90)$$

Таблица 16 - Измерительные приборы и приборы учёта

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах		
		А	В	С
Амперметр	ЩП120	1	1	1
Комплексный счётчик энергии	ЩМК120СП	5	0	5
Итого		6	1	6

Выбирается трансформатор тока измерительный ТВ-СВЭЛ-220 УХЛ2 с классом точности 0,5.

Таблица 17 - Каталожные и расчетные данные ТВ-СВЭЛ-220 УХЛ2

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 252 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{1ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 87,9 \text{ А}$	$I_{раб.макс} \leq I_{1ном}$
$i_{дин} = 7 \text{ кА}$	$i_{уд} = 6,19 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$Z_{2ном} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,78 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

10.4 Выбор трансформаторов напряжения

Нужно выбрать трансформатор напряжения для присоединения контрольно-измерительных приборов. Значение тока КЗ в месте установки $I_{по} = 2,46 \text{ кА}$.

Перечень измерительных приборов и нагрузка, подключаемая к трансформатору напряжения, приведены в таблице 15.

Устанавливаются трансформаторы напряжения типа ЗНОГ-220 УХЛ1. Эти трансформаторы нужно проверить по вторичной нагрузке.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения равна:

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{22,5^2 + 7,88^2} = 23,84 \text{ ВА} \quad (91)$$

$$S_2 = 23,84 \text{ ВА} < S_{ном} = 400 \text{ ВА} \quad (92)$$

Трансформатор напряжения ЗНОГ-220 УХЛ1 имеет номинальную мощность 400 ВА в классе точности 0,5.

Для соединения трансформатора напряжения с приборами принимается контрольный кабель с медными жилами АВВГ сечением жил 15 мм^2 по условию механической прочности.

Данный ТН проходит проверку.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на стороне ВН

Наименование прибора	Тип прибора	S _{обм} , ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, ВАр
Вольтметр	ЩК120	12	1	1	0	2	12	-
Частотомер	ЩЧ02	3,5	3	0,8	0,6	1	10,5	7,88
ИТОГО							22,5	7,88

10.5 Выбор гибких шин

При проверке шин на динамическую устойчивость проводится механический расчёт на изгиб многопролетных балок, лежащих на нескольких опорах.

На стороне высокого напряжения выбираются гибкие шины марки АС - 240/39, допустимый ток которых $I_{доп} = 610$ А [1].

Проверка шин на схлестывание не производится, так как периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА.

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования.

Условие проверки:

$$1,07E \leq 0,9E_0 \quad (93)$$

где E_0 – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, определяется по формуле:

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{10,8}} \right) = 27,1 \text{ кВ/см} \quad (94)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m = 0,82$);

r_0 – радиус провода;

E – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 220}{10,8 \cdot \lg \frac{500}{10,8}} = 4,33 \text{ кВ/см} \quad (95)$$

где D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз.

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,25 \cdot 400 = 500 \text{ см} \quad (96)$$

Проверка по условию:

$$1,07E \leq 0,9E_0 \quad (97)$$

$$1,07 \cdot 4,33 \leq 0,9 \cdot 27,1$$

$$4,63 \leq 24,39$$

Данный провод проходит по проверке на коронирование.

10.6 Выбор изоляторов

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно

ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{\text{разр}}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов [3]:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$$

На сторону 220 кВ выбираются опорные изоляторы ОСК 6-220 А-2.

Допустимая сила на изгиб определяется по формуле:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} = 0,6 \cdot 6000 = 3600 \text{ Н} \quad (98)$$

Высота изолятора: $H_{\text{из}} = l = 2100 \text{ мм}$

$$B_1 = a = 160 \text{ мм} = 0,16 \text{ м}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб, определяется по формуле:

$$F_{\text{расч.макс}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{yd}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{6190^2}{0,16} \cdot 2,1 \cdot 1,02 \cdot 10^{-7} = 88,8 \text{ Н} \quad (99)$$

Поправка на высоту прямоугольных шин определяется по формуле:

$$K_h = \frac{H}{H_{\text{из}}} = \frac{H_{\text{из}} + b + \frac{h}{2}}{H_{\text{из}}} = \frac{2100 + 8 + \frac{60}{2}}{2100} = 1,02 \quad (100)$$

Проверка:

$$F_{\text{расч}} = 88,8 \text{ Н} \leq F_{\text{доп}} = 3600 \text{ Н}$$

ОСК 6-220 А-2 проходит по механической прочности. Данный изолятор удовлетворяет условию и может быть установлен.

10.7 Выбор ОПН

Для ограничения перенапряжений на РУ применяют ОПН, предназначенные для защиты энергооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений.

Ограничители перенапряжений подключаются параллельно защищаемому объекту.

На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-П1-220/154/20/4 УХЛ1 с классом напряжения 220 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 17.

Таблица 19 – Основные характеристики ОПН

Тип	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания, кА
ОПН-П1-220/154/20/4 УХЛ1	220	154	20	40

Проверка выбора по поглощающей ограничителем энергии:

$$T_{ВН} = \frac{1}{\beta \cdot C} = \frac{2,1}{0,91 \cdot 3 \cdot 10^8} = 7,69 \text{ мкс} \quad (101)$$

$$T_{НН} = \frac{1}{\beta \cdot C} = \frac{0,13}{0,91 \cdot 3 \cdot 10^8} = 0,4 \text{ мкс} \quad (102)$$

где β – коэффициент затухания ($\beta = 0,91$);

C – скорость света.

$$U_{ВН} = \frac{U_0}{1 + K \cdot T \cdot U_0} = \frac{900}{1 + 1 \cdot 2,1 \cdot 10^{-3} \cdot 900} = 311,4 \text{ В} \quad (103)$$

$$U_{HH} = \frac{U_0}{1+K \cdot l \cdot U_0} = \frac{900}{1+1 \cdot 0,13 \cdot 10^{-3} \cdot 900} = 805,7 \quad (104)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжения ($U_0 = 900$);

l – длина защищаемого подхода;

k – коэффициент полярности.

где $U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе;

Z – волновое сопротивление линии.

$$\mathcal{E}_{BH} = \frac{U_{ост}-U}{Z} \cdot U \cdot 2 \cdot T \cdot n = \frac{360-220}{470} \cdot 220 \cdot 2 \cdot 7,69 \cdot 1 = 1008 \text{ кДж} \quad (105)$$

$$\mathcal{E}_{HH} = \frac{U_{ост}-U}{Z} \cdot U \cdot 2 \cdot T \cdot n = \frac{25,5-10}{30} \cdot 10 \cdot 2 \cdot 0,4 \cdot 1 = 4,13 \text{ кДж} \quad (106)$$

$$\mathcal{E}_{BH}^* = \frac{1008}{220} = 4,58 \text{ кДж/кВ} \quad (107)$$

$$\mathcal{E}_{HH}^* = \frac{4,13}{10} = 0,41 \text{ кДж/кВ} \quad (108)$$

Удельная энергоёмкость ОПН на стороне ВН равна 6,35 кДж/кВ, на стороне НН – 2,8 кДж/кВ.

10.8 Выбор высокочастотных заградителей

Высокочастотные заградители (ВЧЗ) нужны для врезки в линейные провода высоковольтных линий электропередач в качестве высокочастотной обработки воздушных линий, чтобы ослабить шунтирующее действие высоковольтного оборудования подстанций и ответвлений ВЛ на линейные тракты каналов высокочастотной связи диспетчерского и технологического управления электросетями. Также они выполняют функции заграждающего фильтра для высоких частот.

Заградители выпускаются с естественным воздушным охлаждением и

состоят из соединенных параллельно элемента настройки и силового реактора. ВЧЗ устанавливаются на фундаментах либо подвешиваются на линейных порталах.

Для ВЛ 220 кВ к установке принимается высокочастотный заградитель типа ВЧЗ-1250-0,1 УХЛ1.

Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЧЗ на ВН представлено в таблице 20.

Таблица 20 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ВЧЗ-1250-0,1 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 252 \text{ кВ}$	$U_{\text{расч}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{расч}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{раб.макс.}} = 87,9 \text{ А}$	$I_{\text{раб.макс.}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 6,19 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$

11 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ НА СТОРОНЕ СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

11.1 Выбор и проверка выключателей

В ОРУ 27,5 кВ нужно устанавливать вакуумное оборудование.

Выбирается выключатель ВР27НС.

Выбор и проверка проводятся так же, как и для выключателя на средней стороне.

Проверка по термической устойчивости:

$$B_k = I_{по}^2 (t_{откл} + T_a) = 3,38^2 \cdot (2,05 + 0,03) = 23,76 \text{ кА}^2\text{с} \quad (109)$$

где $t_{откл}$ – время отключения выключателя;

$$T_a = 0,03 \text{ с.}$$

Время отключения равно:

$$t_{откл} = t_{сраб.РЗ} + t_{собств.откл.} = 2 + 0,05 = 2,05 \text{ с} \quad (110)$$

где $t_{сраб.РЗ}$ – выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты. Для стороны 27,5 кВ $t_{сраб.РЗ} = 2,0 \text{ с.}$

Термическая стойкость по каталогу:

$$B_k = I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2\text{с} \quad (111)$$

где I_T – ток термической стойкости;

t_T – время протекания термической стойкости.

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в

отключаемом токе для времени τ :

$$I_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{\text{откл}} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 25 = 33,23 \text{ кА} \quad (112)$$

где $\beta_n = 40 \%$

Для установки в КРУ 27,5 кВ выбирается вакуумный выключатель ВР27НС.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя на стороне 27,5 кВ представлено в таблице 21.

Таблица 21 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВР27НС

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 30,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{расч}} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{расч}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 734,8 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{откл}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 3,38 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл}}$
$i_{\text{дин}} = 64 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 7,69 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_{\text{нач.по.скв}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 3,38 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{нач.по.скв.}}$
$I_T = 25 \text{ кА}$		
$t_T = 3 \text{ с}$		
$\beta_n = 40 \%$		
$B_k = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 23,76 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq B_k$
$I_{\text{вкл.нач.по}} = 25 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 7,69 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{вкл.нач.по.}}$
Тип привода - электромагнитный		

11.2 Выбор разъединителей

Проверка по термической устойчивости:

$$B_k = I_{\text{по}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a) = 3,38^2 \cdot (2,0 + 0,03) = 23,19 \text{ кА}^2\text{с} \quad (113)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время отключения выключателя;

$$T_a = 0,03 \text{ с.}$$

Время отключения равно:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{сраб.РЗ}} = 2,0 \text{ с} \quad (114)$$

где $t_{\text{сраб.РЗ}}$ – выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты. Для стороны 27,5 кВ $t_{\text{сраб.РЗ}} = 2,0 \text{ с.}$

Термическая стойкость по каталогу для главного ножа:

$$B_k = I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2\text{с} \quad (115)$$

где I_T – ток термической стойкости;

t_T – время протекания термической стойкости.

Для заземляющего ножа:

$$B_k = I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 1 = 625 \text{ кА}^2\text{с} \quad (116)$$

На стороне СН выбираются 2 разъединителя РКСП-27,5/1000 УХЛ1 с главным и заземляющим ножами.

Таблица 22 – Сравнение каталожных и расчетных данных для РКСП-27,5/1000 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 30,5 \text{ кВ}$	$U_{расч} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{расч} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{расч} = 734,8 \text{ А}$	$I_{расч} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 7,69 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_T = 31,5 \text{ кА}$		
Главный нож		
$t_T = 3 \text{ с}$		
$B_k = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 23,19 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq B_k$
Заземляющий нож		
$B_k = 625 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 23,19 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq B_k$
$t_T = 1 \text{ с}$		
Тип изоляции - полимерная		

11.3 Выбор трансформаторов тока

$$r_{2доп} = r_{приб} + r_{пров} + r_{конт} = 0,25 + 1 + 0,1 = 1,35 \text{ Ом} \quad (117)$$

Сопротивление контактов принимается 0,1 Ом числе приборов, больше 3.

Общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2} = \frac{25}{5^2} = 1 \text{ Ом} \quad (118)$$

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

$I_{2ном}$ – вторичный номинальный ток прибора.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = r_{2\text{доп}} - r_{\text{приб}} = 1,5 - 1 = 0,5 \text{ Ом} \quad (119)$$

Таблица 23 – Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

U _н , кВ	L, м
220	100, 150
27,5	60,75
10	4, 6

Для 27,5 кВ выбирается кабель с медными жилами, ориентировочная длина 40 м, тогда сечение:

$$S_{\text{min}} = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma \cdot r_{\text{пров}}} = \frac{60}{32 \cdot 0,5} = 3,75 \text{ мм}^2 \quad (120)$$

где $\gamma = 32 \text{ м/Ом} \cdot \text{мм}^2$ – для алюминия.

Принимается контрольный кабель ПВС 2 х 5 сечением 5 мм².

Проверка условия выбора трансформатора тока с учетом выбранного сечения:

$$r_{\text{пров}} = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma \cdot S} = \frac{40}{32 \cdot 5} = 0,25 \text{ Ом} \quad (121)$$

Таблица 24 - Измерительные приборы и приборы учёта

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах		
		А	В	С
Амперметр	ЩП120	1	1	1
Ваттметр	ЩВ02.1	3	-	3
Варметр	ЩВ02.1	3	-	3
Комплексный счётчик энергии	ЩМК120СП	5	0	5
Итого		12	1	12

Выбирается трансформатор тока измерительный ТОЛ-СВЭЛ-27,5 УХЛ2 классом точности 0,5.

Таблица 25 - Каталожные и расчетные данные ТОЛ-СВЭЛ-27,5 УХЛ2

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 30,5 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{1ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 734,8 \text{ А}$	$I_{раб.макс} \leq I_{1ном}$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 7,69 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$Z_{2ном} = 1,5 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,35 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

11.4 Выбор трансформаторов напряжения

Нужно выбрать трансформатор напряжения для присоединения контрольно-измерительных приборов. Значение тока КЗ в месте установки $I_{по} = 3,38 \text{ кА}$.

Перечень измерительных приборов и нагрузка, подключаемая к данному трансформатору напряжения, приведены в таблице 23.

В цепи комплектного токопровода установлены трансформаторы напряжения типа ЗНОМ-27,5-УХЛ1. Этот трансформатор требуется проверить по вторичной нагрузке.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения равна:

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{22,5^2 + 14^2} = 26,5 \text{ ВА} \quad (122)$$

$$S_2 = 26,5 \text{ ВА} < S_{\text{ном}} = 250 \text{ ВА} \quad (123)$$

Трансформатор напряжения ЗНОМ-27,5-УХЛ1 имеет номинальную мощность 250 ВА в классе точности 0,5.

Для соединения трансформатора напряжения с приборами принимается контрольный кабель с медными жилами АВВГ сечением жил 15 мм² по условию механической прочности.

Данный ТН проходит проверку.

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на стороне ВН

Наименование прибора	Тип прибора	S _{обм} , ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							Р, Вт	Q, ВАр
Вольтметр	ЩК120	12	1	1	0	2	12	-
Частотомер	ЩЧ02	3,5	3	0,6	0,8	1	10,5	14
ИТОГО							22,5	14

12 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ НА СТОРОНЕ НИЗШЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

12.1 Выбор выключателей

В КРУ 10 кВ нужно устанавливать вакуумное оборудование.

Выбирается выключатель ВВР-10-20/630 УХЛ2.

Проверка по термической устойчивости:

$$B_k = I_{\text{по}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a) = 5,82^2 \cdot (1,55 + 0,03) = 53,52 \text{ кА}^2\text{с} \quad (124)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время отключения выключателя;

$T_a = 0,03 \text{ с}$.

Время отключения равно:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{сраб.РЗ}} + t_{\text{собств.откл.}} = 1,5 + 0,05 = 1,55 \text{ с} \quad (125)$$

Для стороны 10 кВ $t_{\text{сраб.РЗ}} = 1,5 \text{ с}$.

Термическая стойкость по каталогу:

$$B_k = I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с} \quad (126)$$

где I_T – ток термической стойкости;

t_T – время протекания термической стойкости.

Номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$I_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_H}{100} \cdot I_{\text{откл}} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 31,5 = 17,82 \text{ кА} \quad (127)$$

где $\beta_n = 40 \%$

$I_{откл}$ – отключающий номинальный ток, для данного выключателя.

Итак, для установки в КРУ 10 кВ выбирается вакуумный выключатель ВВР-10-20/ 630 УХЛ2.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя на стороне 10 кВ представлено в таблицах 27-29.

Таблица 27 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВР-10-20/ 630 УХЛ2 (вводного выключателя)

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 12 \text{ кВ}$	$U_{расч} = 10 \text{ кВ}$	$U_{расч} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{расч} = 1837 \text{ А}$	$I_{расч} \leq I_{ном}$
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{по} = 5,82 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл}$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 14,98 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{нач.по.скв} = 25 \text{ кА}$	$I_{по} = 5,82 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{нач.по.скв.}$
$I_T = 31,5 \text{ кА}$		
$t_T = 3 \text{ с}$		
$\beta_n = 40 \%$		
$B_k = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 53,52 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq B_k$
$I_{вкл.нач.по} = 25 \text{ кА}$	$i_{уд} = 14,98 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{вкл.нач.по.}$
Тип привода - электрический		

Данный выключатель проходит проверку.

Таблица 28 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВР-10-20/630 УХЛ2 (секционный выключателя)

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 12 \text{ кВ}$	$U_{\text{расч}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{расч}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 1200,5 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 5,82 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл}}$
$i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 14,98 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_{\text{нач.по.скв}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 5,82 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{нач.по.скв.}}$
$I_{\text{T}} = 31,5 \text{ кА}$		
$t_{\text{T}} = 3 \text{ с}$		
$\beta_{\text{н}} = 40 \%$		
$B_{\text{к}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 53,52 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к}}$
$I_{\text{вкл.нач.по}} = 25 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 14,98 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{вкл.нач.по.}}$
Тип привода - электрический		

Данный выключатель проходит проверку.

Таблица 29 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВР-10-20/630 УХЛ2 (выключателей в цепях отходящих линий)

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 12 \text{ кВ}$	$U_{\text{расч}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{расч}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 150,05 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 5,82 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл}}$
$i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 14,98 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_{\text{нач.по.скв}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 5,82 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{нач.по.скв.}}$
$I_{\text{T}} = 31,5 \text{ кА}$		
$t_{\text{T}} = 3 \text{ с}$		
$\beta_{\text{н}} = 40 \%$		
$B_{\text{к}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 53,52 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к}}$
$I_{\text{вкл.нач.по}} = 25 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 14,98 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{вкл.нач.по.}}$
Тип привода – электрический		

Данный выключатель проходит проверку.

12.2 Выбор трансформаторов тока

$$r_{2\text{доп}} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}} = 0,31 + 1 + 0,1 = 1,41 \text{ Ом} \quad (128)$$

где $r_{\text{приб}}$ – сопротивление приборов;

$r_{\text{пров}}$ – сопротивление соединительных проводов;

$r_{\text{конт}}$ – сопротивление контактов.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов.

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{25}{5^2} = 1 \text{ Ом} \quad (129)$$

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

$I_{2\text{ном}}$ – вторичный номинальный ток прибора.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = r_{2\text{доп}} - r_{\text{приб}} = 1,5 - 1 = 0,5 \text{ Ом} \quad (130)$$

Таблица 30 – Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

$U_{\text{н}}, \text{ кВ}$	$L, \text{ м}$
220	100-150
27,5	10-75
10	6 - 10

Для 10 кВ выбирается кабель с медными жилами, ориентировочная длина 10 м, тогда сечение:

$$S_{\text{min}} = \frac{I_{\text{расч}}}{\gamma \cdot r_{\text{пров}}} = \frac{10}{32 \cdot 0,5} = 0,625 \text{ мм}^2 \quad (131)$$

где $\gamma = 32 \text{ м/Ом} \cdot \text{мм}^2$ – для алюминия.

По найденному сечению принимается контрольный кабель ВВГ 4 х 1 сечением 1 мм².

Проверяется условие выбора трансформатора тока с учетом выбранного сечения:

$$r_{\text{пров}} = \frac{I_{\text{расч}}}{\gamma \cdot S} = \frac{10}{32 \cdot 1} = 0,31 \text{ Ом} \quad (132)$$

Таблица 31 - Измерительные приборы и приборы учёта

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах		
		А	В	С
Амперметр	ЩП120	1	1	1
Ваттметр	ЩВ02.1	3	-	3
Варметр	ЩВ02.1	3	-	3
Комплексный счётчик энергии	ЩМК120СП	5	0	5
Итого		12	1	12

Выбирается трансформатор тока измерительный ТОЛ-СВЭЛ-10-УХЛ2 классом точности 0,5.

Таблица 32 - Каталожные и расчетные данные ТОЛ-СВЭЛ-10-УХЛ2

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 12 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{1ном} = 1500 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 1312,2 \text{ А}$	$I_{раб.макс} \leq I_{1ном}$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 14,98 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$Z_{2ном} = 1,5 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,41 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

ТТ проходит проверку.

12.3 Выбор трансформаторов напряжения

Расчёт производим так же, как и для ТН на высокой стороне. Значение тока КЗ в месте установки $I_{по} = 5,82 \text{ кА}$.

В цепи комплектного токопровода установлены трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ-СВЭЛ-10М УХЛ2. Этот трансформатор требуется проверить по вторичной нагрузке.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения равна:

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{22,5^2 + 10,5^2} = 24,8 \text{ ВА} \quad (133)$$

$$S_2 = 24,8 \text{ ВА} < S_{\text{ном}} = 50 \text{ ВА} \quad (134)$$

Трансформатор напряжения ЗНОЛ-СВЭЛ-10М УХЛ2 имеет номинальную мощность 50 ВА в классе точности 0,5.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 33.

Таблица 33 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Тип прибора	$S_{\text{обм}}, \text{ ВА}$	Число обмоток	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							Р, Вт	Q, ВАр
Вольтметр	ЩК120	12	1	1	0	2	12	-
Частотомер	ЩЧ02	3,5	3	0,5	0,5	1	10,5	10,5
ИТОГО							22,5	10,5

ТН проходит проверку.

12.4 Выбор жестких шин

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 4000 А применяются однополосные и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Номинальный ток:

$$I_{p.\text{max}} = 1312,2 \text{ А}$$

Выбираются медные шины размером 60 x 8 мм с допустимым током

$$I_{\text{доп. ном}} = 1320 \text{ А.}$$

$$I_{\text{доп.л}} = I_{\text{доп.ном.}} \cdot \sqrt{\frac{\sigma_{\text{доп}} - \sigma_0}{\sigma_{\text{доп}} - \sigma_{\text{норм}}}} = 1345 \cdot \sqrt{\frac{178-30}{178-40}} = 1393 \text{ А} \quad (135)$$

$$I_{\text{р.мах}} \leq I_{\text{доп.л}} \quad (136)$$

$$1312,2 \leq 1393$$

Условие выполняется.

Проверка по термостойкости исходя из данных: $I_{\text{ПО}} = 5,82 \text{ кА}$, $T_a = 0,03$,
 $i_{\text{уд}} = 14,98 \text{ кА}$.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{172,1 \cdot 10^6}}{167} = 78,6 \text{ мм} \quad (137)$$

где $C = 167$ – для медных шин;

S_{min} – минимальное сечение провода.

$$S_{\text{min}} < S_{\text{станд}} \quad (138)$$

$$78,6 < 60 \cdot 8 = 480 \text{ мм}^2 (60 \cdot 8 \text{ мм})$$

Проверка шин на электродинамическую стойкость.

Частота собственных колебаний для медной шины определяется по формуле:

$$f_0 = \frac{125,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{S}} = \frac{125,2}{0,9^2} \cdot \sqrt{\frac{14,4}{4,8}} = 267,7 \text{ Гц} \quad (139)$$

l – длина пролёта между опорными изоляторами;

J – момент инерции шины, определяющийся по формуле:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{0,008 \cdot 0,06^3}{12} = 14,4 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4 \quad (140)$$

W – момент сопротивления шины, который определяется по формуле:

$$W_a = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,008 \cdot 0,06^2}{6} = 4,8 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3 \quad (141)$$

S – поперечное сечение шины.

Напряжение в шине, возникающее при действии силы, должно быть меньше допустимого (для медной шины марки МГМ допустимое напряжение равно 178 МПа).

Определяется расчётное напряжение:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{W_a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{14980^2 \cdot 0,9^2}{4,8 \cdot 10^{-6}} = 0,66 \text{ МПа} \quad (142)$$

Из того, что напряжение ниже допустимого ($\sigma_{\text{доп}} = 90 \text{ МПа}$), следует вывод, что шины механически прочны.

12.5 Выбор и проверка изоляторов

Выбирается опорный полимерный изолятор ОСК-3-10-2.

S допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н} \quad (143)$$

Высота изолятора: $H_{\text{из}} = l = 130 \text{ мм}$

$a = 25 \text{ мм}$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{\text{расч.макс}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{14980^2}{0,025} \cdot 0,13 \cdot 1,29 \cdot 10^{-7} \\ = 261 \text{ Н} \quad (144)$$

С поправкой на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{\text{из}}} = \frac{H_{\text{из}} + b + \frac{h}{2}}{H_{\text{из}}} = \frac{130 + 8 + \frac{60}{2}}{130} = 1,29 \quad (145)$$

Проверка:

$$F_{\text{расч}} = 261 \text{ Н} \leq F_{\text{доп}} = 1800 \text{ Н} \quad (146)$$

Опорный полимерный изолятор ОСК-3-10-2 проходит проверку по механической прочности, так как удовлетворяет условию, и может быть принят к установке.

12.6 Выбор ограничителей перенапряжения

На стороне НН трансформаторов выбираем ОПН-10/7,2/10/400 УХЛ1 с классом напряжения 10 кВ, основные характеристики которых представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Основные характеристики ОПН

Тип	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания, кА
ОПН-П1-10/10,5/10/2	10	10,5	10	40

Проверка выбора по поглощающей ограничителем энергии:

$$T_{BH} = \frac{1}{\beta \cdot C} = \frac{2,1}{0,91 \cdot 3 \cdot 10^8} = 7,69 \text{ мкс} \quad (147)$$

$$T_{HH} = \frac{1}{\beta \cdot C} = \frac{0,13}{0,91 \cdot 3 \cdot 10^8} = 0,4 \text{ мкс} \quad (148)$$

где β – коэффициент затухания ($\beta = 0,91$);

C – скорость света.

$$U_{BH} = \frac{U_0}{1 + K \cdot l \cdot U_0} = \frac{900}{1 + 1 \cdot 2,1 \cdot 10^{-3} \cdot 900} = 311,4 \text{ В} \quad (149)$$

$$U_{HH} = \frac{U_0}{1 + K \cdot l \cdot U_0} = \frac{900}{1 + 1 \cdot 0,13 \cdot 10^{-3} \cdot 900} = 805,7 \text{ В В} \quad (150)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжения ($U_0 = 900$);

l – длина защищаемого подхода;

k – коэффициент полярности;

где $U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе;

Z – волновое сопротивление линии.

$$\mathcal{E}_{BH} = \frac{U_{ост} - U}{Z} \cdot U \cdot 2 \cdot T \cdot n = \frac{360 - 220}{470} \cdot 220 \cdot 2 \cdot 7,69 \cdot 1 = 1008 \text{ кДж} \quad (151)$$

$$\mathcal{E}_{HH} = \frac{U_{ост} - U}{Z} \cdot U \cdot 2 \cdot T \cdot n = \frac{25,5 - 10}{30} \cdot 10 \cdot 2 \cdot 0,4 \cdot 1 = 4,13 \text{ кДж} \quad (152)$$

$$\mathcal{E}_{BH}^* = \frac{1008}{220} = 4,58 \text{ кДж/кВ} \quad (153)$$

$$\mathfrak{E}_{\text{HH}}^* = \frac{4,13}{10} = 0,41 \text{ кДж/кВ} \quad (154)$$

Удельная энергоёмкость ОПН на стороне ВН равна 6,35 кДж/кВ, на стороне НН – 2,8 кДж/кВ.

13 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

13.1 Общие принципы построения защит

Релейная защита (РЗ) состоит из 3 частей: измерительной, логической и выходной.

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

Логическая часть содержит в себе отдельные переключающие элементы и органы выдержки времени, которые при определенном действии (срабатывании) измерительных и пусковых органов в соответствии с заложенной в логическую часть программой запускают выходную часть.

Выходная часть связывает РЗ с цепями управления, выключателями и устройствами передачи команд по каналам связи и телемеханики. Выходные органы защиты имеют на выходе переключающие элементы достаточной мощности, обеспечивающие работу цепей управления.

Для поддержания рабочего состояния защиты требуются значительные трудозатраты на техническое обслуживание. Аппаратура занимает много места и требует большого количества электротехнических материалов. Значительное потребление энергии требует мощных источников питания оперативным током, а также большой мощности измерительных трансформаторов тока и напряжения. Зачастую новые требования к релейной защите не могут быть удовлетворены из-за плохого качества аппаратуры, содержащей электромеханические устройства.

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

13.2 Защита трансформатора

На подстанции кВ установлено два силовых трансформатора мощностью 25000 кВА. Для защиты трансформаторов выбрано устройство типа «Бреслер ШТ».

«Бреслер ШТ» содержит комплект основных защит и резервных защит. Оно нужно для защиты от внутренних повреждений, а также от длительного протекания токов внешнего КЗ.

Устройство содержит следующие защиты:

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

13.3 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{\text{ном.Н}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.Н}}} \quad (155)$$

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

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

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{S_{\text{НОМ.ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 62,8 \text{ A}$$

$$I_{\text{НОМ.СН}} = \frac{S_{\text{НОМ.ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.СН}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 524,9 \text{ A}$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} = \frac{S_{\text{НОМ.ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.НН}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1312,2 \text{ A}$$

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

$$I_{\text{НОМ.НН}} = \frac{I_{\text{НОМ.Н}} \cdot I_{\text{Н.ТТ.В}}}{I_{\text{Н.ТТ.П}}} = \frac{I_{\text{НОМ.Н}}}{K_{\text{ТР.ТТ.Н}}} \quad (156)$$

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

$I_{\text{Н.ТТ.П}}$, $I_{\text{Н.ТТ.В}}$ - первичный и вторичный номинальные токи трансформатора тока стороны ВН.

Коэффициенты трансформации ТТ:

$$K_{\text{ТР.ТТ.ВН}} = 150/5 = 30$$

$$K_{\text{ТР.ТТ.СН}} = 600/5 = 120$$

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

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

$$0,5 \leq K_{\text{ТР.ТТН}} \leq 5 \quad (157)$$

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{62,8}{30} = 2,09, \text{ выбирается } 5 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.СН}} = \frac{524,9}{120} = 4,37, \text{ выбирается } 5 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{1312,2}{300} = 4,37, \text{ выбирается } 5 \text{ А}$$

13.4 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

Дифференциальная защита с торможением отключает фактически все виды замыкания внутри защищаемой зоны.

ДЗТ включает в себя:

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

Относительный ток небаланса равен сумме трёх составляющих, которые обусловлены погрешностями трансформаторов тока

$$I_{\text{нб.расч}} = I'_{\text{нб.расч}} + I''_{\text{нб.расч}} + I'''_{\text{нб.расч}} = (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U + f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{расч}}^* \quad (158)$$

$$I'_{\text{нб.расч}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{расч}}^* \quad (159)$$

$$I''_{\text{нб.расч}} = \Delta U \cdot I_{\text{расч}}^* \quad (160)$$

$$I'''_{\text{нб.расч}} = f_{\text{выр}} \cdot I_{\text{расч}}^* \quad (161)$$

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

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

$k_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. Для защиты Бреслер ШТ принимается равным 1,0;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока, принимается равным 0,1;

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

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

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

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

$I^*_{\text{расч}}$ – относительный ток в терминале, для которого производится расчет небаланса, принимается равным 1,0.

$$I_{\text{нб.расч}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,06 + 0,03) \cdot 1 = 0,19 \text{ о. е.}$$

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

$$I_{\text{диф.нач}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1,2 \cdot 0,19 = 0,23 \text{ о. е.} \quad (162)$$

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

Начальный тормозной ток выбирается из диапазона:

$$I_{\text{торм.нач}} = 0,6 \div 1,0$$

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

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

$$I_{\text{блок}} = 1 \div 2$$

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

Коэффициент торможения рассчитывается по выражению:

$$K_{\text{торм}} = \frac{I_{\text{диф.расч}} - I_{\text{диф.нач}}}{I_{\text{торм.расч}} - I_{\text{торм.нач}}} \quad (163)$$

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

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

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

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

На стороне ВН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (1,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,06 + 0,03) \cdot 2,46 = 0,59 \text{ о.е.} \quad (164)$$

$$I_{\text{диф.расч}} = 1,2 \cdot 0,59 = 0,71 \text{ о. е.} \quad (165)$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{0,71-0,23}{2,46-0,6} = 0,26 \quad (166)$$

На стороне СН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (1,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,025 + 0,03) \cdot 3,38 = 0,69 \text{ о. е.} \quad (167)$$

$$I_{\text{диф.расч}} = 1,2 \cdot 0,69 = 0,83 \text{ о. е.} \quad (168)$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{0,83-0,23}{3,38-0,6} = 0,22 \quad (169)$$

На стороне НН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (1,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0 + 0,03) \cdot 5,82 = 1,05 \text{ о. е.} \quad (170)$$

$$I_{\text{диф.расч}} = 1,2 \cdot 1,05 = 1,26 \text{ о. е.} \quad (171)$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{1,26-0,23}{5,82-0,6} = 0,2 \quad (172)$$

13.5 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

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

Уставка ДТО отстраивается:

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

$$I_{\text{ДТО}} \geq 6$$

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

где $k_{\text{отс}} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

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

При расчете $I_{\text{нб.расч*}}$ коэффициент переходного режима следует принимать равным $3 \div 4$. Величина $I_{\text{расч*}}$ принимается равной току (в относительных единицах), проходящему через защищаемую зону при расчетном трехфазном КЗ на стороне, где рассматривается повреждение. Этот ток определяется при работе трансформатора на расчетном ответвлении, соответствующем, как правило минимальному значению напряжения регулируемой обмотки.

Уставка ДТО равна наибольшему значению.

На стороне ВН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,06 + 0,03) \cdot 2,46 = 1,08 \text{ о. е.} \quad (173)$$

$$I_{\text{ДТО}} = 1,2 \cdot 1,08 = 1,3 \text{ о. е.} \quad (174)$$

Выбирается $I_{\text{ДТО}} = 6 \text{ о. е.}$

На стороне СН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,025 + 0,03) \cdot 3,38 = 1,37 \text{ о. е.} \quad (175)$$

$$I_{\text{ДТО}} = 1,2 \cdot 1,37 = 1,64 \text{ о. е.} \quad (176)$$

Выбирается $I_{\text{ДТО}} = 6 \text{ о. е.}$

На стороне НН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0 + 0,03) \cdot 5,82 = 2,21 \text{ о. е.} \quad (177)$$

$$I_{\text{дто}} = 1,2 \cdot 2,21 = 2,65 \text{ о. е.}$$

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

13.6 Выбор уставок максимальной токовой защиты на сторонах напряжения

Максимальная токовая защита (МТЗ) обеспечивает защиту трансформатора от внешних КЗ и используется в качестве резервной для защиты от внутренних повреждений. В случае недостаточной чувствительности МТЗ применяется пуск по напряжению. Уставки всех измерительных органов рассчитываются в первичных величинах, приведенных к той стороне защищаемого силового трансформатора, на которой устанавливается защита.

На стороне ВН:

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

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{k_3 \cdot k_C}{k_B} \cdot I_{\text{нагр.макс}} \quad (178)$$

где $k_3 = 1,2$ – коэффициент запаса;

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

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

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

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 87,9 = 222,06 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности определяется:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}}{I_{\text{с.з.}}} = \frac{800}{222,06} = 3,6 > 1,5 \quad (179)$$

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

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

На стороне СН:

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

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

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 734,8 = 1856,3$$

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{3000}{1856,3} = 1,6 > 1,5$$

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

Уставка фазного тока второй ступени выбирается по условию отстройки от номинального тока трансформатора:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{k_3 \cdot k_C}{k_B} \cdot I_{\text{ном.СН}} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 524,9 = 1326 \text{ А} \quad (180)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{3000}{1326} = 2,3 > 1,5 \quad (181)$$

На стороне НН:

МТЗ НН отключает КЗ на шинах НН, а также резервирует отключения повреждений на элементах, присоединенных к этим шинам. Исполнение и выбор уставок ступеней МТЗ НН аналогичны исполнению и выбору уставок соответствующих ступеней МТЗ СН.

Первая ступень:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 1837 = 4641 \text{ А} \quad (182)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{7300}{4641} = 1,57 > 1,5 \quad (183)$$

Вторая ступень:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 1312,2 = 3315 \text{ А} \quad (184)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{7300}{3315} = 2,2 > 1,5 \quad (185)$$

13.7 Защита от перегрузки

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

Перегрузка трансформаторов чаще всего симметричная, поэтому защита от перегрузки выполняется с помощью МТЗ, включенной на ток одной фазы. Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях – на разгрузку или отключение трансформаторов.

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

$$I_{с.з.} = \frac{k_{отс}}{k_v} \cdot I_{ном} \quad (186)$$

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

k_v – коэффициент возврата;

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

На стороне ВН:

$$I_{с.з.} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 87,9 = 115,4 \text{ А} \quad (187)$$

На стороне СН:

$$I_{с.з.} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 734,8 = 964,4 \text{ А} \quad (188)$$

На стороне НН:

$$I_{с.з.} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 1837 = 2411 \text{ A} \quad (189)$$

13.8 Газовая защита

На защищаемом трансформаторе ПС устанавливается газовое реле Бухгольца BF80/Q.

Газовая защита (ГЗ) применяется в силовых трансформаторах с масляным заполнением, снабженных расширителями, и срабатывает при всех видах внутренних повреждений, сопровождающихся выделением газа, ускоренным протеканием масла из бака в расширитель, а также от утечки масла из бака трансформатора.

Измерительным органом газовой защиты является газовое реле, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем. В России широко используется газовое реле Бухгольца с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа BF80/Q. Это реле состоит из металлического корпуса, крышки и встроенного блока. Для осмотра встроенного блока в корпусе имеются застекленные отверстия с откидными крышками. Есть также пробный кран для отбора газа и контрольная клавиша для опробования действия реле путем имитации ухода масла из трансформатора. Принцип действия данного реле такой же, как и других газовых реле.

ГЗ очень чувствительна и весьма часто позволяет обнаружить повреждение в трансформаторе в самой начальной стадии. При серьезных повреждениях трансформатора газовая защита действует достаточно быстро, за 0,1 – 0,2 с. Благодаря этим достоинствам газовая защита обязательно устанавливается на всех трансформаторах мощностью 6,3 МВА и более, а также внутрицеховых понижающих трансформаторах. Допускается установка газовой защиты и на трансформаторах от 1 до 4 МВА. Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых - игнорирование повреждений, расположенных вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может

подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть при доливке масла или после монтажа системы охлаждения. Возможны и ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в сейсмоопасных районах, поэтому в таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

Важным является то, что начальная стадия виткового замыкания может не сопровождаться появлением дуги и газообразованием, и тогда ГЗ не действует и витковые замыкания в трансформаторе могут длительно оставаться незамеченными.

14 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ

Для подстанции будет проектироваться двойной стержневой равновеликий молниеотвод.

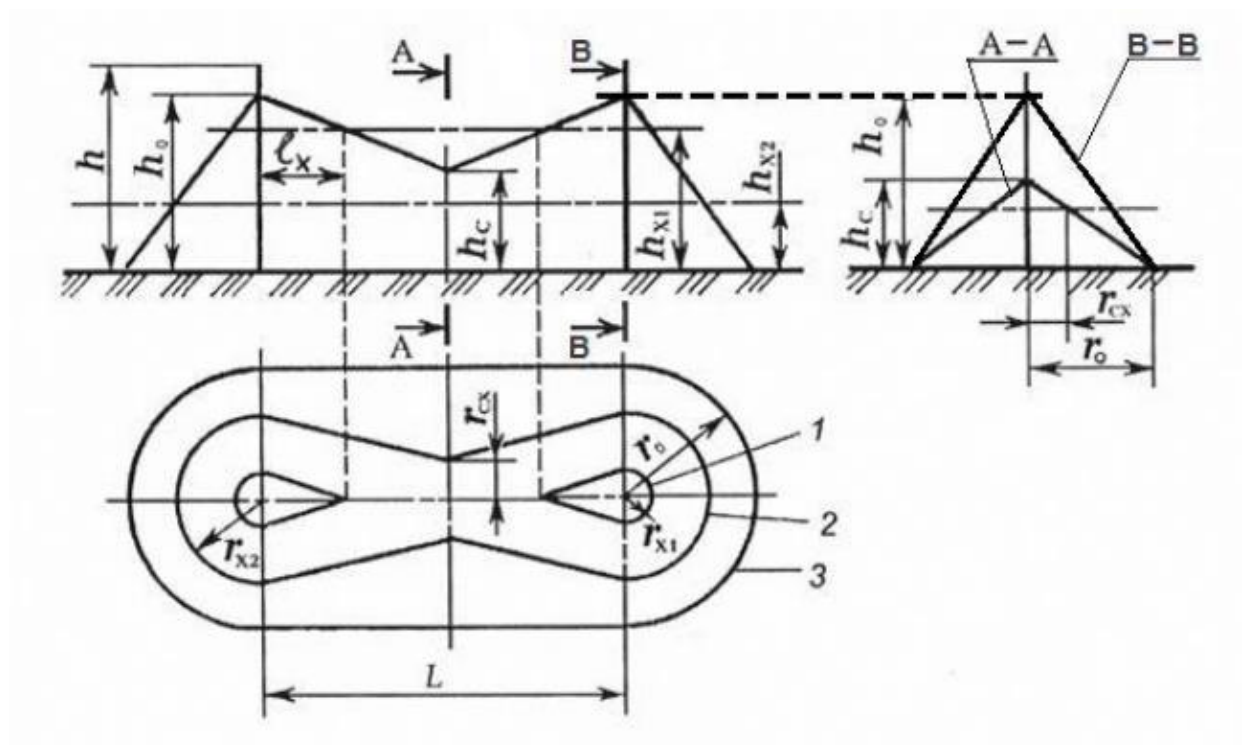


Рисунок 19 – Зоны защиты двойного стержневого молниеотвода

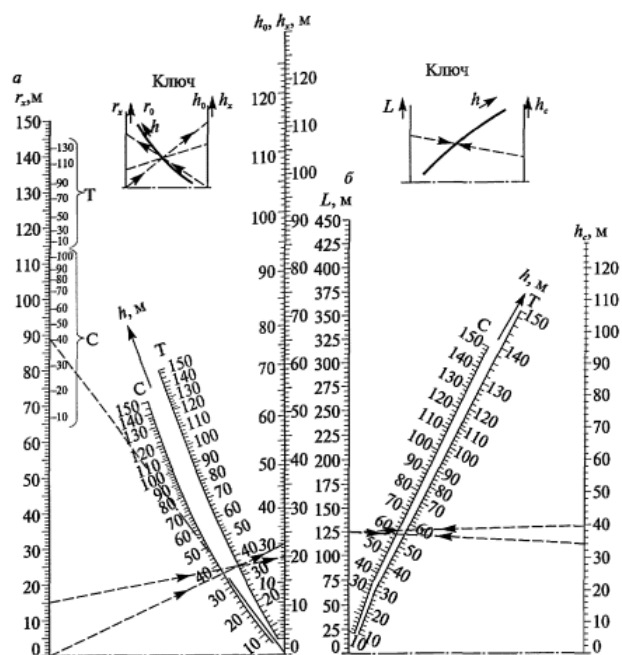


Рисунок 20 – Номограммы для определения высоты молниеотводов в зоне А:

а — одиночных; б — двойных равной высоты

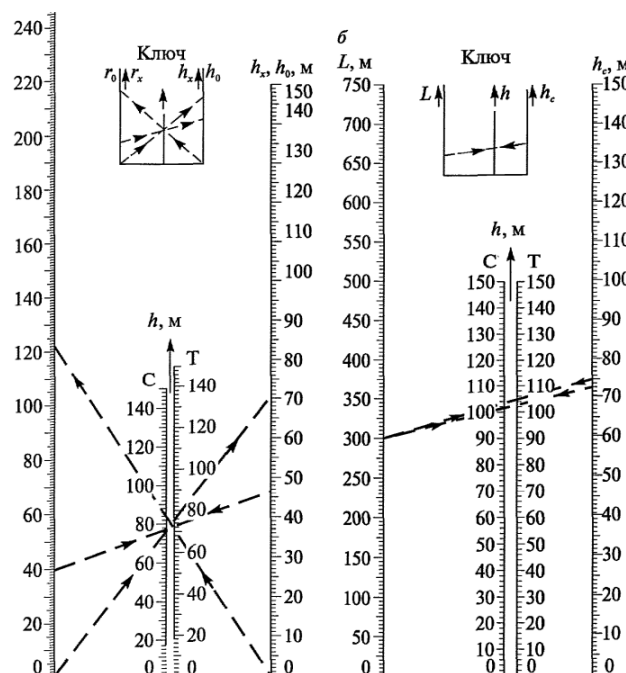


Рисунок 21 – Номограммы для определения высоты молниеотводов в зоне Б:

а — одиночных; б — двойных равной высоты

14.1 Расчёт молниезащиты при $L = 87,1$ м

Зона А ($p \leq 0,005$):

Как видно из номограммы, для двойных стержневых молниеотводов $h = 40$ м, $h_c = 22$ м.

Эффективная высота молниеотвода определяется по формуле:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 40 = 34 \text{ м} \quad (190)$$

Радиус зоны защиты на уровне земли r_0 определяется по формуле:

$$r_0 = (1,1 - 0,002h)h = (1,1 - 0,002 \cdot 40) \cdot 40 = 40,8 \text{ м} \quad (191)$$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта определяется по формуле:

$$r_x = r_0 \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right) = 40,8 \cdot \left(1 - \frac{20}{34} \right) = 16,8 \text{ м} \quad (192)$$

где h_x – высота защищаемого объекта, равная 20 м

$$2 \cdot 40 = 87,1 < 102 \leq 4 \cdot 40 = 160 \text{ м} \quad (193)$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта определяется по формуле:

$$h_{\text{сх}} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4}h)(L - h) = 34 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 40)(87,1 - 40) = 25,43 \text{ м} \quad (194)$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли определяется по формуле:

$$r_{\text{с0}} = r_0 \left(1 - \frac{0,2(L-2h)}{h} \right) = 40,8 \cdot \left(1 - \frac{0,2(87,1-2 \cdot 40)}{40} \right) = 39,35 \text{ м} \quad (195)$$

Зона Б ($p \leq 0,05$)

Как видно из номограммы, для двойных стержневых молниеотводов $h = 34$ м, $h_c = 27$ м.

Эффективная высота молниеотвода определяется по формуле:

$$h_{\text{эф}} = 0,92h = 0,92 \cdot 34 = 31,28 \text{ м} \quad (196)$$

Радиус зоны защиты на уровне земли определяется по формуле:

$$r_0 = 1,5h = 1,5 \cdot 34 = 51 \text{ м} \quad (197)$$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта определяется по формуле:

$$h_{\text{сх}} = h_{\text{эф}} - 0,14(L - h) = 31,28 - 0,14 \cdot (87,1 - 34) = 23,85 \text{ м} \quad (198)$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта определяется по формуле:

$$r_{\text{с0}} = r_0 = 51 \text{ м} \quad (199)$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта определяется по формуле:

$$r_{\text{сх}} = r_{\text{с0}} \cdot \frac{h_{\text{сх}} - h_x}{h_{\text{сх}}} = 51 \cdot \frac{23,85 - 20}{23,85} = 8,23 \text{ м} \quad (200)$$

14.2 Расчёт молниезащиты при $L = 67,4$ м

Зона А ($p \leq 0,005$):

Как видно из номограммы, для двойных стержневых молниеотводов $h = 32$ м, $h_c = 17$ м.

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 32 = 0,85 \cdot 32 = 27,2 \text{ м} \quad (201)$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002h)h = (1,1 - 0,002 \cdot 32) \cdot 32 = 33,15 \text{ м} \quad (202)$$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_x = r_0 \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}}\right) = 33,15 \cdot \left(1 - \frac{20}{27,2}\right) = 8,77 \text{ м} \quad (203)$$

где h_x – высота защищаемого объекта, равная 20 м:

$$2 \cdot 32 = 64 < 67,4 \leq 4 \cdot 32 = 128 \text{ м} \quad (204)$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта:

$$h_{\text{сх}} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4}h)(L - h) = 27,2 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 32)(67,4 - 32) = 6,36 \text{ м} \quad (205)$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли:

$$r_{\text{с0}} = r_0 \left(1 - \frac{0,2(L-2h)}{h}\right) = 33,15 \cdot \left(1 - \frac{0,2(67,4-2 \cdot 32)}{32}\right) = 32,4 \text{ м} \quad (206)$$

Зона Б ($p \leq 0,05$)

Как видно из номограммы, для двойных стержневых молниеотводов $h = 30$ м, $h_c = 24$ м.

$$h_{\text{эф}} = 0,92h = 0,92 \cdot 30 = 27,6 \text{ м} \quad (207)$$

$$r_0 = 1,5h = 1,5 \cdot 30 = 45 \text{ м} \quad (208)$$

$$h_{\text{сх}} = h_{\text{эф}} - 0,14(L - h) = 27,6 - 0,14 \cdot (67,4 - 30) = 22,36 \text{ м} \quad (209)$$

$$r_{\text{с0}} = r_0 = 45 \text{ м} \quad (210)$$

Для обеих зон:

$$r_{\text{сх}} = r_{\text{с0}} \cdot \frac{h_{\text{сх}} - h_x}{h_{\text{сх}}} = 45 \cdot \frac{22,36 - 20}{22,36} = 4,75 \text{ м} \quad (211)$$

14.3 Расчёт заземления

Наибольшие допустимые значения сопротивлений заземлений для электроустановок напряжением 110 кВ и выше составляют не больше 0,5 Ом [2].

Площадь, используемая под заземлитель подстанции, определяется по формуле:

$$S = (a + 2 \cdot 1,5)(b + 2 \cdot 1,5) = (174,2 + 2 \cdot 1,5)(67,4 + 2 \cdot 1,5) = 12475 \text{ м}^2 \quad (212)$$

Выбор диаметра горизонтального луча в сетке по механической прочности и проверка его на термическую стойкость определяется по формуле:

$$F = \sqrt{\frac{I^2 t}{400\beta}} = \sqrt{\frac{25^2 \cdot 0,5}{400 \cdot 25}} = 177 \text{ мм}^2 \quad (213)$$

где I – ток КЗ при стекании импульсного тока;

T - время работы защиты в секундах;

β - коэффициент термической стойкости электрода, равный 25.

Сечение проверяется на коррозионную стойкость:

$$F = 3,14S_{cp}(D_{пр} + S_{cp}) = 3,14 \cdot 0,244 \cdot (25 + 0,244) = 19,34 \text{ мм}^2 \quad (214)$$

где S_{cp} - глубина коррозии:

$$S_{cp} = a_k \ln^3 T + b_k \ln^2 T + c_k \ln T + \alpha_k = 0,0013 \cdot \ln^3 144 + 0,003 \cdot \ln^2 144 - 0,0068 \cdot \ln 144 + 0,044 = 0,244 \text{ мм}^2 \quad (215)$$

где T – срок службы заземлителя, равный 144 месяцам;

где a_k, b_k, c_k, α_k – коэффициенты, зависящие от грунта.

Выбираются вертикальный электрод и его глубина залегания для рассматриваемой климатической зоны (с учетом сезонных изменений грунта). Принимается расстояние между полосами сетки $k=5$ м и определяется общая длина горизонтальных полос:

$$L_r = (a + 3) \frac{(b+3)}{k} + (b + 3) \frac{(a+3)}{k} = (174,2 + 3) \frac{(67,4+3)}{5} + (67,4 + 3) \frac{(174,2+3)}{5} = 4990 \text{ м} \quad (216)$$

Уточняется длина горизонтальных полос:

$$L_{r,y} = 2\sqrt{S}(m + 1) = 2\sqrt{12475}(22,3 + 1) = 5205 \text{ м} \quad (217)$$

$$\text{Где число ячеек } m = \frac{L_r}{2\sqrt{S}} = \frac{4990}{2\sqrt{12475}} = 22,3 \quad (218)$$

Количество вертикальных электродов определяется по формуле:

$$n_B = \frac{4\sqrt{S}}{c} = \frac{4 \cdot \sqrt{12475}}{5} = 89,35 \quad (219)$$

где s – расстояние между вертикальными электродами, равное 5.

Стационарное сопротивление заземлителя определяется по формуле:

$$R = \rho \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n l_B} \right) = 200 \cdot \left(\frac{0,37}{111,69} + \frac{1}{204 + 89,35 \cdot 11,17} \right) = 0,82 \text{ Ом} \quad (220)$$

Таблица 35 - Значения коэффициента A

$\frac{l_B}{\sqrt{S}}$	0	0,02	0,05	0,1	0,2	0,5
A	0,44	0,43	0,4	0,37	0,33	0,26

Импульсный коэффициент определяется по формуле:

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500\sqrt{S}}{(\rho + 320)(I_M + 45)}} = \sqrt{\frac{1500\sqrt{12475}}{(200 + 320)(20 + 45)}} = 2,23 \quad (221)$$

Импульсное сопротивление заземлителя сетки определяется по формуле:

$$R_{и} = \alpha_{и} R = 2,23 \cdot 0,82 = 1,829 \text{ Ом} \quad (222)$$

15 ВЫБОР СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА

Определённое количество источников питания, кабельных линий и других элементов оперативных цепей составляет систему оперативного тока. Оперативный ток на подстанциях обеспечивает питание вторичных устройств, в том числе и оперативные цепи защиты, автоматики и телемеханики, аппаратура дистанционного управления, аварийная и предупредительная сигнализация. При нарушениях нормальной работы подстанции оперативный ток используется также для аварийного освещения и электроснабжения электродвигателей.

Система переменного оперативного тока.

При переменном оперативном токе непосредственное включение электромагнитов во вторичные цепи трансформаторов тока – самый простой способ питания для отключения выключателей. При этом предельные значения токов и напряжений в токовых цепях защиты должны быть меньше допустимых значений или равны им, а реле типов РТМ, РТВ или ТЭО должны обеспечивать требуемую чувствительность защиты [2]. Если эти реле не обеспечивают чувствительности защиты, то цепи отключения питаются от предварительно заряженных конденсаторов.

Для выпрямления переменного тока используются:

- блоки питания стабилизированные БПНС-2 вместе с токовыми блоками питания БПТ-1002 (питание цепей защиты, автоматики, управления);
- блоки питания нестабилизированные БПН-1002 (питание цепей сигнализации и блокировки, которая уменьшает разветвленность цепей оперативного тока и обеспечивает возможность выдачи всей мощности 58 стабилизированных блоков для срабатывания защиты и отключения выключателей);
- блоки БПН-1002 вместо БПНС-2 (питания цепей защиты, автоматики, управления, если расчёты подтверждают возможность их использования и если стабилизация оперативного напряжения не нужна).

- силовые выпрямительные устройства ТЧ на УКП и УКПК с индуктивным накопителем (питание включающих электромагнитов приводов масляных выключателей). Индуктивные накопители обеспечивают включение выключателей на режим короткого замыкания при зависимом питании цепей включения.

- блоки питания нестабилизированные БПЗ-401 (нужны для заряда конденсаторов, которые используются для отключения отделителей, включения короткозамыкателей, отключения выключателей 10(6) кВ защитой минимального напряжения, а также отключения выключателей 35-110 кВ при недостаточной мощности блока питания).

16 ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

Состав и количество потребителей собственных нужд (СН) подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов и типа электрооборудования.

Самыми важными потребителями СН подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения.

Мощность потребителей СН невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

Таблица 36 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Вид	$\cos\varphi$	$P_{уст}, \text{ кВт}$	$Q_{уст}, \text{ кВАр}$
Охлаждение трансформатора	0,8	30	22,5
Подогрев РУ	1	20	-
Освещение и вентиляция	1	12	-
Отопление и освещение ОПУ	1	8	-
Освещение РУ	1	6	-
Насосная	1	5	-
Прочее	1	20	-
Итого		101	22,5

$$S_{рас} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8 = \sqrt{101^2 + 22,5^2} \cdot 0,8 = 82,8 \text{ кВА} \quad (223)$$

Принимаются два трансформатора ТМ – 100/10/0,4.

17 ВЫБОР АККУМУЛЯТОРНЫХ БАТАРЕЙ

Для питания сетей управления, автоматики и сигнализации, а также для освещения станции используются установки постоянного тока с аккумуляторными батареями (АБ). Иногда вместо оперативного тока используется переменный ток или выпрямленный специальными тиристорными (вентильными) преобразователями постоянный ток. Использование переменного или выпрямленного оперативного тока даёт возможность не использовать дорогостоящие мощные аккумуляторы и упростить оперативные цели.

Установка постоянного тока состоит из одного или нескольких преобразователей энергии переменного тока в постоянный, АБ и распределительного устройства.

Выпрямители и двигатели — генераторы используются как преобразователи энергии. При нормальной работе станции (подстанции) сеть постоянного тока питается через преобразователь. Батарея заряжена и потребляет только малый ток заряда, чтобы компенсировать саморазряд. При нарушении нормального режима (исчезновение напряжения переменного тока в системе СН) преобразователь отключается и АБ принимает нагрузку на себя.

АБ выбираются по требуемой ёмкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам.

Обычно аккумуляторные батареи используются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором. Напряжение на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В [15].

Число основных элементов в батарее определяется по формуле:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{па}} \quad (224)$$

где $U_{ш}$ — напряжение на шинах;

$U_{\text{па}}$ – напряжение на элементе в режиме подзарядки.

В режиме подзаряда:

$$n_0 = \frac{230}{1,52} = 151$$

В конце заряда:

$$n = \frac{230}{1,8} = 128$$

В конце разряда:

$$n = \frac{230}{1,0} = 230$$

Количество добавочных элементов определяется по формуле:

$$n_{\text{доб}} = n - n_0 = 230 - 151 = 79 \quad (225)$$

Типовой номер батареи определяется по формуле :

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{\text{ав}}}{j} = \frac{549}{9} = 61 \quad (226)$$

где $I_{\text{ав}}$ – нагрузка установившегося получасового установившегося разряда;

j – допустимая толчковая нагрузка разряда.

Проверяется по максимальному толчковому току. Предварительно принимается батарея Sunlight 1 OPzS 50 – 64 Ач.

$$46 \cdot N \geq I_{\text{Tmax}} \quad (227)$$

где I_{Tmax} – максимальный толчковый ток для данного вида батарей.

$$I_{Tmax} = 1269 \text{ A};$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 64 = 2944 \quad (228)$$

Значит, надо выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{1269}{46} = 27,6 \quad (229)$$

Окончательно принимается Sunlight 1 OPzS 50 – 64 Ач.

Проверяется отклонение напряжения при наибольшем толчковом токе по формуле:

$$I_p = \frac{I_{Tmax}}{N} = \frac{1269}{64} = 19,8 \text{ A} \quad (230)$$

По кривой определяем напряжение на аккумуляторе равным 104 %. Если принять потерю напряжение в соединительном кабеле – 5 %, то напряжение на приводах будет равно 99 %. Допустимое отклонение напряжения на электромагнитах включения составляет 80 – 110 %, таким образом, принятые аккумуляторы обеспечивают необходимое напряжение [5].

Выбор подзарядного устройства проводится по формуле:

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot N + I_{П} = 0,15 \cdot 64 + 20 = 29,6 \text{ A} \quad (231)$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot n_0 = 2,2 \cdot 151 = 332,2 \text{ В} \quad (232)$$

$$I_3 = 5 \cdot 64 + 20 = 340 \text{ A} \quad (233)$$

$$U_{\text{ПЗ}} = 2,75 \cdot n = 2,75 \cdot 230 = 632,5 \text{ В} \quad (234)$$

В итоге выбирается Sunlight 1 OPzS 50 с ёмкостью в 64 Ач.

18 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

18.1 Безопасность

На подстанции напряжением 220 кВ изоляторы, ограждения, токоведущие части, крепления, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния должны устанавливаться так, чтобы:

1) Усилия, нагрев, электрическая дуга или другие явления (искрение, выброс газов и т.п.), вызываемые нормальными условиями работы электроустановки, не могут нанести повреждений оборудованию, вызвать короткое замыкание или замыкание на землю, или причинить вред обслуживающему персоналу;

2) В случае возникновения неправильных условий работы электроустановки, когда происходят повреждения из-за короткого замыкания, для их устранения могли применяться следующие шаги: сначала все выключатели на электроустановке отключаются, затем контакты разъединителя размыкаются, создавая явный разрыв. После этого происходит заземление электроустановки и устранение повреждений;

3) Когда напряжение отключено от определенной цепи, проводить осмотр, замену и ремонт приборов, токоведущих частей и соответствующих конструкций, принадлежащих к этой цепи, без вмешательства в работу соседних цепей. Для этого обе стороны цепи должны быть явно размыты, а приборы и токоведущие части должны быть заземлены;

4) Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала и посторонних лиц соблюдать меры защиты, а также следующие мероприятия:

- Соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей или использование ограждений для токоведущих частей;

- Применение блокировки аппаратов и защитных устройств для предотвращения ошибочных операций и несанкционированного доступа к токоведущим частям;

- Использование предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов.
- Применение устройств для снижения напряженности электрических и магнитных полей до допустимых значений.
- Использование средств защиты и приспособлений, включая средства защиты от воздействия электрических и магнитных полей в электроустановках, где их напряженность превышает нормы [9].

5) Независимо от минимальной температуры предусматривать подогрев механизмов приводов масляных и воздушных выключателей, блокировки клапанов воздушных выключателей, агрегатных шкафов, а также других шкафов, где используется аппаратура или зажимы внутренней установки.

При размещении РУ и подстанций в местах, где воздух может содержать вещества, пагубно влияющие на изоляцию или оборудование, должны быть предприняты меры для обеспечения надежной работы установки, такие как использование усиленной изоляции, применение материалов для шин, стойких к воздействию окружающей среды, или покрытие их защитным слоем.

1) РУ и подстанции должны быть размещены с учетом преобладающего направления ветра.

2) РУ и подстанции должны быть выполнены в соответствии с наиболее простыми схемами.

3) Распределительные устройства и подстанции должны быть оборудованы электрическим освещением, при этом осветительная арматура должна быть установлена таким образом, чтобы обеспечить безопасное обслуживание.

Строительные конструкции, которые находятся близко к токоведущим частям и могут быть доступны для прикосновения персоналом, не должны нагреваться от электрического тока до температуры 50 °C и выше. А те, которые недоступны для прикосновения, — до 70 °C и выше [9].

Во всех цепях распределительных устройств предусмотрена установка разъединяющих устройств (разъединителей, отделителей) с видимым разрывом, чтобы обеспечить возможность отключения всех аппаратов (выключателей,

отделителей, предохранителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и т. д.) каждой цепи от сборных шин, а также от других источников напряжения. Разъединители устанавливаются с обеих сторон электрических цепей или аппаратов [9].

При работе на ПС высокого напряжения всегда необходимо оформление нарядов-допусков и соблюдение всех норм и правил, предусмотренных при работе на данном типе производства в соответствии с четкой иерархией [2].

Для обеспечения безопасности работы в электроустановках должны проводиться организационные мероприятия, включающие:

- оформление работ нарядом-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдачу разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

На ПС, как на объекте повышенной опасности, работниками, ответственными за безопасное ведение работ в электроустановках, являются:

- выдающий наряд-допуск, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдающий разрешение на подготовку рабочего места и на допуск;
- ответственный руководитель работ;
- допускающий;
- производитель работ;
- наблюдающий;
- члены бригады.

Каждая ПС такого уровня напряжения должна быть оснащена хорошим освещением, средствами пожаротушения, а также однолинейными подробными схемами всей ПС для возможности переключения. На РУ высокого напряжения

также должна быть защитная блокировка, предотвращающая ошибочные действия персонала на ПС. Все вышеперечисленные меры должны соблюдаться и выполняться, чтобы избежать нежелательного травматизма или летального исхода.

18.2 Экологичность

Факторы влияния ОРУ и линий электропередачи на окружающую среду крайне разнообразны. Прежде всего, это воздействие электромагнитного поля на живые организмы и человека, действующее на сердечно-сосудистую, центральную и периферийную нервные системы, мышечную ткань и другие органы.

Различают следующие виды воздействия:

- непосредственное (биологическое): проявляется при пребывании человека в электрическом поле. При этом возможны изменения давления и пульса, сердцебиения, аритмия, повышенная нервная возбудимость и утомляемость. Эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем.

- косвенное: воздействие электрических разрядов (импульсного тока), возникающих при прикосновении человека, имеющего хороший контакт с землей, к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и механизмов, протяженным проводникам или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземленным объектам. Такие явления объясняются наличием повышенных потенциалов и ЭДС, наведенных электромагнитным полем на машинах, механизмах или протяженных металлических предметах, изолированных от земли.

- акустический шум и радиопомехи: возникают при короне на проводах, частичных разрядах и короне на изоляторах и деталях арматуры. В России акустический шум от проводов ВЛ не нормируется. На уровень радиопомех оказывают влияние радиус проводов, условия погоды, состояние поверхности провода (загрязнения, осадки). Для устранения радиопомех в охранной зоне

снижается допустимая напряженность на поверхности провода [7].

Указанные воздействия электромагнитного поля устанавливают определенные условия труда и возможности пребывания населения в охранной зоне ВЛ, имеющей границы в виде параллельных линий.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами (автотрансформаторами) проектом, согласно “Нормам технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35–750 кВ”, предусматривается сооружение под трансформаторами маслоприемников с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслоотводов в маслосборник [6].

Диаметр маслоотводов выбирается из расчета отвода 50% масла и полного количества воды от пожаротушения гидрантами за 15 минут.

Сеть маслоотводов от трансформаторов (автотрансформаторов) выполняется из асбоцементных труб диаметром 300 мм за исключением участков пересечения с автодорогой, где они предусматриваются из чугунных труб того же диаметра.

Ёмкость маслосборника рассчитывается на прием полного объема масла единичного автотрансформатора, содержащего наибольшее количество масла, а также расхода воды от гидрантов.

Требуемые для расчета данные получены из технических характеристик трансформатора и занесены в таблицу 37.

Таблица 37 - Параметры трансформатора ТДТНЖ-25000/220

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, т		Габариты, мм		
		полная	масла	Н	L	В
ТДТНЖ-25000/220	25	61	14,5	5640	4300	5420

Для марки трансформатора ТДТНЖ-25000/220 маслоприемник должен быть достаточно большим, чтобы содержать от 10 до 50 тонн масла, и выступать за

габариты электрооборудования не менее чем на 1,5 метра, с уменьшением габаритов на 0,5 метра со стороны стен или перегородок, расположенных на расстоянии не менее 2 метров от трансформатора. Объем маслоприемника с отводом масла должен быть достаточным для единовременного приема 100% масла, залитого в трансформатор. На ПС установлен маслоприемник с отводом масла, на котором установлена металлическая решетка, а поверх нее насыпан слой гравия толщиной 0,25 метра. Маслоприемники с отводом масла могут быть как заглубленными, так и незаглубленными, причем при выполнении заглубленного маслоприемника не требуется устройство бортовых ограждений, если обеспечивается объем маслоприемника, указанный в п.2 [6].

1. Определение ширины и глубины маслоприемника.

Расстояние Δ от трансформатора до края маслоприемника должно быть не менее 1,5 м при массе масла в автотрансформаторе от 10 до 50 т [2].

Отсюда габариты маслоприемника будут равны:

$$A' = A + 2 \cdot \Delta = 4,3 + 2 \cdot 1,5 = 7,3 \text{ м} \quad (235)$$

$$B' = B + 2 \cdot \Delta = 5,42 + 2 \cdot 1,5 = 8,42 \text{ м} \quad (236)$$

где А и В - длина и ширина автотрансформатора соответственно;

A' и B' -длина и ширина маслоприемника соответственно.

Площадь поверхности маслоприемника определяется по формуле:

$$S_{МП} = A' \cdot B' = 7,3 \cdot 8,42 = 72,7 \text{ м}^2 \quad (237)$$

2. Определение глубины маслоприемника.

Высота маслоприемника определяется по формуле:

$$h_{МП} = h_{Г} + h_{В} + h_{ТМ+H_2O} \quad (238)$$

где $h_{Г}$ – высота подсыпки гравия, согласно ПУЭ примем равным 0,25 м;

$h_{В}$ – высота воздушного слоя между решеткой и возможной смесью масла с водой, согласно ПУЭ примем равным 0,05 м;

$h_{ТМ+H_2O}$ – высота 100 % объема масла и 80% объема воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин.

$h_{ТМ}$ определяется по формуле:

$$h_{ТМ} = \frac{V_{ТМ}}{S_{МП}} \quad (239)$$

где $V_{ТМ}$ - объем трансформаторного масла, который определяется по формуле:

$$V_{ТМ} = \frac{M_{ТМ}}{\rho_{ТМ}} \quad (240)$$

где $\rho_{ТМ}$ - плотность трансформаторного масла равная 890 кг/м³.

$$V_{ТМ} = \frac{14500}{890} = 16,3 \text{ м}^3$$

$$h_{ТМ} = \frac{16,3}{72,7} = 0,224 \text{ м}$$

h_{H_2O} определяется по формуле :

$$h_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{S_{МП}}$$

Объем воды определяется по формуле:

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}) \quad (241)$$

где $I = 0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$ – секундный расход воды, $t=30 \text{ мин} = 1800 \text{ с}$;

$S_{БПТ}$ - площадь боковой поверхности трансформатора, определяется по формуле:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot H \cdot (A + B) \quad (242)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot 5,64 \cdot (4,3 + 5,42) = 109,6 \text{ м}^2$$

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot 0,0002 \cdot 1800 \cdot (109,6 + 72,7) = 52,5 \text{ м}^3$$

$$h_{H_2O} = \frac{52,5}{72,5} = 0,72 \text{ м}$$

Суммарно высота маслоприемника составляет:

$$h_{МП} = 0,166 + 0,05 + 0,224 + 0,72 = 1,16 \text{ м}$$

Также при строительстве и эксплуатации ПС образуются отходы различного класса опасности. Согласно Приказу Минприроды РФ от 04.12.2014 N 536 об утверждении критериев отнесения отходов к I-V классам опасности по степени негативного воздействия на окружающую среду [9]:

I — чрезвычайно опасные

II — высоко опасные

III — умеренно опасные

IV — малоопасные

V — практически неопасные

На любой ПС присутствуют отходы первой категории в виде люминесцентных ламп, утилизация которых должна производиться с соблюдением правил. Согласно требованиям природоохранного законодательства, сбор отходов первого класса опасности должен производиться отдельно от других отходов и храниться в специальной, обеспечивающей безопасность, таре. Тара представляет собой оцинкованный цилиндрический контейнер с чехлом. После сбора отходов контейнер маркируется специальной наклейкой, на которой указывается вид, правила сбора отходов и контактные данные предприятия обеспечивающего вывоз отходов и их последующую утилизацию. Хранение ртутьсодержащих отходов в контейнере должно осуществляться в специально отведенном месте с твердым покрытием и ограниченным доступом. Контейнер необходимо накрывать специальным чехлом.

К второй категории на ПС относятся аккумуляторные батареи, которые также имеют свои правила утилизации. Согласно требованиям природоохранного законодательства, сбор отходов данного класса необходимо производить отдельно от прочих отходов в специально отведенном для этого месте оборудованным поддоном, предотвращающем пролив электролита. Данный поддон можно хранить в ремонтной зоне. В случае, когда контейнер устанавливается на прилегающей территории, площадка для хранения должна иметь навес, защищающий от дождя и твердое покрытие. Аккумуляторы нельзя подвергать механическому воздействию. К 3 классу относят отработанное масло. В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, первичный сбор отходов из нефтепродуктов необходимо производить отдельно от других отходов в специальные емкости. Данные емкости могут находиться в ремонтной зоне и вне ее. При установке емкостей на прилегающей территории, предназначенная для накопления отходов площадка должна иметь твердое покрытие и навес, защищающий емкости от дождя. Так же ёмкости должны быть оборудованы поддонами предотвращающими поливание нефтепродуктов на

землю.

К 4 классу относятся:

1. Разнородные бумажные и картонные остатки
2. Пыль щебеночная, известковая, абразивная
3. Песок, загрязненный нефтесодержащими продуктами
4. Отработанный загрязненный уголь
5. Отслужившие шины, покрышки и камеры Строительный мусор

Их утилизация производится с соблюдением индивидуальных правил.

Они установлены нормативно — правовыми актами:

1. ФЗ №89 «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998 года.
- 2 . ФЗ №7 «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 года.

Отходы 5 класса опасности – практически неопасные. Их угроза окружающей среде стремится к 0. Поэтому пятый класс можно считать безвредным.

18.3 Чрезвычайные ситуации

Меры пожарной безопасности, предпринятые в проекте: системы оповещения о пожаре сигнализации, системы аварийного освещения, системы и средства пожаротушения. Системы сигнализации и аварийное освещение служат для своевременного оповещения персонала о пожаре и обеспечения его эвакуации. Сигнализация должна сопровождаться звуковым и световым сигналами. Аварийное освещение применяется для освещения и обозначения путей эвакуации в помещениях. Для определения количества первичных средств пожаротушения необходимо знать класс помещений и территорий по взрывопожарной и пожарной безопасности, класс пожаров, которые могут возникнуть, площадь помещения или территории [11]. Территория ПС отнесена к классу В-3 по НПБ 105-95, как трансформаторная подстанция с содержанием горючего масла в единице оборудования более 60 кг. В этом случае территория ПС должна оснащаться первичными средствами защиты, так как её территория превышает 100 м². Класс пожаров, которые могут возникнуть на территории

подстанции – пожары класса Е. Пожар класса Е – пожар, связанный с горением электроустановок. На территории ПС согласно нормам оснащения территорий, первичными средствами пожаротушения необходимо установить 1 пожарный щит типа ЩП-Е. В комплектацию щита входят:

- 1) Огнетушитель ручной порошковый с соотношением вместимости (л) и массы огнетушащего вещества 10/9;
- 2) Крюк с деревянной рукояткой;
- 3) Комплект для резки электропроводов: ножницы, диэлектрические боты и коврик;
- 4) Асбестовое полотно;
- 5) Совковая лопата;
- 6) Ящик с песком.

Ящики с песком являются важным элементом системы пожарной безопасности на открытых площадках, особенно в местах, где имеется риск разлива легковоспламеняющихся или горючих жидкостей. Такие площадки могут находиться вблизи подстанций, складов, а также производственных объектов. В соответствии с установленными нормами, на каждые 1000 квадратных метров территории подстанции необходимо предусмотреть не менее 0,5 кубического метра песка. Это означает, что в каждом ящике, размещенном на подстанции, должно содержаться минимум 0,5 кубического метра песка, что обеспечивает достаточное количество материала для ликвидации очагов возгорания.

Конструкция ящика должна быть продуманной. Она должна обеспечивать не только удобство извлечения песка в экстренных ситуациях, но и защищать содержимое от попадания осадков. Это предотвратит намокание песка и сохранит его эффективность при использовании. Ящики следует размещать в доступных местах, чтобы в случае необходимости они могли быть быстро использованы. Кроме того, стоит учитывать, что ящики должны быть выполнены из устойчивых к коррозии материалов, чтобы продлить срок их эксплуатации.

На подстанциях также следует предусматривать системы тушения трансформаторов. Это могут быть как автоматические, так и ручные системы. Автоматические системы, такие как спринклеры или системы водяного орошения, позволяют быстро реагировать на возгорания, минимизируя возможный ущерб. Ручные системы, в том числе огнетушители и переносные установки, также должны быть размещены в доступных местах. Такой комплексный подход к организации системы пожарной безопасности на подстанциях поможет значительно снизить риски возникновения и распространения огня.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе был рассмотрен вариант строительства тяговой электрической подстанции Ушмун с целью электроснабжения участка Транссибирской магистрали. В ходе выполнения работы было выбрано наиболее подходящее оборудование, в том числе и открытые и комплектные распределительные устройства.

Можно сделать следующие выводы:

1) Трансформатор и воздушные линии электропередачи способны обеспечить электроэнергией железнодорожные пути Транссибирской магистрали на территории Приамурья;

2) Электротехническое оборудование (выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения и т.д.) выбрано в соответствии с природными условиями умеренно-холодного климата, в которых расположены Магдагачинский район Амурской области и посёлок Ушумун;

3) Выводы по заземлению и грозозащите;

4) Выводы по релейной защите;

5) Также строительство подстанции удовлетворяет критериям безопасности жизнедеятельности, изложенных в нормативно-правовых актах и учебных пособиях по БЖД в электроэнергетике.

Решения по проектированию подстанции Ушмун были приняты не полностью, но в достаточном объёме. По крайней мере, основные меры по проектированию, такие как выбор необходимого оборудования, приняты окончательно.

Неизвестно, будет ли построена подстанция и будет ли тем самым проведена электрификация магдагачинского участка Транссибирской магистрали, но главную цель самой работы – проектирование тяговой подстанции – можно считать достигнутой.

Результаты, изложенные в ВКР, рекомендуется рассматривать как результаты учебной деятельности и не применять их в практической инженерной деятельности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича, 2012 г. – 376 с.;
2. Правила устройства электроустановок, 6-ое и 7-ое издания, 2012 г. – 461 с.;
3. Электротехнический справочник, том 3, 1988 г. – 568 с.;
4. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, 1996 г. – 161 с.;
5. РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей от грозových и внутренних перенапряжений, 1999 г. – 354 с.;
6. РД 153-34.0-35.518-2001. Инструкция по эксплуатации газовой защиты. – М: Изд-во СПО ОРГРЭС, 2001;
7. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: учебное пособие / А.Б. Булгаков – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2020. – 89 с.;
8. Безопасность жизнедеятельности. Модуль «Теоретические основы безопасности жизнедеятельности»: учебное пособие / сост. : А.Б. Булгаков. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2014. – 82 с.;
9. Приказ Минприроды РФ от 04.12.2014 N 536 об утверждении критериев отнесения отходов к I-V классам опасности по степени негативного воздействия на окружающую среду;
10. СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению без-опасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»;
11. Безопасность жизнедеятельности: учебное пособие /А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 627 с.;
12. Дорохин, Е.Г. Основы эксплуатации релейной защиты и автоматики, книга вторая / Е.Г. Дорохин – М : Энергоресурс, 2012. – 340 с.;

13. Дьяков, А.Ф. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем / А.Ф. Дьяков, Е.И. Овчаренко – М : Мосэнерго, 2008. – 524 с.;
14. РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений, 2017 г. – 144 с.;
15. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций.
16. Савина, Н.В. Электроэнергетические системы и сети, Ч. 2: учеб. пособие / Н. В. Савина. Амур. гос. ун-т, Энергет. фак. – Благовещенск: АмГУ, 2022. – 191 с.;
17. Приказ Минэнерго РФ от 23 июня 2015 г. N 380.