

**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

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция подстанции 110 кВ Алдан в связи со строительством  
в Алданском районе первой очереди завода по выпуску аммиачной селитры

Исполнитель

студент группы 841 об.1

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

Д.С. Землянская

Руководитель

профессор, канд. тех.наук

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

Ю.В. Мясоедов

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Благовещенск 2022

**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

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента *Землянкой Дарьи Сергеевны*

- 
1. Тема выпускной квалификационной работы: *Реконструкция подстанции Алдан в связи со строительством в Алданском районе первой очереди завода по выпуску аммиачной селитры*
  2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_
  3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе *однолинейная схема электроснабжения ПС 110/35/6 кВ Алдан, результаты контрольных замеров по ПС*
  4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): *анализ схемы подстанции, расчёт нагрузок, разработка схемы электроснабжения, оценка надёжности системы электроснабжения, выбор числа и мощности трансформаторов, расчёт токов короткого замыкания, выбор проверка оборудования, заземление и молниезащита подстанции, релейная защита и автоматика, безопасность и экологичность проекта, диспетчерское управление и телемеханика*
  5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) *7 листов графической части*
  6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) *консультант по безопасности и экологичности доцент, канд. техн. наук Булгаков Андрей Борисович*
  7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: *профессор, кандидат технических наук Мясоедов Юрий Викторович*

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 147 с., 26 рисунков, 35 таблиц, 264 формулы.

ПОДСТАНЦИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ТРАНСФОРМАТОР, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ АППАРАТ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ВЫСОКОВОЛЬТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, МОЩНОСТЬ, НАДЕЖНОСТЬ, НАПРЯЖЕНИЕ, РЕЖИМ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ.

В работе рассмотрена реконструкция подстанции 110 кВ Алдан. Основной целью данной работы является реконструкция существующей ПС Алдан. Задачи, которые необходимо решить для выполнения поставленной цели: обосновать необходимость реконструкции подстанции; произвести прогнозирование нагрузки на ПС Алдан; разработать схему реконструируемой ПС Алдан; произвести расчёт токов короткого замыкания, с последующим выбором и проверкой высоковольтного оборудования подстанции; выполнить расчет молниезащиты подстанции; произвести оценка надежности прилегающей сети; рассчитать уставки срабатывания устройств релейной защиты; произвести оценка технико-экономических показателей проекта; рассмотреть вопросы безопасности и экологичности проекта, рассчитаны параметры маслоприемника.

## СОДЕРЖАНИЕ

Перечень сокращений	6
Введение	7
1. Географическая и климатическая характеристика района реконструируемой подстанции	9
2. Характеристика электроприемников реконструируемой подстанции Алдан	12
3. Характеристика центра питания	15
4. Анализ существующей схемы и разработка вариантов подключения первой очереди завода по производству аммиачной селитры	17
5. Расчет электрических нагрузок и выбор номинального напряжения	20
6. Техничко-экономической обоснование принятого варианта	22
7 Разработка схемы реконструируемой ПС Алдан	28
7.1 Выбор трансформаторов на ПС Алдан	28
7.2 Выбор сечений ВЛ и их конструктивное исполнение	30
8 Расчёт токов короткого замыкания	34
8.1 Определение параметров схемы замещения	34
8.2 Эквивалентирование схемы прямой последовательности	39
8.3 Схема замещения, параметры схемы замещения обратной последовательности	44
8.4 Схема замещения, параметры схемы замещения нулевой последовательности	45
8.5 Расчёт токов КЗ	46
9. Выбор и проверка электрооборудования на ПС Алдан	50
9.1 Выбор и проверка выключателей	50
9.2 Выбор разъединителей	52

9.3	Выбор и проверка ОПН	55
9.4	Выбор трансформаторов тока	57
9.5	Выбор трансформаторов напряжения	60
9.6	Выбор и проверка токоведущих частей	61
9.7	Выбор и проверка изоляторов	69
9.8	Выбор трансформаторов собственных нужд	71
9.9	Выбор ячеек КРУ на ПС Алдан	72
10	Релейная защита	85
10.1	Выбор системы оперативного тока	85
10.2	Виды и типы релейной защиты, принятые на ПС Алдан	88
10.3	Защита силового трансформатора	92
10.4	Релейная защита отходящего присоединения	100
11.	Оценка надёжности сети	104
12	Заземление и молниезащита подстанции Алдан	116
12.1	Заземление подстанции Алдан	116
12.2	Защита от прямых ударов молнии	119
13.	Автоматика, сигнализация и телемеханика на ПС Алдан	121
13.1	Автоматика на ПС Алдан	121
13.2	Сигнализация на ПС Алдан	123
13.3	Телемеханика	128
14.	Безопасность и экологичность проекта	131
14.1	Безопасность проекта	131
14.2	Экологичность проекта	135
14.3	Чрезвычайные ситуации	138
	Заключение	14
	Библиографический список	143

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

АВР	-	автоматический ввод резерва
АПВ	-	автоматически повторное включение
ВЛ	-	воздушная линия
ДЗТ	-	дифференциальная защита трансформатора
КРУ	-	комплектное распределительное устройство
К.З.	-	короткое замыкание
ЛС	-	линии связи
ОПН	-	ограничители перенапряжения
ОРУ	-	открытое распределительное устройство
ПС	-	подстанция
РЗ и А	-	релейная защита и автоматика
РУ	-	распределительное устройство
СИП	-	самонесущие изолированные провода
ТТ	-	трансформатор тока
ТН	-	трансформатор напряжения
ЭН	-	электрические нагрузки

## ВВЕДЕНИЕ

Для электроэнергетической системы, как для постоянно развивающейся системы, характерен непрерывный рост нагрузок, обусловленный появлением новых потребителей, увеличением степени электрификации быта, повышением требований к социально-культурному уровню жизни и другими факторами.

Актуальность темы заключается в необходимости реконструкции подстанции 110 кВ Алдан в связи с подключением нового потребителя – первой очереди завода по производству аммиачной селитры. Практическая значимость выпускной квалификационной работы заключается в разработке оптимальной схемы подключения проектируемого завода к ПС Алдан.

Целью работы является реконструкция подстанции Алдан, обеспечивающей в том числе питание нового потребителя – первой очереди завода по производству аммиачной селитры. Для достижения данной цели необходимо разработать варианты реконструкции подстанции Алдан. Оптимальный вариант выбирается на основе технико-экономического сравнения разработанных вариантов. В ходе реконструкции были решены такие задачи как расчёт токов короткого замыкания, выбор оборудования на проектируемой подстанции, расчёт надёжности, выбор устройств релейной защиты на проектируемой подстанции Алдан, а так же, расчёт молниезащиты подстанции.

Для достижения данной цели необходимо выполнить следующие задачи:

1. разработать варианты подключения к реконструируемой подстанции Алдан подстанций, питающих первой очереди завода по производству аммиачной селитры;
2. выбрать оптимальный вариант на основе технико-экономического сравнения;

3. произвести расчёт токов короткого замыкания в принятой сети;
4. произвести выбор и проверку оборудования на реконструируемой подстанции Алдан;
5. произвести расчёт молниезащиты подстанции Алдан;
6. произвести оценку надежности принятой сети;
7. произвести расчет релейной защиты и автоматики на подстанции Алдан.

В работе проводится замена перегруженных трансформаторов более мощными на ПС 110 кВ Алдан для электроснабжения нового потребителя – первой очереди завода по производству аммиачной селитры.

Ожидаемые результаты работы: произвести реконструкцию физически устаревшей ПС 110 кВ Алдан, разработать наиболее оптимальную с точки зрения надёжности и капитальных затрат схему подстанции. Разработанная схема подстанции должна будет обеспечивать безотказную работу сети в течение нормативного срока эксплуатации оборудования – 20 лет с минимальным ущербом от недоотпуска электроэнергии..

При выполнении работы использовались лицензионные программы Microsoft Excel (для расчёта нагрузок электроприёмников), Microsoft Office Visio (для выполнения графической части работы).

К работе прилагаются 7 листов графической части.

## 1 ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ И КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

Проектируемая подстанция Алдан необходима для питания потребителя – первой очереди завода по производству аммиачной селитры. Данный завод будет построен в нескольких километрах от города Алдан.

Расположен на Алданском нагорье, в бассейне реки Алдан (правый приток Лены), на слиянии реки Орто-Сала и ручья Незаметного, в 530 км к югу от Якутска. Город, как и весь Алданский район, находится на Алданском щите. На поверхность выходят древнейшие кристаллические образования горных пород с возрастом более 3 миллиардов лет.

Город находится на территории с богатейшими природными ископаемыми: залежи каменного угля, железной руды, апатитов и урановых руд располагаются рядом с железнодорожной веткой Малого БАМа, движение по которой было открыто 19 декабря 1992 г. Она должна в скором времени протянуться до Якутска.

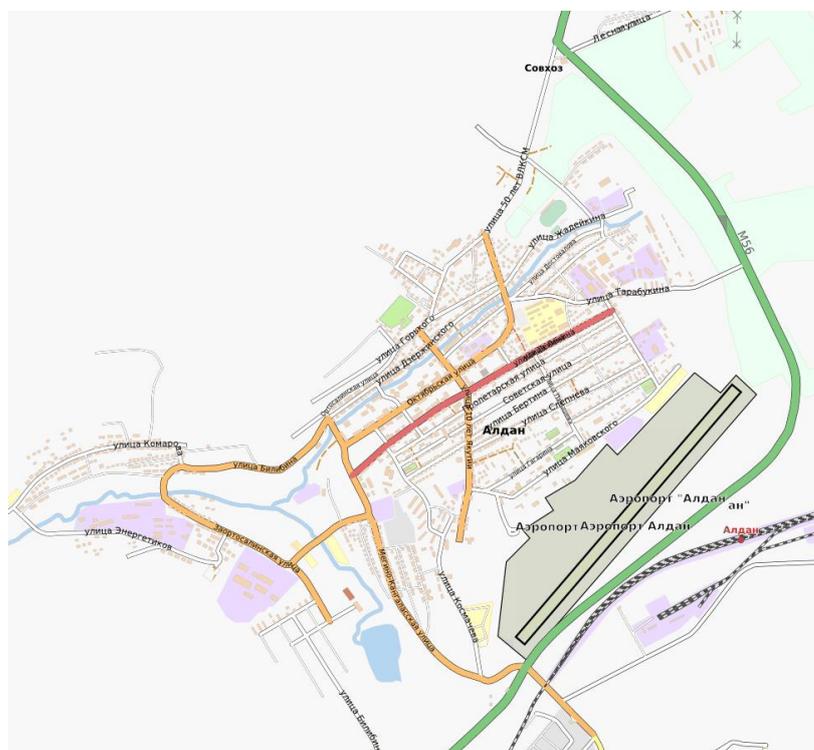


Рисунок 1 – Карта города Алдан

Геологоразведочные работы, проведенные на Алдано-Становом щите [3], подтвердили наличие больших запасов меди, урана, слюды и крупных месторождений железных руд, а также полиметаллов и золота на Чаро-Токкинском, Южно-Алданском и Сутамском месторождениях. На Алданском щите находится и единственное в мире месторождение чароита.

Использование уникальной минерально-сырьевой базы региона открывает большие перспективы в промышленном плане, что, в свою очередь, повлечет за собой развитие инфраструктуры города и региона.

Таблица 1 – Климат города Алдан

Климат Алдана													
Показатель	Янв.	Фев.	Мар т	Апр.	Ма й	Июн ь	Июл ь	Авг .	Сен.	Окт.	Нояб .	Дек.	Год
Абсолютный максимум, ° С	-2,5	-1	9,1	15,5	27,4	34,3	34,4	35,2	25,8	16,7	6,1	-0,6	35,2
Средний максимум, °С	-21,9	-18,1	-9,3	0,9	10,6	20,3	22,6	19,2	9,8	-2,4	-14,6	-21,3	-0,3
Средняя температура, °С	-26,3	-23,3	-15,2	-4,2	5,1	13,9	16,6	13,4	4,9	-6,4	-18,8	-25,3	-5,5
Средний минимум, °С	-30,6	-28,3	-21,3	-9,6	0,0	7,5	10,9	8,1	0,8	-10,4	-23,1	-29,4	-10,5
Абсолютный минимум, °С	-48,7	-46,3	-42	-31,7	-16	-5,9	-0,8	-4,4	-16,1	-30,3	-44,9	-48,3	-48,7
Норма осадков, мм	27	24	29	36	71	83	108	105	94	67	42	32	718

Таблица 2 – Климат города за 10 лет

Климат Алдана за последние 10 лет (2004 - 2013 гг)													
Показатель	Янв.	Фев.	Март	Апр.	Май	Июнь	Июль	Авг.	Сен.	Окт.	Нояб .	Дек.	Год
Средний максимум, °С	-22,8	-20,1	-10,1	1,1	11,3	20,9	22,4	18,4	10,3	-2,3	-14,4	-23,1	-0,7
Средняя температура, °С	-26,5	-24,7	-16,3	-4,1	6,2	14,9	16,9	13,6	5,7	-5,5	-17,8	-26,5	-5,3
Средний минимум, °С	-30,2	-29,3	-22,2	-9,6	0,8	8,6	11,2	8,7	1,3	-8,8	-21,2	-29,8	-10
Норма осадков, мм	28	20	25	35	72	77	133	152	86	75	43	28	774

Климат резко континентальный, отличается продолжительным зимним и коротким летним периодами. Апрель и октябрь — зимние месяцы. Максимальная амплитуда средних температур самого холодного месяца — января и самого тёплого — июля составляет 70—75 С. По абсолютной

величине минимальной температуры понижениях до  $-60\text{ C}$  и по суммарной продолжительности периода с отрицательной температурой (от 6,5 до 9 месяцев в год).

Исходные и расчетные значения сведены в таблицу.

Таблица 3 – Климатическая характеристика города Алдан

№ п/	Климатические условия	Расчетные величины
1	2	3
1	Район по гололеду 25 летней повторяемости	II
2	Нормативная стенка гололеда, мм	25
3	Район по ветру 25 летней повторяемости	I
4	Нормативное ветровое давление, м/сек	25 м/сек
5	Годовое количество осадков, мм	575
6	Низшая температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	-70
7	Средняя из абсолютных минимумов температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	-45
8	Расчетная температура воздуха наиболее холодной пятидневки, $^{\circ}\text{C}$	-45
9	Среднегодовая температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	0,0
10	Высшая температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	41
11	Число грозочасов в год	20
12	Высота снежного покрова, макс/средняя, см	60/20
13	Температура гололедообразования, $^{\circ}\text{C}$	-5
14	Преобладающее направление ветра	СЗ
15	Продолжительность отопительного периода, сутки	270
16	Сейсмичность района, баллы (группа В)	6
17	Среднегодовая скорость ветра, м/с	2,6

## 2 ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ РЕКОНСТРУИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ АЛДАН

В проектируемом районе восточной части города Алдан промышленная нагрузка отсутствует.

Все потребители города, по характеру электропотребления и показателям электрической нагрузки, разбиваются на следующие группы:

- 1) бытовые потребители;
- 2) промышленные потребители;
- 3) коммунально-бытовые потребители.

Схема электроснабжения города в целом обеспечивает надежность питания, регламентируемую ПУЭ и главой РД 34.20185-94. Все потребители 1 категории подключаются к двум независимым источникам питания, в качестве которых в соответствии с /1/ приняты секционированные сборные шины подстанций. Для электроснабжения указанных потребителей применяются двухтрансформаторные ТП-6/0,4 кВ с секционированными шинами (для двухлучевой схемы).

Объём нового жилищного строительства за период с 2004-2021 г.г. составит ориентировочно 7000,0 тыс.м<sup>2</sup> общей площади и будет осуществляться, в основном, за счёт многоэтажной застройки. В новой жилищной застройке предусмотрено электропищеприготовление.

Согласно результатов зимнего контрольного замера 2021 года построены графики потребляемой активной и реактивной мощности в городе Алдан



Рисунок 2 – Суточный график активной нагрузки города Алдан



Рисунок 3 – Суточный график реактивной нагрузки города Алдан

В декабре 2021 года в рамках ежегодного фестиваля «Дни регионов Дальнего Востока в Москве» подписаны соглашения о сотрудничестве Якутии с компанией «Нитро-Механика». Трёхстороннее соглашение между Корпорацией развития Дальнего Востока и Арктики, АО «Нитро-Механика» и ГБУ «Агентство по привлечению инвестиций и поддержке экспорта Республики Саха (Якутия)» направлено на реализацию проекта стоимостью 6,5 млрд рублей по строительству в Алданском районе первой очереди завода по выпуску аммиачной селитры мощностью 100 000 тонн в год. С запуском завода в регионе будет создано 100 новых рабочих мест.

Для реализации проекта потребуется территория площадью два гектара, расположенная на расстоянии не более одного километра от МГ «Сила-Сибири», железнодорожных путей и федеральной автомобильной дороги «Лена», а также наличие источников электро- и водоснабжения.

На сегодняшний день в Дальневосточном федеральном округе действует единственное предприятие – ООО «Ангарский Азотно-туковый завод» (Иркутская область), которое производит азотные удобрения. Потребность в азотном сырье растет за счет роста добычи полезных ископаемых в ДФО, взрывного развития «восточного полигона», перехода экономики на «низкоуглеродные» и «зелёные» технологии, а также повышенного внимания публичных и государственных компаний к ESG-трендам.



Рисунок 4 – Завод по производству аммиачной селитры

Строительство нового завода позволит восполнить этот дефицит в макрорегионе.

Аммиачная селитра (нитрат аммония  $\text{NH}_4\text{NO}_3$ ) широко применяется в сельском хозяйстве как простое азотное удобрение и является перспективным компонентом для приготовления комплексных удобрений. Аммиачная селитра имеет ряд преимуществ перед другими азотными удобрениями. Она содержит 34,5% азота и в этом отношении уступает только карбамиду  $\text{CO}(\text{NH}_2)_2$ , содержащему 46% азота. Однако каждое из азотных удобрений содержит азот только в одной форме - аммонийной или нитратной.

Аммиачная селитра является универсальным азотным удобрением, так как содержит одновременно и аммонийную и нитратную формы азота. Она эффективна во всех зонах, почти под все сельскохозяйственные культуры.

### 3 ХАРАКТЕРИСТИКА ЦЕНТРА ПИТАНИЯ

Подстанция Алдан выполнена по схеме два блока с выключателями и автоматизированной выключателем ремонтной перемычкой. На подстанции установлено два силовых трансформатора мощностью 25 МВА каждый. РУ 35 кВ и 6 кВ выполнены по схеме: «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

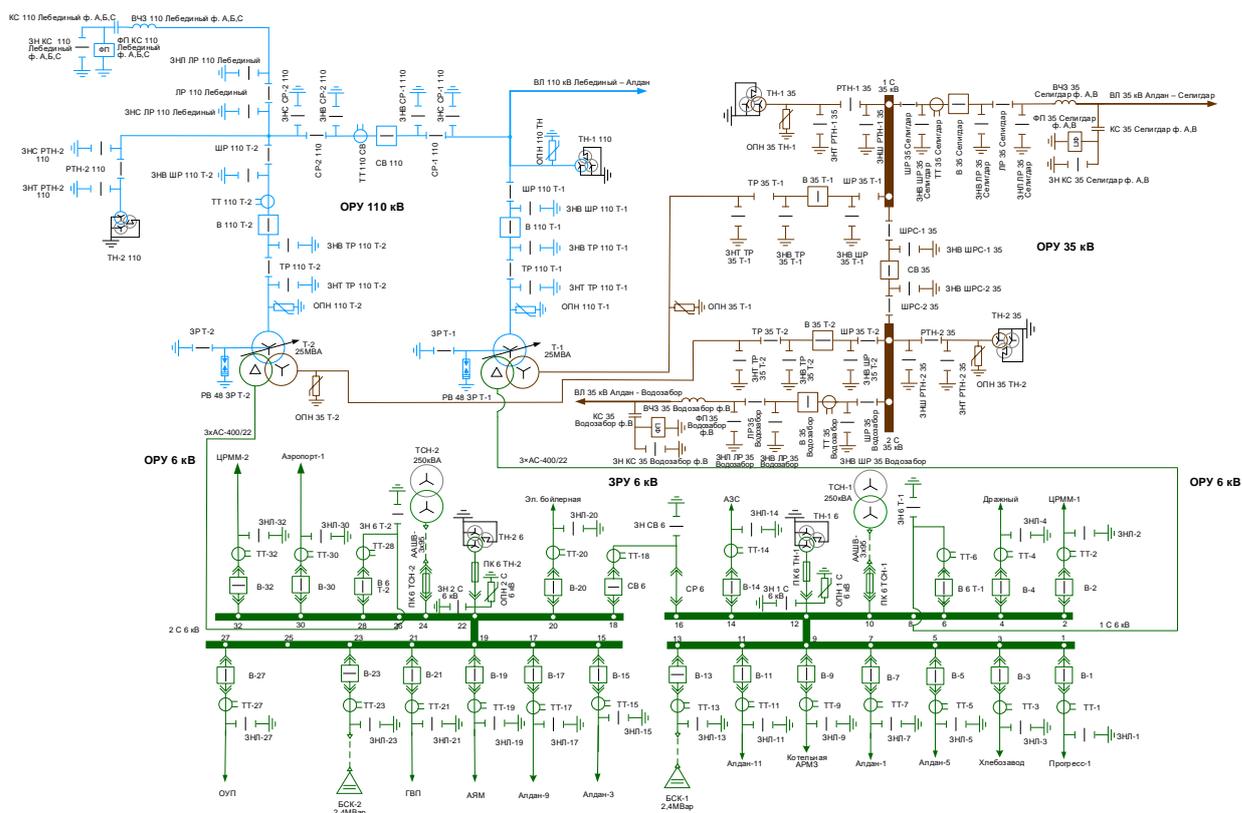


Рисунок 5 – Однолинейная схема ПС 110 кВ Алдан

Подстанция введена в эксплуатацию ранее 1985 года, имеет физический и моральный износ.

Согласно программе развития электроэнергетики Республики Саха Якутия, основной целью является обеспечение надежного и бесперебойного электроснабжения потребителей, эффективного функционирования энергосистемы в условиях развития экономики Республики Саха (Якутия). В период до 2030 года ожидается существенный рост потребления

электрической энергии и мощности. Причиной роста является активная инвестиционная деятельность государственных и частных компаний, направленная на освоение природных ресурсов и создание необходимой производственной, транспортной и энергетической инфраструктуры, что потребует дополнительного ввода генерирующих мощностей и сетевых объектов.

Таким образом, решение о реконструкции существующей сети восточной части города является обоснованным.

## 4 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ И РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПЕРВОЙ ОЧЕРЕДИ ЗАВОДА ПО ПРОИЗВОДСТВУ АММИАЧНОЙ СЕЛИТРЫ

Схема существующей сети питания ПС Алдан от ПС 110 кВ Лебединый и отходящие ВЛ 35 кВ от ПС Алдан приведена на рисунке ниже.

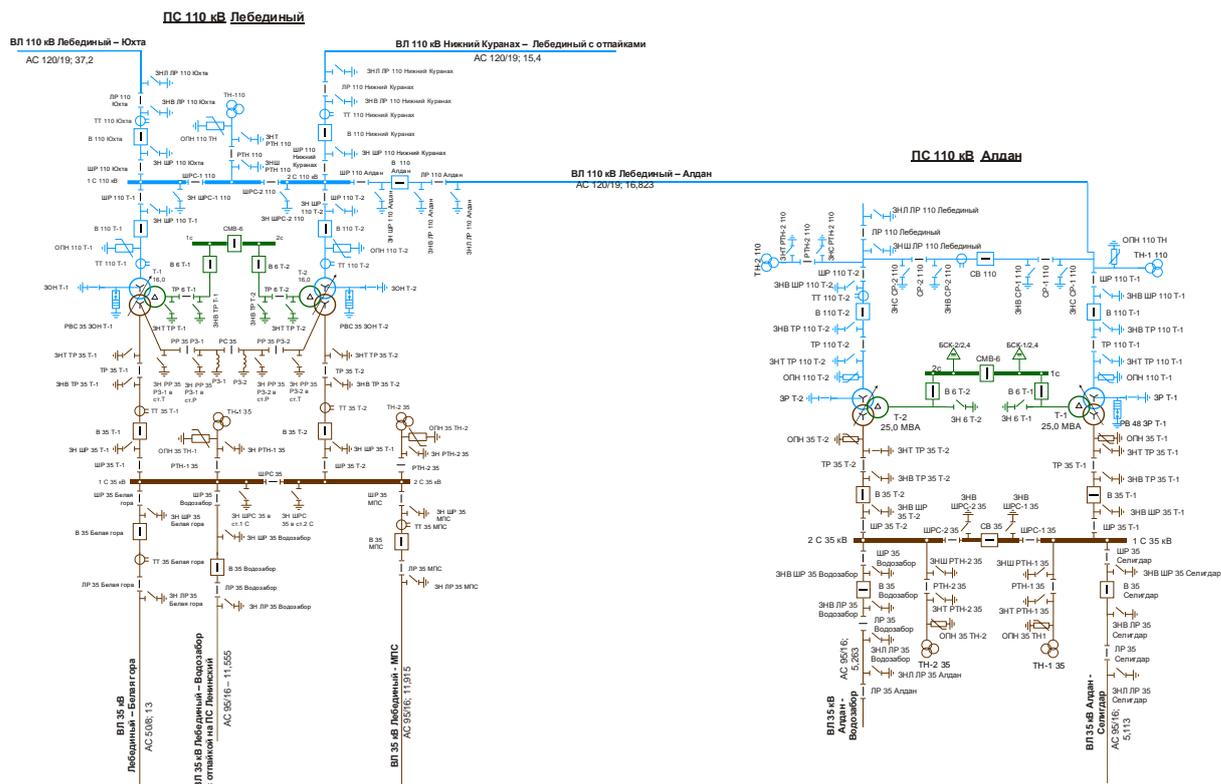


Рисунок 6 – Схема существующей сети

В настоящий момент ПС 110 кВ Алдан запитана от ПС 110 кВ Лебединый от одной ВЛ 110 кВ. Такой вариант подключения ПС Алдан не отвечает требуемой надежности электроснабжения существующих и вновь вводимых потребителей, электроснабжение которых будет осуществляться от ПС Алдан. От шин 35 кВ ПС Алдан отходят две линии 35 кВ Водозабор и Селигдар.

Для электроснабжения первой очереди завода по производству аммиачной селитры необходимо рассмотреть варианты электроснабжения завода от существующей электрической сети.

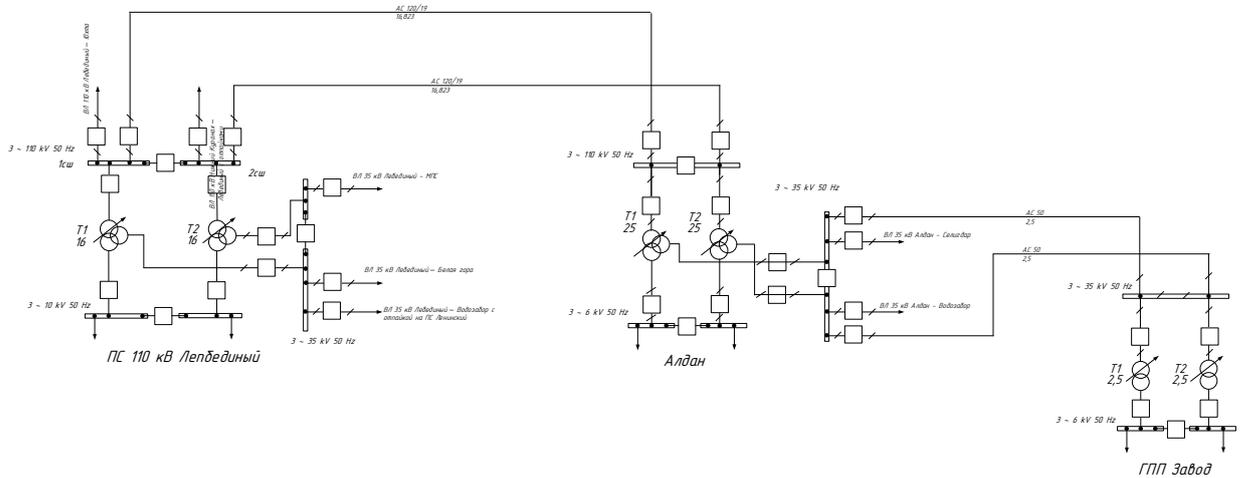


Рисунок 7 – Первый вариант электроснабжения завода

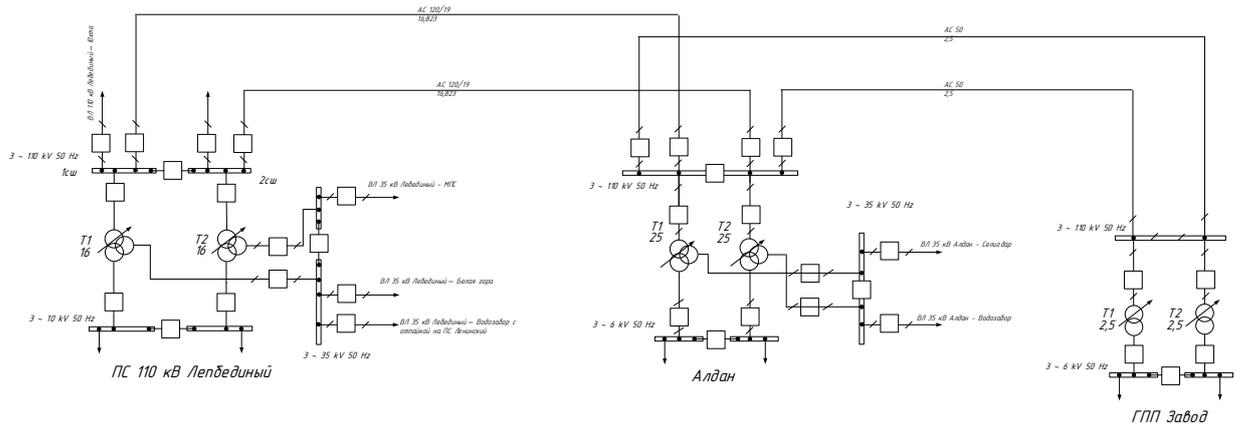


Рисунок 8 – Второй вариант электроснабжения завода

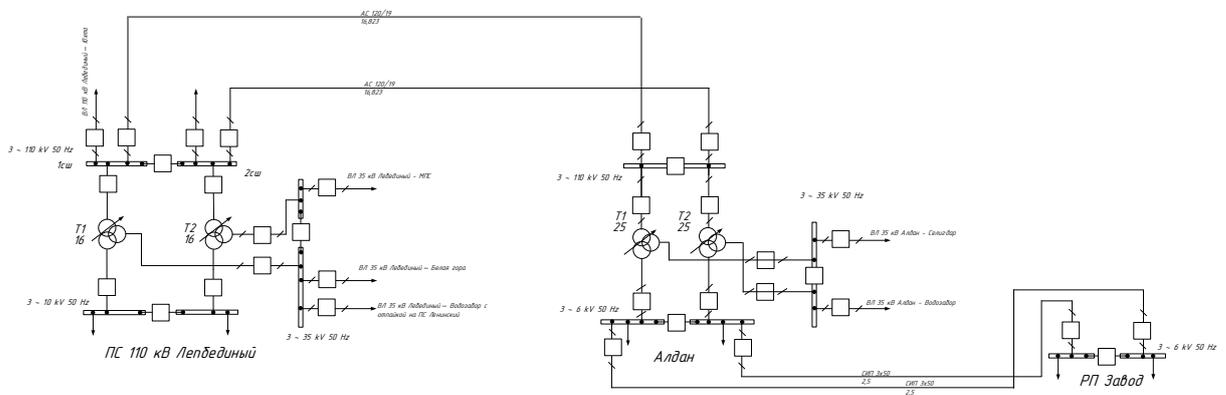


Рисунок 9 – Третий вариант электроснабжения завода

Для подключения первой очереди завода по производству аммиачной селитры возможны три варианта подключения. Первый вариант подключения предусматривает сооружение ГПП Завод и подключение его на напряжение 110 кВ к шинам ПС 110 кВ Алдан. Для данного варианта необходимо строительство ГПП 110/6 кВ и строительство двухцепной линии 100 кВ от ПС Алдан до ГПП.

Второй вариант подключение также предусматривает строительство ГПП Завод, но его подключение возможно осуществить от шин 35 кВ ПС 110 кВ Алдан. Для данного варианта необходимо строительство ГПП Завод 35/6 кВ и двухцепной линии 35 кВ от ПС 110 кВ Алдан.

Третий вариант предусматривает строительство РП 6 кВ Завод и линии 6 кВ от шин 6 кВ ПС 110 кВ Алдан.

## 5 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК И ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Для обеспечения надёжного и бесперебойного электроснабжения восточной части города Алдан, получающего электроснабжение от подстанции 110 кВ Алдан проектируем двухцепную ВЛ. Для определения рационального напряжения необходимо учесть всю нагрузку подстанции. Согласно результатам зимнего контрольного замера 2021 года, нагрузка на ПС Алдан составляет 22,4 МВА. В соответствии с проектной документацией, нагрузка первой очереди завода по производству аммиачной селитры составит 4,1 МВА. Тогда суммарная нагрузка на ПС 110 Кв Алдан составит 26,5 МВА.

Проверим напряжение на высокой стороне ПС Алдан.

Номинальное напряжение электрической сети существенно влияет на ее технические характеристики и технико-экономические показатели. Так, при повышении номинального напряжения снижаются потери электроэнергии, уменьшаются сечения линий, растут предельные передаваемые мощности, снижаются эксплуатационные расходы, но увеличиваются капитальные вложения на сооружение сети.

Экономически целесообразное номинальное напряжение зависит от многих факторов. Ориентировочно его можно определить по значениям передаваемой мощности и расстоянию, на которое она передается.

Для определения сечения питающих линий, необходимо рассчитать номинальное напряжение электрической сети. Номинальное напряжение электрической сети существенно влияет на её технико-экономические показатели и технические характеристики. Экономически целесообразное напряжение зависит от многих факторов. Сейчас высшее напряжение диктуется энергосистемой, а распределительное (среднее) и другие – изготавливаемым оборудованием. Как поверочный расчёт может быть

выполнен расчёт экономически целесообразного напряжения для передачи электроэнергии по выражению:

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{S_{1ц}}}}, \quad (1)$$

где  $L$  – длина линии, км;

$S_{1ц}$  – передаваемая мощность одной цепи, МВА.

Тогда рациональное напряжение будет равно:

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{20} + \frac{2500}{26,5/2}}} = 68,44 \text{ (кВ)}$$

По шкале номинальных напряжений принимаем ближайшее значение напряжения, которое и будет наиболее экономически целесообразным – 110 кВ. Таким образом, питающая подстанция Алдан остаётся выполненной на уровне напряжения 110, 35, 6 кВ.

## 6 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА

Обоснование решений при проектировании электрических сетей осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети, путем оценки их сравнительной эффективности. Обоснование решений производится по минимуму затрат при условии, что сравниваемые варианты обеспечивают одинаковый энергетический эффект.

### Определение капитальных вложений в сеть

Большое распространение в технико-экономическом анализе получили укрупненные технико-экономические показатели, которые рассчитываются на основе проектно-сметных данных, опыта строительства и эксплуатации. Укрупненные технико-экономические показатели используются при сравнении вариантов энергетических сооружений, схем энергоснабжения и т.п. Они дают возможность достаточно просто определять капитальные затраты. Укрупненные стоимостные показатели приведены в базовых сметных ценах 2000г. [9]

Капитальные вложения определяются по формуле:

$$K = K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{П/С}} \quad (2)$$

где  $K_{\text{ВЛ}}$  – капиталовложения в воздушные линии;

$K_{\text{П/С}}$  – капиталовложения в подстанции.

При определении фактических цен электросетевого строительства принимают индекс перехода от базовых цен 2000г. к текущим ценам.

Капиталовложения в воздушные линии определяются по формуле:

$$K_{\text{ВЛ}} = k_0 \cdot \text{ЧЧ}_{\text{пер}} \quad (3)$$

где  $k_0$  – стоимость одного километра строительства линии в ценах 2000 г.;

$k_{\text{пер}}$  – коэффициент переоценки (индекс цен).

Согласно письму Федерального агентства по строительству и жилищно коммунальному хозяйству №1951-ВТ/10 от 12.02.2015 [9] индекс изменения сметной стоимости технологического оборудования относительно 2000г. составляет 3,86. С учетом повышающего зонального коэффициента Дальнего Востока он составляет по воздушным линиям: 7,15; по подстанциям: 6,41.

Таблица 4 – Капиталовложения в ВЛ:

U <sub>ном</sub>	Линия	Марка провода	n <sub>цеп</sub>	l, км	k <sub>0</sub> , тыс. руб./км	Квл тыс. руб.
1 Вариант						
110 кВ	Лебединый - Алдан	АС-120	2	16,8	1280	21504
110 кВ	Алдан – ГПП Завод	АС-50	2	2,5	1280	3200
2 Вариант						
110 кВ	Лебединый - Алдан	АС-120	2	16,8	1280	21504
35 кВ	Алдан – ГПП Завод	АС-50	2	2,5	1280	3200
3 Вариант						
110 кВ	Лебединый - Алдан	АС-120	2	16,8	1280	21504
6 кВ	Алдан – РП Завод	СИП 3x50	2	2,5	850	2125

Капитальные вложения на подстанции определяются по формуле:

$$K_{п/с} = (K_{ору} + K_{тр} + K_{ку} + K_{пост})k_{пер}, \quad (4)$$

где  $K_{ору}$  – укрупненные показатели стоимости открытых распределительных устройств (ОРУ);

$K_{тр}$  – укрупненные показатели стоимости трансформаторов, тыс.руб.;

$K_{ку}$  – укрупненные показатели стоимости компенсирующих устройств, тыс.руб.;

$K_{пост}$  – постоянные затраты на строительство подстанций.

Произведем сравнение капиталовложений в оба варианта.

Для первого варианта варианта:

$$K_{П/С} = (127415+16300+0+35000) \cdot 6.41 = 1145563,15 \text{ тыс. руб}$$

Для второго варианта:

$$K_{П/С} = (289315+16300+0+47500) \cdot 6.41 = 2263467,15 \text{ тыс. руб}$$

Таблица 5 – Капиталовложения в подстанцию

Вариант	Уровни напряжения	Подстанция	$K_{П/С}$ , тыс. руб
Вариант 1	110/6 кВ	ГПП Завод	2263467,15
Вариант 2	35/6 кВ	ГПП Завод	1145563,15

Определение эксплуатационных издержек

Суммарные эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$И = И_a + И_9 + И_{DW} \quad (5)$$

где  $И_a$  – среднегодовое отчисление на амортизацию;

$И_9$  – суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети;

$И_{DW}$  – затраты на технологический расход электроэнергии.

Среднегодовые отчисления вычисляются по формуле:

$$И_a = \frac{K}{T_{сл}} \quad (6)$$

где  $T_{сл}$  – срок службы, для подстанций  $T_{сл} = 15$ , для линий  $T_{сл} = 20$  [19, с.307].

Суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети:

$$И_9 = a_9 \Psi \quad (7)$$

где  $a_9$  – норма отчисления на обслуживание электрических сетей,  $\alpha_{эПС} = 0,037$ ,

$$\alpha_{эВЛ} = 0,008.$$

Затраты на технологический расход электроэнергии:

$$И_{DW} = C_0 \Psi W \quad (8)$$

где  $C_0$  – удельная стоимость потерь электроэнергии  $C_0 = 2021,18 \text{ руб/МВт} \cdot \text{ч}$   
[9].

DW – потери электроэнергии в сети.

Результаты расчётов сводятся в таблицу.

Таблица 6 – Издержки

Издержки	1 Вариант	2 Вариант	3 Вариант
$I_a$ , тыс. руб.	12299.45	11851.08	2299.45
$I_z$ , тыс. руб.	10044.33	10044.33	8797.06
$I_{DW}$ , тыс. руб.	1892.16	1892.16	851.17
Суммарные издержки	24235.94	21499.32	11947,68

Оценку экономичности вариантов произведем по эквивалентным годовым расходам с учётом ущерба, по формуле:

$$Z = E \cdot K + I + Y \quad (9)$$

где  $E$  – норматив дисконтирования, меняющийся в зависимости от ставки рефинансирования ЦБ; принимается равным 0,1;

$K$  – капитальные вложения в рассматриваемый объект за год;

$I$  – суммарные эксплуатационные издержки.

$Y$  – ущерб.

Основной ущерб определяется по следующему выражению:

$$Y_{\text{осн}} = y_o \cdot W_{\text{нед}} \quad (10)$$

где  $y_o$  - средняя величина удельного основного ущерба для отрасли народного хозяйства.

$W_{\text{нед}}$  - количество недоотпущенной энергии.

Определим количество недоотпущенной энергии:

$$W_{\text{нед}} = \sum P_{\text{дефи}} \cdot k_{\text{пси}} \cdot T_{\Gamma} \quad (11)$$

где  $k_{\text{пси}}$  - коэффициент простоя системы, который определяется по выражению:

$$k_{\text{пс}} = \prod \omega_i \cdot t_{\text{в}i} = 0,0003 \quad (12)$$

Возможный дефицит мощности в разработанной схеме возможен только при полном погашении подстанции Алдан, следовательно

$$P_{\text{деф}} = 25000 \cdot 2 = 50000 \text{кВА} \quad (13)$$

Отсюда количество недоотпущенной энергии будет равно:

$$W_{\text{нед}} = 50000 \cdot 0,0003 \cdot 8760 = 131400 \text{кВА}$$

Для завода по производству аммиачной селитры:

$$y_o = 8,1 \text{руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

Основной ущерб составит:

$$Y_{\text{осн}} = 8,1 \cdot 131400 = 1064340$$

Определяем значение удельного ущерба внезапности при полном отключении при расчетной продолжительности этого отключения. Для этого рассчитываем длительность полного перерыва в электроснабжении:

$$t_{\text{пер}} = k_{\text{пс}} \cdot T_{\Gamma} \quad (14)$$

$$t_{\text{пер}} = 0,0003 \cdot 8760 = 2,63$$

По найденному значению длительности полного перерыва определяем удельный ущерб внезапности:

$$y_{\text{вн}} = 13,5$$

Определяем ущерб внезапности:

$$Y_{\text{вн}} = y_{\text{вн}} \cdot P_{\text{треб}} \quad (15)$$

$$Y_{\text{вн}} = 13,5 \cdot 50000 = 675000$$

Определяем суммарный ущерб:

$$Y_{\Sigma} = Y_{\text{вн}} + Y_{\text{осн}} \quad (16)$$

$$Y_{\Sigma} = 1064340 + 675000 = 1739,340 \text{ тыс. руб}$$

Сравним эквивалентные годовые расходы с учётом ущерба для всех рассматриваемых вариантов.

Таблица 7 – Сравнение вариантов

Эквивалентные годовые расходы	1 Вариант	2 Вариант	3 Вариант
3, тыс.руб	2289442,43	1168801,81	4995885,4

Суммарные эквивалентные годовые расходы с учётом ущерба у третьего варианта меньше, чем у первого и второго. По результатам технико-экономических расчётов оптимальным считается вариант 3.

## 7 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ РЕКОНСТРУИРУЕМОЙ ПС АЛДАН

### 7.1 Выбор трансформаторов на ПС Алдан

Количество силовых трансформаторов используемых на подстанции предопределяется наличием потребителей первой категории. Их должно быть в соответствии с рекомендациями. Мощность их определяется исходя из того, что в нормальном режиме работы трансформаторы работают раздельно с нагрузками соответствующими их экономической загрузке ( $S_{\text{эк}}=0.6-0,7S_{\text{н}}$ ).

При выводе одного из трансформатора в ремонт, оставшийся в работе трансформатор с допустимой перегрузкой в 30% должен обеспечивать питание потребителей. В некоторых случаях допускается разгрузка трансформатора за счет сброса потребителей 3-й категории средствами автоматической разгрузки

В настоящий момент на ПС Алдан установлены 2 трансформатора 16 МВА типа ТМТН. В зимний период в работе находятся оба трансформатора, загрузка каждого из них составляет 71% в нормальном режиме, но в аварийном загрузка составляет уже более 140%. С учётом вновь вводимой нагрузки, загрузка трансформаторов даже в нормальном режиме будет составлять более 70%. Следовательно необходимо предусмотреть замену трансформаторов на более мощные.

Определим мощности компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{КВИ}} = Q_{\text{max}} - P_{\text{max}} \text{tg}j_{\text{н}} \quad (17)$$

где  $P_{\text{max}}$  – максимальная активная мощность, МВт;

$\text{tg}j_{\text{н}} = 0,5$  - нормируемый коэффициент реактивной мощности.

Максимальная активная мощность равна суммарной мощности присоединенной нагрузки на низкой и средней стороне трансформатора:

$$P_{\text{max}} = P_{\text{н}} + P_{\text{ср}} = 26,4 \text{ МВт}$$

Требуемая мощность КУ на подстанции Алдан составит, *Мвар*:

$$Q_{KV} = 9,84 - 26,4 \cdot 0,5 = -3,36.$$

На подстанции Алдан установка компенсирующих устройств не требуется.

Нескомпенсированная реактивная мощность будет равна:

$$Q_{\text{неск.}} = Q_{\text{max}}. \quad (18)$$

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению:

$$S_{PT} = \frac{\sqrt{(P_n + P_{cp})^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_T \cdot K_3^{\text{ОПТ}}} \quad (19)$$

где  $Q_{\text{неск}}$  -нескомпенсированная мощность, текущая от источника мощности через трансформатор, мВар;

$n_T$  -число трансформаторов;

$K_3^{\text{ОПТ}}$  -оптимальный коэффициент загрузки трансформатора.

Расчётная мощность силового трансформатора:

$$S_{TP} = \frac{\sqrt{26,4^2 + 9,84^2}}{2 \cdot 0,7} = 20,12 \text{ МВА};$$

Выбираем трансформатор ТДТН-25000/110/35/6:  $S_{\text{Тном}} = 25 \text{ МВА}$ .

Проверяем правильность выбора.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{26,4^2 + 9,84^2}}{2 \cdot 25} = 0,56.$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_3^{\text{н/ав}} = \frac{\sqrt{26,4^2 + 9,84^2}}{1 \cdot 25} = 1,126.$$

Так как коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме не превышает 1.4, то делаем вывод, что трансформаторы загружены оптимально.

## 7.2 Выбор сечений ВЛ и их конструктивное исполнение

Выбор сечения линии 110 кВ принимается в зависимости от расчетного тока  $I_p$ . Расчётный ток определяется по формуле:

$$I_p = a_i \cdot \alpha_T \cdot \alpha_T \cdot \frac{\sqrt{(P_H + P_{cp})^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \alpha_n} \quad (20)$$

где  $a_i$  – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации;

$\alpha_T$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и коэффициента попадания нагрузки в максимум энергосистемы.

Для ВЛ 110 кВ принимаем  $a_i = 1,05$ , что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки. Значение  $\alpha_T$  определяется исходя из числа часов использования максимальной нагрузки линии  $T_m$ , который для рассматриваемого района равен 4100ч,  $\alpha_T = 1,1$

$$I_p = 1,05 \cdot 1,1 \cdot \frac{\sqrt{26400^2 + 9840^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,160 \text{ кА}$$

Выбираем провод АС-120.

Проверяем по нагреву длительно допустимым током в послеаварийном режиме:

$$I_{n/a} = 0,160 \cdot 2 = 0,320 \text{ кА};$$

$$I_{дон} = 375 \text{ А}$$

$$I_{n/a} \leq I_{дон} \quad (21)$$

$$320 \leq 375$$

Условие выполняется.

Выбор необходимых для конкретной ВЛ унифицированных или типовых опор производится на основании сопоставления конкретных условий проектирования с каталожными характеристиками опор по следующим показателям:

- 1) материалу опор;
- 2) номинальному напряжению ВЛ;
- 3) маркам проводов (и молниезащитных тросов, если они требуются);
- 4) скоростному напору ветра;
- 5) толщине стенки гололеда;
- 6) приведенному (по расстановке опор на трассе), габаритному (по каталогу опор), весовому и ветровому промежуточным пролетам, а также с учетом интенсивности «пляски» проводов, характера местности прохождения трассы и ее особенностей.

Для Якутии характерны следующие показатели:

- Среднегодовая температура: 1,4 °С;
- Наименьшая температура: -43 °С;
- Наивысшая температура: 40 °С;
- Район по ветровому давлению: III;
- Район по толщине стенки гололеда: II.

Для ВЛ напряжением 110 кВ имеем следующие данные:

- Нормативный скоростной напор: 400 м/с;
- Скорость ветра: 25 м/с (на высоте 15 м от поверхности земли);
- Нормативная толщина стенки гололеда: 10 мм (на высоте 10 м от поверхности земли).

Значительная часть ВЛ в настоящее время сооружается на стальных опорах. Выбираем стальные промежуточные одноцепные опоры П 110-7 и стальные анкерно-угловые одноцепные опоры У 110-1+9, общий вид которых представлен на рисунках ниже.

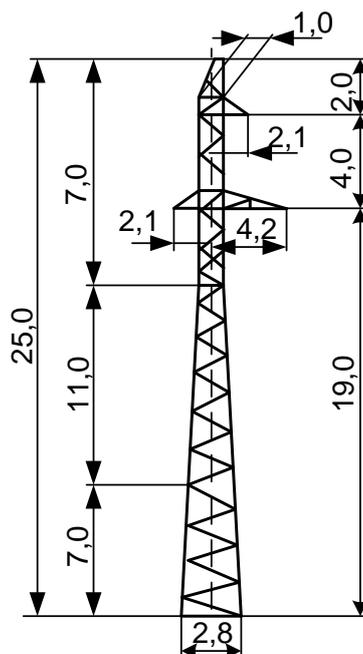


Рисунок 10 – Стальная промежуточная одноцепная опора ВЛ 110 кВ

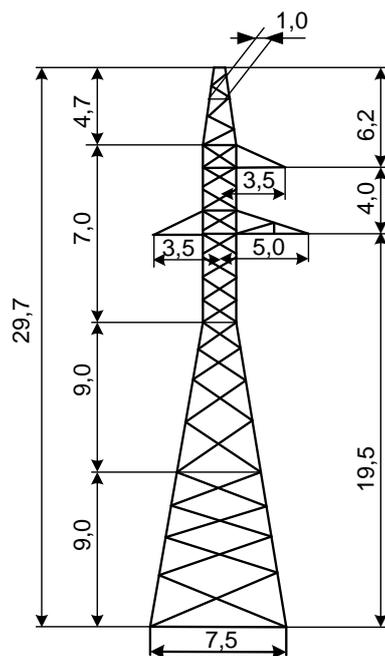


Рисунок 11 – Стальная анкерно – угловая одноцепная опора ВЛ 110 кВ  
с подставкой высотой 9м

Основные конструктивные элементы опор изготавливаются из стали марки ВМ Ст. 3. Части (секции) опор подвергаются заводской горячей оцинковке для защиты от коррозии; сборка опор, а также соединение отдельных готовых секций производится с помощью болтовых

соединений. Промежуточные опоры ВЛ 35 – 750 кВ рассчитаны на крепление проводов в глухих зажимах (допускается в необходимых случаях применение зажимов с ограниченной прочностью заделки). Металлические опоры укрепляются на типовых сборных железобетонных фундаментах или сваях. Так как нормативная толщина стенки гололеда составляет 10 мм, то длина промежуточных пролетов составит 280-380 м.

На ВЛ с металлическими и железобетонными опорами при напряжении 110 кВ и выше молниезащитные тросы применяются по всей длине линии. В качестве молниезащитных тросов применяются стальные тросы ТК-9.

Изоляцией на опорах ВЛ служит гирлянда изоляторов. Гирлянда собирается из изоляторов марки ПС-70 Е в количестве 8 штук. Таким образом, длина гирлянды составит 1,31 м, а ее масса – 29,1 кг.

## 8 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

### 8.1 Определение параметров схемы замещения

Коротким замыканием называется всякое не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в сетях с заземленными нейтральными – также замыкание одной или нескольких фаз на землю (или на нулевой провод).

При возникновении КЗ в электрической системе сопротивление цепи уменьшается, что приводит к увеличению токов в ветвях системы по сравнению с токами нормального режима. Это в свою очередь, вызывает снижение уровней напряжения в узлах, которое особенно велико вблизи места короткого замыкания.

Расчет тока КЗ при выборе и проверке электрических аппаратов не требует высокой точности результатов расчета, поэтому в данном дипломном проекте проведем расчет в относительных единицах в приближенном приведении параметров элементов сети к одной ступени напряжения. Допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей:

1. Не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
2. Пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
3. Не учитывают, кроме специальных случаев, емкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;
4. Считают, что трехфазная система является симметричной;
5. Влияние нагрузки на ток КЗ учитывают приближенно;
6. При вычислении тока КЗ обычно пренебрегают активным сопротивлением цепи, если отношение  $x/r$  более трех.

Как правило, электрооборудование выбирается в два этапа. Первый – предварительный выбор электрооборудования по параметрам продолжительных режимов, включая режимы допустимых перегрузок. Второй – проверка предварительно выбранного электрооборудования по параметрам (условиям) кратковременных режимов, определяющим из которых является режим расчетного короткого замыкания (КЗ).

По режиму КЗ электрооборудование проверяется на электродинамическую и термическую стойкость и невозгораемость, а коммутационные аппараты – на коммутационную способность и износостойкость. При этом предварительно нужно правильно определить расчетные условия КЗ, учитываемые параметры электрооборудования, выбрать модель расчета токов КЗ и выбора электрооборудования, оценить методы и средства ограничения токов КЗ.

При проверке электрических аппаратов и жестких проводников (вместе с относящимися к ним поддерживающими и опорными конструкциями) на электродинамическую стойкость расчетным видом КЗ является трехфазное КЗ. При этом в общем случае допускается не учитывать механические колебания шинных конструкций.

При проверке гибких проводников на электродинамическую стойкость (тяжение, опасное сближение и схлестывание проводников) расчетным видом КЗ является двухфазное КЗ. Расчет на схлестывание должен производиться с учетом конструкции системы гибких проводников, значения тока КЗ и расчетной продолжительности режима КЗ.

При проверке проводников и электрических аппаратов на термическую стойкость расчетным видом КЗ в общем случае является трехфазное КЗ. При проверке на термическую стойкость проводников и аппаратов в цепях генераторного напряжения электростанций расчетным может быть также двухфазное КЗ, если оно обуславливает больший нагрев проводников и аппаратов, чем при трехфазном КЗ.

При проверке электрических аппаратов на коммутационную способность расчетным видом КЗ может быть трехфазное или однофазное КЗ в зависимости от того, при каком виде КЗ ток КЗ имеет наибольшее значение. Если для выключателей задается разная коммутационная способность при трехфазных и однофазных КЗ, то проверку следует производить отдельно по каждому виду КЗ.

В качестве расчетных точек КЗ выбираем шины 35 кВ ПС Алдан и шины 6 кВ ПС Алдан (К-2). Расчет токов КЗ для выбора и проверки электрических аппаратов удобнее и проще вести с использованием системы относительных единиц с приближенным приведением, т.е. приведение параметров различных элементов к основной ступени напряжения по средним коэффициентам трансформации. Данный метод подробно изложен в [11].

Для расчета сопротивлений в относительных единицах необходимо задаться базовыми условиями:  $S_б$  – базовой мощностью, МВ·А;  $U_б$  – базовым напряжением, кВ.

За базовую мощность принципиально можно принять любую величину. Чтобы порядок относительных величин сопротивлений при расчете был удобен, принимаем  $S_б = 1000$  МВ·А. За базовое напряжение удобно принять среднее напряжение  $U_б = U_{ср}$  ступени, где рассчитывают короткое замыкание.

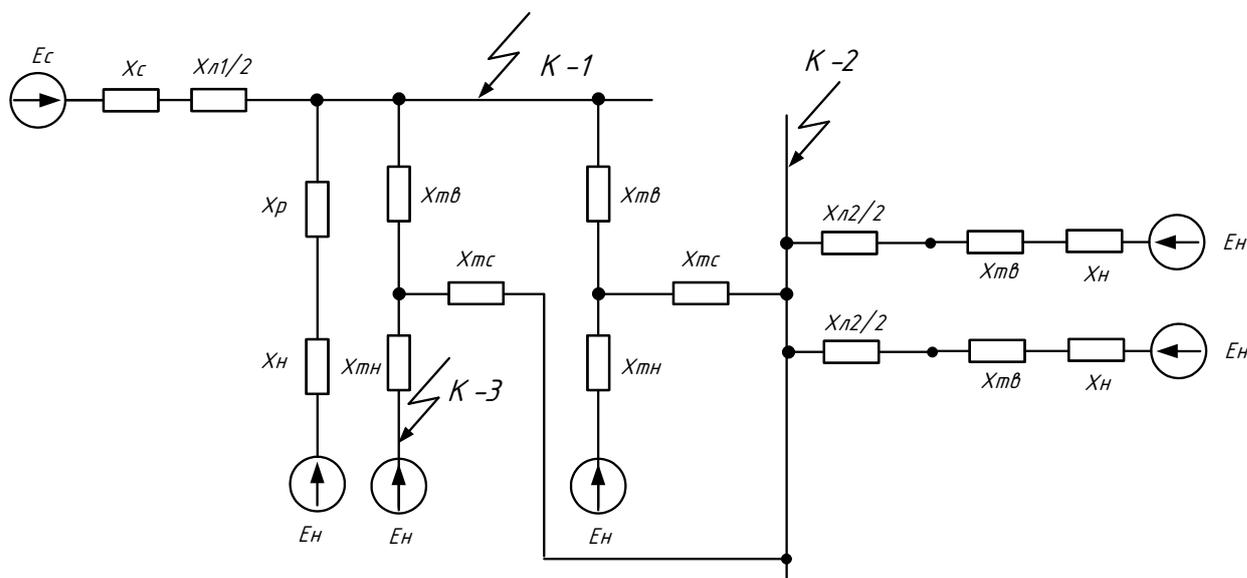


Рисунок 12 – Схема замещения прямой последовательности

Определим величины сопротивлений всех элементов схемы замещения в относительных единицах, приведенных к базовым условиям.

Значения сверхпереходных ЭДС и сопротивления источников питания приняты в соответствии с рекомендациями [15, с. 99]:

– для системы  $E_C''=1$ ;

– для генераторов  $E_G''=1,08$ ,  $X_G=0,125$  так как  $P_{ном Г} < 100 \text{ MВт}$ .

При расчетах токов КЗ следует учитывать влияние каждой комплексной нагрузки. В общем случае ток КЗ от комплексной нагрузки следует определять как геометрическую сумму токов от отдельных элементов. Так как преобладает коммунально-бытовая нагрузка, то согласно [11, с.60] состав потребителей узла комплексной нагрузки следующий:

Таблица 8 –Состав комплексной нагрузки

Потребители комплексной нагрузки	Состав потребителей узла, %
1	2
СД высоковольтн.	50
АД высоковольтн.	10
АД низковольтные	15
Электрическое освещение	25

Принимаем следующие параметры комплексной нагрузки [11, с.60]:

$$E_H'' = 1,03;$$

$$X_H = 0,33 \cdot \frac{S_6}{S_H} \quad (22)$$

$$X_H = 0,33 \cdot \frac{100}{17,84} = 1,85 \text{ о.е.}$$

где  $S_H$  – суммарная мощность нагрузки.

Сопротивление системы определяется выражением:

$$X_C = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{IIO}^{(3)} \cdot U_{cp. ном}} \quad (23)$$

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

$$X_C = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot I_{2П0}^{(3)} \cdot U_{cp. ном}} \text{ о.е.},$$

$$X_C = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 19,304 \cdot 110} = 0,027 \text{ о.е.},$$

$$X_C = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 19,304 \cdot 35} = 0,085 \text{ о.е.},$$

где  $I_{П0}^{(3)}$  – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ на шинах 35 кВ  
ПС Алдан.

Определим сопротивление трансформатора на PS Алдан:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{KBH} + U_{KBC} - U_{KCH}) \quad (24)$$

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (42,7 + 11,2 - 27,9) = 13\%.$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{KBC} + U_{KCH} - U_{KBH}) \quad (25)$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (11,2 + 29,7 - 42,7) = 1,8\%.$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{KCH} + U_{KBH} - U_{KBC}) \quad (26)$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (27,9 + 42,7 - 11,2) = 29,7\%.$$

$$X_{3ATB} = \frac{U_{KB\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{TB}} \quad (27)$$

$$X_{3ATB} = \frac{13}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,052 \text{ о.е.}$$

$$X_{3ATH} = \frac{U_{KH\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{TB}} \quad (28)$$

$$X_{3ATH} = \frac{29,7}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,119 \text{ о.е.}$$

$$X_{3ATC} = \frac{U_{КС\%}}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{TB}} \quad (29)$$

$$X_{3ATC} = \frac{1,8}{100} \cdot \frac{100}{25} = 7 \cdot 10^{-3} \text{ о.е.}$$

Сопротивления ЛЭП:

$$X_{Л1} = X'_{Л1} \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} \quad (30)$$

$$X_{Л1} = 0,65 \cdot \frac{100}{110^2} = 0,0054 \text{ о.е.}$$

$$X_{Л1} = 0,65 \cdot \frac{100}{35^2} = 0,053 \text{ о.е.}$$

где  $X'_{Л1}$  – сопротивление линии.

Для  $X_{Л4}$  сопротивление равно:

$$X_{Л4} = \left( X_{12,13} + X_{13,51} + \frac{(X_{18,19} + X_{19,23}) \cdot (X_{51,22} + X_{22,23})}{X_{18,19} + X_{19,23} + X_{51,22} + X_{22,23}} + X_{23,24} \right) \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} \quad (31)$$

$$X_{Л4} = \left( 1,24 + 0,32 + \frac{(1,9 + 0,48) \cdot (1,9 + 1,67)}{1,9 + 0,48 + 1,9 + 1,67} + 1,07 \right) \cdot \frac{100}{115^2} = 0,005 \text{ о.е.}$$

## 8.2 Эквивалентирование схемы прямой последовательности

Для определения тока короткого замыкания необходимо привести исходную схему замещения к расчетной радиальной схеме путем последовательных преобразований.

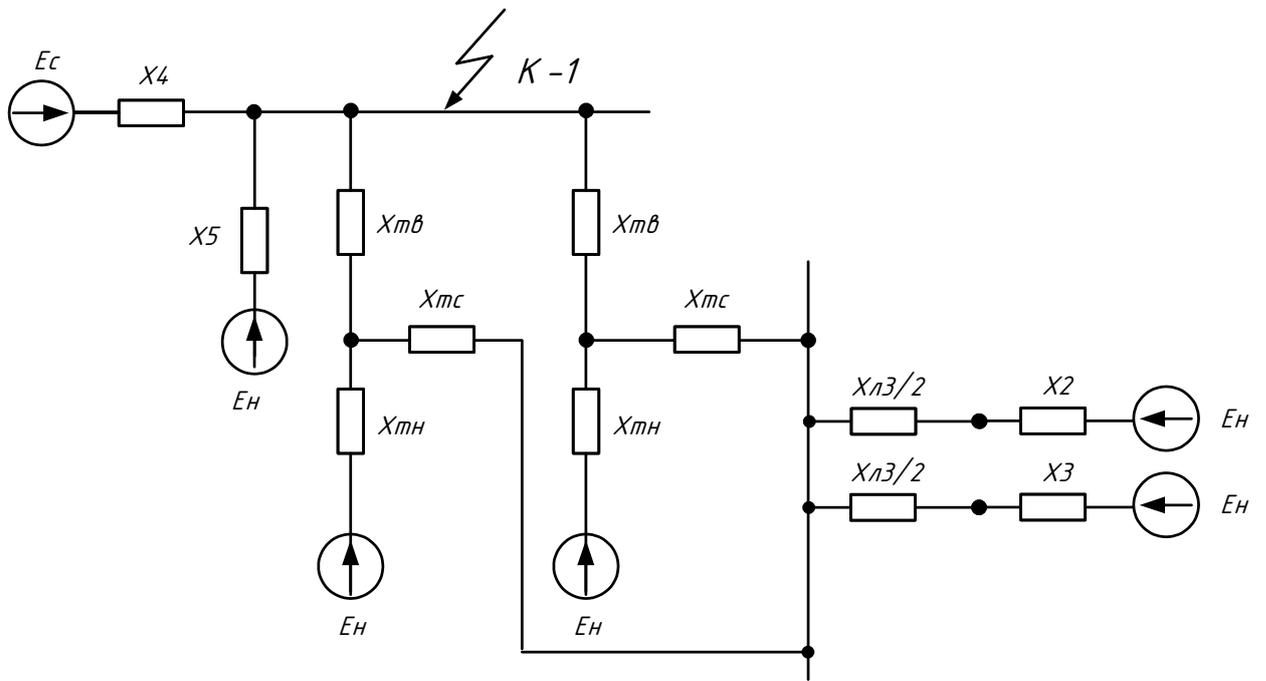


Рисунок 13 – Преобразование № 1

После первого преобразования получим:

$$X_1 = X_{T1} + X_{\Gamma} \text{ о.е.} \quad (32)$$

$$X_1 = 0,097 + 0,125 = 0,22 \text{ о.е.}$$

$$X_2 = X_{T2} + X_{\Gamma} \text{ о.е.} \quad (33)$$

$$X_2 = 0,098 + 0,125 = 0,22 \text{ о.е.}$$

$$X_3 = X_{T3} + X_{\Gamma} \text{ о.е.} \quad (34)$$

$$X_3 = 0,099 + 0,125 = 0,22 \text{ о.е.}$$

$$X_4 = X_{ATH} + X_{\Gamma} \text{ о.е.} \quad (35)$$

$$X_4 = 0,081 + 0,125 = 0,206 \text{ о.е.}$$

$$X_5 = X_{T5} + X_{\Gamma} \text{ o.e.} \quad (36)$$

$$X_5 = 0,098 + 0,125 = 0,22 \text{ o.e.}$$

$$X_6 = X_{T6} + X_{\Gamma} \text{ o.e.} \quad (37)$$

$$X_6 = 0,098 + 0,125 = 0,22 \text{ o.e.}$$

$$X_{11} = \frac{X_{J3} \cdot X_{J4}}{X_{J3} + X_{J4}} \text{ o.e.} \quad (38)$$

$$X_{11} = \frac{0,056 \cdot 0,031}{0,056 + 0,031} = 0,02 \text{ o.e.}$$

$$X_{12} = \frac{X_{11} \cdot X_{J5}}{X_{11} + X_{J5} + X_{J6}} + X_{3ATC} \text{ o.e.} \quad (39)$$

$$X_{12} = \frac{0,02 \cdot 0,146}{0,02 + 0,146 + 0,187} + 0,007 = 0,015 \text{ o.e.}$$

$$X_{13} = \frac{X_{11} \cdot X_{J6}}{X_{11} + X_{J5} + X_{J6}} + X_{J1} \text{ o.e.} \quad (40)$$

$$X_{13} = \frac{0,02 \cdot 0,187}{0,02 + 0,146 + 0,187} + 0,005 = 0,015 \text{ o.e.}$$

$$X_{14} = \frac{X_{J5} \cdot X_{J6}}{X_{11} + X_{J5} + X_{J6}} \text{ o.e.} \quad (41)$$

$$X_{14} = \frac{0,146 \cdot 0,187}{0,02 + 0,146 + 0,187} = 0,077 \text{ o.e.}$$

$$X_{H1} = X_H + X_{3ATH} \text{ o.e.} \quad (42)$$

$$X_{H1} = 1,85 + 0,12 = 1,97 \text{ o.e.}$$

$$X_7 = X_{2ATB} + X_{2ATC} \text{ o.e.} \quad (43)$$

$$X_7 = 0,01 + 0,026 = 0,036 \text{ o.e.}$$

$$X_{15} = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3}} \text{ o.e.} \quad (44)$$

$$X_{15} = \frac{1}{\frac{1}{0,22} + \frac{1}{0,22} + \frac{1}{0,22}} = 0,07 \text{ o.e.}$$

$$X_{16} = X_4 + X_{ATC} + \frac{X_4 \cdot X_{ATC}}{X_{ATB}} \text{ o.e.} \quad (45)$$

$$X_{16} = 0,206 + 0,004 + \frac{0,206 \cdot 0,003}{0,044} = 0,228 \text{ o.e.}$$

$$X_{17} = X_{ATB} + X_{ATC} + \frac{X_{ATB} \cdot X_{ATC}}{X_4} \quad (46)$$

$$X_{17} = 0,044 + 0,004 + \frac{0,044 \cdot 0,003}{0,206} = 0,049 \text{ o.e.}$$

$$X_{18} = X_4 + X_{ATB} + \frac{X_4 \cdot X_{ATB}}{X_{ATC}} \text{ o.e.} \quad (47)$$

$$X_{18} = 0,206 + 0,044 + \frac{0,206 \cdot 0,044}{0,003} = 2,581 \text{ o.e.}$$

$$X_{19} = \frac{X_7 \cdot X_{C2}}{X_7 + X_{C2} + X_{C3}} \text{ o.e.} \quad (48)$$

$$X_{19} = \frac{0,036 \cdot 0,026}{0,036 + 0,026 + 0,023} = 0,011 \text{ o.e.}$$

$$X_{20} = \frac{X_{C3} \cdot X_{C2}}{X_7 + X_{C2} + X_{C3}} \text{ o.e.} \quad (49)$$

$$X_{20} = \frac{0,023 \cdot 0,026}{0,036 + 0,026 + 0,023} = 0,007 \text{ o.e.}$$

$$X_{21} = \frac{X_7 \cdot X_{C3}}{X_7 + X_{C2} + X_{C3}} \text{ о.е.} \quad (50)$$

$$X_{21} = \frac{0,036 \cdot 0,023}{0,036 + 0,026 + 0,023} = 0,01 \text{ о.е.}$$

$$X_{22} = \frac{1}{\frac{1}{X_{15}} + \frac{1}{X_{16}}} \text{ о.е.} \quad (51)$$

$$X_{22} = \frac{1}{\frac{1}{0,074} + \frac{1}{0,228}} = 0,056 \text{ о.е.}$$

$$X_{23} = \frac{1}{\frac{1}{X_5} + \frac{1}{X_6} + \frac{1}{X_{18}}} \text{ о.е.} \quad (52)$$

$$X_{23} = \frac{1}{\frac{1}{0,223} + \frac{1}{0,223} + \frac{1}{2,581}} = 0,107 \text{ о.е.}$$

$$X_{24} = X_{19} + X_{14} \text{ о.е.} \quad (53)$$

$$X_{24} = 0,011 + 0,077 = 0,088 \text{ о.е.}$$

В результате преобразований получаем следующую расчетную схему:

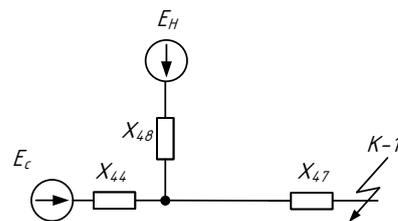


Рисунок 14 – Результирующая схема замещения прямой последовательности

$$X_{44} = 0,058 \text{ о.е.,}$$

$$X_{47} = 0,031 \text{ о.е.,}$$

$$X_{48} = 3,103 \text{ о.е.}$$

### 8.3 Схема замещения, параметры схемы замещения обратной последовательности

Схема замещения обратной последовательности по структуре аналогична схеме замещения прямой последовательности. Отличие состоит лишь в том, что ЭДС всех источников в схеме обратной последовательности условно принимаются равными нулю, а значения сопротивлений обратной последовательности синхронных машин и нагрузок отличаются от значений сопротивлений прямой последовательности.

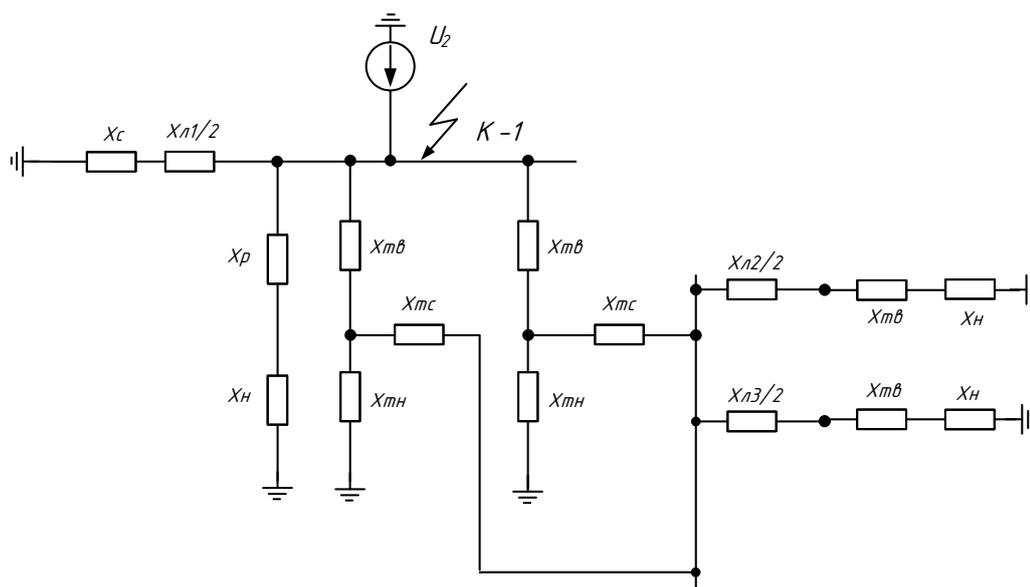


Рисунок 15 – Схема замещения обратной последовательности

Сопротивления турбогенераторов в качестве приближенных соотношений принимают:

$$X_{2Г} = 1,22 \cdot X_d'' \text{ о.е.} \quad (54)$$

$$X_{2Г} = 1,22 \cdot 0,125 = 0,153 \text{ о.е.}$$

Эквивалентирова схему обратной последовательности получаем результирующую схему замещения:

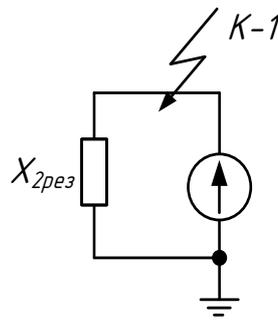


Рисунок 16 – Результирующая схема замещения обратной последовательности

Суммарное сопротивление обратной последовательности равно:

$$X_{2рез}=0,02\text{о.е.}$$

#### 8.4 Схема замещения, параметры схемы замещения нулевой последовательности

Схема замещения нулевой последовательности по структуре значительно отличается от схем прямой и обратной последовательностей. Ее конфигурация определяется в основном положением расчетной точки КЗ и схемами соединения обмоток трансформаторов и автотрансформаторов исходной расчетной схемы.

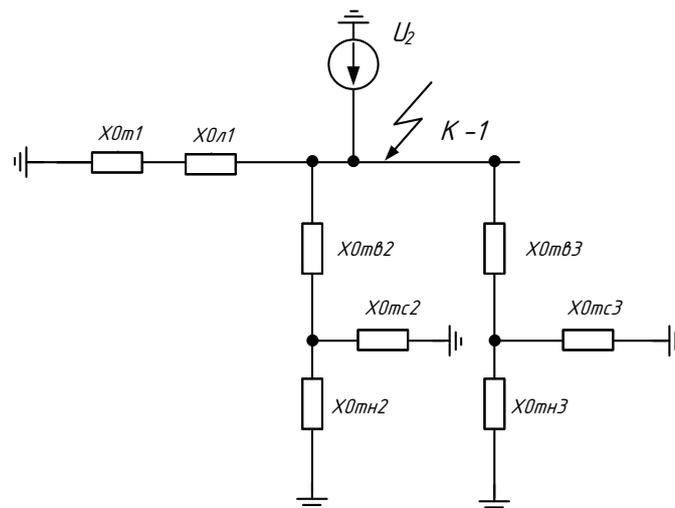


Рисунок 17 – Схема замещения нулевой последовательности

Сопротивления нулевой последовательности воздушных линий и нагрузок отличаются от сопротивлений этих элементов в прямой и обратной

последовательности. Так как молниезащита линий выполнена стальными тросами то сопротивления нулевой последовательности равны:

$$X_{0Л} = 3 \cdot X_{Л}, \text{ о.е.} \quad (55)$$

$$X_{0Л1} = 0,015$$

Сопротивления трансформаторов и автотрансформаторов входящих в схему замещения равны сопротивлениям прямой последовательности.

Эквивалентировав схему нулевой последовательности получаем результирующую схему замещения:

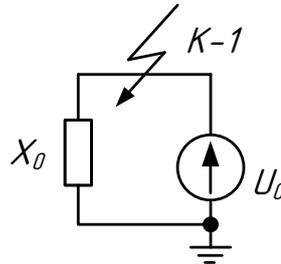


Рисунок 18 – Результирующая схема замещения нулевой последовательности

Суммарное сопротивление нулевой последовательности равно:

$$X_0 = 0,022.$$

### 9.5 Расчет токов КЗ

$$I_{П0}^{(3)} = \frac{E''}{X_{рез}} \cdot I_{\phi}, \text{ кА}, \quad (56)$$

где  $I_{\phi}$  – базовый ток;

$X_{рез}$  – результирующее сопротивление до точки КЗ.

$$I_{\phi} = \frac{S_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}} \text{ кА} \quad (57)$$

$$I_{\phi} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,251 \text{ кА}$$

$$I_{\Pi 01}^{(3)} = \frac{E_H \cdot I_{\bar{6}}}{X_{48}} \text{ кА}; \quad (58)$$

$$I_{\Pi 01}^{(3)} = \frac{1,03 \cdot 0,251}{2,985} = 0,087 \text{ кА};$$

$$I_{\Pi 02}^{(3)} = \frac{E_G \cdot I_{\bar{6}}}{X_{44}} \text{ кА}; \quad (59)$$

$$I_{\Pi 02}^{(3)} = \frac{1,08 \cdot 0,251}{0,058} = 4,641 \text{ кА};$$

$$I_{\Pi 03}^{(3)} = \frac{E_C \cdot I_{\bar{6}}}{X_{47}} \text{ кА}; \quad (60)$$

$$I_{\Pi 03}^{(3)} = \frac{1 \cdot 0,251}{0,04} = 6,273 \text{ кА};$$

$$I_{\Pi 0}^{(3)} = I_{\Pi 01}^{(3)} + I_{\Pi 02}^{(3)} + I_{\Pi 03}^{(3)} \text{ кА}. \quad (61)$$

$$I_{\Pi 0}^{(3)} = 0,087 + 4,641 + 6,273 = 11,001 \text{ кА}.$$

Определение несимметричных коротких замыканий.

По абсолютному значению ток несимметричного КЗ пропорционален току прямой последовательности при данном виде КЗ:

$$I_{\kappa}^{(n)} = m^{(n)} \cdot I_{K1}^{(n)}. \quad (62)$$

где  $n$  – индекс вида КЗ;

$m^{(n)}$  – коэффициент пропорциональности, значение которого зависит от вида КЗ;

$I_{K1}^{(n)}$  – ток прямой последовательности для данного вида КЗ, который определяется по выражению:

$$I_{\kappa 1}^{(n)} = \frac{E_{1\Sigma}}{X_{1\Sigma} + \Delta X^{(n)}} \cdot I_{\bar{6}}, \quad (63)$$

где  $\Delta X^{(n)}$  – дополнительное индуктивное сопротивление, которое определяется видом несимметричного КЗ.

Двухфазное КЗ:

$$I_{\kappa 1}^{(2)} = \frac{E_{1\Sigma}}{X_{1\Sigma} + X_2} \cdot I_{\sigma} \text{ кА}, \quad (64)$$

$$I_{\kappa 1}^{(2)} = \frac{1,033}{0,024 + 0,02} \cdot 0,251 = 5,95 \text{ кА},$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot I_{\kappa 1}^{(2)} \text{ кА}. \quad (65)$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 5,95 = 10,306 \text{ кА}.$$

Однофазное КЗ:

$$I_{\kappa 1}^{(1)} = \frac{E_{1\Sigma}}{X_{1\Sigma} + X_2 + X_0} \cdot I_{\sigma} \text{ кА}, \quad (66)$$

$$I_{\kappa 1}^{(1)} = \frac{1,033}{0,024 + 0,021 + 0,02} \cdot 0,251 = 4,078 \text{ кА},$$

$$I_{\kappa}^{(1)} = 3 \cdot I_{\kappa 1}^{(1)}. \quad (67)$$

$$I_{\kappa}^{(1)} = 3 \cdot 4,078 = 12,233 \text{ кА}.$$

Расчет апериодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени.

Периодическая составляющая тока в начальный момент однофазного КЗ:

$$I_{n0}^{(1)} = 3 \cdot \frac{E''}{X_{1\Sigma} + X_2 + X_0} \cdot I_{\sigma} \text{ кА} \quad (68)$$

$$I_{n0}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1,08}{0,024 + 0,021 + 0,02} \cdot 0,251 = 12,8 \text{ кА}$$

Наибольшее начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ в общем случае следует принимать равным амплитуде периодической составляющей тока в начальный момент КЗ:

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{IIO}^{(1)} \text{ кА.} \quad (69)$$

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot 12,8 = 18,096.$$

Ударный ток.

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot k_{y0} \cdot I_{IIO}^{(3)} \text{ кА,} \quad (70)$$

где  $k_{y0}$  – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ  $T_a$ .

Согласно [15, с.110] принимаем среднее значение  $k_{y0} = 1,935$

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 12,796 = 35,02 \text{ кА.}$$

Приведем таблицу расчетных значений токов КЗ и их составляющих для трех расчетных точек.

Таблица 9 – Значение токов КЗ

Вид КЗ, составляющие тока КЗ	Точка КЗ		
	К – 1, на шинах 110 кВ ПС Алдан	К – 2, на шинах 35 кВ ПС Алдан	К – 3, на шинах 6 кВ ПС Алдан
1	2	3	4
ток трехфазного КЗ $I_{IIO}^{(3)}$ , кА	4,72	11,69	1,92
ток двухфазного КЗ $I_k^{(2)}$ , кА	5,95	10,36	2,81
ток однофазного КЗ $I_k^{(1)}$ , кА	4,078	12,23	4,58
аperiodическая сост. тока КЗ $i_{a0}$ , кА	1,961	18,096	3,42
ударный ток КЗ $i_{y0}$ , кА	11,49	28,38	5,13

## 9 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ НА ПС АЛДАН

### 9.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны масляные, элегазовые, вакуумные, электромагнитные и т.д.

На стороне 110 кВ кВ выберем элегазовые выключатели ВЭБ-110Ш-31,5/2000 УХЛ1.

Проверку производят по следующим параметрам:

- по номинальному напряжению  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;
- по длительному току:  $I_{норм} \leq I_{ном}$ ,  $I_{max} \leq I_{ном}$ ;
- по отключающей способности:  $I_{пт} \leq I_{откл\ ном}$
- по электродинамической стойкости:  $i_{уд} \leq i_{пр.скв}$ ;  $I_{по} \leq I_{пр.скв}$ ;
- по термической стойкости:  $B_K \leq I_{терм}^2 t_{терм}$ ;

Определяем максимальный ток:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{(P_H + P_{cp})^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} U_{ном}} \text{ А.} \quad (71)$$

$$I_{max} = \frac{26400}{\sqrt{3} \cdot 115} = 141,41 \text{ А.}$$

Проверим возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_H}{100} \cdot I_{откл\ ном} \text{ кА.} \quad (72)$$

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40 = 22,63 \text{ кА.}$$

где  $\beta_H$  – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя  $\beta_H = 40\%$ .

Осуществим проверку выключателя по термической стойкости, определяем тепловой импульс:

$$B_K^{расч} = I_{n.0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \text{ кА}^2 \text{ с}; \quad (73)$$

$$B_K^{расч} = 4,724^2 \cdot (2,58 + 0,02) = 58 \text{ кА}^2 \text{ с};$$

$$B_{Кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{откл}. \quad (74)$$

$$B_{Кном} = 50^2 \cdot 2,58 = 6450 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

где  $I_{терм}$  - ток термической стойкости;

$t_{откл}$  - интервал времени от подачи команды на отключение до момента погасания дуги во всех полюсах.

Результаты выбора сводятся в следующую таблицу.

Значением этого тока можно пренебречь.

Таблица 10 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{рmax} = 141,41 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{пр.скв} = 125 \text{ кА}$	$i_{y0} = 11,49 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq i_{y0}$
$B_{к.ном} = 6450 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{к.} = 58 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 4,72 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{пт} = 1,037 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$i_{а.ном} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{ат} = 1,961 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

На стороне 35 кВ выбираем вакуумные выключатели

$$I_{Pmax} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_2} \text{ А} \quad (75)$$

$$I_{Pmax} = \frac{26400}{\sqrt{3} \cdot 35} = 435,49 \text{ А}$$

По максимальным рабочим токам и установившимся напряжениям выбираем секционные выключатели РУ 35 кВ, а также на выходе трансформаторов 35 кВ. Данные расчетов сведены в таблицу.

Таблица 11– Выключатель ВВН-СЭЩ-3-35-25/1000

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 35$ кВ	$U_p = 35$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H = 60$ А	$I_{pMAX} = 435,49$ А	$I_p \leq I_H$
$i_{СКВ} = 10$ кА	$I_{уд} = 5,91$ кА	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$
$B_K = 1000$ кА <sup>2</sup> с	$B_K = 0,372$ кА <sup>2</sup> с	$B_{КР} \leq B_{KH}$
$I_{ВКЛ} = 8$ кА	$I_{ПО} = 1,92$ кА	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТКЛ} = 8$ кА	$I_{Пт} = 2,81$ кА	$I_{Пт} \leq I_{ОТКЛНОМ}$

## 9.2 Выбор разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта.

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ, т. е. выбор разъединителей производится так же, как выключателей, но без проверок на отключающую способность, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под нагрузкой.

Разъединители играют важную роль в схемах электроустановок, от надежности их работы зависит надежность работы всей электроустановки, поэтому к ним предъявляются следующие требования:

- создание видимого разрыва в воздухе, электрическая прочность которого соответствует максимальному импульсному напряжению;
- электродинамическая и термическая стойкость при протекании токов КЗ;
- исключение самопроизвольных отключений;

– четкое включение и отключение при наихудших условиях работы (обледенение, снег, ветер).

Выбираем на стороне 110 кВ разъединитель двухколонковый наружной установки РНДЗ-1-110\630 Т1 с приводом ПДН-220Т по напряжению установки ( $U_{уст} = 110$  кВ), току продолжительного режима ( $I_{max} = 109,5$  А). Осуществим проверку выбранного разъединителя.

– на термическую стойкость к токам КЗ:

$$B_K^{расч} = I_{н.0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \text{ кА}^2 \text{ с}; \quad (76)$$

$$B_K^{расч} = 4,724^2 \cdot (1 + 0,02) = 22,76 \text{ кА}^2 \text{ с};$$

$$B_{Кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{откл}. \quad (77)$$

$$B_{Кном} = 31,5^2 \cdot 1 = 992,3 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

Термическая стойкость обеспечена.

– на электродинамическую стойкость к токам КЗ:  $i_{скв} = 80 > i_{уд} = 11,5$  кА.

Электродинамическая стойкость обеспечена.

Результаты сравнений полученных данных, условие выбора сводятся в следующую таблицу.

Таблица 12 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_H = 110$ кВ	$U_P = 110$ кВ	$U_H \geq U_P$
$I_H = 630$ А	$I_{pmax} = 141,41$ А	$I_H \geq I_{pmax}$
$i_{скв} = 80$ кА	$i_{уд} = 11,49$ кА	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном} = 992,3$ кА <sup>2</sup> с	$B_{к.} = 22,76$ кА <sup>2</sup> с	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$

На стороне высокого напряжения выберем разъединители марок РНДЗ-2-35-600

Таблица 13 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H=35$ кВ	$U_H= 35$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H=60$ А	$I_p= 435,49$ А	$I_p \leq I_H$
$B_{К.ГН} = 4800$ кА <sup>2</sup> с	$B_K = 0,372$ кА <sup>2</sup> с	$B_{КР} \leq B_{КН.ГН}$
$B_{К.ЗН} = 1600$ кА <sup>2</sup> с	$B_K = 0,372$ кА <sup>2</sup> с	$B_{КР} \leq B_{КН.ЗН}$
$I_{СКВ ГН} = 64$ кА	$I_{уд} = 5,13$ кА	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$

Выбор разъединителей производится так же, как и выключателей, но без проверок на отключающую способность, так как они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током. Условиями выбора и проверки следующие:

$$U_{ном} \geq U_{ном\ сети}; \quad (78)$$

$$I_{ном} \geq I_{ном\ сети}; \quad (79)$$

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд}; \quad (80)$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} \geq B_K. \quad (81)$$

На стороне 6 кВ установим разъединители типа РВРЗ 6 – 630У1.

Результаты проверки приведены в таблице.

Таблица 14 – Проверка разъединителя

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 6$ кВ	$U_{ном\ сети} = 6$ кВ	$U_{ном} > U_{ном\ сети}$
$I_{max} = 256,8$ А	$I_{ном} = 630$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$
$I_{уд} = 5.13$ кА	$I_{э.д} = 35.5$ кА	$I_{э.д} \geq I_{уд}$
$B_{к.расч} = 7.33$ кА <sup>2</sup> с	$B_{к.ном} = 625$ кА <sup>2</sup> с	$B_{к.ном} \geq B_{к.расч}$

### 9.3 Выбор и проверка ОПН

На стороне 110 кВ, на подстанции Алдан выбираем ограничитель перенапряжения. ОПН являются разрядниками, не имеющих искровых промежутков и предназначены для защиты изоляции электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений.

Для ограничителя перенапряжения (ОПН) основными характеристиками являются:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.

Чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения  $U_{н.р.}$ , которое для сетей 110 кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,15 \cdot U_{ном.сети} \quad (82)$$

$$U_{н.р.} = 1,15 \cdot 115 = 132,25 \text{ кВ.}$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент  $K_B$ , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 0,98.

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{р.н.р.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}, \quad (83)$$

$$U_{р.н.р.} = \frac{132,25}{0,98} = 134,95 \text{ кВ.}$$

По длительному допустимому напряжению выбираем ОПН-У-110/2УХЛ.

При выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, которая предварительно определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n, \quad (84)$$

где  $U$  – величина неограниченных перенапряжений,  $U = 110 \text{ кВ}$ ;

$U_{ост}$  – остающееся напряжение на ограничителе,  $U_{ост} = 96 \text{ кВ}$ ;

$Z$  – волновое сопротивление линии,  $Z = 500 \text{ Ом}$ .

$T$  – время распространения волны;

$n$  – количество последовательных токовых импульсов.

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (85)$$

где  $\beta$  – коэффициент затухания волны;

$c$  – скорость распространения волны;

$l$  – длина защищенного подхода.

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 3000000} \cdot 10^6 = 1,1 \text{ мкс.}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(110 - 96)}{500} \cdot 96 \cdot 2 \cdot 1,1 \cdot 2 = 125,36 \text{ кДж.}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}} \quad (86)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{125,36}{35} = 3,6 \text{ кДж/кВ.}$$

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН-П1-/110/3УХЛ1.

#### 9.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются:

-по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (87)$$

-по току

$$I_{ном} \leq I_{ном}, \quad (88)$$

$$I_{мах} \leq I_{ном} \quad (89)$$

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

-по конструкции и классу точности;

-по электродинамической стойкости;

$$i_{уд} = K_{эд} \sqrt{2} I_{ном}, \quad (90)$$

где  $K_{эд}$  – кратность электродинамической стойкости, величина справочная;

$I_{ном}$  – номинальный первичный ток трансформатора тока;

-по термической стойкости:

$$W_k \leq (K_T * I_{НОМ})^2 t_T, \quad (91)$$

где  $K_T$  – кратность термической стойкости, величина справочная,

$t_T$  – время термической стойкости, величина справочная;

-по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (92)$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока,

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому:

$$Z_2 \approx R_2. \quad (93)$$

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

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}} \quad (94)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине  $l$  соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть  $2.5 \text{ мм}^2$  по меди и  $4 \text{ мм}^2$  по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно –  $6$  и  $10 \text{ мм}^2$ . Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что:

$$Z_{\text{ПРОВ}} = R_{\text{ПРОВ}} \quad (95)$$

Выбираем трансформатор тока на стороне 110 кВ:

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В · А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	-	0.5	-

Выбираем трансформатора тока ТФЗМ110Б - У1.

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ в точке К1.

$$B_{\text{К}} = I_{\text{н.о.К1}}^2 \cdot (t_{\text{терм}} + T_{\text{А1}}) \text{ кА}^2\text{с}, \quad (96)$$

$$B_{\text{К}} = 4,724^2 \cdot (3 + 0,02) = 67,395 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{HK} = I_T^2 \cdot t_{терм} \text{ кА}^2\text{с}. \quad (97)$$

$$B_{HK} = 8^2 \cdot 3 = 192 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Мощность вторичной обмотки  $S_{2H}=20$  ВА.

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2} \text{ Ом}. \quad (98)$$

$$Z_{2H} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом}.$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} \text{ Ом}, \quad (99)$$

$$r_{приб} = \frac{0,5}{25} = 0,02 \text{ Ом},$$

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

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Выбираем провод сечением  $q=4$  мм<sup>2</sup> АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением  $\rho=0,0283$ . Длину проводов примем  $l=75$  м.

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l}{q} \text{ Ом}, \quad (100)$$

$$r_{пр} = \frac{0,0283 \cdot 75}{4} = 0,531 \text{ Ом},$$

где  $r_{КОНТ}$  – сопротивление контактов ( $r_{КОНТ} = 0,05$  Ом).

$$z_2 = r_{конт} + r_{пров} + r_{приб} \text{ Ом}. \quad (101)$$

$$z_2 = 0,05 + 0,531 + 0,02 = 0,601 \text{ Ом}.$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице.

Таблица 16 – Выбор трансформатора тока 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 100 \text{ кА}$	$I_P = 141,41 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P\max}$
$Z_{2H} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_{HP} = 0,601 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{HP}$
$B_{KH} = 192 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} = 67,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{KP}$
$I_{ДИН} = 42 \text{ кА}$	$I_{УД} = 11,49 \text{ кА}$	$I_{ДИН} \geq I_{УД}$

### 9.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения (ТН) выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке.

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин РУ 110 кВ.

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ - 110 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице.

Таблица 17 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Число обмоток прибора	Потребляемая мощность, В·А
1	2	3	4	5
Вольтметр	Э-335	1	-	2
Вольтметр регистрирующий	Н-394	1	-	10
Варметр	Д-335	3	2	1,5

1	2	3	4	5
Ваттметр	Д-335	3	2	1,5
Счетчик АЭ	ПСЧ-4ТМ.05	3	2	3
Счетчик РЭ	ПСЧ-4ТМ.05	3	2	3
Частотомер	Н-397	1		7
Сумма				73

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице.

Таблица 18 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 110$ кВ	$U_H = 110$ кВ	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 400$ ВА	$S_P = 73$ ВА	$S_H \geq S_P$

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

### 9.6 Выбор и проверка токоведущих частей

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС, гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминиевые – несут в основном механическую нагрузку (гололед, ветер, собственный вес проводов). Остальные провода – алюминиевые – являются только токоведущими.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается:

-по длительно допустимому току:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.мах}} \quad (102)$$

-по термическому действию тока КЗ

$$\theta_K \leq \theta_{K\text{доп}} \quad \text{или} \quad q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (1103)$$

где  $q_{\text{MIN}}$  – минимальное сечение провода,

$C$  – рассчитывается по формуле:

$$C = \sqrt{A_K - A_H} = \text{const}, \quad (104)$$

можно принять для медных шин и кабелей –  $C = 165$ ; для алюминиевых шин и кабелей –  $C = 88$ ; для стальных шин –  $C = 70$ ;

$A$  - абциссы зависимости  $Q = f(j; t; \text{материал шин})$ ,

Здесь  $Q$ - температура нагрева шин,

$t$  – время протекания процесса нагрева;

-по электродинамическому действию тока КЗ.

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: при 35 кВ – 1,5 м; 110 кВ – 4 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание. Согласно ПУЭ на электродинамическое действие тока КЗ должны проверяться гибкие шины РУ при мощности КЗ равной или больше 8000 МВ\*А для напряжения 110 кВ

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода сначала отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу, Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса и чем больше длительность протекания и ток КЗ.

При проверке шин на термическую стойкость находят температуру нагрева шины токами короткого замыкания и сравнивают ее с кратковременно допускаемой температурой нагрева токами короткого замыкания:

$$Q_{\text{к.расч}} \leq Q_{\text{к.доп}}, \quad (105)$$

установлены нормами следующие кратковременные допускаемые температуры нагрева проводников токами короткого замыкания.

При проверке шин на динамическую устойчивость расчет сводится к механическому расчету на изгиб многопролетных балок, лежащих на нескольких опорах.

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки АС - 120/19

$$d = 15,2 \text{ мм},$$

$$I_{\text{доп}} = 309 \text{ А}$$

Проверка шин на схлестывание не производится так как периодическая составляющая тока трехфазного 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:

$$1,07E \leq 0,9E_0, \quad (106)$$

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

$$E_0 = 30,3m \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (107)$$

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

$r_0$  – радиус провода,

$$r_0 = 0,1 \cdot d/2 = 0,76 \text{ см}; \quad (108)$$

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

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{D_{\text{CP}} \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{CP}}}{r_0}}, \quad (109)$$

где  $D_{\text{CP}}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{\text{CP}} = 1,26 \cdot D; \quad (110)$$

$$D_{\text{CP}} = 378 \text{ см.}$$

В результате расчета получим следующие значения напряженностей:

$$E_0 = 33,37 \text{ кВ/см,}$$

$$E = 6,04 \text{ кВ/см.}$$

Проверяем по условию:

$$1,07E \leq 0,9E_0 \quad (111)$$

$$6,46 \leq 30,03.$$

Выбранный провод проходит по проверке на корону.

Проверка на термическое действие тока.

$$q_{\text{min}} = 7,47 \text{ мм}^2, \text{ что меньше } 120 \text{ мм}^2.$$

В закрытых РУ 6 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 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

$$I_{\max}=1490 \text{ А}$$

Выбираем сечение алюминиевых шин по допустимому току, так как шинный мост, соединяющий трансформатор с КРУН, небольшой длины и находится в пределах подстанции.

Принимаем двухполосные шины 2х(60х8) с допустимым током

$$I_{\text{ДОП}}=1680 \text{ А.}$$

Определим минимальное допустимое сечение по формуле, мм<sup>2</sup>:

$$q_{\min} = \sqrt{B_k} / C \quad (112)$$

где

$$B_k=10,67 \text{ (кА)}^2 \text{с ;}$$

$$C=91$$

$$q_{\min}=35,9 < 2 \times 480 \text{ мм}^2 \quad (113)$$

Если шины на изоляторах располагаются плашмя, то момент инерции можно определить по формуле:

$$J=b \cdot h^3 / 6, \text{ см}^4 \quad (114)$$

$$J=288$$

$$l_2 = 173.2 / 200 \times (\sqrt{J/q}), \text{ м} \quad (115)$$

$$l_2=2,45$$

Определяем расстояние между прокладками, м:

$$l_{II} \leq 0,216 \times \sqrt{a_{II} / i_{y0}} \times \sqrt[4]{(E \times J) / K_{\phi}} \quad (116)$$

$$l_{II}=1,53$$

где

$$a_{\Pi}=2*b=1,6; \quad (117)$$

$$K_{\phi}=0,25$$

определяем по рисунку:

$$l_{\Pi} \leq 0,133 \times \sqrt{(E \times J) / m_{\Pi}} \quad (118)$$

$$l_{\Pi}=0,46 \text{ м}$$

где  $m_{\Pi}=1,3 \text{ кг/м}$  – масса полосы

Окончательно принимаем:

$$l_{\Pi}=0,46 \text{ м.}$$

Тогда число прокладок в пролете можно определить по формуле:

$$N=(l/l_{\Pi})-1 \quad (119)$$

$$N=5.52$$

Окончательно принимаем  $N=6$ .

При наличии шести прокладок в пролете расчетный пролет равен:

$$L_{\Pi}=l/(N+1) \quad (120)$$

$$L_{\Pi}=0,429 \text{ м}$$

Определяем силу взаимодействия между полосами:

$$F_{\Pi}=(K_{\phi} * i_{уд}^2 * 10^{-7})/4b \quad (121)$$

где  $b=0.008 \text{ м}$

$$F_{\Pi}=475,5 \text{ Н/м}$$

Напряжение в материале полос можно определить по формуле:

$$\sigma_{\Pi}=(f_{\Pi} * l_{\Pi}^2)/12 * W_{\Pi} \quad (174)$$

где

$$W_{\Pi}=(b^2 \cdot h) / 6 \quad (122)$$

$$\sigma_{\Pi}=1,35 \text{ МПа} \quad (123)$$

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз определяется по формуле:

$$\sigma_{\Phi}=\sqrt{3} \times 10^{-8} \times (I_2 \times i_{\text{уд}}^2) / a \times W_{\Phi} \quad (124)$$

где

$$W_{\Phi}=(b \cdot h^2) / 3 \quad (125)$$

$$\sigma_{\Phi}=0,244 \text{ МПа}$$

Найдем расчетное значение напряжения в материале шин:

$$\sigma_{\text{расч}}=\sigma_{\Phi}+\sigma_{\Pi} \quad (126)$$

$$\sigma_{\text{расч}}=1,6 < 75 \text{ МПа}$$

Следовательно, шины механически прочны.

Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных полимерных изоляторах.

Расчётный ток продолжительного режима:

$$I_{\text{max}}=\frac{S_{\Sigma \text{РП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ; \quad (127)$$

$$I_{\text{max}}=\frac{5101}{\sqrt{3} \cdot 6}=294,5 \text{ А.}$$

Выбираем сечение шин по допустимому току. Принимаем однополюсные шины прямоугольного сечения  $30 \times 4 \text{ мм}^2$ , марки АДО.

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{\max} = 294.5 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 365 \text{ А}. \quad (128)$$

Проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (129)$$

где  $C$  – для алюминиевых шин  $C = 95$ .

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{51.441 \cdot 10^3}}{95} = 2.387 \text{ мм}^2.$$

Шины термически стойкие.

Проверяем шины на механическую стойкость. Определяем пролет  $l$  при условии, что частота собственных колебаний будет 200 Гц. Но перед этим найдем момент инерции. Если шины расположены плашмя, а полосы в пакете жёстко связаны между собой, то момент инерции:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (130)$$

где  $b = 0.4 \text{ см}$  – ширина шины,

$h = 3 \text{ см}$  – длина шины.

$$J = \frac{0.4 \cdot 3^3}{12} = 0.9 \text{ см}^3.$$

Длина пролета находится по формуле:

$$l \leq \sqrt{\frac{173.2}{200} \cdot \sqrt{\frac{0.9}{3}}} = 0.689 \text{ м}.$$

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента.

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{a \cdot W}, \quad (131)$$

где  $a$  – расстояние между фазами;

$W$  – момент сопротивления.

Если шины расположены плашмя, то момент сопротивления определяется по формуле:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}; \quad (132)$$

$$a = 2 \cdot (b + h) \cdot 10^{-2}; \quad (133)$$

$$W = \frac{0.4 \cdot 3^2}{6} = 0.6 \text{ см}^2;$$

$$a = 2 \cdot (3 + 0.4) \cdot 10^{-2} = 0.211 \text{ м.}$$

Напряжение в материале шины равно:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(5.131 \cdot 10^3)^2 \cdot 0.689^2}{0.211 \cdot 0.6} = 1.708 \text{ МПа.}$$

Так как допустимое напряжение для данного сплава  $\sigma_{\text{доп}} = 40$  МПа, то механическая прочность шин будет обеспечена. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице.

Таблица 19 – Сопоставление расчётных и каталожных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия проверки
$I_{\text{max}} = 256,8 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} = 365 \text{ А}$	$740 \geq 302.6$
$\sigma_{\text{расч}} = 1.708 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа}$	$1.708 \geq 19.025$
$q_{\text{min}} = 2,388 \text{ мм}^2$	$q = 300 \text{ мм}^2$	$300 \geq 4,588$

## 9.7 Выбор и проверка изоляторов

Выбираем опорные изоляторы марки И 4 – 80 УХЛЗ с параметрами:

$$F_{\text{разр}} = 4000 \text{ Н.}$$

Проверяем изоляторы на механическую прочность на изгиб.

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

Максимальная сила, действующая на изгиб.

$$F_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot 1 \cdot (i_{\text{уд}})^2; \quad (134)$$

$$F_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{0.211} 0.689 \cdot (5.131 \cdot 10^3)^2 = 14.882 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}}; \quad (135)$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 4000 = 2400 \text{ Н.}$$

Условие  $F_{\text{расч}} < F_{\text{доп}}$  выполняется, следовательно выбранный изолятор подходит к применению. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице.

Таблица 20 – Сопоставление расчётных и каталожных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия проверки
1	2	3
$U_p = 6 \text{ В}$	$U_n = 6 \text{ В}$	$U_p \geq U_n$
$F_{\text{расч}} = 14.882 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} = 2400 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}$

Выбор проходных изоляторов

Выбираем изолятор ИП6/630 - 7,5УХЛ3,  $I_{\text{max}} = 294.5 \text{ А}$ ,  $F_{\text{разр}} = 7500 \text{ Н}$

Максимальная сила, действующая на изгиб.

$$F_{\text{расч}} = 0.5 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} 1 \cdot (i_{\text{уд}})^2; \quad (136)$$

$$F_{\text{расч}} = 0.5 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{0.211} 0.689 \cdot (5.131 \cdot 10^3)^2 = 7.441 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка изолятора:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н.}$$

Условие  $F_{\text{расч}} < F_{\text{доп}}$  выполняется, следовательно выбранный изолятор подходит к применению. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице.

Таблица 21 – Сопоставление расчётных и каталожных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия проверки
1	2	3
$U_p = 6 \text{ В}$	$U_n = 6 \text{ В}$	$U_p \geq U_n$
$F_{\text{расч}} = 7.441 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} = 2400 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}$
$I_p = 256,8 \text{ А}$	$I_n = 630 \text{ А}$	$I_n \geq I_p$

### 9.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

Потребители собственных нужд подстанции приведены в таблице.

Таблица 22 – Потребители собственных нужд

Вид потребителя	Установленная мощность		tg φ	Нагрузка	
	ед. кВт × кол-во	всего, кВт		$P_{\text{уст}}, \text{ кВт}$	$Q_{\text{уст}}, \text{ кВар}$
1	2	3	4	5	6
Охлаждение трансформатора ТДТН - 25000/110	2×1	2	0,62	2	1,24
подогрев выключателей ВЭБ -110	3×15,8	47,4	0	47,4	
Подогрев приводов разъединителей	1×8	8	0	8	

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4	5	6
---	---	---	---	---	---

ЗРУ 10 кВ	1×5	5	0	5	
ОПУ	1×60	60	0	60	
Освещение ОРУ 110 кВ	2	2	0	2	
Позарядно- зарядный агрегат	2×32	64	0	64	
Подогрев шкафов КРУ	1×10	18	0	18	
Итого				206,4	2,17

Найдем мощность трансформатора собственных нужд по формуле:

$$S_{ТСН} = 0,8 \cdot \sqrt{P_{усм}^2 + Q_{усм}^2} \text{ кВ} \quad (137)$$

$$S_{ТСН} = 0,8 \cdot \sqrt{206,4^2 + 2,17^2} = 165,608 \text{ кВ}$$

Принимаем два трансформатора ТМ – 250 – 10У1, с коэффициентом загрузки при отключении одного 1,144.

### 9.9 Выбор ячеек КРУ на ПС Алдан

Выбор комплектных распределительных устройств

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

В шкафах КРУ К-63 в зависимости от схемы главных цепей и конкретного заказа могут быть установлены следующие аппараты:

- выключатели вакуумные;
- разъединители и заземлители высоковольтные на 630, 1000 А, 10 кВ с приводами;
- трансформаторы тока опорные и шинные (по заказу) на ток до 2500 А;
- трансформаторы напряжения;
- предохранители типа ПКТ; ПКН;
- ограничители перенапряжений;
- силовые трансформаторы.

Масляные выключатели не применяются. Применяются вакуумные выключатели с дополнительными расцепителями работающими в режиме дешунтирования.

Релейная защита присоединений к шкафам КРУ обеспечивается многофункциональными малогабаритными высоконадежными микропроцессорными блоками фирм «SIEMENS», «AREVA», «SCHNEIDER ELECTRIC», «ABB» и других ведущих зарубежных производителей.

Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ К-63

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

- напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}};$$

- длительному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}}; k_{\text{пт}} I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}.$$

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

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном} / 100 \geq i_{ат} \quad (138)$$

где  $i_{a.ном}$  – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ ;  
 $\beta_{норм}$  – нормированное значение содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, % [17, с.238];  
 $i_{ат}$  – аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов  $\tau$ ;  
 $\tau$  – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов

$$\tau = t_{з min} + t_{с.в} \quad (139)$$

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

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{вкл} \geq i_{уд}, \quad (140)$$

$$I_{вкл} \geq I_{п0}, \quad (141)$$

где  $i_{вкл}$  – наибольший пик тока включения (по каталогу);  
 $i_{уд}$  – ударный ток КЗ в цепи выключателя;  
 $I_{вкл}$  – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей);  
 $I_{п0}$  – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд}; I_{пр.скв} \geq I_{п0}, \quad (142)$$

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

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

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} \quad (143)$$

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

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

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

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \text{кА}^2 \cdot \text{с} \quad (144)$$

где  $t_{\text{откл}}$  – расчетная продолжительность КЗ [17, с.155].

$T_{\text{а}}$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ [17, с.110].

На примере произведем выбор выключателя на ф.1 ПС Алдан

Значение тока в нормальном режиме протекающего по данному фидеру составляет 95А, в послеаварийном режиме при питании ф.1 ПС Алдан составляет  $I_{\text{max}} = 182,8\text{А}$ .

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$B_{\text{к}} = 4,38^2 \cdot (1 + 0,01) = 4,42 \text{кА}^2 \cdot \text{с} \quad (145)$$

Предварительно выбираем вакуумный выключатель типа ВВЭ-М-6-20

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

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

$$\tau = 0,01 + t_{c.в} = 1 + 0,015 = 1,015 \text{ с.} \quad (246)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} \text{ кА} \quad (147)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 4,38 \cdot e^{\frac{-1,015}{0,01}} = 0,51 \text{ кА}$$

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным

$$I_{пт} = I_{п0}. \quad (148)$$

Определим номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном}}{100} \text{ кА.} \quad (149)$$

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

Термическая стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 12,5^2 \cdot 1 = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (350)$$

Результаты выбора выключателя ф.1 на ПС Алдан сведены в следующей таблице.

Таблица 23 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$

$I_{\text{НОМ}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=256,8 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{max}}$
$I_{\text{откл.ном}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}}=4,58 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$
$i_{\text{а.ном}}=10,08 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}}=3,42 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$
$I_{\text{пр.скв}}=12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}}=1,92 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$
$i_{\text{дин}}=32 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=5,13 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=19,38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

### Выбор трансформатора тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока выбирают:

– по напряжению установки

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.ном}};$$

– току

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{расч}};$$

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

– конструкции и классу точности;

– электродинамической стойкости

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

– по термической стойкости:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}; \tag{151}$$

– вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}, \tag{152}$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Для того чтобы выбрать трансформаторы тока необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь ТТ.

СА3020 - щитовой цифровой амперметр предназначен для измерения действующего значения переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Подключается непосредственно к ИТТ и измеряет действующее значение тока, протекающего через его вторичную обмотку. Потребляемая мощность составляет  $S_{номА}=4 \text{ В}\cdot\text{А}$ .

СВ3020 - щитовой цифровой вольтметр предназначен для измерения действующего значения напряжения переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Объединяет в себе измерительный преобразователь и цифровой прибор, подключается непосредственно к измерительным трансформаторам напряжения (ИТН). Потребляемая мощность  $S_{номV}=5 \text{ В}\cdot\text{А}$ .

СР3020 - щитовой цифровой ваттметр (варметр) предназначены для измерения активной мощности, а варметры – для измерения реактивной мощности в трехфазных четырехпроводных или трехпроводных цепях переменного тока на электростанциях и подстанциях и передачи их значений по интерфейсу RS485. Потребляемая мощность:  $S=5 \text{ В}\cdot\text{А}$ .

СС3020 - щитовой цифровой частотомер, предназначен для измерения значения частоты переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Потребляемая мощность составляет  $5 \text{ В}\cdot\text{А}$ .

Меркурий 236 ART- предназначен для многотарифного коммерческого или технического учета электрической энергии в трех- и четырехпроводных сетях переменного тока. Счетчики могут эксплуатироваться автономно или в составе автоматизированных систем: контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ); диспетчерского управления (АСДУ). Потребляемая мощность составляет  $9 \text{ В}\cdot\text{А}$ .

Для всех измерительных приборов принимаем класс точности 0,5, так как почти все ТТ подключены к расчетным счетчикам.

На вводе устанавливаем трансформатор тока марки ТОЛ-6-1-У2. В этом трансформаторе роль первичной обмотки выполняют шины распределительного устройства.

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

Таблица 24 – Нагрузка приборов ТТ на низкой стороне подстанции

Цепь	Наименование прибора	Тип Прибора	Нагрузка, ВА, фазы		
			А	В	С
Ввод 6 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Ваттметр	СР3020-ВАТТ	5	–	5
	Варметр	СР3020-ВАР	5	–	5
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 АРТ	4,5	–	4,5
	Итого:		18,5	–	18,5
Секционный выключатель 6 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Итого:		4	–	4
На отходящих линиях	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 АРТ	4,5	–	4,5
	Итого:		8,5	–	8,5

Проверяем трансформатор тока на электродинамическую и термическую стойкость:

$$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА} \geq i_{\text{уд}} = 5,13 \text{ кА}, \quad (153)$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 12,5^2 \cdot 1 = 156,25 \geq B_{\text{к}} = 4,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (154)$$

Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (155)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (456)$$

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

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора.

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

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

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \text{ Ом} \quad (157)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{20}{5^2} - 0,34 - 0,05 = 0,41 \text{ Ом}$$

Сечение проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} \quad (158)$$

$$S = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,41} = 1,7 \text{ мм}^2$$

Принимаем стандартное сечение 2,5 мм<sup>2</sup>, тогда сопротивление провода равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом}$$

Далее находим сопротивление нагрузки:

$$r_2 = 0,34 + 0,28 + 0,05 = 0,67 \text{ Ом}$$

Сопоставление расчетных и каталожных данных выбранного трансформатора тока марки ТОЛ-6-1-У2 (трансформатор тока, опорный, с литой изоляцией, 10-номинальное напряжения, 1- класс точности) сводим в таблицу .

Таблица 25 – Проверка трансформатора тока на вводе 6 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ}=6$ кВ	$U_{сет.ном}=6$ кВ	$U_{НОМ} \geq U_{сет.ном}$
$I_{НОМ}=600$ А	$I_{расч}=256,8$ А	$I_{НОМ} \geq I_{расч}$
$i_{дин}=52$ кА	$i_{уд}=5,13$	$i_{а\epsilon i} \geq i_{о\alpha}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}=992$ кА <sup>2</sup> · с	$B_k=4,42$ кА <sup>2</sup> · с	$I_{о\alpha\delta}^2 \cdot t_{о\alpha\delta} \geq B_{\epsilon}$
$Z_{2НОМ}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$

На секционном выключателе выбираем трансформатор тока марки ТОЛ-6-1-У2. Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу

Таблица 26 – Проверка ТТ на секционном выключателе

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ}=6$ кВ	$U_{сет.ном}=6$ кВ	$U_{НОМ} \geq U_{сет.ном}$
$I_{НОМ}=300$ А	$I_{расч}=256,8$ А	$I_{НОМ} \geq I_{расч}$
$i_{дин}=100$ кА	$i_{уд}=5,13$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}=992$ кА <sup>2</sup> · с	$B_k=4,42$ кА <sup>2</sup> · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$Z_{2НОМ}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$

На отходящих присоединениях так же выбираем трансформаторы тока марки ТОЛ-6-1-У2.

Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу.

Таблица 27– Проверка ТТ на отходящих присоединениях

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ}=6$ кВ	$U_{сет.ном}=6$ кВ	$U_{НОМ} \geq U_{сет.ном}$
$I_{НОМ}=400$ А	$I_{расч}=256,8$ А	$I_{НОМ} \geq I_{расч}$

$i_{\text{дин}}=52\text{кА}$	$i_{\text{уд}}=5,13$	$i_{\text{адг}} \geq i_{\text{оа}}$
$I_{\text{оао}}^2 \cdot t_{\text{оао}}=306,25 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=4,42 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$Z_{2\text{ном}}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

### Выбор трансформатора напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или  $100/\sqrt{3}$  В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}};$$

- конструкции и схеме соединения обмоток;
- классу точности;
- вторичной нагрузке :

$$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma} \tag{159}$$

где  $S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность в выбранном классе точности,

$S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, рассчитываемая по формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}})^2 + (\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}})^2} \tag{160}$$

Параметры вторичной нагрузки трансформатора напряжения приведены в таблице.

Таблица 28 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на 6 кВ

Прибор	Тип	Мощность прибора, В·А	Количество приборов	cosφ	sinφ	Суммарная мощность, В·А
1	2	3	4	5	6	7
Вольтметр	СВ 3020	4	1	1	0	8

Ваттметр	CP3020- ВАТТ	5	2	1	0	10
Варметр	CP3020- ВАР	5	2	1	0	10
Счетчик АЭ	Mercurий 236 ART	9	9	0,38	0,925	81
Счетчик РЭ						
Итого						109

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(4 + 5 \cdot 2 + 5 \cdot 2 + 9 \cdot 9 \cdot 0,38)^2 + (9 \cdot 9 \cdot 0,925)^2} = 92,82 \text{ ВА};$$

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ-6-95-УХЛ(2) (трансформатор напряжения, антирезонансный, с литой изоляцией, для измерений) с номинальной мощностью 200 ВА.

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

Таблица 29 – Каталожные и расчетные данные выбора ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
$S_{\text{НОМ}}=400 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{2\Sigma}=92,82 \text{ ВА}$	$S_{\text{НОМ}} \geq S_{2\Sigma}$

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

#### Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ. Они играют важную роль в схемах электроустановок, от надежности их работы зависит надежность работы всей электроустановки, поэтому к ним предъявляются следующие требования:

- создание видимого разрыва в воздухе, электрическая прочность которого соответствует максимальному импульсному напряжению;
- электродинамическая и термическая стойкость при протекании токов– исключение самопроизвольных отключений;
- четкое включение и отключение при наихудших условиях работы (обледенение, снег, ветер).

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ.

Выбираем на стороне 6 кВ разъединитель марки РВЗ-6/400УХЛ2 по напряжению установки ( $U_{уст} = 6$  кВ), по току продолжительного режима ( $I_{max} = 182,8$  А). Выпускается для внутренней установки, с заземляющими ножами.

Таблица 30 – Каталожные и расчетные данные выбранного разъединителя

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 6$ кВ	$U_P = 6$ кВ	$U_P \leq U_H$
$I_H = 400$ А	$I_P = 256,8$ А	$I_P \leq I_H$
$I_{дин} = 41$ кА	$i_{уд} = 5,13$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1024$ кА <sup>2</sup> с	$V_K = 22,71$ кА <sup>2</sup> с	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 256$ кА <sup>2</sup> с	$V_K = 22,71$ кА <sup>2</sup> с	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$

## 10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

### 10.1 Выбор системы оперативного тока

Управления коммутационными аппаратами (выключателями, разъединителями, отделителями, короткозамыкателями, различными автоматическими, пусковыми и другими устройствами).

Управление аппаратом означает подачу команды на изменение его положения, т. е. на его включение или отключение. Команды на операции управления или регулирования подаются оперативным персоналом (вручную) или автоматическими устройствами. Соответственно различают управление ручное и автоматическое. На электростанциях и подстанциях обычно используют обе формы управления.

В первую очередь автоматизируют те процессы, где вслед за изменением состояния или режима Оборудования должна быстро (в течение секунд или долей секунды) последовать соответствующая операция управления или регулирования. Это — АПВ линий, автоматический ввод резервного питания в системе СН, автоматическое пожаротушение трансформаторов и кабельных помещений и т. д.

Ручное управление может осуществляться в непосредственной близости от управляемого аппарата — местное управление или на расстоянии с помощью электрического командного сигнала — дистанционное управление и телеуправление. При дистанционном управлении командный сигнал формируется при воздействии вручную на орган управления — подаче команды ключом управления с поста управления и передается по индивидуальным проводам связи между постом управления и объектом на исполнительный, орган — привод управляемого аппарата. Эту систему применяют для управления объектами, расположенными на сравнительно небольших расстояниях (десятки и сотни метров) от поста управления, например в пределах электростанции или подстанции.

Сигнализация положения должна выполняться для коммутационных аппаратов, имеющих дистанционное управление. Сигнализация осуществляется с помощью сигнальных ламп, установленных над ключом управления. Лампа, сигнализирующая включенное положение, имеет красный фильтр и устанавливается справа; отключенное положение сигнализирует лампа с зеленым фильтром, которая устанавливается слева. При несоответствии положения выключателя ранее поданной команде

соответствующая лампа сигнализации положения переводится на прерывистый режим свечения — "мигание".

Сигнализация аварийного отключения коммутационных аппаратов при срабатывании релейной или технологической защиты элемента, а также при действии устройств автоматики (кроме тех, которые переключают коммутационные аппараты по заранее определенному режиму) обеспечивается действием центрального (для всех коммутационных аппаратов) звукового сигнала и индивидуального индикатора, в качестве которого используется мигание лампы сигнализации положения (световая сигнализация) либо указательное реле с ручным возвратом.

Схема управления выключателем определяется типом выключателя и его привода, конструктивными особенностями и специальными требованиями завода-изготовителя. При этом должны учитываться также схемы автоматики и защиты объекта, который коммутируется данным выключателем.

Мощность электромагнита включения масляного выключателя с электромагнитным приводом выбрана, исходя из необходимости преодоления силы сжатия отключающих пружин выключателя; для отключения в качестве отключающего элемента используется маломощный электромагнит отключения, который только освобождает в приводе удерживающее приспособление (защелку), а отключение механизма выключателя происходит под действием предварительно сжатых отключающих пружин. Включение и отключение выключателя с пружинным приводом производится также под действием пружин, которые взводятся маломощным электродвигателем, а электромагниты включения и отключения освобождают приспособления, удерживающие пружины.

Существует три основных вида оперативного тока: постоянный, переменный и выпрямленный.

Источниками постоянного оперативного тока служат аккумуляторные батареи. В качестве источников переменного оперативного тока

используют измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также трансформаторы собственных нужд (ТСН).

Источниками выпрямленного оперативного тока служат силовые выпрямительные устройства и специальные блоки питания, которые питаются переменным током от измерительных трансформаторов тока и напряжения и ТСН.

Кроме того, в качестве источников оперативного тока используют предварительно заряженные конденсаторы.

Источники оперативного тока должны быть в постоянной готовности к действию в любых режимах работы электроустановки, в том числе и во время аварий.

Постоянный оперативный ток применяется обычно на электростанциях и крупных подстанциях 110—220 кВ и выше. Переменный ток используется на подстанциях 35 кВ и ниже, а также на сравнительно небольших подстанциях 110—220 кВ без выключателей на стороне высшего напряжения и с выключателями с пружинными приводами на стороне среднего и низшего напряжений, при этом выключатели вводов и секционные 6 кВ могут быть электромагнитными приводами. Выпрямленный ток используется на подстанциях 35 кВ и ниже с выключателями, оборудованными электромагнитными приводами, а также на подстанциях 110—220 кВ с числом выключателей на стороне высшего напряжения не более двух с электромагнитным приводом либо не более трех с пружинным или пневматическим приводом.

## **10.2 Виды и типы релейной защиты, принятые на ПС Алдан**

Релейная защита предназначена для реагирования на опасные, ненормальные режимы работы элементов электрической системы (например, перегрузку); в зависимости от режима работы и условий эксплуатации электроустановки РЗ должна быть выполнена с действием на сигнал или на отключение тех элементов, оставление которых в работе может привести к возникновению повреждения.

Устройства РЗ должны обеспечивать наименьшее возможное время отключения КЗ в целях сохранения бесперебойной работы неповреждённой части системы (устойчивая работа электрической системы и электроустановок потребителей, обеспечение возможности восстановления нормальной работы путём успешного действия АПВ и АВР и т. д.).

Релейная защита, действующая на отключение, как правило, должна обеспечивать селективность действия, с тем, чтобы при повреждении какого-либо элемента электроустановки отключался только тот повреждённый элемент.

Действия РЗ должны фиксироваться указательными реле, встроенными в реле указателями срабатывания, счетчиками числа срабатываний или другими устройствами в той степени, в какой это необходимо для учета и анализа работы защит.

Устройства, фиксирующие действие РЗ на отключение, следует устанавливать так, чтобы сигнализировалось действие каждой защиты, а при сложной защите – отдельных её частей.

На каждом из элементов электроустановки должна быть предусмотрена основная защита, предназначенная для её действия при повреждениях в пределах всего защищаемого элемента с временем меньшим, чем у других установленных на этом элементе защит.

Для действия при отказах защит или выключателей смежных элементов следует предусматривать резервную защиту, предназначенную для обеспечения дальнего резервного действия.

Если основная защита элемента обладает абсолютной селективностью (высокочастотная защита, продольная и поперечная дифференциальные защиты), то на данном элементе должна быть установлена резервная защита, выполняющая функции не только дальнего, но и ближнего резервирования, т. е. действующая при отказе основной защиты данного элемента или выведении её из работы.

Устройства резервирования при отказе выключателей (УРОВ) должны предусматриваться в электроустановках 110–500 кВ.

При недостаточной эффективности дальнего резервирования следует рассматривать необходимость повышения надёжности ближнего резервирования в дополнение к УРОВ.

Оценка чувствительности должна производиться при помощи коэффициента чувствительности.

При оценке чувствительности основных защит необходимо исходить из того, что должны обеспечиваться следующие наименьшие коэффициенты чувствительности;

1. МТЗ с пуском и без пуска напряжения, направленные или ненаправленные:

- для органов тока и напряжения около одной целой пяти десятой;
- для органов направления мощности нулевой последовательности около двух по току и около одной целой пяти десятой по току и напряжению.

2. Ступенчатые защиты тока или тока и напряжения, направленные и ненаправленные, включенные на полные токи и напряжения или на составляющие нулевой последовательности:

- для органов тока и напряжения ступени защиты, предназначенной для действия при КЗ в конце защищаемого участка, без учета резервного действия около одной целой пяти десятой, а при наличии надёжно действующей селективной резервной ступени около одной целой трёх десятых; при наличии на противоположном конце линии отдельной защиты шин соответствующие коэффициенты чувствительности для ступени защиты нулевой последовательности допускается обеспечивать в режиме каскадного отключения;

- для органов направления мощности нулевой последовательности около двух по мощности и около одной целой пяти десятых по току и напряжению.

3. Дистанционные защиты от многофазных КЗ:

- для пускового органа любого типа и дистанционного органа третьей ступени около одной целой пяти десятых;
- для дистанционного органа второй ступени, предназначенного для действия при КЗ в конце защищаемого участка при наличии третьей ступени защиты около одной целой двадцати пяти сотых: для указанного органа чувствительность по току должна быть около одной целой трёх десятых при повреждении в той же точке.

#### 4. Дифференциальные защиты трансформаторов

При оценке чувствительности ступеней резервных защит, осуществляющих ближнее резервирование следует исходить из коэффициентов чувствительности для основных защит.

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

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

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

До последнего времени все органы релейной защиты выполнялись только с помощью электромеханических реле. Такая аппаратура устарела и нуждается в замене. На ней трудно добиться высокой точности, быстродействия, выполнить сложные характеристики. Для поддержания

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

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

Мировыми лидерами в производстве РЗА являются европейские концерны ALSTOM, ABB и SIEMENS. Общим является все больший переход на цифровую технику. Цифровые защиты, выпускаемые этими фирмами, имеют высокую стоимость, которая, впрочем, окупается их высокими техническими характеристиками и многофункциональностью.

Цифровые устройства РЗ различного назначения имеют много общего, а их структурные схемы очень похожи и подобны .

Центральным узлом цифрового устройства является микроЭВМ, которая через свои устройства ввода-вывода обменивается информацией с периферийными узлами. С помощью этих дополнительных узлов осуществляется сопряжение микроЭВМ (микропроцессора) с внешней средой: датчиками исходной информации, объектом управления, оператором и т. д.

### **10.3 Защита силового трансформатора**

Для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на вводах;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла.

Продольная дифференциальная токовая защита должна осуществляться с применением специальных реле тока, отстроенных от бросков тока намагничивания, переходных и установившихся токов небаланса (например, насыщающиеся трансформаторы тока, тормозные обмотки).

Продольная дифференциальная защита должна быть выполнена так, чтобы в зону ее действия входили соединения трансформатора со сборными шинами.

Допускается использование для дифференциальной защиты трансформаторов тока, встроенных в трансформатор, при наличии защиты, обеспечивающей отключение (с требуемым быстродействием) короткого замыкания в соединениях трансформатора со сборными шинами.

На понижающих трансформаторах мощностью 1 МВА и более в качестве защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними многофазными КЗ, должна быть предусмотрена максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения или без него, действующая на отключение.

На трансформаторах мощностью 0,4 МВА и более в зависимости от вероятности и значения возможной перегрузки следует предусмотреть максимальную токовую защиту от токов, обусловленных перегрузкой, с действием на сигнал.

Для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на вводах трансформатора устанавливается продольная дифференциальная защита. В качестве дополнительной защиты и защиты от протекания токов внешних КЗ устанавливается максимальная токовая защита. Аналогично МТЗ предусматривается защита от перегрузки, действующая на сигнал или на

отключение. Также устанавливаем газовую защиту с действием на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Рассматриваем защиту трансформатора ТДТН – 25000/110, установленного на ПС Алдан.

Алгоритмы защит терминала RET 521 выполняют расчеты в первичных величинах [18].

Расчет продольной дифференциальной токовой защиты

Для защиты трансформаторов высокого и сверхвысокого напряжения применяется блок микропроцессорной релейной защиты RET 521 производства фирмы АВВ. Терминал RET 521 может применяться для защиты двухобмоточных, трехобмоточных, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов [18].

Так как установка параметров терминала имеет ряд особенностей, расчет уставок продольной дифференциальной защиты выполняется по методике изготовителя.

Номинальные токи обмоток защищаемого силового трансформатора:

$$I_{ном} = \frac{S_{тр.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (161)$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение соответствующей стороны трансформатора, кВ.

$$I_{ном.СН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115,5} = 315 \text{ A};$$

$$I_{номНН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 3307 \text{ A}.$$

Для подключения терминала используются трансформаторы тока со следующими номинальными токами обмоток:

- на высокой стороне 600/1;

- на средней стороне 1000/1;

- на низкой стороне 4000/5.

Определим коэффициенты трансформации ТТ:

$$K_{T.BH} = \frac{600}{1} = 600;$$

$$K_{T.CH} = \frac{1000}{5} = 200;$$

$$K_{T.HH} = \frac{4000}{5} = 800.$$

Находим вторичные токи в номинальном режиме:

$$I_{CH.2} = \frac{I_{ном.CH}}{K_{T.CH}} A; \quad (162)$$

$$I_{CH.2} = \frac{315}{1000} = 0,315 A;$$

$$I_{HH.2} = \frac{I_{ном.HH}}{K_{T.HH}} A. \quad (163)$$

$$I_{HH.2} = \frac{3307}{800} = 4,134 A.$$

Исходя из полученных значений, принимаем номинальный ток входного ТТ терминала с высокой стороны 1 А, со средней и низкой – 5 А.

Необходимо проверить установленные ТТ на предельно допустимую кратность токов. Это можно выполнить через приведенную кратность токов следующим образом:

$$K'_{10} = \frac{I_{номТТ} \cdot K_m}{I_{ном.Т}} \geq \frac{I_{КЗ.вн. max*}}{I_{ном.Т}}; \quad (164)$$

где  $K'$  – приведенная кратность токов;

$I_{КЗ.вн. max*}$  – максимальный ток внешнего КЗ.

Для ТТ на высокой стороне:

$$K'_{10.BH} = \frac{1000 \cdot 200}{315} = 643 A \geq 71 A.$$

Для ТТ на низкой стороне:

$$K'_{10.HH} = \frac{4000 \cdot 800}{983} = 3255 \text{ A} \geq 40,367 \text{ A}.$$

Т.о., все выбранные трансформаторы проходят по условию установки.

Расчет минимального тока срабатывания  $I_{dmin*}$  выполняется в относительных единицах. При внешних КЗ дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dcp*} \geq K_{отс} I_{нб.расч*}, \quad (165)$$

где  $K_{отс} = 1,1$  – коэффициент отстройки.

Поскольку тормозная характеристика имеет горизонтальный участок до относительного тормозного тока, равного 1,25, то необходимо использовать уточненную формулу для расчета тока небаланса

$$I_{нб.расч*} = \sqrt{(K'_{пер} \cdot \varepsilon_*)^2 \cdot (1 + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр})^2 + (\Delta U_{рег} + \Delta f_{выр})^2}; \quad (166)$$

где  $K'_{пер}$  – коэффициент, учитывающий переходный процесс; для трансформатора номинальной мощностью 25 МВА принимаем

$$K'_{пер} = 1,5,$$

$$K''_{пер} = 2,5;$$

$\varepsilon$  – полная относительная погрешность ТТ,

$$\varepsilon = 0,1;$$

$\Delta U_{рег*}$  – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора,

$$\Delta U_{рег*} = 0,02;$$

$\Delta f_{выр*}$  – относительная погрешность выравнивания токов плеч,

$$\Delta f_{\text{выр}^*} = 0,02.$$

Минимальный ток срабатывания  $I_{d.\text{min}^*}$  следует выбирать по условию отстройки от тока небаланса при

$$I_{\text{bias}^*} = 1,25$$

$$I_{d.\text{min}^*} = 1,25 \cdot K_{\text{отс}} \cdot \sqrt{(K_{\text{неп}} \cdot \varepsilon_*)^2 \cdot (1 + \Delta U_{\text{рез}} + \Delta f_{\text{выр}})^2 + (\Delta U_{\text{рез}} + \Delta f_{\text{выр}})^2} \quad (167)$$

$$I_{d.\text{min}^*} = 1,25 \cdot 1,1 \cdot \sqrt{(1,5 \cdot 0,1)^2 \cdot (1 + 0,02 + 0,02)^2 + (0,02 + 0,02)^2} = 0,221 \text{ о.е.}$$

Принимаем

$$I_{d.\text{min}^*} = 0,25.$$

Производим выбор тормозной характеристики из набора стандартных, установленных для терминала. Параметры тормозных характеристик приведен в таблице.

Таблица 31 – Тормозные характеристики

№ тормозной характеристики	1	2	3	4	5
$K_{T1}$	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{T.\text{расч}^*}$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Ток небаланса равен:

$$I_{\text{нб.расч}^*} = \sqrt{(2,5 \cdot 0,1)^2 \cdot (1 + 0,02 + 0,02)^2 + (0,02 + 0,02)^2} = 0,263 \text{ о.е.}$$

Проверяем соответствие методом последовательных приближений. Сначала проверяем по третьей тормозной характеристике, то есть находим коэффициент торможения ( $K_{T1}$ ) через  $I_{T.\text{расч}^*}$  по формуле:

$$K_{T1.3} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}^*} \cdot I_{\text{скв}^*} - 0,7}{I_{\text{скв}^*} - I_{T.\text{расч}^*}} \quad (168)$$

$$K_{T1.3} = \frac{1,1 \cdot 0,263 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,58} = 0,4 \dots$$

Поскольку полученное значение больше 0,3, то по таблице выбираем

$$I_{T,расч}^* = 2,25$$

для характеристики №4.

$$K_{T1.4} = \frac{1,1 \cdot 0,263 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,224 \leq 0,3.$$

Расчет максимальной токовой защиты трансформатора

Максимальная токовая защита полностью защищает трансформатор и является вместе с тем его защитой от сверхтоков внешних коротких замыканий. Максимальная токовая защита устанавливается со всех сторон трансформатора [18].

Ток срабатывания защиты:

$$I_{СЗ.МТЗ} = \frac{K_{над} \cdot K_{сам.з}}{K_B} \cdot I_{P.max}, \quad (263)$$

где  $K_{над}$  – коэффициент надежности,  $K_{над} = 1,1$ ;

$K_B$  – коэффициент возврата,  $K_B = 0,8$ ;

$K_{сам.з}$  – коэффициент самозапуска двигателей,  $K_{сам.з} = 1$ ;

$I_{P.max}$  – максимальный рабочий ток трансформатора, А.

Максимальный рабочий ток трансформатора на стороне ВН равен 400 А.

$$I_{СЗ.МТЗ} = \frac{1 \cdot 2,5}{0,8} \cdot 158 = 494 \text{ А.}$$

Чувствительность проверяется по минимальному току двухфазного КЗ за трансформатором, приведенному к соответствующей стороне. Покажем пример для защиты, установленной на стороне ВН:

$$K_{\psi} = \frac{I_{К.ВН}^{(2)}}{I_{СЗ.МТЗ}}. \quad (169)$$

$$K_{\psi} = \frac{600}{550} = 1,21.$$

Чувствительность соответствует необходимому значению.

Выдержку времени принимаем равной 0,5 с.

Защита трансформатора от перегрузки.

Защита от перегрузки действует аналогично МТЗ, но с действием на сигнал или отключение при длительном протекании чрезмерных токов. Защиту от перегрузки устанавливаем со всех сторон трансформатора. Защиту реализуем с помощью функциональных блоков максимальной токовой защиты с выдержкой времени ТОС, действие защиты в этом случае осуществляется ступеню с низкой уставкой.

$$I_{C3.пер} = \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{раб.макс}, \quad (170)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки,  $K_{отс} = 1,05$ .

$$I_{C3.пер} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 158 = 207,375 \text{ А.}$$

В терминале RET 521 так же присутствует тепловая защита, которая действует при повышении температуры обмоток, сердечника или других элементов трансформатора. Повышение температуры может сигнализировать о наличии невыявленных газовой защитой межвитковых замыканий обмоток, неисправности системы охлаждения, протекании сверхтоков, пожаре в стали и т.д.

Выбор газовой защиты трансформатора

Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения, и в зависимости от этого действовать на сигнал или отключение.

Для защиты контакторного устройства РПН с разрывом дуги в масле следует предусматривать отдельное газовое реле и реле давления.

В нашей стране широко используется газовое реле с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа BF80/Q. Реле имеет некоторые конструктивные особенности. Однако принцип действия его такой же, как и других газовых реле.

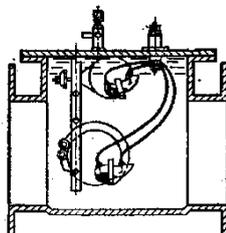


Рисунок 19 – Газовое реле типа BF-80/Q

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; относительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам. Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых – нереагирование ее на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после монтажа системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

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

Газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла должна быть предусмотрена

для трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более. Допускается устанавливать газовую защиту и на трансформаторах меньшей мощности. Для внутрицеховых подстанций газовую защиту следует устанавливать на понижающих трансформаторах практически любой мощности, допускающих это по конструкции, независимо от наличия другой быстродействующей защиты.

На защищаемом трансформаторе устанавливаем газовое реле типа ВФ-80/Q.

#### 10.4 Релейная защита отходящего присоединения

Для отходящего присоединения рассчитаем МТЗ (максимальную токовую защиту) на примере Ф-1.

Алгоритм расчёта релейной защиты следующий – для начала необходимо произвести расчёт тока срабатывания защиты:

$$I_{с.з.} = \frac{k_H k_{c/з} I_{раб}}{k_B} \quad (171)$$

где  $k_H$  – коэффициент надёжности микропроцессорной защиты;

$k_{c/з}$  – коэффициент, учитывающий толчки тока от самозапуска электродвигателей;

$k_B$  – коэффициент возврата;

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

Для расчёта используются следующие значения указанных коэффициентов:  $k_H = 1,05$ ;  $k_{c/з} = 1$ ;  $k_B = 0,95$ . На Ф-1 максимальный ток составил 256,8А.

$$I_{с.з.} = \frac{1,05 \cdot 256,8}{0,95} = 96,8 \text{ А.}$$

Ток надёжного срабатывания защиты определится из выражения:

$$I_{c.p} = I_{c.з} \cdot \left( \frac{k_{cx}}{k_{T.T}} \right), \quad (172)$$

где  $k_{cx}$  – коэффициент схемы;

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

Для расчёта используются следующие значения:  $k_{cx} = 1$  для схемы неполной звезды,  $k_{T.T} = 300/5$ .

Ток срабатывания защиты:

$$I_{c.p} = 96,8 \cdot \frac{1}{300/5} = 1,61A,$$

Покажем формулу расчёта коэффициента чувствительности:

$$k_{\chi} = \frac{I_{KЗ}^{(2)}}{I_{c.з}} \geq 1,5, \quad (173)$$

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

$I_{KЗ}^{(2)}$  равен 154,8А, тогда коэффициент чувствительности:

$$k_{\chi} = \frac{154,8}{96,8} = 1,6;$$

Условие выполняется.

$$1,6 \geq 1,5.$$

Выдержка времени МТЗ согласуется со временем срабатывания резервируемых защит:

$$t_1 = t_2 + \Delta t, \quad (174)$$

где  $t_1$  – выдержка времени рассчитываемой защиты;

$t_2$  – выдержка времени защиты, с которой ведётся согласование;

$\Delta t$  – степень селективности.

$$\Delta t = t_Q + t_{KT2} + t_{KT1} + t_{зан}, \quad (175)$$

где  $t_Q$  – время отключения выключателя,  $t_Q = 0,04$  с;

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

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

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

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

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

Ток срабатывания отсечки определяется по формуле:

$$I_{с.з.}^{TO} = k_n \cdot I_{к\max}^{(3)}, \quad (176)$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности защиты равен 1,1,;

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

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

$$I_{с.з.}^{TO} \geq k_{нам} \cdot \Sigma I_{т.ном}, \quad (177)$$

где  $k_{нам}$  – коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания силовых

трансформаторов,  $k_{нам} = 3 \dots 5$ ;

$\Sigma I_{т.ном}$  – сумма номинальных токов силовых трансформаторов, питаемых

по защищаемой цепи.

Коэффициент чувствительности токовой отсечки:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I^{(3)} \cdot \sqrt{3}}{I_{\text{с.з}} \cdot 2} \geq 1,5; \quad (178)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{1364}{96,8} = 14,1 \text{ кА.}$$

Токовую отсечку дополняют пусковым органом минимального напряжения.

## 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ

Под надежностью понимается свойство объекта – систем или элемента выполнять заданные функции, сохраняя показатели в заданных условиях эксплуатации. Мерой надежности является вероятность. Надежность системы обеспечивается такими ее свойствами и свойствами элементов, как работоспособность, безотказность, ремонтпригодность, долговечность. В настоящее время в технике и энергетике наибольшее распространение получили элементные методы расчета надежности систем, которые исходят из предположения, что система состоит из самостоятельных элементов, при этом, как правило, функциональные зависимости между параметрами режимов отдельных элементов системы рассматриваются приближенно.

Считается, что отказ системы в выполнении заданных функций наступает в результате отказа элементов или их групп, ошибок обслуживающего персонала, отказов релейной защиты и противоаварийной автоматики.

В качестве показателей надежности отдельных элементов и систем в практических инженерных расчетах в течение расчетного интервала времени принимаются следующие характеристики:

- вероятность отказа, или средний коэффициент вынужденного простоя  $q$ ;
- параметр потока отказов (среднее количество отказов)  $\omega$ , 1/год;
- среднее время восстановления  $t_v$ , ч;
- недоотпуск электроэнергии  $W_{нед}$ , МВт·ч.

Надежность электрической сети после реконструкции определяется расчетом надежности электроснабжения подстанции Хандыга. Перед расчетом надежности участка сети предварительно составляется расчетная схема замещения с точки зрения надежности, которая может отличаться от принципиальной электрической схемы:

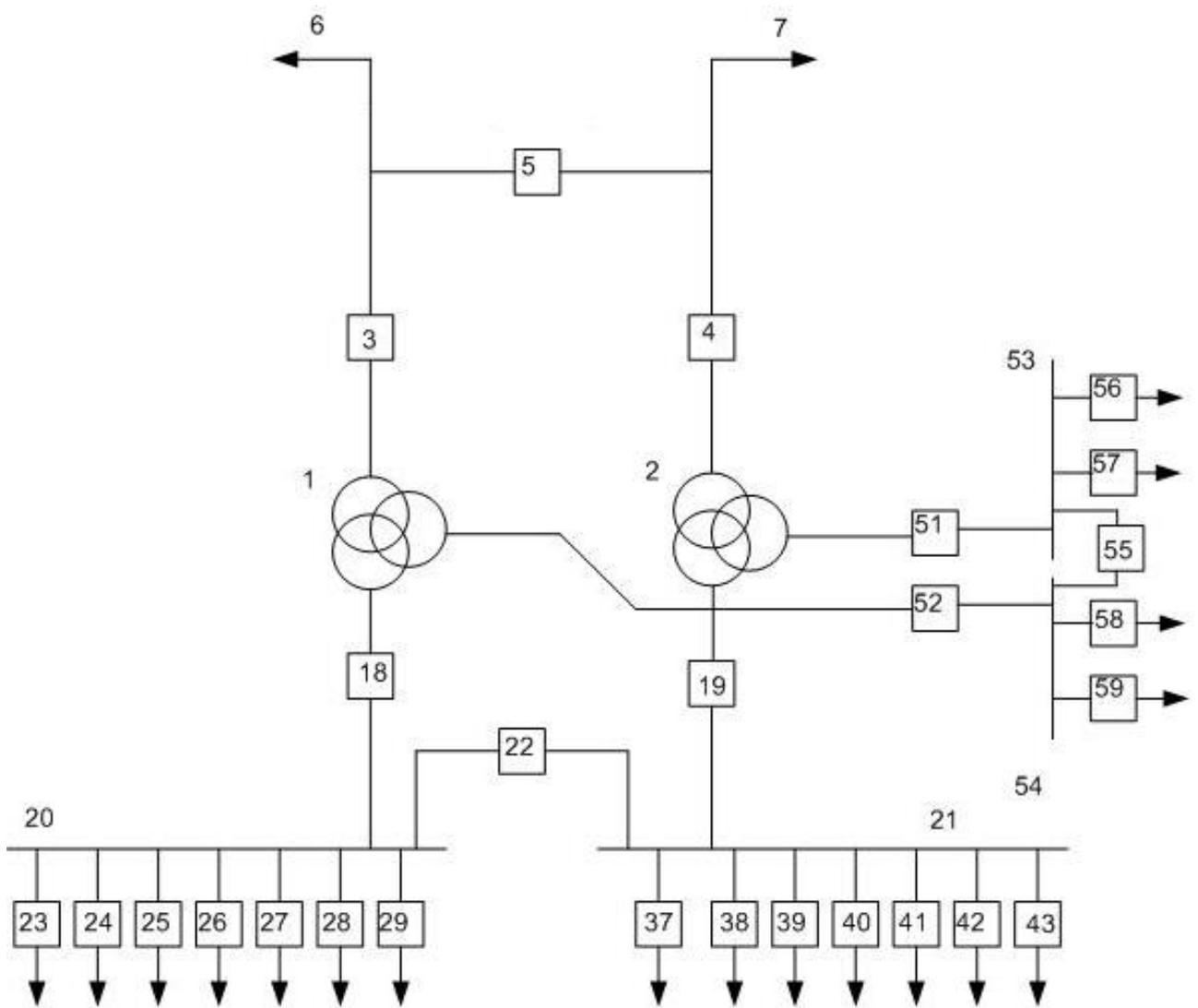


Рисунок 20 – Расчетная схема для оценки надежности питания от ПС Алдан по двум линиям 110 кВ от ПС Лебединый

Для каждого элемента расчетной схемы по справочным или эксплуатационным данным определяются следующие показатели надежности /20, с.268/:

- параметр потока отказов,  $\omega$ ;
- среднее время восстановления,  $t_{в}$ ;
- частота плановых отключений,  $\mu$ ;
- время плановых отключений,  $t_{пл}$ .

Таблица 32 – Показатели надежности элементов

Элемент	U <sub>НОМ</sub> , кВ	ω, 1/год	T <sub>В</sub> , ч	μ, 1/год	T <sub>Р</sub> , ч
1	2	3	4	5	6
Трансформаторы		0.025	60	1	30
Сборные шины	110	0.013	5	0.166	5
	35	0.020	7	0.166	4
	6	0,030	7	0,166	5
ВЛ одноцепная	110	0.34	14,3	2.8	17
	35	0.65	9	2.1	16
	6	7,64	5	0,17	-
Выключатели	110	0.02	55	0.2	122,2
	35	0.02	40	0.2	29,4
	6	0,009	20	0,14	10
Разъединители	110	0.01	7	0.166	12,8
	35	0.01	6	0.166	5.5
	6	0,01	7	0,166	3,7

Таблица 33 - Относительная частота отказов выключателей

Элемент	U <sub>НОМ</sub> , кВ	a <sub>ОП</sub>	a <sub>К</sub>
Выключатель	110	0.004	0.006
	35	0.005	0.012
	6	0,003	0,002

Для выключателя ВГТ-110П-40/2500 дополнительно определяются:

- относительная частота отказов при автоматическом отключении поврежденного смежного элемента,  $\alpha_{кз}=0,002$ ;
- относительная частота отказов при оперативных переключениях,  $\alpha_{оп}=0,002$ ;
- коэффициент неуспешного действия АПВ,  $K_{АПВ}=1/10$ ;
- число оперативных переключений,  $N_{оп}$  ;
- длительность оперативных переключений,  $T_{оп}$ .

На основе найденных единичных показателей надежности определяется комплексный показатель – вероятность отказа:

$$q = \frac{\omega \cdot T_B}{8760} \quad (179)$$

По расчетной схеме составляется схема замещения. При этом каждый элемент, который может отказать, замещается прямоугольником. Прямоугольники соединяются последовательно или параллельно в смысле надежности. Последовательное соединение используется для нерезервируемых частей схем; параллельное - для частей схем с резервированием замещением.

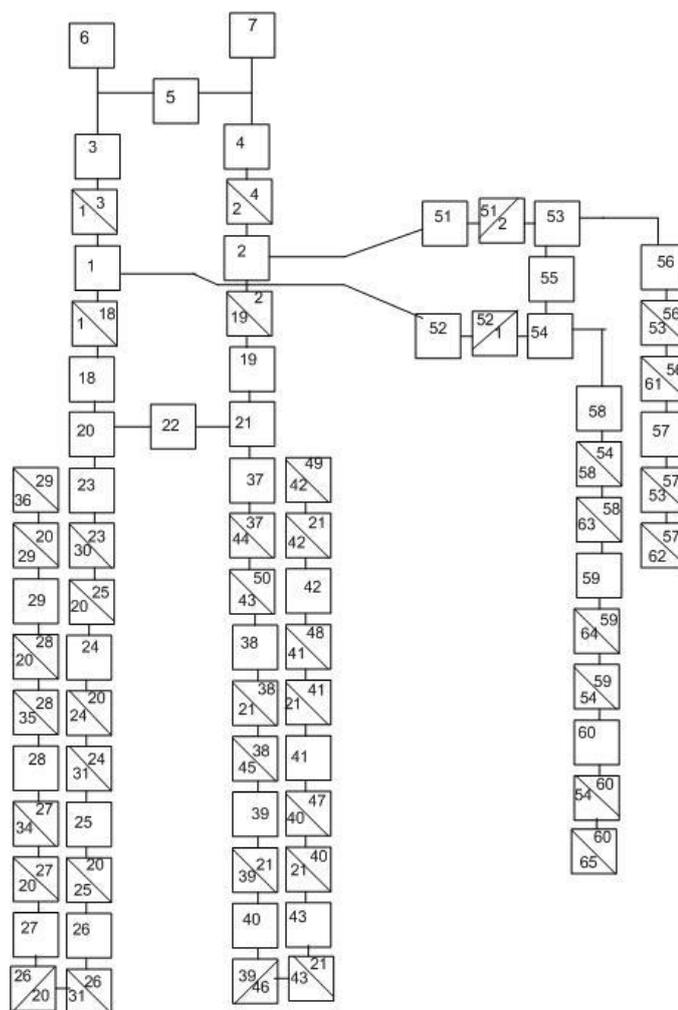


Рисунок 21 – Расчетная схема для оценки надежности

Под выключателем понимается весь комплекс оборудования в его ячейке РУ: изоляторы, измерительные трансформаторы, разъединители, РЗиА, поэтому для оценки надежности необходимо вводить модели выключателей, для которых параметр потока отказов определяется по следующему выражению:

$$\omega_{\epsilon} = \omega_{\epsilon.cm} + \alpha_{кз} \cdot (1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \omega_{эл.i} + \alpha_{оп} \cdot N_{оп}, \quad (180)$$

Где  $\omega_{в.ст}$  – частота отказов выключателя в статическом состоянии:

$$\omega_{в.ст} = \omega_{в} + 2\omega_{р} \quad (181)$$

$\alpha$  – коэффициент, учитывающий наличие или отсутствие АПВ,  $\alpha = 1$  если АПВ есть,  $\alpha = 0$ , если АПВ нет;

$\omega_{эл.i}$  – параметр потока отказов элемента присоединенного к выключателю  $i$ -го смежного элемента;

$\alpha_{оп} \cdot N_{оп}$  – частота отказов при оперативных переключениях.

Параметр потока отказов для первого выключателя равен:

$$\omega_{в.ст} = \omega_{в} + 2\omega_{р} = 0,004 + 2 \cdot 0,01 = 0,024 \quad (182)$$

$$\begin{aligned} \omega_1 = \omega_{в.ст} + \alpha_{кз} \cdot \left( (1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) (\omega_{л3} + \omega_{л4} + \omega_{л6}) + q_{дист.з} (\omega_{л3} + \omega_{л4} + \omega_{л6}) \right) + \\ + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} = 0,024 + 0,002 \cdot \left( \left( 1 + \frac{1}{10} \right) \cdot (0,078 + 0,091 + 0,088) + 1,3 \cdot 10^{-3} (0,078 + \right. \\ \left. 0,091 + 0,088) \right) + 0,002 \cdot 12 = 0,049 \end{aligned}$$

Для выключателя:

$$\begin{aligned} \omega_8 = \omega_{в.ст} + \alpha_{кз} \cdot \left( (1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) (\omega_{л3} + \omega_{л4} + \omega_{л6}) + q_{дист.з} (\omega_{л3} + \omega_{л4} + \omega_{л6}) \right) + \\ + (q_{диф.з} + q_{г.з}) \cdot \omega_{ат} + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} = 0,024 + 0,002 \cdot \left( 1 + \frac{1}{10} \right) \cdot (0,078 + 0,091 + 0,088) + \\ + 1,3 \cdot 10^{-3} (0,078 + 0,091 + 0,088) + 0,025 \cdot (0,0013 + 0,003) + 0,002 \cdot 12 = 0,049 \end{aligned}$$

Где  $q_{дист.з}$ ,  $q_{диф.з}$ ,  $q_{г.з}$  – вероятности отказа дистанционной, дифференциальной и газовой защит.

Вероятность отказа выключателя определяется выражением:

$$q_{в} = \omega_{в} \cdot t_{в.в} + 2\omega_{р} \cdot t_{в.р} + \alpha_{кз} \cdot (1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \omega_{эл.i} \cdot t_{в.i} + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot T_{оп} \quad (183)$$

Для 1 выключателя определим:

$$q_1 = \omega_B \cdot t_{B,B} + 2\omega_p \cdot t_{B,p} + \alpha_{кз} \cdot (1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \cdot (\omega_{л3} \cdot t_{B,л} + \omega_{л4} \cdot t_{B,л} + \omega_{л6} \cdot t_{B,л}) \times$$

$$\times q_{дист.з} (\omega_{л3} \cdot t_{B,л} + \omega_{л4} \cdot t_{B,л} + \omega_{л6} \cdot t_{B,л}) + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot T_{оп} = 0,004 \cdot 1,26 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 0,01 \times$$

$$\times 1,26 \cdot 10^{-3} + 0,002 \cdot \left(1 + \frac{1}{10}\right) \cdot (0,078 + 0,091 + 0,088) \cdot 1,63 \cdot 10^{-3} + 1,3 \cdot 10^{-3} \cdot (0,078 +$$

$$+ 0,091 + 0,088) \cdot 1,63 \cdot 10^{-3} + 0,002 \cdot 12 \cdot 4 \cdot 10^{-4} = 4,065 \cdot 10^{-5}.$$

Эквивалентирова схему замещения получаем:

$$\omega_{16} = \omega_1 + \omega_3 = 0,049 + 0,078 = 0,127$$

$$\omega_{17} = \omega_2 + \omega_4 = 0,049 + 0,091 = 0,14,$$

$$\omega_{18} = \omega_5 + \omega_7 + \omega_{10} = 0,048 + 0,171 + 0,048 = 0,27,$$

$$\omega_{19} = \omega_6 + \omega_8 = 0,088 + 0,049 = 0,137,$$

$$\omega_{20} = \omega_{12} + \omega_{14} = 0,013 + 0,025 = 0,038,$$

$$q_{16} = q_1 + q_3 = 4,07 \cdot 10^{-5} + 1,27 \cdot 10^{-4} = 1,68 \cdot 10^{-4},$$

$$q_{17} = q_2 + q_4 = 4,07 \cdot 10^{-5} + 1,49 \cdot 10^{-4} = 1,89 \cdot 10^{-4},$$

$$q_{18} = q_5 + q_7 + q_{10} = 4,03 \cdot 10^{-5} + 2,79 \cdot 10^{-4} + 4,03 \cdot 10^{-5} = 3,6 \cdot 10^{-4}$$

$$q_{19} = q_6 + q_8 = 1,44 \cdot 10^{-4} + 4,07 \cdot 10^{-4} = 1,84 \cdot 10^{-4},$$

$$q_{20} = q_{12} + q_{14} = 7,42 \cdot 10^{-6} + 1,71 \cdot 10^{-4} = 1,79 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{21} = \omega_{16} \cdot q_{17} + \omega_{17} \cdot q_{16} + \omega_{19} = 0,127 \cdot 1,89 \cdot 10^{-4} + 0,14 \cdot 1,68 \cdot 10^{-4} + 0,137 =$$

$$= 0,137$$

$$q_{21} = q_{17} \cdot q_{16} + q_{19} = 1,89 \cdot 10^{-4} \cdot 1,68 \cdot 10^{-4} + 1,84 \cdot 10^{-4} = 1,84 \cdot 10^{-4}$$

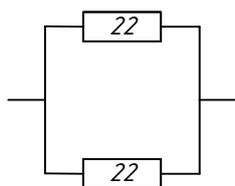


Рисунок 22 – Эквивалентирование расчетной схемы

$$\omega_{22} = \omega_{18} \cdot q_{21} + \omega_{21} \cdot q_{18} + \omega_{20} = 0,268 \cdot 1,84 \cdot 10^{-4} + 0,137 \cdot 3,6 \cdot 10^{-4} + 0,038 = 0,038$$

$$q_{22} = q_{18} \cdot q_{21} + q_{20} = 3,6 \cdot 10^{-4} \cdot 1,84 \cdot 10^{-4} + 1,79 \cdot 10^{-4} = 1,79 \cdot 10^{-4} \quad (184)$$

Параметр потока отказов системы:

$$\omega_c = 2 \cdot \omega_{22} \cdot q_{22} = 2 \cdot 0,038 \cdot 1,787 \cdot 10^{-4} = 1,36 \cdot 10^{-5} \quad (185)$$

Средняя вероятность состояния отказа системы:

$$q_c = q_{22}^2 = 3,194 \cdot 10^{-8}$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{bc} = \frac{q_c}{\omega_c} = \frac{3,194 \cdot 10^{-8}}{1,36 \cdot 10^{-5}} = 2,055 \text{ ч.} \quad (186)$$

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{нед} = P \cdot p(P) \cdot T = 140 \cdot 10^3 \cdot 3,194 \cdot 10^{-8} \cdot 8760 = 33 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (187)$$

Среднее время безотказной работы системы находится по формуле:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c} \quad (188)$$

Расчетное время безотказной работы системы определяем по формуле:

$$T_p = 0,105 \cdot \frac{1}{\omega_c} \quad (189)$$

Таблица 34 – Показатели надежности рассматриваемой схемы

Параметр	$q_c$	$\omega_c$	$T_c$ , год	$T_p$ , год	$t_{BC}$ , ч
Значения	0,003194	$1,36 \cdot 10^{-5}$	73,5	7,7	2,055

Исходные данные для расчета надёжности схемы до реконструкции.

Схема замещения подстанции, представлена на рисунке 00:

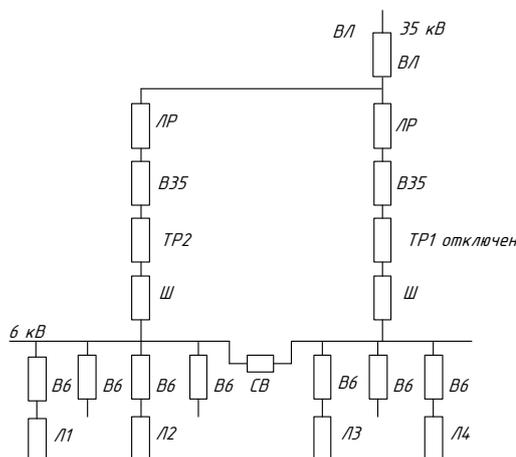


Рисунок 23 – Схема замещения до реконструкции

Для каждого элемента по справочным данным [5, с.227, табл п1.4-1.10], определяем показатели надежности.

Средняя частота устойчивых отказов ВЛ 35 кВ определена как модель:

$$\lambda_{ВЛ} = \lambda_{ВЛуст} + \lambda_{ВЛнеуст}, \quad (190)$$

где  $\lambda_{ВЛуст}$  - вероятность отказа при устойчивом КЗ;

$\lambda_{ВЛнеуст}$  - вероятность отказа при неустойчивом КЗ.

$$\lambda_{ВЛуст} = l \cdot \lambda_{ВЛ} = 4,03 \cdot 0,007 = 0,028; \quad (191)$$

$$\lambda_{ВЛнеуст} = \alpha \cdot \lambda_{ВЛуст} = 2 \cdot 0,028 = 0,056, \quad (192)$$

где  $l$  - длина линии, км,

$\alpha$  - коэффициент средней частоты неустойчивых отказов.

$$\lambda_{ВЛ} = 0,028 + 0,056 = 0,08 = . \quad )$$

Средняя частота устойчивых отказов выключателя 35 кВ определена как модель:

$$\lambda_{B\text{модель}} = \lambda_B + 2 \cdot \lambda_p + a_{он} \cdot N_{он} + a_{кз} \cdot (\lambda_{газ.защ} + \lambda_{ДЗТ}) \cdot \lambda_{Тр}, \quad (193)$$

где  $\lambda_B$  - вероятность отказа выключателя;

$\lambda_p$  - вероятность отказа разъединителя, [5, с.490, табл 8.10];

$a_{он}$  - вероятность отказа на коммутационную операцию, [5, с.430];

$N_{он}$  - ожидаемое число плановых и аварийных коммутаций, [5, с.430];

$a_{кз}$  - вероятность отказа при отключении короткого замыкания;

$\lambda_{газ.защ}$  - средняя частота ложных отказов газовой защиты тр-ра ;

$\lambda_{Тр}$  - средняя частота ложных отказов трансформатора;

$\lambda_{ДЗТ}$  - средняя частота ложных отказов дистанционной защиты.

$$\lambda_{B110\text{модель}} = 0.02 + 0.01 + 0,006 \cdot 8 + 0.006 \cdot (0.68 + 0.45) \cdot 0.012 = 0.078 ;$$

$$q_{B110\text{модель}} = \frac{0.02 \cdot 25}{8760} + \frac{0.01 \cdot 6}{8760} + \frac{0.006 \cdot 8}{8760} + \frac{0.006 \cdot (0.68 + 0.45) \cdot 0.012 \cdot 70}{8760} ;$$

$$q_{B110\text{модель}} = 7.006 \cdot 10^{-5} \quad )$$

Средняя частота устойчивых отказов выключателя 6 кВ определена как модель:

$$\lambda_{B6\text{модель}} = \lambda_B + 2 \cdot \lambda_p = 0,01 + 2 \cdot 0,01 = 0,03. \quad (194)$$

$$q_{B6\text{модель}} = \frac{\lambda_B \cdot t_{BB}}{8760} + \frac{2 \cdot \lambda_p \cdot t_{BP}}{8760} = \frac{0,01 \cdot 15}{8760} + \frac{2 \cdot 0,01 \cdot 6}{8760} = 3,082 \cdot 10^{-5} \quad (195)$$

Все показатели надежности сведем в таблицу.

Таблица 35 – Показатели надежности

Показатели надежности	Средняя частота устойчивых отказов, $\lambda$	Среднее время восстановления, $t_B, \text{ч}$	Средняя частота плановых отключений, $\lambda_{пл}$	Среднее время планового восстановления, $t_{пл,ч}$
1	2	3	4	5
ВЛ 110 кВ	0,085	10	1,2	15
Раз-ль 110кВ	0,01	6	0,166	6
Выкл. 110 кВ	0,078	25	0,14	9
Тр-р 110 кВ	0,012	70	0,75	26
Шины 6 кВ	0,42	7	0,166	5
Выкл. 6 кВ	0,03	15	0,03	15
КЛ1	0,0064	5	0,17	2
КЛ2	0,006	5	0,17	2
КЛ3	0,0056	5	0,17	2
КЛ4	0,0071	5	0,17	2

Расчет проведем в нормальном режиме:

Параметры цепочек при преднамеренном отключении:

$$\lambda_c = \sum_1^n \lambda_i + \lambda_{пр.наиб}, \quad (196)$$

где  $\lambda_{пр.наиб}$  - наибольшая средняя частота плановых отключений цепочки.

$$\lambda = \lambda_{ВЛ} + 3\lambda_P + \lambda_{В110.мод} + \lambda_T + 11 \cdot \lambda_{В6.мод} + \lambda_{Ш1} + \lambda_{КЛ1} + \lambda_{КЛ2} + \lambda_{КЛ3} + \lambda_{КЛ4} + 1,2 \cdot \lambda_{пр.наиб} \quad (197)$$

$$\lambda_i = 0.085 + 3 \cdot 0,01 + 0.078 + 0.012 + 0.42 + 11 \cdot 0.03 + 0.0064 + 0.006 + 0.0056 + 0.0071 + 0.0064 + 1.2 \cdot 1.2 = 2.453 \quad \text{1/год.}$$

Вероятность отказа цепочки:

$$q_u = \sum_1^n \lambda_i \cdot t_{Bi}, \quad (198)$$

т.к.  $t_B$  задано в часах, то его нужно выразить в годах ( $\lambda$  имеет размерность 1/год), т.е.  $t_B^* = \frac{t_B}{8760}$ .

$$q = \left( \lambda_{БЛ} \cdot t_{БЛ} + 3\lambda_P \cdot t_P + \lambda_{Ш} \cdot t_{Ш} + \lambda_T \cdot t_T + \right. \\ \left. + \lambda_{КЛ1} \cdot t_{КЛ1} + \lambda_{КЛ2} \cdot t_{КЛ2} + \lambda_{КЛ3} \cdot t_{КЛ3} + \lambda_{КЛ4} \cdot t_{КЛ4} + \right) \cdot \frac{1}{8760} + \\ + q_{B35 \text{ мод}} + 11 \cdot q_{B6 \text{ мод}} \quad (199)$$

$$q = \left( 0,085 \cdot 10 + 3 \cdot 0,01 \cdot 6 + 0,42 \cdot 7 + 0,012 \cdot 70 + 0,0064 \cdot 16 + \right. \\ \left. + 0,006 \cdot 16 + 0,0056 \cdot 16 + 0,0071 \cdot 16 + 0,0064 \cdot 16 + 0,006 \cdot 16 \right) \cdot \frac{1}{8760} + \\ + 7,006 \cdot 10^{-5} + 11 \cdot 3,082 \cdot 10^{-5}$$

$$q = 1,112 \cdot 10^{-3} \text{ 1/год.}$$

Среднее время восстановления каждой цепочки:

$$\lambda_{\text{восст}} = \lambda - \lambda_{\text{пр.наиб}} = 2,453 - 1,2 = 1,253 \text{ 1/год}; \quad (200)$$

$$\bar{t}_B = \frac{q}{\lambda_{\text{восст}}} \cdot 8760 = \frac{1,112 \cdot 10^{-3}}{1,253} \cdot 8760 = 7,78 \text{ час.} \quad (201)$$

Определим параметр потока отказов системы, состоящей из одного элемента:

$$\lambda_c = \lambda ;$$

$$\lambda_c = 2,453 .$$

Средняя вероятность состояния отказа системы:

$$q_c = K_{п.с.} = q = 1,112 \cdot 10^{-3} . \quad (202)$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$\bar{T}_C = \frac{1}{\lambda_c} = \frac{1}{2,453} = 0,408 \text{ лет.} \quad (203)$$

Расчетное время безотказной работы при  $\alpha = 0,1$ :

$$\bar{T}_p = -\ln(1 - \alpha) \cdot \bar{T} = -\ln(1 - 0,1) \cdot 0,408 = 0,043 \quad \text{лет.} \quad (204)$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{BC} = \frac{q_C}{\lambda_C} = \frac{1,112 \cdot 10^{-3}}{2,453} \cdot 8760 = 3,972 \text{ ч.} \quad (205)$$

До реконструкции подстанции:

$$W_{нед1} = 1,112 \cdot 10^{-3} \cdot 5770 \cdot 8760 = 56206,26 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

После реконструкции подстанции:

$$W_{нед2} = 5770 \cdot 1,168 \cdot 10^{-4} \cdot 8760 = 5903,7 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Общая величина ущерба до реконструкции подстанции:

$$U = 56206,26 \cdot 1,5 = 8,4 \cdot 10^4 \text{ руб.}$$

Общая величина ущерба после реконструкции подстанции:

$$U = 5903,7 \cdot 1,5 = 0,88 \cdot 10^4 \text{ руб.}$$

Таким образом, в соответствии с произведенным расчетом и полученными показателями надежность электроснабжения после реконструкции увеличилась. Рассчитанный ущерб от перерыва электроснабжения обуславливает экономическую эффективность и целесообразность реконструкции существующей системы электроснабжения подстанции Алдан.

## 12 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ АЛДАН

### 12.1 Заземление подстанции Алдан

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надежно соединяться с землей.

Для выполнения заземления используют заземлители. Количество заземлителей определяется расчетом в зависимости от необходимого сопротивления заземляющего устройства или допустимого напряжения прикосновения. Размещение заземлителей производится таким образом, чтобы достичь равномерного распределения электрического потенциала на площади, занятой оборудованием. Для этой цели на территории ОРУ прокладывают заземляющие полосы вдоль рядов оборудования и в поперечном направлении.

Расчет заземления подстанции подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя.

Для расчета заземлителя в виде сетки необходимо определить площадь, используемую под заземлитель по формуле:

$$S=(A+2\cdot 1,5)\cdot(B+2\cdot 1,5) \quad (206)$$

$$S=(34+2\cdot 1,5)\cdot(42+2\cdot 1,5) = 1147,5 \text{ м}^2$$

где  $A$  - ширина территории ОРУ, м;

$B$  - длина территории ОРУ, м.

Принимаем диаметр горизонтальной сетки в виде прутков диаметром  $20 \text{ мм}^2$

Проверка сечения горизонтальных проводников по условиям механической прочности:

$$F_{\text{м.п.}} = \pi \cdot R^2 \quad (207)$$

$$F_{\text{м.п.}} = 314,59 \text{ мм}^2$$

где R- радиус провода.

Проверка сечения проводников по условиям термической стойкости:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{K.3}^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}} \quad (208)$$

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{21,5^2 \cdot 0,25}{400 \cdot 21}} = 117,292$$

где  $I_{K3}$  - ток короткого замыкания;

t - время срабатывания релейной защиты, 0,5 с;

$\beta$  - коэффициент термической стойкости, (для стали  $\beta=21$ ).

Проверка сечения проводников по условиям коррозионной стойкости:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (D_{пр} + S_{cp}), \quad (209)$$

$$S_{cp} = a_3 \cdot \ln^3 T + a_2 \cdot \ln^2 T + a_1 \cdot \ln T + a_0 \quad (210)$$

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln^3 240 + 0,0031 \cdot \ln^2 240 + 0,0041 \cdot \ln 240 + 0,243 = 1,384 \text{ мм}^2$$

где T - время использования заземлителя, мес.;

$a_1, a_2, a_3, a_0$  - коэффициенты зависящие от грунта.

Проверка выбранного сечения проводника по термической и коррозионной стойкости:

$$F_{м.п.} \geq F_{кор} + F_{T.C.} \quad (211)$$

$$314,59 \geq 92,937 + 117,292 = 210,265 \text{ мм}^2$$

Определение общей длины полос сетки заземлителя:

$$L_{\Sigma} = \frac{A + 2 \cdot 1,5}{a_q} \cdot (B + 2 \cdot 1,5) + \frac{B + 2 \cdot 1,5}{a_q} \cdot (A + 2 \cdot 1,5) = 492,042 \quad (212)$$

где  $a_q$  - расстояние между полосами сетки, м.

Уточнение длины горизонтальных полос квадратичной модели со стороной  $\sqrt{S}$ . В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_2}{2\sqrt{S}} - 1 \quad (213)$$

$$m = \frac{492,042}{2\sqrt{1147,5}} - 1 = 6,263$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2\sqrt{S} \cdot (m + 1) = 541,996 \text{ м}$$

Определение количества вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4\sqrt{S}}{\frac{a}{l_e} \cdot l_e} = 11,596 \quad (214)$$

где  $a$  – расстояние между вертикальными электродами, равная  $b$  м;

$l_e$  – длина вертикальных электродов, м.

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{CT} = \rho_1 \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_e \cdot l_e} \right) + \rho_2 \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_e \cdot l_e} \right) \quad (215)$$

где  $\rho$  - удельное сопротивление грунта;

$A$  – параметр зависящий от соотношения  $l_e / \sqrt{S}$ , равный 0,26.

$$R_{CT} = 30 \cdot \left( \frac{0,26}{\sqrt{1147,5}} + \frac{1}{492,042 + 12 \cdot 5} \right) + 10 \cdot \left( \frac{0,26}{\sqrt{1147,5}} + \frac{1}{492,042 + 12 \cdot 5} \right) = 0,285$$

Определение импульсного сопротивления заземлителя. Для этого рассчитывается импульсный коэффициент:

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_m + 45)}} \quad (216)$$

где  $I_m$  – ток молнии, кА.

$$R_H = R_{CT1} \cdot a_{H1} + R_{CT2} \cdot a_{H2} \quad (217)$$

$$R_H = 0,285 \cdot 1,205 + 0,118 \cdot 1,241 = 0,461$$

Полученное значение сопротивление заземлителя ОРУ-110 кВ менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

## 12.2 Защита от прямых ударов молнии

Для защиты ОРУ от прямых ударов молнии наиболее простым и дешевым решением является применение стержневых молниеотводов устанавливаемых на металлических конструкциях ОРУ и других высоких объектах.

Методика выбора системы молниеотводов основана на понятии зоны защиты, под которой подразумевается некоторое пространство в окрестности молниеотводов, внутри которого любое сооружение защищено от прорывов молнии с надежностью не ниже заданной.

Эффективная высота молниеотводов определяется по формуле:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (218)$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 20 = 17 \text{ м}$$

где  $h$  – высота молниеотводов, м.

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = 21,2 \text{ м} \quad (219)$$

Радиус внешней зоны при условии

$$h < L \leq 2 \cdot h, \quad r_{с.о} = r_0 \text{ м}, \quad (220)$$

если

$$2h < L \leq 4h \quad (230)$$

$$r_{с.о} = r_0 \left( 1 - \frac{0,2 \sqrt{L - 2h}}{h} \right) = 11,224$$

Высота зоны защиты в середине между молниеотводами:

$$h_{ср} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) = 17,176 \quad (240)$$

Радиус зоны защиты в середине между молниеотводами на высоте равной высоте защищаемого объекта  $h_x$ :

$$r_{c.x} = r_{c0} \sqrt{\frac{h_{cn} - h_x}{h_{cn}}} = 11,943$$

Радиус зоны защиты на высоте равной высоте защищаемого объекта возле молниеотвода:

$$r_x = r_0 \sqrt{1 - \frac{h_x}{h_{nn}}} = 11,847$$

На уровне земли территория подстанции полностью защищена от прямых ударов молнии, на высоте 8 метров все элементы ОРУ находятся внутри соответствующих зон защиты.

## 13 АВТОМАТИКА, СИГНАЛИЗАЦИЯ, ТЕЛЕМЕХАНИКА И ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ НА ПС АЛДАН

### 13.1 Автоматика на ПС Алдан

Действие противоаварийной автоматики должно быть селективным и не должно приводить к каскадному развитию аварийного режима. Алгоритм функционирования и противоаварийная автоматика параметры настройки устройств и комплексов противоаварийной автоматики должны соответствовать схемно-режимным условиям работы энергосистемы и обеспечивать минимизацию управляющих воздействий. При получении в пределах установленного интервала времени (интервала одновременности) на объекте электроэнергетики команд противоаварийной и режимной автоматики на реализацию одного вида УВ должна быть реализована команда противоаварийной автоматики.

При получении в пределах установленного интервала времени (интервала одновременности) на объекте электроэнергетики команд противоаварийной и режимной автоматики на реализацию разных видов УВ на одном и том же оборудовании должна быть реализована команда противоаварийной автоматики.

Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии должны обеспечить передачу диспетчерскому центру субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике телесигналов о срабатывании устройств и комплексов противоаварийной автоматики являющихся объектами диспетчеризации.

Противоаварийная автоматика должна обеспечивать выполнение своих функций при любом отказе одного устройства противоаварийной автоматики, не связанном с аварийным событием, требующим срабатывания противоаварийной автоматики

Автоматический ввод резерва

В дипломном проекте предусматривается устройства автоматического ввода резерва (АВР), которое устанавливается на РП, для которых предусмотрены два источника питания, работающих отдельно в нормальном режиме.

Схемы АВР должны:

- а) обеспечивать возможно раннее выявление отказа рабочего источника питания;
- б) действовать согласованно с другими устройствами автоматического (АПВ, АЧР) в интересах возможно полного сохранения технологического процесса;
- в) не допускать включения резервного источника на КЗ;
- г) исключать недопустимые несинхронные включения потерявших питание синхронных электродвигателей на сеть резервного источника;
- д) не допускать подключения потребителей к резервному источнику, напряжение на котором понижено.

Выключатели, включаемые устройствами АВР, должны иметь контроль исправности цепи включения.

Автоматическое повторное включение

Автоматическое повторное отключение выключателя должно осуществляться после неоперативного отключения выключателя, за исключением случая включения от релейной защиты присоединения, на котором установлено устройство АПВ, непосредственно после включения выключателя оперативным персоналом или средствами телеуправления, после действия защит от внутренних повреждений трансформаторов или устройств противоаварийной системы автоматики.

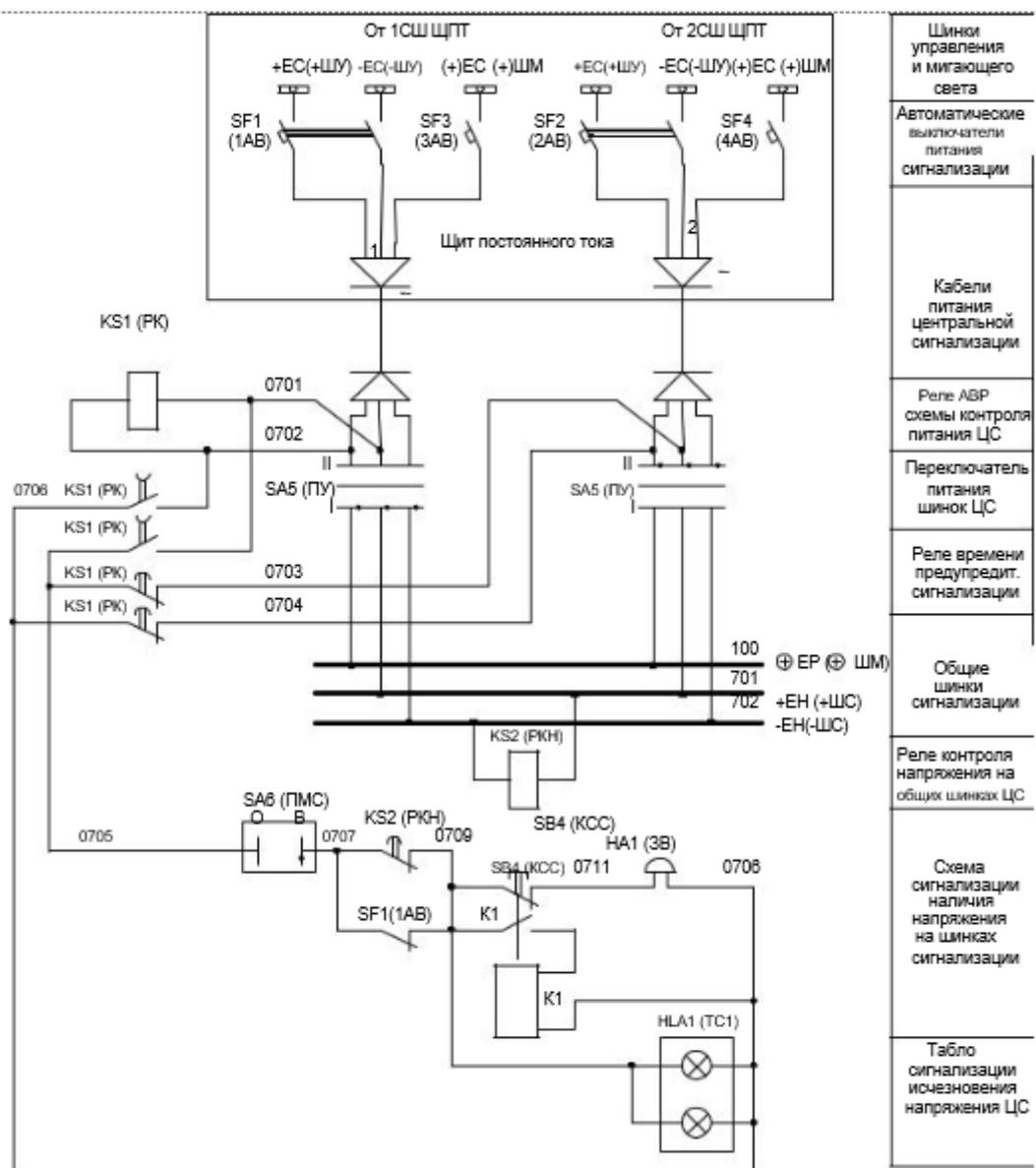
Время действия АПВ должно быть не меньше необходимого для полной деионизации среды в месте КЗ и для подготовки привода выключателя к повторному включению, должно быть согласовано со временем работы других устройств автоматики (например, АВР), защиты, учитывать возможности источников оперативного тока по питанию

электромагнитов включения выключателей, одновременно включаемых от УАПВ. Характеристики выходного импульса устройств АПВ должны обеспечивать надежное одно или двукратное (в зависимости от требований) включение выключателя.

### **13.2 Сигнализация на ПС Алдан**

На подстанции Алдан после реконструкции выбран постоянный оперативный ток. На крупных энергетических объектах с источником постоянного оперативного тока исполнение схемы центральной сигнализации имеет свои особенности.

Питание схемы центральной сигнализации постоянным оперативным током осуществляется через автоматические выключатели «Сигнализация» от двух секций шинок управления щита постоянного тока.



Шины управления и мигающего света
Автоматические выключатели питания сигнализации
Кабели питания центральной сигнализации
Реле АВР схемы контроля питания ЦС
Переключатель питания шин ЦС
Реле времени предупредит. сигнализации
Общие шины сигнализации
Реле контроля напряжения на общих шинах ЦС
Схема сигнализации наличия напряжения на шинах сигнализации
Табло сигнализации исчезновения напряжения ЦС

Рисунок 24 - Схема организации питания общих шин центральной сигнализации на постоянном оперативном токе

Переключение питания центральной сигнализации с одного кабеля на другой при исчезновении напряжения осуществляется вручную, при помощи переключателя SA5 (ПУ). Так как панель центральной сигнализации находится на щите управления, где постоянно находится дежурный персонал, такое переключение может производиться достаточно быстро.

Контроль напряжения на шинах центральной сигнализации осуществляется при помощи реле KS2 (PKH). Исчезновение напряжения сигнализируется звуковым (звонок) и световым (табло HLA1 (TC1) )

сигналами, питание которых автоматически переключается на резервное контактами реле KS1 (PK) при исчезновении напряжения на кабеле 1. Кнопка SB4 (KCC) служит для съема звукового сигнала. При нажатии кнопка самоудерживается до исчезновения неисправности, то есть, до переключения SA5 (ПУ) на питание от кабеля 2 и восстановления напряжения на шинках ± ЕН (± ШС). При уходе обслуживающего персонала с подстанции местная сигнализация отключается при помощи переключателя SA6 (ПМС).

Аварийная и предупредительная сигнализация должны обеспечивать повторность действия, т.е. возможность принятия нового сигнала после ручного или автоматического съема звукового сигнала, независимо от наличия действующих предыдущих аварийных или предупредительных сигналов. Это достигается применением микроэлектронных двустабильных реле тока импульсной сигнализации типа РТД-11. Ранее для этой цели применялись реле импульсной сигнализации типа РИС-Э2М, РИС-Э3М и др.

При аварийном отключении выключателя замыкается цепь: шинка +ЕН (+ШС), индивидуальная цепь несоответствия выключателя, токоограничивающий резистор, шинка ЕНА (ШЗА). При этом через первичную обмотку трансформатора тока реле КНА1 (РИС1) типа РТД-11 (выводы 21-19) протекает постоянный ток. При его появлении в обмотке возникает переходный ток положительного направления, наводящий во вторичной обмотке импульс отрицательной полярности, который после преобразования поступает на вход реагирующего органа и приводит к срабатыванию реле.

При появлении сигнала о повреждении изоляции в цепях постоянного оперативного тока (сигнал формируется устройством автоматического контроля изоляции на щите постоянного тока), поврежденный участок определяется поочередным отключением отходящих линий автоматическими выключателями на щите постоянного тока. В случае, если повреждение произошло на линии питания цепей сигнализации, участок с поврежденной изоляцией находят поочередным отключением участковых переключателей

SA1 –SA3. При отключении переключателя поврежденного участка исчезает сигнал «Земля в цепях оперативного тока». Дальнейший поиск места повреждения осуществляется поочередным отключением от участковых шин цепей индивидуальных сигналов. Для облегчения этой операции присоединение цепей индивидуальных сигналов к шинкам сигнализации производится через специальные разъединительные контактные зажимы.

Расшифровка причин срабатывания предупредительной сигнализации осуществляется по выпавшим бликерам индивидуальных указательных реле.

На центральном щите управления крупных объектов, для облегчения определения причин срабатывания предупредительной сигнализации, неисправность высвечивается на световых табло.

Для сокращения количества индивидуальных табло, а также для более быстрой расшифровки обслуживающим персоналом поступающей информации о состоянии электрооборудования, сигнализация выполняется с использованием групповых табло, расположенных на панелях управления и указывающих объект, на котором возникла неисправность или повреждение. Применение такой системы резко сокращает количество табло, по сравнению со схемами с индивидуальными табло для каждого сигнала неисправности или повреждения электрооборудования.

При эксплуатации возможно одновременное появление разных неисправностей двух объектах одного и того же участка. При этом загораются одновременно два групповых табло вида неисправности и два индивидуальных табло объектов. На крупных объектах с большим количеством индивидуальных и групповых табло, для облегчения расшифровки сигналов предусматриваются индивидуальные кнопки вызова объектов, при нажатии на которые снимается питание со всех цепей сигнализации, воздействующих на групповое табло данного участка, и высвечивается табло вида неисправности только одного выбранного объекта.

Для повышения надежности действия световой сигнализации табло световой сигнализации выполняются двухламповыми с параллельным соединением ламп. Это обеспечивает действие сигнализации при перегорании одной из них.

Схемой цепей сигнализации крупных объектов предусматривается возможность периодического контроля исправности ламп табло при помощи специальных участковых переключателей опробования ламп. При переключении его в положение «Опробование» лампы в каждом световом табло оказываются включенными последовательно на напряжение источника питания, и загораются в пол накала. В случае перегорания одной из ламп, данное табло при опробовании не загорается.

Для построения систем центральной сигнализации на подстанции служит устройство «Сириус-ЦС». Оно позволяет обрабатывать сигналы, поступающие от микропроцессорных или электромеханических устройств защиты по шинкам сигнализации, фиксировать время появления и снятия сигналов от конкретных устройств защиты, подключаемых к дискретным оптронным входам, а также формировать сигналы обобщенной сигнализации. Его рабочий диапазон температур: от  $-20^{\circ}\text{C}$  до  $+55^{\circ}\text{C}$ , а габаритные размеры не превышают 305x190x215 мм.

Система сигнализации крупной подстанции организуется с помощью нескольких блоков «Сириус ЦС», один из которых является блоком центральной сигнализации подстанции, а остальные – участковыми блоками сигнализации. В этом случае центральный блок формирует сигналы световой и звуковой сигнализации и сигналы телемеханики состояния подстанции.

Светодиоды блока отображают наличие сигнализации и состояние блинкеров участков. Участковые блоки формируют сигналы для центрального блока и сигналы телемеханики состояния участка, а их светодиоды указывают конкретное устройство, выдавшее сигнал.

«Сириус-ЦС» накапливает, обрабатывает, оперативно отображает информацию о состоянии объекта и по запросу передает ее на вышестоящий

уровень. Устройство центральной сигнализации имеет четыре входа для подключения шинок сигнализации. Для каждого входа программируется тип сигнализации (аварийная или предупредительная), выдержка срабатывания (от 0 до 99,99 с), номинальное значение импульса тока (50 или 200 мА).

### **13.3 Телемеханика**

В современных условиях существующая информация о состоянии сети может быть получена с помощью средств телемеханики. Целесообразность телемеханизации автоматизированных сетей при их питании от РП или ЦП без постоянного обслуживающего персонала является бесспорной.

Контролируемый пункт КП представляет собой объект электроснабжения (РП.ТП), в котором установлены:

- контроллер;
- измерительные преобразователи тока, напряжения;
- счетчики электроэнергии.

Для осуществления функций системы телемеханики в ПУ размещаются:

- адаптер каналов связи (АКС);
- ПЭВМ диспетчера (сервер телемеханики).

Сервер телемеханики собирает данные от КП и обеспечивает данными удаленных пользователей

локальной вычислительной сети (ЛВС), в которую могут входить несколько рабочих мест:

- рабочее место инженера телемеханики, рабочее место по учету электроэнергии;
- рабочее место главного инженера;
- рабочие места других удаленных пользователей

Сервер телемеханики (рабочее место диспетчера) обрабатывает данные от КП, представляет их в удобной для восприятия форме диспетчеру и другим пользователям, передает команды диспетчера на КП, хранит полученную информацию в виде файлов протокола и измерений.

АКС обеспечивает соединение сервера телемеханики с существующими каналами связи и передачу команд и данных между КП и ПУ.

Передача информации от КП на ПУ осуществляется по магистральному радиоканалу, образованному стационарными радиостанциями, работающими на одной выделенной частоте. На КП радиостанции комплектуются антенно-фидерными устройствами направленного действия, на ПУ - антенно-фидерными устройствами с круговой диаграммой.

Краткое описание работы системы: взаимодействие ПУ и КП (контроллера) происходит путем обмена сообщениями в полудуплексном режиме работы каналов связи. При этом взаимодействие с КП обеспечивается:

- по командам диспетчера,
- по инициативе КП;
- по запросам удаленного пользователя;

Периодический опрос используется также для получения данных, по которым строятся графики токов нагрузок и напряжений, производится учет электроэнергии. Программа ведет периодический контроль состояния каналов связи с каждым КП с записью в протокол и возможностью звуковой сигнализации диспетчеру при пропадании связи с КП. Контроль процесса ведется автоматически. Информация обо всех событиях регистрируется в протоколе, который содержит два времени:

- время поступления события;
- время записи в протокол.

При просмотре или печати протокол может быть отфильтрован:

- по дате начала к конца периода;
- по объекту;
- по типам событий.

Диспетчер может:

- запросить текущее состояние объектов и всех измеряемых значений в целом по ПС, РП, ТП;
- управлять объектами ПС, РП;
- перевести временно часть объектов в состояние ремонта;
- вывести на экран и корректировать карточку объекта, содержащую любую справочную информацию,
- просмотреть и напечатать протокол событий,
- вывести на экран и напечатать графики любых измеряемых аналоговых и интегральных параметров.

Режим телеуправления (ТУ) считается наиболее ответственным в системе. Вход в режим защищается паролем.

## 14 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Электрификация Российской Федерации развивается по пути разработки и внедрения электроустановок с использованием современных высокоэффективных электрических аппаратов сверхвысокого напряжения и средств автоматики. Поэтому здоровье и безопасность условий труда электрического персонала и работников, эксплуатирующих производственные электроустановки, могут быть обеспечены выполнением научно обоснованных правил и норм как при проектировании и монтаже, так и при их эксплуатации.

### 14.1 Безопасность

#### Охрана труда на ПС Алдан

В соответствии с требованиями для обеспечения нормальных условий труда предусматривается:

- компоновка подстанции, обеспечивающая возможность применение при ремонтах и эксплуатационном обслуживании автокранов, телескопических вышек, инвентарных устройств и средств малой механизации;
- рабочее и аварийное освещение;
- отопление ОПУ;
- электромагнитная блокировка коммутационных аппаратов, исключающая ошибочные действия персонала при оперативных переключениях;
- заземление корпусов аппаратов;
- устройство путей перекатки трансформаторов, облегчающих монтаж тяжеловесного оборудования;
- ограждение территории подстанции;
- выгораживание подъездов к ОПУ;
- грозозащита подстанции а также защита оборудования от волн перенапряжений;

- обеспечение нормируемых ПУЭ габаритов;
- устройство подъездов к подстанции;
- телефонизация и радиофикация подстанции;
- санитарно-бытовые помещения, а также сети канализации и водопровода.

Предусмотрены следующие охранные мероприятия:

- ограда по периметру подстанции;
- наружное освещение, включаемое при необходимости.

Безопасность при монтаже и эксплуатации ПС Алдан

При монтаже и эксплуатации подстанции, при осмотрах ремонтах и ревизиях необходимо соблюдать “Правила технической эксплуатации электроустановок”, “Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок”.

К монтажу подстанции допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности. Не допускается нарушений правил техники безопасности.

Обеспечьте безопасное выполнение работ всеми устройствами, механизмами, такелажными средствами, инструментом и приспособлениями.

Безопасность при строительных и грузоподъемных работах

При строительстве и производстве земляных работ должны соблюдаться требования строительных норм и правил по технике безопасности в строительстве.

Механизмы, предназначенные для выполнения строительных и грузоподъемных работ, должны обладать достаточной грузоподъемностью, обеспечивающей безопасное выполнение работ. При подъеме должны соблюдаться “Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов”[5].

Безопасность при перемещении грузов и производстве строительномонтажных работ самоходными кранами обеспечивают лица, ответственные за эти работы.

Категорически запрещается:

- а) допускать к работе на кранах и строительных механизмах работников, не имеющих документов для работы на этих механизмах;
- б) работать на строительных механизмах и кранах, имеющих неисправности;
- в) пользоваться неисправными стропами и грузозахватными средствами, не имеющими бирок с указанием срока проверки;
- г) поднимать груз, находящийся в стороне от свободно висящего крюка, а также превышающий грузоподъемность механизма;
- д) выполнять работы под линиями электропередачи;
- е) выполнять работы вблизи установок, находящихся под высоким напряжением, без оформления наряда-допуска.

Перед подъемом элементов и блоков подстанции проверить состояние болтовых соединений и наличие раскрепления всех частей, так как на этом элементе (блоке) могут оказаться другие конструкции, которые были вложены на период хранения.

Обеспечение безопасности при выполнении электромонтажных и сварочных работ.

Перед началом работы проверить исправность механизмов и приспособлений, инструмента, лестниц, подмостей и т.п. и неисправность устранить.

При работе на настилах и подмостях весь инструмент держать в ящике и не оставлять на настиле во избежание падения его вниз на проходящих людей. Работать под настилом запрещается.

Транспортировка и подъем электрических аппаратов, колонок изоляторов, должны быть полностью механизированы.

На высоте выше 2 метров работы должны выполняться с применением стремянок и лестниц, а при высоте более 4 метров - только с лесов, подмостей или со специальных механизмов.

Приступая к сварным работам, необходимо проверить исправность аппаратуры, изоляции сварных проводов и электродержателя, надежность всех контактных соединений. Выполнять сварку под открытым небом во время дождя и грозы запрещается.

Основным мероприятием по защите от поражения электрическим током во время работы с электроинструментом является защитное заземление.

#### Безопасность при эксплуатации установок ПС

Наряду с указаниями настоящей инструкции необходимо руководствоваться “Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок”[5].

В конструкции подстанции предусмотрены следующие технические мероприятия, обеспечивающие возможность безопасного обслуживания:

а) все находящееся под высоким напряжением оборудование установлено на высоте 2,5 м. от нулевой отметки до основания изоляторов;

б) токоведущие части и участки сети ОРУ, конструктивно необорудованные аппаратными ножами заземления, при выполнении работ закорачиваются и заземляются переносными закоротками, входящими в комплект заводской поставки;

в) для ограждения тех токоведущих частей блоков 35 кВ, которые могут оказаться под напряжением, предусмотрены инвентарные ограждения с приспособлением для их запираания.

г) в конструкции подстанции предусмотрена электромеханическая блокировка, предупреждающие ошибочные оперативные действия с коммутационными аппаратами;

д) электрическое питание к осветительным установкам и к розеткам местного освещения подается дистанционно из ячейки КРУ 6 кВ собственного расхода;

е) для питания ламп переносного местного освещения в шкафах, смонтированных на блоках ОРУ, установлены розетки на 12 В;

ж) все металлоконструкции трансформаторов, шкафов и оснований аппаратов, приводов и блоков, труб, электропроводки и кабельных трасс, нормально не находящиеся под напряжением, при монтаже должны быть надежно заземлены к контуру заземления;

з) осветительные установки позволяют выполнять работы по замене ламп без снятия напряжения на подстанции;

и) хранение средств по технике безопасности и инструмента на подстанции предусмотрено в ОПУ или в помещении для ремонтного персонала.

## 14.2 Экологичность

Расчёт маслоприёмника без отвода масла на ПС Алдан

После реконструкции на ПС Алдан устанавливаются два трансформатора 110/35/6 кВ марки ТРДН – 25000 кВА.

Рассматривая вопрос экологичности, нельзя не отметить то, что наибольшую опасность окружающей среде могут нанести трансформаторы, которые заливаются трансформаторным маслом. При подготовке фундамента под установку трансформаторов нужно предусмотреть варианты приспособлений или сооружений, препятствующие распространению масла при разрушении бака трансформатора.

Произведём расчёт маслоприёмника без отвода масла для трансформаторов, установленных после реконструкции на ПС Алдан.

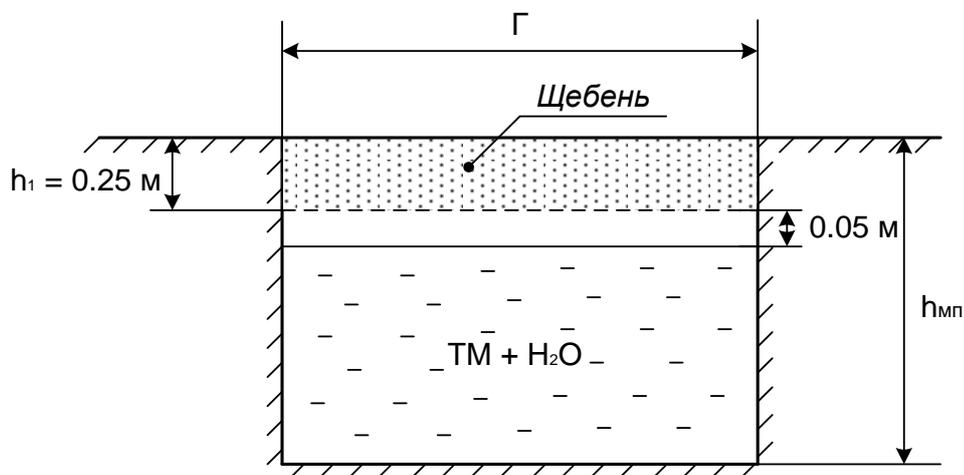


Рисунок 25 – Габариты маслоприемника

Согласно ПУЭ п. 4.2.69 [19], габариты маслоприемника должны выступать за габариты единичного электрического оборудования:

1) Не менее, чем на 1.5 м при массе трансформаторного масла от 10 до 50 т.

2) Устройство маслоприемников и маслоотводов исключает переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и другим подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т. п.

Маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм.

Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла должно предусматриваться передвижными средствами. При этом рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике.

Маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла единичного оборудования, содержащего наибольшее количество масла, а также 80% общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприёмника, ограждений и маслосборника должны быть защищены маслостойким покрытием.

Определяем габариты маслоприемника на ПС Алдан. Масса трансформаторного масла в установленных на ПС Алдан трансформаторах ТРДН-25 МВА составляет 12,5 т, следовательно  $\Delta$  принимаем 1.5 м.

$$B = (A + 2 \cdot \Delta); \quad (247)$$

$$\Gamma = (B + 2 \cdot \Delta); \quad (248)$$

$$S_{\text{МП}} = B \cdot \Gamma; \quad (249)$$

$$S_{\text{МП}} = (6,1 + 2 \cdot 1,5) \cdot (3,08 + 2 \cdot 1,5) = 55,328 \text{ м}^2$$

Габариты трансформатора и маслоприемника покажем на рисунке.

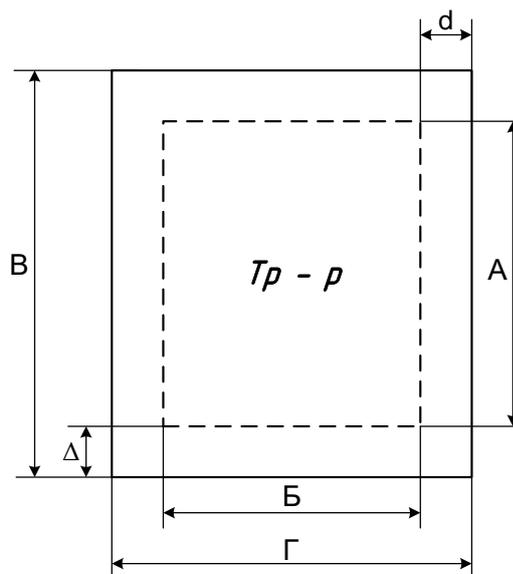


Рисунок 26 – Габариты маслоприемника

1. Определяем объем маслоприемника.

$$V_{\text{МП(ТМ+H}_2\text{O)}} = V_{\text{ТМ}} + 0,8 \cdot V_{\text{H}_2\text{O}}; \quad (250)$$

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{M_{\text{ТМ}}}{\rho_{\text{ТМ}}}; \quad (251)$$

Плотность трансформаторного масла  $\rho_{\text{ТМ}}$  составляет 880 – 890 кг/м<sup>3</sup>.

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = t \cdot I \cdot (S_{\text{МП}} + S_{\text{БП}}), \quad (252)$$

где  $t$  – время тушения трансформатора, ( $t = 30$  мин.);

$I$  – интенсивность тушения, ( $I = 0,2$  литр/с · м<sup>2</sup>.);

$S_{\text{БП}}$  – площадь боковых поверхностей трансформатора.

$$S_{\text{БП}} = 2 \cdot (A + B) \cdot H, \quad (253)$$

где  $H$  – высота трансформатора.

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{2.25}{0.88} = 2.6 \text{ м}^3;$$

$$S_{\text{БП}} = 2 \cdot (6.1 + 3.08) \cdot 3.24 = 59.5 \text{ м}^2;$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 30 \cdot 0.2 \cdot (41.148 + 59.5) = 68.9 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{МП(ТМ+H}_2\text{O)}} = 2.6 + 0.8 \cdot 68.9 = 56.7 \text{ м}^3.$$

3. Определяем глубину маслоприемника.

$$h_{\text{МП}} = \frac{V_{\text{МП(ТМ+H}_2\text{O)}}}{S_{\text{МП}}} + h_1 + h_b, \quad (254)$$

где  $h_b$  – высота воздушной подушки, ( $h_b = 0.05$  м);

$h_1$  – высота просеянного щебня, ( $h_1 = 0.25$  м)

$$h_{\text{МП}} = \frac{56,7}{55,328} + 0,25 + 0,05 = 1,324 \text{ м.}$$

### 14.3 Чрезвычайные ситуации

К чрезвычайным ситуациям, которые могут произойти в распределительном устройстве, можно отнести:

- разрушение опорных колонок разъединителя;
- взрыв трансформатора тока;
- разрушение масляного выключателя;
- пожар кабельных линий;

Для щитового блока основной опасностью также как и для кабельных туннелей является пожар на щитах управления, релейной защиты и сигнализации.

Для недопущения подобных случаев необходима правильная эксплуатация, своевременная диагностика и ремонт оборудования. Для

повышения качества ремонтов и обслуживания персонал станции должен самостоятельно повышать свой уровень знаний, периодически повышать квалификацию в учебных заведениях, занятия в которых организуются за счет предприятия, проходить проверку знаний, правил техники безопасности, правил технической эксплуатации, правил пожарной безопасности и других.

#### Обеспечение пожарной безопасности на подстанции Алдан

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться "Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций"[8].

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Надежная эксплуатация трансформаторов и их пожарная безопасность должна обеспечиваться:

- 1) соблюдением номинальных и допустимых режимов работы в соответствии с ПТЭ;
- 2) соблюдением норм качества масла и, особенно, его изоляционных свойств и температурных режимов;
- 3) содержанием в исправном состоянии устройств охлаждения, регулирования и защиты оборудования;
- 4) качественным выполнением ремонтов основного и вспомогательного оборудования, устройств автоматики и защиты.

Вводы кабельных линий в шкафы управления, защиты и автоматики, а также в разветвительные коробки на трансформаторах должны быть тщательно уплотнены водостойким несгораемым материалом.

Проверка работы стационарной установки пожаротушения и полноты орошения огнетушащим составом трансформатора должна проводиться при возможных технологических их отключениях (на срок 8 часов и более), а также обязательно после проведения ремонтов на этом силовом оборудовании. Результаты опробования записываются в оперативный

журнал, а замечания - в журнале (в картотеке) дефектов и неполадок с оборудованием.

В местах установки пожарной техники должны быть оборудованы и обозначены места заземления. Места заземления передвижной пожарной техники определяются специалистами энергетических объектов совместно с представителями пожарной охраны и обозначаются знаком заземления.

На территории ОРУ первичные средства должны размещаться на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.д.). Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, должны иметься на тропях обхода территории ОРУ. В местах установки на ОРУ передвижной пожарной техники (в соответствии с оперативным планом пожаротушения) должны быть обозначены и оборудованы места заземления.

На путях эвакуации должно поддерживаться в исправном состоянии рабочее и аварийное освещение, а также должны быть установлены указатели для выхода персонала в соответствии с действующим государственным стандартом.

В производственных и административных зданиях запрещается:

- 1) устанавливать и загромождать пути эвакуации и лестничные марши оборудованием, материалами и другими предметами;
- 2) убирать помещения с применением легковоспламеняющихся и горючих жидкостей (бензин, керосин и т.п.);
- 3) оставлять без постоянного надзора работающие электронагревательные приборы, а после окончания работы включенные в электросеть аппараты и установки, если это не требуется по технологии производства;
- 4) отогревать замерзшие водяные трубы с применением открытого огня паяльными лампами или другим способом;
- 5) использовать чердаки зданий в качестве производственных помещений, а также для хранения материалов и оборудования;

б) проводить работы в помещениях и на оборудовании, не предусмотренные нарядами, технологическими инструкциями или распоряжениями.

Под маршами лестничных клеток первого, цокольного и подвального этажей не допускается размещать вспомогательные и хозяйственные помещения, за исключением узлов центрального отопления. Курение разрешается только в специальных и оборудованных местах, у которых должны быть вывешены знаки безопасности по действующему государственному стандарту.

В бытовых помещениях (раздевалках, душевых, санитарно-пропускных и т.п.) шкафы для спецодежды должны быть металлическими. Допускается применение деревянных шкафов, обработанных антипиренами. Системы вентиляции и противодымной защиты должны поддерживаться в технически исправном состоянии, отвечающем условиям их установки и проектным требованиям.

Запрещается изменять сечение вентиляционных коробов и демонтировать их (без проектных решений), а также герметизировать решетки вентиляционных систем и противодымной защиты. При наличии на окнах решеток они должны легко сниматься изнутри помещения без применения инструментов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе произведена реконструкция подстанции 110/35/6 кВ Алдан для подключения первой очереди завода по производству аммиачной селитры. Для этого разработано три варианта подключения завода. На основании технико-экономических показателей был выбран наиболее оптимальный вариант электроснабжения первой очереди завода по производству аммиачной селитры - подключение через РП 6 кВ к шинам 6 кВ ПС Алдан. В связи с увеличением нагрузки на ПС Алдан была произведена замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью 25 МВА, а также ПС Алдан запитана от ПС Лебединый от двух ВЛ 110 кВ.

В работе произведен расчет токов короткого замыкания, на основании которого произведен выбор оборудования на ПС Алдан.

Произведён анализ надёжности системы электроснабжения до и после реконструкции. Для защиты подстанции Алдан от прямых ударов молнии осуществлен расчет молниезащиты, установлены молниеотводы на плане подстанции, рассмотрены вопросы заземления подстанции в виде сетки, а также безопасность проекта.

В результате была спроектирована оптимальная с точки зрения надёжности и затрат схема ПС Алдан.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный курс]: учеб. пособие /А.Б. Булгаков; АмГУ, ИФФ. – Благовещенск: Изд-во Амур. Гос. Ун-та, 2020. – 90 с.

2 Безопасность жизнедеятельности / Под ред. О.Н. Русака. - СПб.: ЛТА, 2006. - 231 с.

3 Воропай Н.И. «Надёжность систем электроснабжения» [Текст] : учеб. пособие : рек. УМО / Н. И. Воропай. - Новосибирск : Наука, 2015. - 208 с. : рис. - Библиогр. : с. 189.

4 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2006. – 47 с.

5 ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2008. – 39 с.

6 Коробов Г.В. «Электроснабжение. Курсовое проектирование» [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Г. В. Коробов, В. В. Картавец, Н. А. Черемисинова ; под общ. ред. Г. В. Коробова. - 3-е изд., испр. и доп. - СПб. : Лань, 2014. - 192 с.

7 Конюхова Е.А. «Электроснабжение объектов» [Текст] : учеб. пособие для СПО / Е. А. Конюхова. - 9-е изд., испр. - М. : Академия, 2013. - 320 с. : рис., табл. - (Среднее проф. образование. Электротехника). - Библиогр. : с. 311 . - ISBN 978-5-7695-9707-7 : 784.10 р.

8 Коробов, Геннадий Викторович. Электроснабжение. Курсовое проектирование [Текст] : учеб. пособие : рек. УМО / Г. В. Коробов, В. В. Картавец, Н. А. Черемисинова ; под общ. ред. Г. В. Коробова. - 2-е изд.,

испр. и доп. - СПб. : Лань, 2011. - 192 с. : рис., табл. - Библиогр. : с. 153 . - ISBN 978-5-8114-1164-1 (в пер.) : 365.20 р.

9 Мясоедов Ю.В. «Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения с распределенной генерацией» [Текст] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Троица. гос. ун-та, 2013. - 117 с. : рис., табл. - (Кадры для регионов). - Библиогр. : с. 110 .

10 Мясоедов Ю.В. «Интеллектуализация систем электроснабжения» [Электронный ресурс] : моногр. / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Троица. гос. ун-та, 2017. - 156 с.

11 Мясоедов Ю.В. «Системы электроснабжения промышленных объектов и городов» [Электронный ресурс] : учеб. пособие. Ч.

12 Наумов И.В. «Электроснабжение» [Электронный ресурс]:учеб. пособие / И. В. Наумов. - Благовещенск : Изд-во Троица. гос. ун-та, 2014. - 381 с.

13 Охрана труда в электроустановках: Учебник для вузов. /Под ред. Б. А. Князевского. 3-е изд., М.: Энергоатомиздат, 2003, 336 с.

14 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.

15 Приказ Минпромэнерго РФ от 22.02.2007 № 49. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии.

16 «Правила устройства электроустановок» [Текст]. - 7-е изд. - М. : Омега-Л, 2013. - 269 с. : табл. - (Безопасность и охрана труда). - ISBN 978-5-370-02878-6 :

17 Порядок расчёта значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств

потребителей электрической энергии, утверждённый Приказом Министерства энергетики РФ от 23.06.2015 № 380

18 Пожарная безопасность электроустановок. – Справочник/ Под ред. В.И. Кузнецова – М.: Спецтехника, 2000. – 259с.

19 Савина, Наталья Викторовна. Теория надежности в электроэнергетике [Текст] : учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Троица. гос. ун-та, 2007. - 214 с. : рис. - Библиогр.: с. 211 . - 77.00 р., 77.00 р.

20 «Системы электроснабжения» [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс дисц. для спец. 140106.65 / АмГУ, Эн.ф. ; сост. Н. В. Савина . - Благовещенск : Изд-во Троица. гос. ун-та, 2012. - 119 с.

21 Системы электроснабжения [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс дисц. для спец. 140211.65 / АмГУ, Эн.ф. ; сост. Н. В. Савина . - Благовещенск : Изд-во Троица. гос. ун-та, 2012. - 124 с. - Б. ц.

22 Савина Н.В. «Управление уровнем потерь электроэнергии в условиях неопределенности» [Электронный ресурс] : метод. указ. к практ. занятиям / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Троица. гос. ун-та, 2013. - 61 с.

23 «Системы электроснабжения» [Текст] : учеб. пособие : рек. УМО / Н. П. Гужов, В. Я. Ольховский, Д. А. Павлюченко. - Ростов н/Д : Феникс, 2011. - 382 с. : рис. - (Высшее образование). - Библиогр. : с. 378 .

24 Судаков, Геннадий Владимирович. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов [Текст] : учеб. пособие / Г. В. Судаков, Т. А. Галушко ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Троица. гос. ун-та, 2006. - 188 с. : рис., табл. - Библиогр.: с. 151 . - 54.00 р., 54.00 р.  
Прил.: с.153-180

25 Строительные нормы и правила РФ. Естественное искусственное освещение: СН И П 23-05-2010: Введ.01.01.96-изд.офицю-М.: Госстрой России, 2010-35 с.

26 СО 153-34.03.305-2003 – «Инструкция о мерах пожарной безопасности при проведении огневых работ на энергетических предприятиях». Приказ Минэнерго РФ № 263 от 30.06.2003.

27 Старкова Л.Е. Электрическое освещение: Учебное пособие.-2-е изд. испр. и доп.-Вологда: ВоГТУ, 2003.-111с.

28 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

29 СНиП 23-01-99

30 «Управление уровнем потерь электроэнергии в условиях неопределенности: научный семинар» [Электронный ресурс]:учеб.-метод. комплекс по дисц. для магист. направления 140400.68 / АмГУ, Эн. ф ; сост. Н. В. Савина. - Благовещенск : Изд-во Троица. гос. ун-та, 2013. - 70 с.

31 Шеховцов В.П. «Расчет и проектирование схем электроснабжения» [Текст] : метод. пособие для курсового проектирования: учеб. пособие для сред. проф. обр. : рек. Мин. обр. и науки РФ / В. П. Шеховцов. - 3-е изд., испр. - М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2014. - 216 с. : рис., табл. - (Профессиональное образование). - Библиогр. : с. 211 . - ISBN 978-5-91134-816-8.

32 « Электроэнергетика. Изоляция» [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс по дисц. для спец. 140203.65, 140204.65, 140205.65, 140211.65 / АмГУ, Эн. ф ; сост. В. В. Соловьев. - Благовещенск : Изд-во Троица. гос. ун-та, 2012. - 131 с.

33 Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭВ.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.