

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

Факультет энергетический


Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

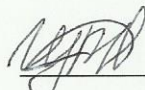
 Н.В. Савина
« 14 » 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей напряжением 220 кВ в связи со строительством заходов воздушной линии Амурская - Ледяная на подстанцию Зезя напряжением 220/10 кВ

Исполнитель


студент группы 542 об 2

 3.06.19
подпись, дата

В.Ю. Щеткина

Руководитель

доцент

 3.06.19
подпись, дата


А.Г. Ротачева

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

 13.06.19
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

 14.06.2019
подпись, дата

Н.С. Бодруг

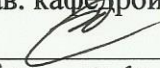
Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Муратовой
Вероники Юрьевны

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Расчетный электрический расчет напряжением 220кВ в связи со строи-
тельством захорона воздушной линии Амурская-Иркутск на территории
Иркутской области
утверждено приказом от 04.04.19 № 7594к Земля напряжением 220кВ

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 03.06.2019

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе:

материалы по практике, актомнейшая схема
Амурской области

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

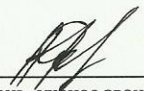
Общая характеристика района проектирования; расчет и
процессирование электрических нагрузок

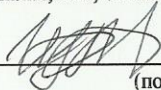
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Чертежи - 5шт, таблицы 46, программные продукты 4

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультант по безопасности и экологичности

ч.б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 5.04.19.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Рогачева А.Г. 
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

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

РЕФЕРАТ

ВКР содержит 126 с., 6 рисунков, 46 таблиц, 3 приложений, 35 источников.

ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ПРОЕКТИРОВАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, НАДЁЖНОСТЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, СРОК ОКУПАЕМОСТИ, МОЛНИЕЗАЩИТА.

В данной выпускной квалификационной работе разработан вариант реконструкции ВЛ Амурская – Ледяная, в связи со строительством заходов на новую ПС Зея. Определена надёжность работы ВЛ и подстанции в нормальном режиме и при выводе в ремонт трансформатора.

В ходе выполнения ВКР выполнены расчеты режимов работы сети; произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования; осуществлён выбор типа и мощности трансформаторов, трансформаторов собственных нужд; выбраны коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы тока и напряжения, токопроводы, токоведущие части и шины распределительных устройств, а также рассмотрен расчет релейной защиты трансформатора. Выполненный расчет экономической эффективности показал, что про проект строительства рекомендуется к реализации. Срок окупаемости составит 5 лет.

Описаны правила пожарной и электробезопасности на подстанции.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	8
Введение	10
1 Общая характеристика района проектирования	13
2 Расчет режимных характеристик потребителей	13
2.2 Расчет вероятностных характеристик существующих электрических нагрузок	13
2.3 Расчет вероятностных характеристик электрической нагрузки вновь вводимой ПС	16
2.4 Прогнозирование электрических нагрузок для существующих подстанций	17
3 Выбор элементов схемы сети при ее развитии	18
3.1 Технико – экономическое обоснование	21
4 Расчет и анализ установившихся режимов в существующей сети	26
4.1 Расчет максимального и минимального режима	28
4.2 Анализ результатов расчета максимального и минимального режимов	29
5 Расчет токов короткого замыкания	30
5.1 Общие сведения	30
5.2 Составление схемы замещения	30
5.3 Определение параметров элементов схемы замещения для расчета в выбранном ПВК	31
5.4 Результаты расчетов тока короткого замыкания	32
6 Выбор и проверка электрических аппаратов	34
6.1 Общие сведения	34
6.2 Выбор и проверка выключателей	34
6.3 Выбор и проверка разъединителей	37
6.4 Выбор ячеек КРУ	38
6.5 Выбор трансформаторов тока	40

6.6	Выбор трансформаторов напряжения	44
6.7	Выбор и проверка токоведущих частей	46
6.8	Выбор и проверка опорных изоляторов	49
6.9	Выбор ограничителей перенапряжений	50
6.10	Выбор и проверка ТСН	52
6.11	Выбор аккумуляторных батарей	53
7	Молниезащита подстанции Зея	57
7.1	Общие сведения	57
7.2	Расчет заземлителя ОРУ 220 кВ	58
7.3	Расчет молниезащиты ПС Зея	58
7.4	Анализ грозоупорности ОРУ 220 кВ	60
8	Конструктивное исполнение ВЛ Амурская – Зея, Зея - Ледяная	61
9	Оценка надежности энергорайона напряжением 220 кВ в связи с вводом ПС «Зея»	66
9.1	Общие сведения	66
9.2	Краткая характеристика схемы анализируемой ПС	67
9.3	Определение исходных данных, метода, алгоритма расчета	68
9.4	Таблица с результатами расчёта и анализ полученных результатов	72
10	Проектирование РЗиА	73
10.1	Дистанционная защита трансформатора	74
10.2	Дистанционная защита воздушной линии напряжением 220 кВ	95
11	Организационно-экономическая часть	99
11.1	Общие сведения	99
11.2	Капитальные вложения	99
11.3	Расчет амортизационных отчислений	104
11.4	Расчет эксплуатационных затрат	105
11.5	Расчет штатной численности персонала	106
11.6	Расчет страховых взносов, отчисляемых в ПФ	107
11.7	Определение себестоимости электроэнергии	107

11.8 Оценка экономической эффективности проекта	108
12 Безопасность и экологичность	110
12.1 Безопасность	110
12.2 Экологичность	115
12.3 Чрезвычайные ситуации	120
Заключение	122
Библиографический список	123

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- КЗ – короткое замыкание;
- ЛЭП – линия электропередач;
- НН – низшее напряжение;
- ОПН – ограничитель перенапряжения;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПВК – программно - вычислительный комплекс
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РУ – распределительное устройство;
- РЗиА – релейная защита и автоматика;
- ТСН – трансформатор собственных нужд;
- ЭЭС – электроэнергетическая система

ВВЕДЕНИЕ

Амурская область входит в состав Дальневосточного федерального округа. На юге она граничит с Китаем, на западе - с Забайкальским краем, на севере - с Республикой Саха (Якутия) и на востоке - с Хабаровским краем и Еврейской автономной областью. сравнительно положительный континентально-муссонный вид и обильную естественно-ресурсную основу.

Амурская область обладает существенное геополитическое значимость на Востоке государства: она обладает протяженной границей с Китаем (1243 км) касательно рядом находится к государствамк странам Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР) - Корею и Японии.

В связи с этим финансовая деятельность региона крайне нацелена в наружную продажу: она обладает торговыми взаимоотношениями с 57 странами и более близкими с Китаем.

Главными разновидностями промышленного производства считаются: добывание полезных ископаемых - 49%, обрабатывающие изготовления - 27%, производство и разделение электроэнергии, пара и горячей вода - 24%.

В сегодняшний день область специализируется в выработке электричества, добыче бурого угля, золота, железной руды, заготовке деловой древесины и лесопродукции с нее, изготовлении пищевой продукта продукции машиностроения и металлообработки. Изготавливаемая продукция в основном реализуется в российском рынке, полезные ископаемые, лес и электричество вывозится в КНР.

По прогнозным ресурсам россыпного золота Амурская область занимает первое место в России.

В области сосредоточено 70% всех гидроэнергетических ресурсов юга Дальнего Востока. Работают Зейская ГЭС и Бурейская ГЭС. Высока роль Благовещенской ТЭЦ и Райчихинской ГРЭС в решении энергетических

проблем области. Введена в эксплуатацию Нижне-Бурейской ГЭС и вторая очередь Благовещенской ТЭЦ. Крупнейшими потребителями электроэнергии Амурской области являются предприятия по добыче угля - АО «Амурский уголь», золота – группа компаний «Петропавловск», ООО «Березитовый рудник», АО «Прииск Соловьевский», предприятия железнодорожного транспорта (Дальневосточная и Забайкальская железные дороги), объекты ВСТО и другие.

Область располагает хорошим географическим положением согласно абсолютно всем главным автотранспортным направлениям. Автомобильные, водные, жд транспортные магистрали, соединяют Дальний Восход и регионы европейской части Российской федерации, пересекая её территорию [36].

Целью данной ВКР является реконструкция ВЛ ПС «Амурская»-ПС «Зея» и ПС «Зея» - ПС «Ледяная» и выбор наиболее экономически целесообразного оборудования на новой ПС «Зея».

В ходе выполнения работы решены следующие задачи:

- Анализ ЭЭС;
- Расчет максимального и минимального режима;
- Расчет токов короткого замыкания;
- Выбор и проверка электрических аппаратов;
- Выбор релейной защиты и автоматики
- Оценка экономической эффективности предлагаемого варианта.

В ходе решения ВКР были использованы ПК «RastrWin-3», «MathCad-15», а также пакет офисных программ «Microsoft Office- 2010».

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

В административном отношении проектируемая ВЛ-220 кВ следует по территории Свободненского района Амурской области, примерно в 16.0 км к северу от г. Свободный. Местность, по которой следует трасса, обжита. Проезд по трассе в летний период возможен практически на всем ее протяжении. Дорожная сеть в районе работ развита хорошо.

Амурская область находится в юго-востоке Российской Федерации. На севере район соседствует с Республикой Саха, на западе - с Забайкальским краем, в востоке - с Хабаровским краем, а на юге по реке Амур в течении 1 246 километров протекает национальная грань с Китайской Народной Республикой. Площадь территории является 363.7 тыс. кв. километров либо 2.13% целой участка Российской Федерации.

Геоморфологически область представляет собой обширное денудационное плоско-холмистое плато, расчлененное густой сетью мелких речных долин, балок и оврагов. Рассматриваемая территория охватывает обширные равнинные пространства в среднем течении р. Амур, в структурном отношении соответствующее Зее-Буреинской мезокайнозойской впадине. Большая часть региона занята возвышенными аккумулятивно-денудационными равнинами, которые в районе предгорий и на Зее-Селемджинском междуречье уступают место денудационно-эрозионным холмисто-увалистым низким плато. Наиболее плавные формы рельефа приурочены к восточной части, где распространена пологоволнистая или полого увалистая равнина абсолютной высотой 200-250м с широкими водоразделами, ступенчато понижающимися с северо-запада на юго-восток. Западная часть (Амуро-Зейское междуречье) более возвышенная с абсолютными высотами от 300 до 400м.

Диапазон абсолютных отметок высот непосредственно на участке изысканий составляет от 167 до 250 м. Наклон поверхности на участке изысканий составляет от 0° до 12°.

Непосредственно район следования проектируемой трассы ЛЭП геоморфологически принадлежит долине р. Большая Пера и следует по поверхности ее террас и поймы. Долина реки Большая Пера имеет ширину около 6 км. В долине реки выделяется пойма шириной около 800 м. Пойма симметричная, слабо заболоченная, частично покрыта кустарником и небольшими деревьями. В долине, по пути следования проектируемой трассы, выделяется как минимум по две левобережных и правобережных надпойменных террас. Поверхность террас частично размыва.

Таблица 1 – Расчетные климатические условия

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	Значение
1	Среднегодовая t воздуха	°С	-2.2
2	Абсолютный min t воздуха	°С	- 52
3	Абсолютный max t воздуха	°С	+40
4	Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,98	°С	-41
5	Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92	°С	-39
6	Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,92%	°С	-42
7	Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,98%	°С	-44
8	Продолжительность периода со средней суточной температурой $\leq 0^{\circ}\text{C}$	дни	179
9	Среднегодовая t почвы	°С	-3
10	Абсолютный min t почвы	°С	- 57
11	Абсолютный max t почвы	°С	+62
12	Преобладающее направление ветра	-	СВ, С
13	Среднегодовая скорость ветра	м/с	2,4
14	Количество дней со скоростью ветра >15 м/с	дни	4

Продолжение таблицы 1

15	Нормативное ветровое давление (СП 20.13330.2011)	кПа	0,30
16	Скорость ветра на высоте 10 м, возможная 1 раз в 25 лет	м/с	32
17	Район по ветровому давлению	-	III
18	Тип местности по воздействию ветра на ВЛ	-	A
19	Влажность воздуха среднегодовая	%	70
20	Среднегодовое количество осадков	мм	522
21	Средняя высота снежного покрова	см	17...21
22	Наибольшая высота снежного покрова	см	32...42
23	Плотность снежного покрова, max.	кг/м ³	200
24	Плотность снежного покрова, средняя	кг/м ³	160
25	Район по весу снегового покрова (СП 20.13330.2011)	-	I
26	Число дней с туманом в году, среднее	дни	15
27	Наибольшее число дней с туманом	дни	31
28	Среднее число дней с грозой	дни	31
29	Наибольшее число дней с грозой	дни	45
30	Продолжительность гроз в году	часы	40...60
31	Среднее число дней с метелью	дни	4
32	Наибольшее число дней с метелью	дни	12
33	Нормативная толщина стенки гололеда	мм	20
34	Район по гололедной нагрузке	-	III
35	Скорость ветра при гололеде	м/с	8
36	Температура воздуха при гололеде	°C	-5
37	Климатический район согласно СП 131.13330.2012		IV
38	Климатический район по воздействию на технические изделия согласно ГОСТ 16350-80: холодный		I ₂

2 РАСЧЕТ РЕЖИМНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

2.1 Общие положения

Целью данного пункта является расчёт вероятностно-статистических и режимных характеристик потребителей, используемых при выборе оборудования.

К вероятностно-статистическим характеристиками потребителей относятся:

1. средние активные и реактивные мощности;
2. максимальные мощности;
3. эффективные или среднеквадратические мощности;
4. минимальные мощности.

2.2 Расчет вероятностных характеристик существующих электрических нагрузок

Средняя мощность - вероятные значения нагрузки на протяжении рассматриваемого этапа периода. Данный тип перегрузки предназначается с целью выбора мощности силовых трансформаторов и с целью расчета электропотребления:

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i = \frac{P_{max}}{k_{max}} \text{ МВт}, \quad (1)$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i = \frac{Q_{max}}{k_{max}} \text{ Мвар},$$

где P_{cp}, Q_{cp} - средняя мощность;

T - период;

P_i, Q_i - мощность, соответствующая времени t_i на графике нагрузок.

Под эффективной мощностью подразумевают точное ожидание квадратов мощности за рассматриваемый промежуток времени. Данная

мощность предназначается с целью расчета потерь электроэнергии.

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i} = P_{\text{ср}} \cdot k_{\phi}, \quad (2)$$

$$Q_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i} = Q_{\text{ср}} \cdot k_{\phi},$$

где $P_{\text{эф}}$, $Q_{\text{эф}}$ – среднеквадратичная (эффективная) мощность.

Максимальная мощность – это средняя мощность в период получасового максимума нагрузки энергосистемы. Она определяется для выбора всего оборудования, кроме силовых трансформаторов и сечений проводов линий. Вероятностный максимум находится через коэффициент Стьюдента.

$$P_{\text{max}} = P_{\text{ср}} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}), \quad (3)$$

$$Q_{\text{max}} = Q_{\text{ср}} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}),$$

где P_{max} , Q_{max} – максимальная мощность;

t_{β} – коэффициент Стьюдента, равный 1,85;

k_{ϕ} – коэффициент формы, определяемый по формуле:

$$K_{\phi} = \sqrt{\frac{1 + 2 \cdot K_3}{3 \cdot K_3}},$$

где K_3 – коэффициент заполнения.

В том случае, если данных для расчета коэффициента заполнения нет, его допускается принимать равным 0,5 [6].

Под минимальной мощностью подразумевают среднее значение нагрузки во время минимума нагрузок энергосистемы. Формулировка для вычисления P_{\min} подобна вычитыванию максимальной мощности.

$$P_{\min} = P_{cp} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) = P_{cp} \cdot k_{\min}, \quad (4)$$

$$Q_{\min} = Q_{cp} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) = Q_{cp} \cdot k_{\phi},$$

где P_{\min}, Q_{\min} - максимальная мощность.

Исходные данные для расчёта взяты по результатам контрольных замеров 2019 года и представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Исходные данные

Наименование ПС	Максимальная активная мощность ПС, МВт	Максимальная реактивная мощность ПС, МВт
1	2	3
Амурская	82.4	32.96
Ледяная	3,4	1,36
Шимановск	3,0	1,2

Для определения вероятностных характеристик воспользуемся усредненными коэффициентами: $k_{\phi} = 1,17$, $k_{\max} = 1,2$, $k_{\min} = 0,3$.

Приведём пример расчёта, для ПС Мильково:

$$P_{cp. \text{Амурская}} = \frac{P_{\max. \text{Амурская}}}{k_{\max}} = \frac{82,4}{1,2} = 68,7 \text{ МВт.}$$

$$P_{\text{эф. Амурская}} = P_{cp. \text{Амурская}} \cdot k_{\phi} = 68,7 \cdot 1,17 = 80,3 \text{ МВт.}$$

Подробный расчёт приведён в приложении Б.

2.3 Расчет Вероятностных характеристик электрической нагрузки вновь вводимой подстанции

Согласно, имеющихся данных о перспективном развитии Амурской области предполагается ввод ПС Зея.

Исходные данные для расчёта вероятностных нагрузок взяты по результатам контрольных замеров 2018 года и занесены в таблицу 3. Так как ПС Зея находится на этапе строительства, спрогнозировать нагрузки мы можем с помощью имеющихся данных и коэффициента загрузки трансформаторов на ПС Амурская.

Таблица 3 – Исходные данные

Наименование ПС	Максимальная активная мощность ПС, МВт	Максимальная реактивная мощность ПС, МВт
Зея	9,97	3,99

Вероятностные характеристики занесены в таблице 4, подробный расчёт приведён в приложении А.

Таблица 4 - Вероятностные характеристики вводимой ПС

ПС	Время года	Активная мощность				Реактивная мощность			
		$P_{ср}$, МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{max} , МВт	P_{min} , МВт	$Q_{ср}$, Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{max} , Мвар	Q_{min} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Зея	Зима	8,308	9,72	9,97	2,49	3,33	1,42	3,99	0,99
	Лето	7,062	8,26	13,6	2,12	2,83	1,21	5,44	0,85

Таким образом, рассчитаны вероятностные характеристики, необходимые для дальнейшего проектирования.

Так как выбор технических решений осуществляется на перспективу, требуется прогнозирование нагрузок на год ввода объектов.

2.4 Прогнозирование электрических нагрузок для существующих подстанций

Этот раздел считается базовым, так как от нахождения вероятностных характеристик зависит последующий выбор оснащения подстанций, проводов и опор линий электропередач.

Определяем ожидаемую нагрузку согласно формуле сложных % указанной ниже на примере наибольшей спрогнозированной мощности, МВт:

$$P_{\text{прог}}^{\text{max}} = P_{\text{max}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t}, \quad (5)$$

где P_{max} – средняя мощность;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,0455 [7].

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

t – год в который снимался первый замер.

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

Далее определяем прогнозируемую нагрузку по формуле сложных % для ПС Зея:

$$P_{\text{max.прог}} = 9,97 \cdot (1 + 0.0455)^5 = 12,45 \text{ МВт}.$$

Исходные данные для расчёта вероятностных характеристик приведены в таблице 5 и таблице 6.

Спрогнозированные вероятностные характеристики сведены в приложение Г. Подробный расчёт приведён в приложении Б.

Таким образом, по исходным данным, мы определили вероятностные и прогнозируемые нагрузки на всех ПС.

3 ВЫБОР ЭЛЕМЕНТОВ СХЕМЫ СЕТИ ПРИ ЕЕ РАЗВИТИИ

Выбор сечений проводников.

Данный метод, позволяет принимать во внимание: технико-экономические характеристики; пропускную способность послеаварийных режимов; механическую надежность воздушных линий; условия образования короны и касательно незначительные годовые потери энергии.

На сегодняшний день данные линии отобраны согласно экономическим токовым интервалам. Текущая нагрузка линии. [8]:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max}, \quad (6)$$

где α_i – коэффициент учитывающий рост нагрузки по годам эксплуатации и равен 1,05;

α_T – коэффициент, зависящий от числа часов использования наибольшей нагрузки T_{\max} и коэффициента попадания в максимум энергосистемы (для ВЛ 220 кВ $K_{\text{Зезя}} = 1$). Значение α_T принимаем для ВЛ 220 кВ равным кВ 1;

I_{\max} – максимальный ток протекающий по линии.

$$I_{\max.i} = \frac{\sqrt{P_{i,j}^2 + Q_{i,j}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{Ц}}} \quad (7)$$

где $P_{i,j}$ – поток максимальной активной мощности текущей по линии зимой;

$Q_{i,j}$ – поток максимальной реактивной мощности текущей по линии зимой.

Расчитываем максимальный ток, текущий по участку Амурская-Зезя, кА:

$$I_{\max. \text{Ам-Зезя}} = \frac{\sqrt{82,4 + 32,96}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,028 \text{ кА.}$$

$$I_p = 1,05 \cdot 1 \cdot 0,028 = 0,029 \text{ кА.}$$

Аналогично рассчитываем другие максимальные и расчетные токи этой схемы.

Рассчитанные значения расчетного тока для обоих вариантов указаны в таблице 5.

Таблица 5 – Расчетные токи на ВЛ

Участок сети	Расчетный ток, кА
1	2
Амурская-Зея	0,028
Зея-Ледяная	0,03

Определив максимальные и расчетные токи в зависимости от района строительства ВЛ, номинального напряжения, материала опор, района по гололеду и числа цепей определяем марки проводов ЛЭП по экономическим токовым интервалам [10] таблица 6.

Таблица 6 – Марки проводов воздушных линий электропередач

Участок сети	Марка провода
Амурская-Зея	АС – 300/39
Зея-Ледяная	АС – 300/39

Выбор числа и мощности силовых трансформаторов.

Мощность трансформатора в стандартных обстоятельствах эксплуатации обязана гарантировать питание энергией абсолютно всех потребителей, присоединенных к этой подстанции. Помимо этого, необходимо принимать во внимание потребность обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии в 1 из трансформаторов, установленных в подстанции.

Для выбора трансформатора из каталога необходимо рассчитать его расчетную мощность, МВА:

$$S_{P,i} = \frac{\sqrt{P_{CP,i}^2 + Q_{неск,i}^2}}{n \cdot K_{3,i}}, \quad (8)$$

где P_{CP} – среднее значение активной мощности в зимний период;

$Q_{неск}$ – некомпенсированная реактивная мощность;

n – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

K_3 – коэффициент загрузки (принимаю равным 0,7).

Считаем расчетную мощность трансформаторов на подстанции «Зея», МВА:

$$S_{P,Зея} = \frac{\sqrt{9,97^2 + 3,99^2}}{2 \cdot 0,7} = 18,587 \text{ МВА.}$$

Приобретенное значение расчетной мощности округляется до ближайшей наиболее большой номинальной мощности трансформатора, по этой причине на подстанции Зея будут установлены 2 трансформатора ТДН 25000/220. Уже после выбора трансформатора его следует проверить согласно коэффициентам перегрузки при номинальной и послеаварийной работе.

$$K_3^{НОМ} = \frac{\sqrt{P_{CP}^2 + Q_{CP}^2}}{n \cdot S_{ТР}^{НОМ}} \quad (9)$$

Полученное значение номинального коэффициента загрузки должно находится в интервале от 0,5 до 0,75.

На подстанции Зея значение коэффициента загрузки составляет:

$$K_3^{НОМ} = \frac{\sqrt{9,97^2 + 3,99^2}}{2 \cdot 2,5} = 0,64.$$

В послеаварийном режиме работы предполагается, что один из трансформаторов выведен из строя.

$$K_3^{П.А} = \frac{\sqrt{P_{CP}^2 + Q_{CP}^2}}{(n-1) \cdot S_{TP}^{НОМ}} \leq 1,4. \quad (10)$$

$$K_3^{П.А} = \frac{\sqrt{9,97^2 + 3,99^2}}{(2-1) \cdot 2,5} = 1,29 \leq 1,4.$$

Значения коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах работы приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Нагрузочный и послеаварийный коэффициенты в летний период

Наименования ПС	Коэффициенты загрузки в нормальном режиме	Коэффициенты загрузки в послеаварийном режиме
Зея	0,64	1,29

Данные о выбранном трансформаторе сведены в таблицу 8.

Таблица 8 – Выбор силовых трансформаторов

Подстанция	S _Р , МВА	S _Н , МВА	Тип трансформатора	K ³ _{НОМ}	K ³ _{П.А}
Зея	18,587	25,000	ТДН – 25000/220	0,64	1,29

3.1 Техничко-экономическое обоснование

Расчет капитальных вложений.

Расчет капитальных вложений выполняется согласно совокупным показателям. Сперва мы устанавливаем важные капиталовложения вдоль линий с учетом коэффициента маршрута. Вычисление выполнен с целью года проекта, то имеется с учетом уровня инфляции (Кинф = 4,61). Далее мы установим важные капиталовложения в подстанции, при этом определим стабильную доля расходов, цена силовых трансформаторов, цена распределительного устройств высокого напряжения, цена компенсирующих устройств. Определить единую необходимую сумму капиталовложений.

Капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети включают в себя капиталовложения на сооружения подстанций и воздушных линий электропередач, млрд.руб:

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (11)$$

Капиталовложения для структур подстанции заключаются в: капиталовложения требуемых для покупки трансформаторов, дающих компенсацию устройств, конструкция открытой коммутационной аппаратуры и постоянных затрат, в том числе стоимость сухопутного усовершенствования, снабжения коммуникаций, покупки земли, млрд. руб:

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (12)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформатора зависит от мощности и номинального напряжения;

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств, зависящая от мощности;

$K_{ОРУ}$ – стоимость открытого распределительного устройства, зависящая от схемы РУ, номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат зависящая от тех же показателей что и стоимость ОРУ;

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции ($K_{ИНФ} = 4,04$).

Капиталовложения для строительства ВЛЭП рассчитываются по формуле, млрд.руб:

$$K_{ПС} = K_0 \cdot L_{\Sigma}, \quad (13)$$

где K_0 – удельная стоимость одного километра линии;

L_{Σ} – длина ВЛЭП.

Расчеты капиталовложений приведем в приложении.

Получили:

$K_{ПС} = 5,187$ млрд.руб.

$K_{ВЛ} = 2,022$ млрд.руб.

$K = 5,207$ млрд.руб.

Расчет потерь электрической энергии.

Потери электроэнергии рассчитываются в отдельности в протяжении холодных или зимних и летних периодов. Установите потери в линиях, трансформаторах, компенсирующих приборах. Загрузочные потери вычисляет среднеквадратическая мощность, получая во внимание реактивную энергетическую компенсацию. Относительно стабильные потери для трансформаторов - потери на протяжении единого года. Относительно стабильные потери с целью верхних линий - потери короны.

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ВЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах в зимнее и летнее время года:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{ТР}, \quad (14)$$

Потери в воздушных линиях:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{(P_{\text{ЭФ}}^3)^2 + (Q_{\text{ЭФ}}^3)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_3 + \frac{(P_{\text{ЭФ}}^Л)^2 + (Q_{\text{ЭФ}}^Л)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_Л + \Delta W_K, \quad (15)$$

где $T_3, T_Л$ – количество зимних и летних часов (5900 и 2860 часов соответственно);

ΔW_K – потери на корону, учитываются в ВЛ свыше 110 кВ включительно.

Потери на корону вычисляется по формуле, МВт·ч:

$$\Delta W = \Delta P_K \cdot L_{\Sigma}, \quad (16)$$

где ΔP_K – среднегодовые потери на корону для каждого уровня напряжения (для ВЛ 220 кВ $0,14 \times 10^{-3}$ МВт·ч/км).

Расчет потоков эффективных мощностей по линиям выполняется аналогично расчету потоков максимальных активных мощностей.

Потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{TP} = \frac{(P_{\text{ЭФ}}^3)^2 + (Q_{\text{ЭФ}}^3)^2}{2 \times U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{TP} \cdot T_3 + \frac{(P_{\text{ЭФ}}^I)^2 + (Q_{\text{ЭФ}}^I)^2}{2 \times U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{TP} \cdot T_I + 2 \cdot \Delta P_{XX} \cdot T_G, \quad (17)$$

где $P_{\text{ЭФ}}$, $Q_{\text{ЭФ}}$ – эффективные мощности ПС (нагрузка);

R_{TP} – активное сопротивление трансформатора;

ΔP_{XX} – потери активной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода;

T_G – годовое количество часов.

Расчет эксплуатационных издержек

Ежегодные издержки на эксплуатацию сети включают в себя:

- 1) издержки на эксплуатацию и ремонт ($I_{\text{РЭО}}$);
- 2) издержки на амортизацию ($I_{\text{АМ}}$);
- 3) стоимость потерь электроэнергии ($I_{\Delta W}$).

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{\text{Э.Р}} = \alpha_{\text{тэоВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{тэоПС}} \cdot K_{\text{ПС}}, \quad (18)$$

где $\alpha_{\text{тэоВЛ}}$, $\alpha_{\text{тэоПС}}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ВЛ и ПС ($\alpha_{\text{тэоВЛ}} = 0,008$; $\alpha_{\text{тэоПС}} = 0,059$).

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ($T_{\text{СЛ}} = 20$ лет):

$$I_{\text{АМ}} = \frac{K}{T_{\text{СЛ}}}, \quad (19)$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (20)$$

где ΔW - потери электроэнергии, МВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии. На данный момент

$$C_{\Delta W} = 2,29 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}.$$

Вычислим издержки на амортизацию, текущий ремонт и амортизацию для обоих вариантов по формулам (22) и (23):

$$I_{PЭО1} = 0,008 \cdot 1,69 \cdot 10^6 + 0,059 \cdot 1,01 \cdot 10^6 = 3,062 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{AM1} = \frac{5,207 \cdot 10^6}{20} = 2,6 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб.}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W1} = 2,29 \cdot 325,596 = 7,45 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб.}$$

Найдем издержки для обоих вариантов по формуле (21), тыс.руб:

$$I = I_{PЭО} + I_{AM} + I_{\Delta W} \quad (21)$$

$$I_1 = 5,7 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб.}$$

Определение среднегодовых эксплуатационных затрат.

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I \quad (22)$$

где E – норматив дисконтирования. Данная величина зависит от ставки, рефинансирования установленной Центробанком Российской Федерации. ($E = 0,0825$) [11];

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I – издержки.

Произведя расчет по вышеуказанным формулам с найденными капиталовложениями и издержками получим:

$$Z_1 = 0,0825 \cdot 5,207 \cdot 10^6 + 5,7 \cdot 10^5 = 10,035 \text{ млрд.руб.}$$

4 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ В СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СЕТИ

Для расчета установившихся режимов воспользуемся ПВК «RastrWin3».

Программный комплекс «RastrWin3» предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. «RastrWin3» используется более чем в 150 организациях на территории России, Казахстана, Киргизии, Беларуси, Молдовы, Монголии, Сербии. В России основными пользователями являются Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ЕЭС) и его филиалы, Федеральная Сетевая Компания (ФСК), МРСК, проектные и научно-исследовательские институты [12]. Расчетные модули:

- расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0,4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- расчет установившихся режимов с учетом частоты;
- проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
- эквивалентирование электрических сетей;
- оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов;
- учет изменения сопротивления автотрансформатора при изменении положений РПН;
- расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;

- структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;

Перед проведением расчетов по программе нужно подготовить исходные данные по схеме, нагрузкам и генераторам электрической сети в форме, понятной RastrWin3. Для этого необходимо:

- нарисовать схему с указанием всех узлов и ветвей;
- пронумеровать все без исключения участки электрической сети, в том числе все без исключения промежуточные узлы. К примеру, электрическая станция может быть показана 2-мя узлами – шины генераторного напряжения и шины за трансформатором. Узел в исходных данных программы отвечает электрическим шинам. Номер узла должен являться уникальным положительным числом, сквозная нумерация необязательна;- для каждого узла определить его номинальное напряжение и нанести на схему;
- для каждого узла нагрузки определить активную и реактивную мощность потребления;
- для линий электропередачи (ЛЭП) определить продольное сопротивление и проводимость на землю (проводимость задается в микросименсах и емкостный характер отражается знаком минус);
- для трансформаторов определить сопротивление $R+jX$, приведенное к стороне высокого напряжения, проводимость шунта на землю $G+jB$ и коэффициент трансформации, равный отношению низшего номинального напряжения к высшему (таким образом, коэффициент трансформации будет меньше единицы);
- определить номер балансирующего узла и его модуль напряжения.

Выполнив названные выше операции перейдем к расчету установившегося режима. Схема существующей электрической сети приведена на листе 1, подробный расчет установившегося и аварийного режима приведены на листе 2 и 3.

4.1 Расчет максимального и минимального режима

Используя приведенные выше исходные данные, а также максимальную нагрузку в зимний период, мы рассчитаем максимальный режим с использованием выбранного ПВК. В таблице 9.10 приведены результаты режима расчета. Они отображают информацию о напряжении в узлах, токах в ветвях, потоках активной и реактивной мощности в начале и в конце каждой ветви проектируемых подстанций.

Таблица 9 – Напряжения в узлах, расчет в ПВК

Подстанция	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ
Амурская	220	10
Зея	220	10
Ледяная	220	6

Таблица 10 – Потоки мощности в начале и конце линии

Участок сети	Поток мощности в конце линии	Поток мощности в конце линии
Амурская-Зея	$8,6+j6,9$	$8,6+j6,1$
Зея-Ледяная	$75,4+j3,8$	$75,4+j3,1$

Далее, используя приведенные выше исходные данные, а так же минимальную нагрузку в летний период, проведем расчет минимального режима с помощью выбранного ПВК. В таблице 11, 12 приведены результаты расчета режима.

Таблица 11 – Напряжения в узлах, расчет в ПВК

Подстанция	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ
Амурская	187	8,5
Зея	187	8,5
Ледяная	187	5,1

Таблица 12 – Потоки мощности в начале и конце линии

Участок сети	Поток мощности в конце линии	Поток мощности в конце линии
--------------	------------------------------	------------------------------

Амурская - Зея	7,31+8,16	7,31+j5,1
Зея - Ледяная	64+j3,23	5+j2,6

4.2 Анализ результатов расчета максимального и минимального режимов

Анализ режимов осуществляем по напряжению, по пропускной способности сети.

1. Анализ по напряжению.

Максимально допустимое напряжение:

$$U_{\text{наиб.раб}} = 2,25 U_{\text{ном}}$$

$$U_{\text{мин.доп.}} = 2,10 U_{\text{ном}}$$

Для номинального напряжения равного 220 кВ, $U_{\text{наиб.раб}} = 225$ кВ.

$U_{\text{мин.доп.}} = 210$ кВ.

Все напряжения проходят по допустимым отклонениям.

2. Анализ по экономическим токовым интервалам.

Возьмем токи из расчета «RastrWin3», и проверим выбранные сечения по экономическим токовым интервалам. Анализ приведен в таблице 13.

Таблица 13 - Плотность тока в ветвях при максимальном режиме

Участок сети	Марка провода	Экономический токовый интервал, А	Нагрузка на одну цепь, А
Амурская - Зея	АС – 300/39	136-170	505
Зея - Ледяная	АС – 300/39	136-170	505

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

5.1 Общие сведения

Для выбора электрооборудования в условиях КЗ сначала мы должны провести испытания [14]:

- начальное действующее значение периодической составляющей текущего короткого замыкания. И значение этого компонента в расчетный момент времени (к моменту начала расхождения дугогасительных контактов переключателей и к моменту затухания дуги);
- начальное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания и значение этой составляющей в расчетное время;
- ток шока к.з.

Для расчета токов короткого замыкания мы используем RastrKZ как часть «RastrWin3». Программный комплекс предназначен для расчета токов короткого замыкания и несимметричных режимов.

Исходные данные задаются с помощью стандартной таблицы ввода ПК «RastrWin3». Схема прямой последовательности является основой. Все исходные данные хранятся в шаблоне «динамика.rst». Формы для работы с несимметрией собраны в сборнике «несимметрия» [12].

Несимметрия рассчитывается по данным шаблона «динамика.rst» с заданной информацией о параметрах цепей прямой последовательности. Расчет начинается нажатием кнопки на молнии.

5.2 Составление схемы замещения

Необходимым шагом в расчете каждого несимметрического режима считается сравнение эквивалентных схем прямой, обратной и нулевой последовательности. Необходимо выделить, то что данные проблемы легче всего решить для прямой последовательности. Шаблон замещения формы практически целиком повторяет шаблон замещения для расплаты симметричного трехфазного КЗ.

5.3 Определение параметров элементов схемы замещения для расчета в выбранном ПВК

Для расчета потребуются параметры схемы замещения, которые определяются по введенным ниже формулам.

Сопротивление генератора:

$$X_z = X_d'' \cdot \frac{U_{cpn}^2}{S_n} \quad (23)$$

где X_d'' - переходное сопротивление генератора;

U_{cpn}^2 - квадрат среднего напряжения;

S_n - номинальная мощность генератора.

ЭДС генератора:

$$E = E_d'' \cdot U_n \quad (24)$$

где E_d'' - переходная ЭДС генератора;

U_n - номинальное напряжение.

5.4 Результаты расчетов тока короткого замыкания

Схема с изображением точек К1, К2, К3 представлена на рисунке 3.

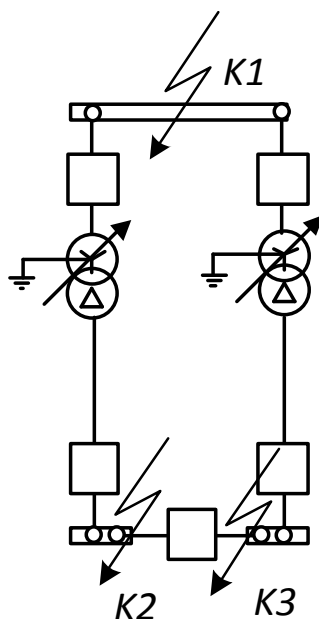


Рисунок 3 – Схема токов КЗ.

Вид короткого замыкания - трехфазный, в соответствии с которому проверяется динамическая устойчивость шин и приборов, отключающая способность выключателей и термическая устойчивость токоведущих элементов электроустановок и приборов. В ходе расчета токов КЗ следует установить следующие значения:

$I_{по}$ - периодическая составляющая тока короткого замыкания;

$i_{уд}$ - ударный ток короткого замыкания;

i_a - аperiodическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени.

Полученные результаты расчета в ПВК «RastrWin3» приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Токи периодической составляющей подстанции Зезя

Ст. тр-ции	N _{уз}	Тип	I _{по}
220	200	3ф	2,832
10	201	3ф	9,539
10	202	3ф	9,539

Ударный ток, апериодическая составляющая тока короткого замыкания и ударный коэффициент рассчитываются по следующим формулам:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{no} \quad (25)$$

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{no} \quad (26)$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{0.01}{T_a}} = 1,717 \quad (27)$$

где T_a - постоянная времени, равная для 220 кВ - 0,03 с, для 10 - 0,01 с.

Результаты расчета всех необходимых токов короткого замыкания приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Токи короткого замыкания

Точка короткого замыкания	$I_{по}$, кА	T_a , с	I_{a0} , кА	$i_{y\partial}$, кА
К1	2,832	0,03	4,005	6,875
К2	9,539	0,01	13,49	18,453
К3	9,539	0,01	13,49	18,453

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

6.1 Общие сведения

В процессе проектирования электрической части станций производится выбор следующих токоведущих частей и аппаратов:

- высоковольтных выключателей, разъединителей и другой коммутационной аппаратуры (выключателей нагрузки, короткозамыкателей, отделителей и т.п.) для всех основных цепей;
- измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- сборных шин на всех напряжениях;
- токоведущих частей (шин), связывающих основное оборудование с распределительными устройствами и основными аппаратами;
- контрольных кабелей;
- устройств для защиты от перенапряжений.

Отдельные токоведущие части и электрические приборы обязаны гарантировать надежную работу электроустановок никак не только лишь в нормальном режиме, но и в аварийном режиме. При выборе необходимо принимать во внимание конкретные требования, а непосредственно: географическое размещение электростанции, в таком случае имеется атмосферные требования, вид конструкции (внешняя либо внутренняя). Рекомендовано определять спецоборудование подобного вида в сортировочных приборах 35 кВ и ранее, несмотря на то единичные приборы имеют все шансы различаться согласно собственным характеристикам [15].

6.2 Выбор и проверка выключателей

Выключатели выбирают по нормальному режиму и проверяют на отключающую способность и на стойкость токам КЗ. Условия выбора следующие:

- род установки (наружная, внутренняя);
- тип выключателя (предварительно);
- номинальное напряжение выключателя;

номинальный ток выключателя.

Предварительно выбранный выключатель проверяют на отключающую способность, а также на динамическую и термическую стойкость токам КЗ.

Максимальные рабочие токи для двух классов напряжения рассчитываются по формуле 28, кА:

$$I_{\max \text{ вн}} = \frac{S_{\text{вн}} + S_{\text{нн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}}, \quad (28)$$

$$I_{\max \text{ вн}} = \frac{2,83 + 9,539}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,032 \text{ кА.}$$

Аналогично считаются токи для низкой стороны.

$$I_{\max \text{ нн}} = \frac{9,539}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,204 \text{ кА.}$$

Так же для выбора выключателя необходимо проверить его по термической устойчивости, кА²с:

$$B_K = I_{\text{но}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (29)$$

где $t_{\text{откл}}$ - время отключения;

T_a - постоянная времени.

Время отключения находится следующим образом, с:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{ос}}, \quad (30)$$

где $t_{\text{рз}}$ - время релейной защиты, равное 2,5 с;

$t_{\text{ос}}$ - 0,055 с.

Используя формулу 35, получим требуемую величину:

$$B_k = 2,832^2 \cdot (2,555 + 0,03) = 20,732 \text{ кА}^2\text{с.}$$

По максимальным рабочим токам и установившимся напряжениям выбираем секционные и шиносоединительные выключатели РУ 220 кВ, а также на выходе трансформаторов 220 кВ. Данные расчетов сведены в таблицу 16.

Таблица 16 – Выключатель ВГТ-220 II-40/2500УХЛ

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 100 \text{ А}$	$I_{ном} = 100 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{по} = 2,83 \text{ кА}$	$I_{откл.н} = 79,196 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{откл.н}$
$I_{по} = 2,83 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{вкл}$
$i_{уд} = 6,85 \text{ кА}$	$i_{пр. с.} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} < i_{пр. с.}$
$i_{ат} = 2,87 \text{ кА}$	$i_{аном.} = 22,675 \text{ кА}$	$i_{аном.} \geq i_{ат}$
$B_k = 20,653 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{ми}^2 \cdot t_{ми} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{ми}^2 \cdot t_{ми}$

Выключатель проходит по требуемым параметрам. Расшифровка марки выбранного выключателя приведена ниже.

ВГ - выключатель элегазовый;

Т - условное обозначение конструктивного исполнения;

220 - номинальное напряжение, кВ;

II* - категория по длине пути утечки по внешней изоляции в соответствии с ГОСТ 9920-89;

40 - номинальный ток отключения, кА;

2500 - номинальный ток, А;

УХЛ - климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89. привода ППрК-1800С:

П - привод;

Пр - пружинный;

К - кулачковый;

1800 - работа статического включения, Дж;

С - специальный.

6.3 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель представляет собою переключательный прибор для напряжений выше 1 кВ, главное предназначение коего состоит в формировании видимого промежутка и изоляции элементов системы, электроустановок, отдельных приборов с располагающихся рядом элементов, пребывающих под напряжением, с целью безопасных ремонтных работ. [15].

Выбирают разъединители согласно конструктивному выполнению, роду конструкции и нарицательным данным: усилию, продолжительному току, стойкости присутствию токах КЗ. Сведения расчетов объединены в таблицу 17.

Таблица 17 – Разъединитель РДЗ-220/1000 НУХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 25 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{max} < I_{ном}$
$i_{уд} = 6,85 \text{ кА}$	$i_{пр. с} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} < i_{пр. с}$
$B_k = 20,652 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 31,5 \text{ кА}, \quad t_{тн} = 3 \text{ с}$ $I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 31,5^2 \cdot 3 = 3969 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Расшифровка марки выбранного разъединителя:

Р - разъединитель;

Д - двухколонковый;

З - наличие заземлителей;

220 - номинальное напряжение;

1000 - номинальный ток;

НУХЛ - климатическое исполнение;

1- категория размещения.

6.4 Выбор ячеек КРУ

Комплектное распределительное устройство – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с вмонтированными в их аппаратами, измерительными и предохранительными устройствами и вспомогательными приборами.

Шкафы с полностью собранным и готовым к работе оборудованием прибывают на место установки, где они формируются, соединяют шины в стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Использование распределительного устройства дает возможность стимулировать установку распределительного устройства. Распределительное устройство безопасно для обслуживания, так как все доли под напряжением покрыты металлическим корпусом. Для КРУ 6 –10 кВ используются выключатели обычной конструкции, вместо разъединителей втычные контакты.

В данной ВКР рационально принять КРУ серии К – 104. Шкаф КРУ состоит с жесткого железного корпуса, внутри коего расположено все оборудование. С целью безопасного обслуживания и локализации аварий корпус разделен в отсеки с металлическими перегородками и автоматически закрывающимися железными шторками. Выключатель с приводами установлен в выкатной тележке. В верхней и нижней частях тележки размещены мобильные разделяющие контакты, которые при вкатывании тележки в шкаф закрываются с шинным и линейным неподвижными контактами. Присутствие выкатывании тележки с предварительно выключенным выключателем разъёмные контакты отключаются, и выключатель при этом будет отсоединен с монтажных покрышек и кабельных вводов. Если тележка располагается за пределами здания шкафа, гарантируется комфортный допуск к выключателю и его приводу с целью ремонтных работ. Расположение выключателя в выкатной тележке дает возможность существенно сократить масштабы шкафа согласно сопоставлению с сборными РУ, в каком месте камера выключателя обязана учитывать вероятность допуска к устройствам и восстановление их в участке.

Выдвижная тележка может занимать три положения: рабочая (тележка расположена в корпусе шкафа, первичная и вторичная цепи замкнуты); проверка (тележка в случае шкафа, но первичная цепь разомкнута, а вторичная замкнута); ремонт (тележка находится вне шкафа, первичная и вторичная цепи разомкнуты). На съемной тележке установлены трансформаторы напряжения, разрядники, силовые предохранители, разъемные контакты соединений главной цепи. [16].

На низкой стороне выбрал КРУ внутренней установки 10 кВ марки К-104 со встроенными выключателями марки ВВЭ-10 с электромагнитным приводом. Основные параметры шкафа КРУ серии К – 104 приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Основные параметры шкафа КРУ серии К – 104

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	630, 1000, 1600
Номинальный ток отключения, кА	31,5
Электродинамическая стойкость, кА	81
Тип выключателя	ВК/ВВЭ – 10
Тип привода к выключателю	Электромагнитный и пружинный
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	630, 1000, 1600
Габариты шкафа, мм: Ширина / глубина /высота	750/1200/2100
Масса шкафа отходящей линии, кг	600-880
Трансформатор тока	ТЛМ-10
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.09-10Т2
Ограничители перенапряжения	ОПН – 6(10)У

Проверка выключателя осуществляется по формулам, которые приведены выше. Данные расчетов сведены в таблицу 19.

Таблица 19 - Сопоставление каталожных и расчетных данных для КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{МАХ}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 142 \text{ А}$	$I_{\text{МАХ}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НМИН}} = 600 \text{ А}$	$I_{\text{РМИН}} = 65 \text{ А}$	$I_{\text{РМИН}} \leq I_{\text{НМИН}}$
$I_{\text{ВКЛ}} = 81 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 9,539 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} \leq i_{\text{СКВ}}$
$I_{\text{СКВ}} = 81 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} = 18,453 \text{ кА}$	$B_{\text{КР}} \leq B_{\text{КН}}$
$B_{\text{К}} = 85 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} = 82,525 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$
$I_{\text{ОТКЛ}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{Пт}} = 9,539 \text{ кА}$	$I_{\text{Пт}} \leq I_{\text{ОТКЛ}}$
$i_{\text{АНОМ}} = 17,82 \text{ кА}$	$I_{\text{Ат}} = 4,963 \text{ кА}$	$I_{\text{Ат}} \leq i_{\text{АНОМ}}$

6.5 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока представляет собой электрическое устройство, предназначенное для снижения тока первичной обмотки до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от высоковольтных первичных цепей.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи:

- при $U_n \geq 220 \text{ кВ}$, а также в цепях генераторов – в три фазы (схема звезда);
- при $U_n \leq 35 \text{ кВ}$ – в две фазы (схема неполной звезды);
- в трёхпроводных установках при равномерной нагрузке фаз – в одну фазу (цепи трёхфазных двигателей).

Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту), и обязательно в цепи генератора даже без генераторного выключателя. Количество комплектов ТТ в генераторной цепи зависит от мощности генератора.

ТТ выбирают по первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), по номинальному напряжению, конструкции, классу точности и проверяют на электродинамическую и термическую стойкость

при КЗ. Для ОРУ 220 кВ выбираем ТРГ-220-УХЛ. Данные расчетов сведены в таблицу 20.

Таблица 20 – Трансформатор тока ТРГ-220-УХЛ

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 50 \text{ А}$	$I_{1ном} = 100 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2р} = 1,108 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 2 \text{ Ом}$	$Z_{2р} < Z_{2ном}$
$i_y = 6,875 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 84 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 20,652 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 16 \text{ кА}, \quad t_{тн} = 3 \text{ с}$ $I_{ми}^2 \cdot t_{ми} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Т.к. индуктивное сопротивление вторичных цепей мало, то можно считать $Z_2 = r_2$. Тогда сопротивление вторичных цепей рассчитывается по формуле, Ом:

$$Z_{2р} = r_{приб} + r_{пр} + r_k, \quad (31)$$

где $r_{приб}$ – суммарное сопротивление последовательно включенных обмоток приборов;

$r_{пр}$ – сопротивление проводов, соединяющих ТТ с приборами;

r_k – переходное сопротивление контактов (принимается равным 0,1 Ом).

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2н}^2}, \quad (32)$$

Для определения $S_{приб}$ составим таблицу приборов, подключённых к данному ТТ.

$$r_{приб} = \frac{7,5}{5^2} = 0,3 \text{ Ом.}$$

Выберем кабель марки АКРВБ четырехжильный с сечением 4 мм². Контрольный кабель с резиновой изоляцией; оболочка – ПВХ пластикат;

броня - две стальные ленты; защитный покров – пропитанная кабельная пряжа, Ом:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{s_{np}} \quad (33)$$

$$r_{np} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,708 \text{ Ом.}$$

где $l_{расч} = 100$ м – расчётная длина провода для РУ 110 кВ;

$\rho = 0,0283$ Ом·мм/м – удельное сопротивление для меди;

s_{np} – сечение проводов, принимаем $s_{np} = 4 \text{ мм}^2$.

$$Z_{2p} = 0,3 + 0,708 + 0,1 = 1,108 \text{ Ом.}$$

Принимаем счётчики электрической энергии трёхфазные, активно/реактивные, многофункциональные Меркурий 230 ART В качестве основного прибора. Счетчики обеспечивают:

- Учет активной и реактивной электроэнергии в одном или двух направлениях в одно- или многотарифном режимах;

- Измерение пофазно:

- тока, напряжения, частоты, $\cos \phi$, углов между фазными напряжениями;

- Передачу результатов измерений по интерфейсам CAN, RS485, IrDA,

В ЖК-мониторе отражаются счетчики: размер потребленной активной и реактивной электрической энергии для каждого тарифа (до 4) и совокупность для абсолютно всех тарифов с общим результатом с точностью вплоть до сотых частью кВтч и киловар.

Приборы, подключаемые к ТТ ТРГ-220-УХЛ приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Приборы, подключаемые к ТТ ТРГ-220-УХЛ

Прибор	Цепь	Тип	Нагрузка, В.А по фазам		
			А	В	С
Амперметр	Ввод 220 кВ	Ртутный 230 ART2	-	-	-
Варметр					
Ваттметр					
Счетчик АЭ					
Счетчик РЭ					
ИТОГО					
Амперметр	Секционный выключатель	Ртутный 230 ART2	7,5	-	7,5
Итого					
Амперметр	На отходящих линиях 220 кВ	Ртутный 230 ART2	-	-	-
Счетчик АЭ					
Счетчик РЭ					
ИТОГО					

Аналогично выбираем остальные трансформаторы тока.

Для КРУ 10 кВ выбираем ТЛМ-10 и кабель марки АКРВГ 4-х жильный с сечением 2 мм². Данные расчетов сведены в таблицу 21.

Таблица 21 – Трансформатор тока ТЛМ-10.

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 142 \text{ А}$	$I_{1ном} = 200 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2р} = 0,368 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 2 \text{ Ом}$	$Z_{2р} < Z_{2ном}$
$i_y = 18,453 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 100 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 82,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 26 \text{ кА}, \quad t_{тн} = 3 \text{ с}$ $I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 26^2 \cdot 3 = 2028 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Приборы, подключаемые к ТТ ТРГ-10-УХЛ приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Приборы, подключаемые к ТТ ТЛМ-10

Прибор	Цепь	Тип	Нагрузка, В.А по фазам		
			А	В	С
Амперметр	Ввод 10 кВ	Ртутный 230 ART2	-	-	-
Варметр					
Ваттметр					
Счетчик АЭ					
Счетчик РЭ					
ИТОГО					
Амперметр	Секционный выключатель	Ртутный 230 ART2	7,5	-	7,5
Итого					
Амперметр	На отходящих линиях 10 кВ	Ртутный 230 ART2	-	-	-
Счетчик АЭ					
Счетчик РЭ					
ИТОГО					

6.6 Выбор трансформаторов напряжения

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

Трансформаторы напряжения (ТН) выбираются по конструкции и схеме подключения обмоток, номинального напряжения, класса точности и проверки на вторичную нагрузку. [17].

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин РУ 220 кВ, которая приведена в таблице 23.

Таблица 23 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 220 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Кол-во катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
Вольтметр	Меркурий 230 ART2	1	4	1	4
Ваттметр		1	5	2	10
Варметр		1	5	2	10
Счетчик АЭ		3	0,1	2	0,6
Счетчик РЭ					
Итого					24,6

В РУ 220 кВ устанавливаем НОМ-220-66У1. Сравнение параметров приведено в таблице 24.

Таблица 24 – Трансформатор напряжения НОМ-220-66У1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 220$ кВ	$U_{1ном} = 220$ кВ	$U_{уст} = U_{1ном}$
	Класс точности 0,5	
$S_{2р} = 24,6$ ВА	$S_{2н} = 150$ ВА	$S_{2р} < S_{2н}$

Выберем на стороне 10 кВ измерительные трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ.09-10Т2. Определим вторичную нагрузку трансформатора напряжения, и результаты занесем в таблицу 25.

Таблица 25 – Вторичная нагрузка ТН на НН

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Количество катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
Вольтметр	Меркурий 230 ART2	1	4	1	4
Ваттметр		1	5	2	10
Варметр		1	5	2	10
Счетчик АЭ		6	0,1	2	1,2
Счетчик РЭ					
Итого					25,2

Данные расчетов сведены в таблицу 26.

Таблица 26 – Трансформатор напряжения ЗНОЛ.09-10Т2

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{1ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{1ном}$
	Класс точности 0,5	
$S_{2р} = 25,2 \text{ ВА}$	$S_{2н} = 4 \times 75 \text{ ВА}$	$S_{2р} < S_{2н}$

Таким образом, были приняты приборы, приведенные в таблице 27.

Таблица 27 – Выбор типа трансформатора

Уровень U, кВ	Тип трансформатора
220	НОМ-220-66У1
10	ЗНОЛ.09-10Т2

4.7 Выбор и проверка токоведущих частей

В ОРУ 220 кВ и выше обычно применяют гибкие шины, выполненные сталеалюминевыми проводами.

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами.

Выбор сечения по нагреву:

$$I_{доп} \geq I_{макс} \quad (34)$$

Принимаем сечение по допустимому току.

220 кВ – АС-300/39, так как 710 А больше $I_{макс} = 320 \text{ А}$, то условие выполняется.

Проверка на термическое действие КЗ не производится, т.к. шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка гибких шин по условиям схлестывания не проводится, так как периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ на шинах 110-35 кВ ПС меньше 20 кА [15].

Проверка по экономической плотности тока не производится, так как шины расположены на ОРУ [15].

В РУ 6-10 кВ применяется жёсткая ошиновка, рисунок 4.

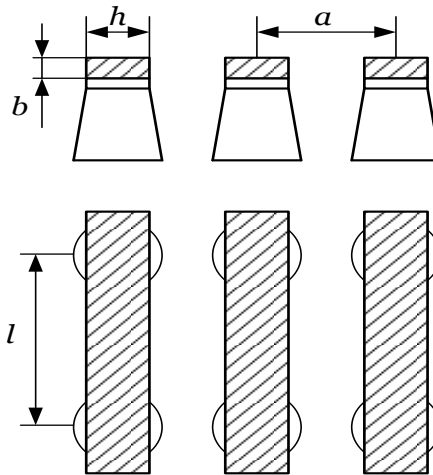


Рисунок 4 – Жесткая ошиновка РУ 10 кВ

Выбираем сечение шин по допустимому току. Принимаем однополосные алюминиевые шины прямоугольного сечения $20 \times 3 \text{ мм}^2$, марки АД31Т - из алюминиевого сплава, закаленные и естественно состаренные; $I_{\text{доп}} = 215 \text{ А}$.

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят $I_{\text{max}} = 142 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 215 \text{ А}$.

Проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение по условию термической стойкости, мм^3 :

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T}, \quad (35)$$

где B_K - интеграл Джоуля, рассчитанный ранее, $\text{кА}^2\text{с}$;

C_T - функция, значение которой для данного проводника принимается равным $82 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$.

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{82 \cdot 10^3}}{82} = 3,5 \text{ мм}^2.$$

Определяется пролёт l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad l \leq 0,7 \text{ м.} \quad (36)$$

где l - длина пролёта между осями опорных изоляторов, должна быть меньше 0,7 м условия недопустимости резонанса, в выбранном типе КРУ К-104 данное расстояние 0,5 м;

J - момент инерции шины, который находится по формуле, м^4 :

$$J = \frac{h \cdot b^3}{12}, \quad (37)$$

$$J = \frac{0,3 \cdot 2^3}{12} = 0,5 \text{ м}^4,$$

q - поперечное сечение шины, равное 60 мм^2 .

Механический расчет однополосных шин:

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента, МПа:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (38)$$

где $W = \frac{0,3 \cdot 2^2}{6} = 0,2$ - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см^3 ;

a - расстояние между фазами, для выбранного КРУ равно 0,25 м ;

l - длина пролета между опорными изоляторами, м.

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{18453^2 \cdot 0,5^2}{0,2 \cdot 0,25} = 29,489 \text{ Мпа.}$$

Шины механически прочны, если $\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}$, т. е. $29,5 < 89$ МПа, а также $\sigma_{\text{доп}} \leq 0,7 \sigma_{\text{разр}}$, т.е. $29,5 \leq 127 \cdot 0,7$. Условия механической прочности соблюдены. Данные расчетов сведены в таблицу 28.

Таблица 28 – Выбор жёстких шин 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{\max} = 142 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} = 215 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\max}$
$\sigma_{\text{расч}} = 29,5 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} = 89 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$
$q_{\min} = 3,5 \text{ мм}^2$	$q = 60 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{\min}$

6.8 Выбор и проверка опорных изоляторов

Выбираем опорные изоляторы по напряжению, роду установки и допустимой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{\text{расч}}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{\text{разр}}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (39)$$

$$F_{\text{расч}} = 0,6F_{\text{разр}} = F_{\text{доп}}. \quad (40)$$

Выбор опорных изоляторов 220 кВ:

Выбираем опорные изоляторы марки ОСК 10-220-А-2 УХЛ1 с $F_{\text{разр}} = 10000 \text{ Н}$.

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Расчитываем допустимую нагрузка на головку изолятора:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{i_{y0}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{6872^2 \cdot 0,5}{0,6} \cdot 10^{-7} = 7 \text{ Н}.$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как:

$$F_{доп} = 0.6 \cdot F_{разр} = 0.6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н.}$$

Данные расчетов сведены в таблицу 29.

Таблица 29 – Выбор опорных изоляторов 220 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{РАСЧ} = 10 \text{ Н}$	$F_{ДОП} = 6000 \text{ Н}$	$F_{ДОП} \geq F_{РАСЧ}$

Таким образом, был проведен выбор изоляторов на все классы номинального напряжения.

6.9 Выбор ограничителей перенапряжений

ОПН – специализирован с целью защиты изоляции электрооборудования в энергетических системах и сетях с грозовых и внутренних перенапряжений. В стороне ВН трансформаторов установлены ОПН марки ОПН – У/TEL У1 с классом напряжения 220 кВ, рассчитанный с целью защиты с грозовых и коммутационных перенапряжений воздушных электрических сетей 27-220 кВ.

Выбор ОПН 220 кВ:

Энергия поглощения ОПН, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (41)$$

где U - величина неограниченного перенапряжения, определяемая в процентном соотношении от пятидесятипроцентного напряжения, принимается равной 270 кВ в соответствии с [15].

$U_{ост}$ - остающееся напряжение ОПН, 180 кВ в соответствии с каталожными данными;

z - волновое сопротивление провода, 485 Ом;

n - количество последовательных токовых импульсов;

T - время распространения волны:

$$T = \frac{l}{v}, \quad (42)$$

где l и v - длина защищенного подхода и скорость распространения волны соответственно.

$$T = \frac{2500}{3,15 \cdot 10^8} \cdot 10^6 = 7,94 \text{ мкс};$$

$$\mathcal{E} = \frac{270-180}{485} \cdot 100 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 589 \text{ кДж}.$$

Далее определяется удельная энергоёмкость ОПН, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{номОПН}}}, \quad (43)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{589}{110} = 5,3 \text{ кДж/кВ}.$$

Выбирается ОПН-220 кВ с классом 4 энергоёмкости (до 5,8 кДж/кВ).

На стороне ВН выбирается ОПН – РВ/TEL У1 с классом напряжения 220 кВ, для которых $U_{\text{ост}} = 40,4$ кВ, $U = 100$ кВ, волновое сопротивление провода, принимается 50 Ом.

На стороне НН трансформаторов приняты ОПН марки ОПН – РВ/TEL У1 с классом напряжения 10 кВ, для которых $U_{\text{ост}} = 43$ кВ, $U = 60$ кВ, далее по приводимой выше формуле рассчитывается энергия поглощения и удельная энергоёмкость ОПН 10 кВ:

$$\mathcal{E} = \frac{60-43}{485} \cdot 100 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 11 \text{ кВт}.$$

Далее определяется удельная энергоёмкость ОПН:

$$\mathcal{E}^* = \frac{11,3}{10} = 1,13 \text{ кВт/кВ}.$$

Выбирается ОПН-10 кВ с классом 2 энергоёмкости (до 2,3 кДж/кВ), [16].

6.10 Выбор и проверка ТСН

Мощность трансформаторов СН выбирается по расчетной нагрузке всех присоединенных электроприемников, согласно таблице 30.

Таблица 30 – Потребители

Нагрузка	P, кВт	cos (φ)	tg (φ)	Q, Квар
Система охлаждения	1	0,85	0,62	0,6
Подогрев выключателей и приводов 10 кВ	8,8	0,95	0,33	2,9
Подогрев выключателей и приводов 220 кВ	3,6	0,95	0,33	1,2
Подогрев шкафов КРУ 10 кВ	15	0,95	0,33	5,6
Подогрев приводов разъединителей	6,6	0,95	0,33	2,2
Подогрев релейного шкафа	2	0,95	0,33	0,7
Освещение, отопление, вентиляция ЗРУ 10 кВ	7	0,9	0,48	3,4
Освещение ОРУ 220 кВ	10	0,95	0,33	3,9
Маслохозяйство	80	0,85	0,62	46,5
Всего	133			66,9

Расчётная нагрузка ТСН, кВА:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}, \quad (44)$$

где k_c – коэффициент одновременности загрузки, принимается 0,8 по [15];

$P_{расч}$, $Q_{расч}$ - суммарная мощность потребителей.

С помощью формулы 50, получим расчётную нагрузку ТСН:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{133^2 + 66,9^2} = 119,1 \text{ кВА.}$$

Определяем мощность трансформатора по формуле, кВА:

$$S_T = \frac{S_{расч}}{k_3 \cdot N_T}, \quad (45)$$

где k_3 – коэффициент загрузки, принимается 0,7 для двух ТСН по [15];

N_T – количество ТСН на ПС.

$$S_T = \frac{119,1}{0,7 \cdot 2} = 85 \text{ кВА.}$$

Выбирается трансформатор ТМ 100/10.

6.11 Выбор аккумуляторных батарей

На электростанциях и подстанциях необходима установка постоянного тока с аккумуляторными батареями для питания цепей управления, сигнализации, автоматики, аварийного освещения, а также для электроснабжения наиболее ответственных механизмов собственных нужд, которые обеспечивают сохранение оборудования в работоспособном состоянии (маслонасосы смазки, уплотнений вала).

Всех потребителей энергии, получающих питание от аккумуляторной батареи, можно разделить на три следующие группы:

- постоянно включенная нагрузка;
- временная нагрузка;
- кратковременная нагрузка.

Как правило, аккумуляторной батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором.

Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В.

Согласно сведениям академического – экспериментального аккумуляторного института токи разряда в указанном получасовом режиме

берутся: с целью разряда присутствие начальной температуре электролита
СТО С – 21 А, присутствие 250 С – 25А.

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме
постоянного подзаряда определяется по формуле, шт:

$$n_0 = \frac{U_{III}}{U_{IIA}}, \quad (46)$$

где n_0 - число основных элементов в батарее;

U_{III} - напряжение на шинах, принимаем $U_{III} = 230\text{В}$;

U_{IIA} - напряжение на элементе в режиме подзаряда (2,15 В).

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 108$$

В режиме заряда при максимальном напряжении на элементе 2,6 В к
шинам присоединяется минимальное число элементов:

$$n_{\min} = \frac{230}{2,6} = 88$$

В режиме аварийного заряда при напряжении на элементе 1,75 В к
шинам присоединяется:

$$n = \frac{230}{1,75} = 1,75$$

где n - общее число элементов батареи.

Таким образом, типовой номер батареи N выбирается по формуле:

$$N \geq 1,05 \cdot \left(\frac{I_{AB}}{J} \right), \quad (47)$$

где I_{AB} - нагрузка установившегося получасового (часового) аварийного разряда, А;

1,05 – коэффициент запаса;

J - допустимая нагрузка аварийного разряда, А/Н, приведенная к первому номеру аккумуляторов, в зависимости от температуры электролита.

Полученный номер округляется до ближайшего большего типового номера.

Определяем нагрузку установившегося получасового аварийного разряда по следующей формуле, А:

$$I_{AB} = I_{\text{выкл}(110)} + I_{\text{выкл}(10)} + I_{\text{привод}} + I_{\text{преобр}} \quad (48)$$

$$I_{AB} = 15 + 5 + 200 + 30 = 250 \text{ А}$$

Тогда, типовой набор батареи:

$$N \geq 1,05 \cdot \left(\frac{250}{24} \right) = 11$$

Выбранный аккумулятор необходимо проверить по наибольшему толчковому току по следующему неравенству:

$$46 \cdot N \geq I_{T \max}, \quad (49)$$

где 46 – коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку.

$$I_{T \max} = I_{AB} + I_{np}, \quad (50)$$

где I_{np} - ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима, равный 20 А.

$$I_{T \max} = 250 + 20 = 270 \text{ А.}$$

Тогда получим, что данное условие выполняется:

$$503,102 \text{ A} \geq 270 \text{ A} .$$

Напряжение подзарядного устройства определяется по условию, В:

$$U \geq 2,15 \cdot n_0 \tag{51}$$

$$U \geq 2,15 \cdot 108 = 232,2 \text{ В}$$

Зарядное устройство рассчитывается на ток разряда, А:

$$I_A \geq 5 \cdot N + I_{II} \tag{52}$$

где I_{II} - ток постоянно включенной нагрузки.

$$I_A \geq 5 \cdot 11 + 20 = 75 \text{ A}.$$

Определяем напряжение в конце заряда, В:

$$U_3 = 2,75 \cdot n \tag{53}$$

$$U_3 = 2,75 \cdot 130 = 375,5 \text{ В}$$

Аккумуляторные батареи выбираем марки СК-1-12,5x1.

7 МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ ЗЕЯ

7.1 Общие сведения

Распределительные устройства (РУ) электростанций и подстанций осуществляются внешней установкой основного оборудования на открытом воздухе (ОРУ).

В ходе эксплуатации возможно повышение напряжения выше максимального рабочего - внутреннее и грозовое перенапряжение.

Причиной грозовых разрядов считаются удары молнии в электроустановке либо вблизи ее в землю (вызванное перенапряжение). Разряд электрически считается источником тока. Потому как значения токов молнии подвержены статистическому рассеянию, перенапряжения молнии также считаются статистической величиной. Раскрытые распределительные устройства (ОРУ) защищаются стержневыми молниеотводами. С целью защиты шинных мостов и гибких взаимосвязей большой протяженности имеют все шансы применяться тросовые молниеотводы. ОРУ обычно защищаются несколькими молниеотводами.

При этом внешняя часть защиты определяется для каждой пары молниеотводов. Заземлители для отвода токов молнии характеризуются импульсным сопротивлением заземлителя. Заземление молниеотводов ОРУ в большинстве случаев производится путем присоединения их к заземлителю подстанции, который состоит из горизонтальных полос, соединяющих вертикальные электроды и образующих на площади, занимаемой подстанцией, сетку [18].

При установке в ОРУ отдельно стоящих молниеотводов обязаны соблюдаться безопасные дистанции по воздуху и в земле от молниеотводов и их заземлителей до элементов распределительного устройства.

7.2 Расчет заземлителя ОРУ 220 кВ

Заземление какой-либо части электрической установки – это преднамеренное соединение ее с заземляющим устройством с целью сохранения на ней достаточно низкого потенциала и обеспечение нормальной работы элементов в выбранном режиме. Различают три вида заземлений:

- рабочее
- защитное (для обеспечения безопасности людей)
- заземление молниезащиты

Рабочее заземление – это соединение с землей некоторых точек сети (обычно нейтрали обмоток части силовых трансформаторов и генераторов), со следующей целью:

- снижения уровня изоляции элементов электроустановки;
- эффективная защита сети ОПН от атмосферных перенапряжений;
- снижения коммутационных перенапряжений

Защитное заземление - данное заземление всех металлических элементов конструкции, которые как правило не находятся под напряжением, однако имеют все шансы находиться под ним, когда изоляция повреждена. Защитное заземление выполняется с целью увеличения безопасности эксплуатации, уменьшения вероятности поражения электрическим током людей и животных.

Требования к электроустановочным установкам ЭИ - заземляющее устройство, выполненное с соблюдением условий по его сопротивлению, должно обладать сопротивлением не более 0,5 Ом в любое время года, в том числе сопротивление естественных заземлителей. Заземление выполняется в виде сетки с вертикальными и горизонтальными электродами [18].

7.3 Расчет молниезащиты ПС Зезя

Сооружения и постройки либо их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местопребывания, ожидаемого числа поражений молний в год должны защищаться в

соответствии с категориями устройства молниезащиты и видом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии выполняется с помощью молниеотводов различных видов: стержневых, лиевых, сетчатых, комбинированных (к примеру, тросово-стержневых). Более часто применяются стержневые молниеотводы [18].

Защитное действие молниеотвода основано в свойстве молнии поражать самые высокие и хорошо заземленные металлические установки. Из-за этого защищенная конструкция, которая ниже по сравнению с громоотводом по высоте, вряд ли будет становиться объектом воздействию молнии, в случае если она попадает в все свои части в защитную зону молниеотвода. Область защиты молниеотвода является частью пространства вокруг молниеотвода, что с определенной степенью прочности защищает сооружения и постройки от прямых ударов молнии. Поверхность защитной зоны имеет минимальную и более постоянную степень прочности; присутствие передвижения изнутри области надежность защиты увеличивается. Предохранительная зона вида А обладает степенью прочности 99,5% и ранее, а вид В - 95% и выше.

Расчет молниезащиты строений сооружений объединяется к определению пределов зоны защиты молниеотводов. Что предполагает собою место, защищаемое от прямых ударов молнии. Область защиты единичного стержневого молниеотвода высотой h

Нормируется два вида зон:

Зона А - с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ;

Зона Б - с надежностью не менее 0,95 и $U > 500$ кВ.

Для защиты от прямого удара молнии применяются стержневые молниеотводы, тросовые молниеотводы, а также молниезащитные сетки и металлические кровли.

Зона защиты двух равновеликих стержневых молниеотвода.

В данном дипломном проекте проведен расчет зоны защиты типа – А - с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ, ОРУ-110 кВ. Расчет приведен в приложении В.

7.4 Анализ грозоупорности ОРУ 220 кВ

Любая электрическая установка, специализированная с целью выработки, передачи либо распределения электроэнергии, обладает изоляцией, соответствующей её номинальному напряжению. Рабочее напряжение, подаваемое в прибор, может различаться от номинального.

Избыточное напряжение выше максимального рабочего напряжения именуется перенапряжением. Перенапряжения разделяются на внутренние и наружные (грозы).

Причиной грозových разрядов считаются удары молнии в электроустановках либо вблизи с ними [18].

8 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ВЛ АМУРСКАЯ – ЗЕЯ, ЗЕЯ – ЛЕДЯНАЯ

В соответствии с заданием на проектирование проектом предусмотрено сооружение заходов заходов ВЛ 220 кВ Амурская - Ледяная в РУ 220 кВ Зея.

Технические решения, разрабатываемые по данному титулу, предусматривают реконструкцию существующей ВЛ с образованием новых ВЛ:

- ВЛ 220 кВ Амурская - Зея – 8,900км;
- ВЛ 220 кВ Зея - Ледяная – 8,863 км.

Количество углов поворота по каждому заходу ВЛ 220 кВ – 6 шт.

Основное направление трассы заходов – восточное.

Начальным пунктом участка заходов является существующая ВЛ 220 кВ Амурская – Ледяная в пролете опор 66-67, конечным пунктом – приемные порталы ПП 220 кВ Зея. Для организации заходов проектируемых ВЛ, в створе существующей ВЛ 220 кВ Амурская – Ледяная в пролете опор 66-67 предусматривается установка двух анкерно-угловых опор.

Таблица 31- Конструктивное исполнение реконструируемых воздушных линий

№ п/п	Наименование показателя	Значение
1.	1. ВЛ 220 кВ Амурская - Зея:	
	- протяженность заходов, км;	8,9;
	- протяженность ВЛ после реконструкции, км.	34,4
	2. ВЛ 220 кВ Зея - Ледяная:	
- протяженность заходов, км;	8,863;	
- протяженность ВЛ после реконструкции, км	28,463	
2.	Количество цепей	1 цепь
3.	Марка и сечение провода на ВЛ	АС300/39
4.	Количество проводов в фазе на ВЛ	1
5.	Грозозащитный трос на ВЛ	ОКГТ (диаметр 11 мм), ОКСН

Продолжение таблицы 31

6.	Материал опор	металл
7.	Тип основных опор на ВЛ	У220-1, У220-3, У220-2т, У220-2, П220-3т, П220-3
8	Тип фундаментов:	свайные фундаменты, выполненные из винтовых свай

Таблица 32 - Потребность в опорах при строительстве заходов ВЛ 220 кВ

Шифр опоры	Количество , шт.	Вес одной опоры с цинком, т	Общий вес опор, т
ВЛ 220 кВ Амурская – Зея			
У220-1	1	8,945	8,945
У220-1+9	1	13,078	13,078
У220-1+14	1	17,209	17,209
У220-3+5	2	10,099	20,198
У220-3+9	1	11,680	11,680
У220-2т	1	15,493	15,493
П220-3т+5	1	6,274	6,274
П220-3т	8	5,066	40,528
П220-3	14	4,881	68,334
Всего:	30		201,739
ВЛ 220 кВ Зея- Ледяная			
У220-1	1	8,945	8,945
У220-1+9	1	13,078	13,078
У220-1+14	1	17,209	17,209
У220-3+5	2	10,099	20,198
У220-2т+5	1	18,924	18,924
П220-3т+5	1	6,274	6,274
П220-3+5	2	6,088	12,176
П220-3т	9	5,066	45,594
П220-3	11	4,881	53,691
У220-2*+14	1	23,410	23,410
Всего:	30		219,499
Итого по объекту:			421,238

Все опоры должны быть оснащены устройствами от падения с высоты ЖАЛ-1-СН-ЭТ

Таблица 33- Потребность в фундаментах при строительстве заходов ВЛ 220 кВ

Шифр конструкции	фундаментной	Количе ство, шт.	Металлоконструкции, т	
			на единицу	всего
ВЛ 220 кВ Амурская-Зeya				
СВЛ 386П Свая винтовая с диаметром ствола Ø325, лопасти - Ø850, L=6000 мм, с пенополиуретановым заполнением		80	0,575	46,0
СВЛ 387П Свая винтовая с диаметром ствола Ø325, лопасти - Ø850, L=7000 мм, с пенополиуретановым заполнением		104	0,654	68,016
СВЛ 256П Свая винтовая с диаметром ствола Ø219, лопасти - Ø500, L=6000 мм, с пенополиуретановым заполнением		16	0,36	5,76
Металлоконструкции ростверков				58,99
Метизы				2,063
Всего:				180,829
ВЛ 220 кВ Зeya-Ледяная				
СВЛ 386П Свая винтовая с диаметром ствола Ø325, лопасти - Ø850, L=6000 мм, с пенополиуретановым заполнением		80	0,575	46,0
СВЛ 387П Свая винтовая с диаметром ствола Ø325, лопасти - Ø850, L=7000 мм, с пенополиуретановым заполнением		80	0,654	52,32

Продолжение таблицы 33

СВЛ 256П Свая винтовая с диаметром ствола Ø219, лопасти - Ø500, L=6000 мм, с пенополиуретановым заполнением	16	0,36	5,76
Металлоконструкции ростверков			49,814
Метизы			1,816
Всего			155,7
ВЛ 220 Амурская -Ледяная			
СВЛ 387П Свая винтовая с диаметром ствола Ø325, лопасти - Ø850, L=7000 мм, с пенополиуретановым заполнением	8	0,654	5,232
Металлоконструкции ростверков			1,935
Метизы			0,152
Всего:			7,319

Таблица 34 - Количество изолирующих подвесок провода и креплений троса

Наименование	Кол-во, шт.
ВЛ Амурская - Зея	
Подвеска поддерживающая одноцепная для крепления провода АС300/39 на промежуточных опорах и анкерно-угловых для обводки шлейфа из 16 изоляторов ПС70И	75
Подвеска натяжная двухцепная для крепления провода АС300/39 на анкерно-угловых опорах из 16 изоляторов ПС120-В	6
Подвеска натяжная одноцепная для крепления провода АС300/39 на анкерно-угловых опорах из 12 изоляторов ПС210Д	36
Подвеска натяжная одноцепная для крепления провода АС300/39 на порталах и для временной перемычки из 16 изоляторов ПС70И	6
Крепление грозотроса 11мм – поддерживающее одноцепное через изолятор ПС 70И с заземляющим проводником	9
Крепление грозотроса 11,0мм – натяжное одноцепное через изолятор ПС210Д с заземляющим проводником	9
Крепление ОКГТ – поддерживающее одноцепное через изолятор ПС 70И с заземляющим проводником	23
Крепление ОКГТ – натяжное одноцепное через изолятор ПС210Д с заземляющим проводником	14
ВЛ Зея - Ледяная	
Подвеска поддерживающая одноцепная для крепления провода АС300/39 на промежуточных опорах и анкерно-угловых для обводки шлейфа из 16 изоляторов ПС70И	73
Подвеска натяжная двухцепная для крепления провода АС300/39 на анкерно-угловых опорах из 16 изоляторов ПС120-В	6
Подвеска натяжная одноцепная для крепления провода АС300/39 на анкерно-угловых опорах из 12 изоляторов ПС210Д	33
Подвеска натяжная одноцепная для крепления провода АС300/39 на порталах и для временной перемычки из 16 изоляторов ПС70И	6
Натяжная транспозиционная гирлянда для крепления провода АС300/39 из 15 изоляторов ПС70И и 1 U120AD(146)	3
Крепление грозотроса 11мм – поддерживающее одноцепное через изолятор ПС 70И с заземляющим проводником	10
Крепление грозотроса 11,0мм – натяжное одноцепное через изолятор ПС210Д с заземляющим проводником	7
Крепление ОКГТ – поддерживающее одноцепное через изолятор ПС 70И с заземляющим проводником	23
Крепление ОКГТ – натяжное одноцепное через изолятор ПС210Д с заземляющим проводником	12
Крепление ОКСН – натяжное одноцепное	5
Крепление ОКСН – поддерживающее одноцепное	4
Крепление ОКГТ – поддерживающее одноцепное через изолятор ПС 70И с заземляющим проводником	4
Крепление ОКГТ – натяжное одноцепное через изолятор ПС210Д с заземляющим проводником	6

9 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ЭНЕРГОРАЙОНА НАПРЯЖЕНИЕМ 220 КВ В СВЯЗИ С ВВОДОМ ПС «ЗЕЯ»

9.1 Общие сведения

Надежность – это качество объекта удерживать в определенных границах значение абсолютно всех характеристик, определяющих способность системы осуществлять необходимые функции в установленных режимах и условиях использования, технологического сервиса, ремонтов, хранения и транспортировки.

Под надежностью каждого технологического объекта подразумевается качество предмета исполнять установленные функции в установленном объеме при конкретных обстоятельствах функционирования [20].

Показатели надежности элементов энергосистемы предусмотрены с целью сравнительных расчетов и оценок прочности энергосистем, электростанций, электрических сетей, систем электроснабжения потребителей и узлов нагрузки; сравнительная анализ степени прочности электроустановок и линий электропередачи при различных схемах и условиях эксплуатации; установить рациональность и результативность событий и средств для повышения надежности и улучшения системы профилактического обслуживания, нормирования резервов оборудования, использованных материалов, резервных частей.

Задачей этого пункта ВКР считается формирование схемы замещения сети с точки зрения надежности, вычисление вероятности отказа и вероятности безотказной службы подстанции с учетом релейной защиты и автоматики; определение параметра потока отказов системы, среднего периода восстановления системы и периода безотказной работы.

9.2 Краткая характеристика схемы анализируемой ПС

Схема анализируемой подстанции приведена на рисунке 5.

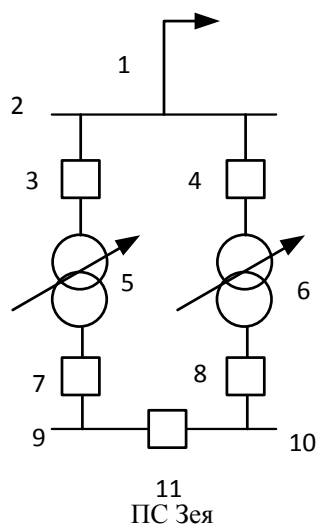


Рисунок 5 – Схема подстанции анализируемой сети

На данной сети подстанции «Зея» установлено:

- 2 выключателя на напряжение 220 кВ;
- 3 выключателя на напряжение 10 кВ;

Схема распределительных устройств подстанции «Зея»:

- сторона ВН – два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линии;
- сторона НН – одна секционированная выключателем система сборных шин;

ПС «Зея» соединяется с системой одной воздушной линией 220 кВ: АС-300/39 длиной 8,900 км.

Составление схемы замещения с точки зрения надежности в нормальном и ремонтном режимах.

Каждый элемент однолинейной электрической цепи представлен своим элементом индекса вероятности отказа элемента. Вероятность выхода из строя коммутаторов представлена моделью отказа коммутатора, в которой учитываются смежные элементы и их устройства РЗА, а также оперативное переключение коммутатором.

В качестве ремонтного режима принимаем режим вывода в ремонт одного трансформатора ПС «Зея».

9.3 Определение исходных данных, метода и алгоритма расчета

Расчет надежности будет выполнен аналитическим методом (классический метод). Этот метод позволяет количественно оценить надежность электрической цепи любой сложности, основываясь на теории системного анализа и теории вероятностей. [21].

Исходные данные для расчетов приведены в таблицах 35.

Таблица 35 – Показатели надежности элементов

Элемент схемы	Средняя частота отказов ω , 1/год	Среднее время восст. $t_в$, ч	Частота ремонт в μ , 1/год	Продолж. ремонта $t_{пр}$, ч	$a_{он}$	$a_{авт}$ ($a_{кз}$)
Выключатель 220 кВ	0,05	20	0,2	45	0,03	0,004
Выключатель 10 кВ	0,009	20	0,14	10	0,003	0,005
Трансформатор 220/10 МВА	0,014	40	0,25	280	-	-
Воздушная ЛЭП 220 кВ	0,009	8,8	2,1	14,5	-	-
Шины 220 кВ	0,013	5	0,166	4	-	-
Шины 10 кВ	0,03	7	0,166	5		

Вероятность безотказной работы элемента определяется по формуле:

$$q = \frac{\omega \cdot t_в}{T_г}, \quad (88)$$

где ω – средний параметр потока отказа элемента, 1/год;

$t_в$ – среднее время восстановления элемента, ч;

$T_г$ – длительность года, ч.

В частности, для:

-линий

$$q = \frac{\omega \cdot t_B}{T_{\Gamma}} \cdot l, \quad (54)$$

где l – длина линии, км.

-сборных шин

$$q = \frac{\omega \cdot t_B}{T_{\Gamma}} \cdot N, \quad (55)$$

где N – количество присоединений на шину.

Для расчета показателей надежности выключателей необходимо составить полную модель выключателя [21].

Параметр потока отказов для выключателя определяется:

$$\omega_Q = \omega_{CT} + a_{KЗ} \cdot \sum \omega_i + a_{ОП} \cdot N_{ОП}, \quad (56)$$

где ω_{CT} – статический параметр потока отказов выключателя;

ω_i – параметр потока отказов смежного элемента;

$a_{ОП}$ – относительная частота отказов при оперативных переключениях;

$a_{KЗ}$ – относительная частота отказов выключателя при автоматическом

отключении поврежденных смежных элементов;

$N_{ОП}$ – количество оперативных переключений.

Вероятность отказа выключателя определяется по формуле:

$$q_Q = \omega_{CT} \cdot t_B + a_{KЗ} \cdot \sum \omega_i \cdot t_{Bi} + a_{ОП} \cdot N_{ОП} \cdot T_{ПЕР}, \quad (57)$$

где t_B – время восстановления выключателя;

t_{Bi} – время восстановления смежного элемента.

Подробный расчет показателей надежности приведен в приложении В.

Приведенные выше расчеты и известные показатели надежности элементов приведены в таблице 36.

Таблица 36 – Показатели надежности элементов

Элемент	№ в схеме замещения	L, км	Кол-во прис.	ω , 1/ГОД	$T_в$, ч	μ , 1/ГОД	$T_{пр}$, ч	q, о.е
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Шина 220 кВ	2	-	2	0,013	5	0,166	4	$7,42 \cdot 10^{-6}$
Трансформатор 220 кВ, 10 МВт	5,6	-	-	0,018	40	0,25	28	$8,22 \cdot 10^{-5}$
Шины 10 кВ	14,15	-	2	0,03	7	0,166	5	$2,39 \cdot 10^{-4}$
Линия 220кВ	1	100	-	0,009	8,8	2,1	14,5	$9,04 \cdot 10^{-6}$
Выключатель 220 кВ	3	-	-	0,05	20	0,2	45	$1,01 \cdot 10^{-3}$
	4			0,05				$1,01 \cdot 10^{-3}$
Выключатель 10 кВ	9	-	-	0,013	20	0,14	10	$1,12 \cdot 10^{-4}$
	10			0,013				$1,12 \cdot 10^{-4}$

Эквивалентирование схемы замещения производится на основании следующих формул:

Параметры потока отказов:

$$\omega_C = \omega_1 \cdot q_2 + \frac{\omega_{1восст} \cdot t_{пр.наиб} \cdot \omega_{пр.наиб}}{8760} + \omega_2 \cdot q_1 + \frac{\omega_{2восст} \cdot t_{пр.наиб} \cdot \omega_{пр.наиб}}{8760}, \quad (58)$$

где ω_1 – параметр потока отказов первой параллельной цепочки, 1/год;

ω_2 – параметр потока отказов второй параллельной цепочки, 1/год; q_1 – вероятность отказа первой параллельной цепочки;

q_2 – вероятность отказа первой параллельной цепочки;

$\omega_{1восст}$ – параметр потока восстановления первой параллельной цепочки, 1/год;

$\omega_{2восст}$ – параметр потока восстановления второй параллельной цепочки, 1/год;

$t_{пр.наиб}$ – время простоя наибольшее, ч;

$\omega_{np.наиб}$ – коэффициент вынужденного простоя наибольший.

Коэффициенты преднамеренных отключений, предусматривающих сокращение вероятности отказа системы с-из-за запрета наложения ремонтных состояний в аварийные:

$$K_{np1} = 1 - e^{-\frac{t_{np.наиб}}{t_{B2}}}, \quad (59)$$

$$K_{np2} = 1 - e^{-\frac{t_{np.наиб}}{t_{B1}}}, \quad (60)$$

где t_{B1} – время восстановления первой цепочки, ч;

t_{B2} – время восстановления второй цепочки, ч.

Определяем вероятности отказа системы или коэффициента простоя с учетом преднамеренных отключений:

$$K_{nc} = q_1 \cdot q_2 + \left(K_{np1} \cdot \omega_{np.наиб} \cdot t_{np.наиб} \cdot q_2 + K_{np2} \cdot \omega_{np.наиб} \cdot t_{np.наиб} \cdot q_1 \right) \cdot \frac{1}{8760}. \quad (127)$$

Так как все элементы системы высоконадежны и их число для последовательно соединенных цепочек не превышает десяти, то при эквивалентировании данных цепочек для нахождения эквивалентной вероятности отказа производим сложение вероятностей отказа элементов.

Временные параметры:

- среднее время безотказной работы

$$T_c = \frac{1}{\omega_c}, \quad (61)$$

- рабочее время безотказной работы

$$T_p = 0,105 \cdot T_c, \quad (62)$$

- время восстановления системы:

$$t_{вс} = \frac{q_c}{\omega_C} \cdot T_{Г} \quad (63)$$

Средний недоотпуск электрической энергии

$$P_{треб} = S_{тр} \cdot 2 \cdot 0,75, \quad (64)$$

где $P_{треб}$ – требуемая мощность сетевого района, МВт;

$S_{тр}$ – мощность трансформаторов.

$$W_{нед} = P_{треб} \cdot q_c \cdot T_{Г}. \quad (65)$$

9.4 Таблица с результатами расчёта и анализ полученных результатов

Выводы:

1. При переходе из нормального режима в ремонтный режим показатели надежности системы ухудшаются
2. Применение АВР значительно повышает вероятность безотказной работы системы.

Таблица 37 – Результаты расчета надежности схемы подключения ПС Зея к электрической сети Амурской энергосистемы

Показатель	Нормальный режим	Ремонтный режим
1	2	3
ω_C , 1/год	0,193	0,254
K_{nc}	0,0003	0,0004
$K_{Г}$	0,9995	0,99925
T_c , лет	235,18	178,03
T_p , лет	28,07	18,64
$t_{вс}$, часов	5,01	10,76
$W_{нед}$, МВт·ч/год	459,933	518,285
K_{nc} с учётом АВР	$3,532 \cdot 10^{-4}$	$6,864 \cdot 10^{-4}$
$K_{Г}$ с учётом АВР	0,99976	0,99932

10 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РЗ И А

Главное предназначение релейной защиты — обнаружение дефектов и влияние на выключение выключателей с целью отделения испорченного электроэнергетического объекта.

Дополнительное назначение релейной защиты — обнаружение утяжеленного режима работы и выдача данных о нем — действие на сигнал. На любом элементе ЭЭС в общем случае обязана быть установлена основная и резервная защита.

Основной называют ту защиту, что должна функционировать ранее других при внутренних повреждениях — присутствие КЗ в защищаемом элементе.

Резервная защита предусматривается с целью воздействия вместо основной и вместо защит смежных элементов при их отказе или отказе их выключателей.

Защита и автоматика выполняется в микропроцессорных терминалах.

- трехфазное двукратное АПВ (ТАПВ);

АПВ производится с запуском при несоответствии между ранее поданой оперативной командой и отключенным положением выключателя без контроля напряжения и синхронизма.

2-ой комплект, основных защит, реализует следующие функции:

- 5 ступеней ДЗ с междуфазных замыканий, ступень ДЗ с земляных замыканий, комплект ступенчатых защит;

- шесть ступеней ТНЗНП;

- ТО;

- МТЗ;

- автоматическое и оперативное ускорение;

- УРОВ.

В обоих комплектах предусмотрен разворот IV, V ступеней ДЗ и V, VI ступеней ТНЗНП в обратную сторону.

Передача и прием сигналов каналов РЗ выполняется для ВЛ-220 кВ «Амурская - Зея» и «Зея - Ледяная» посредством ВЧ по проводам ВЛ.

Оборудование приема и передачи устанавливается в щитовом помещении ОПУ.

10.1 Дистанционная защита трансформаторов

Общие сведения о защитах трансформатора

Релейная защита от повреждений и ненормальных режимов работы.

Предусматривается для силовых трансформаторов

К повреждениям относят:

- многофазные КЗ в обмотках и на выводах трансформатора;
- однофазные КЗ на землю в обмотках и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковые замыкания в обмотках.

К ненормальным режимам относят:

- прохождение сверхтоков в обмотках при внешних КЗ;
- прохождение сверхтоков при перегрузках трансформатора;
- понижение уровня масла в маслонаполненных трансформаторах.

Устройства релейной защиты от повреждения трансформаторов

ПУЭ и соответствующая нормативная документация по релейной защите определяют виды и объем защиты в зависимости от типа трансформатора и места его установки.

Дифференциальная защита.

Дифференциальная защита устанавливается на одиночно работающих трансформаторах мощностью 6300 кВ·А и выше, на параллельно работающих трансформаторах мощностью 4000 кВ·А и выше, а также на трансформаторах мощностью 1000 кВ·А и выше, если токовая отсечка не обеспечивает достаточной чувствительности ($k_{ч} < 2$), а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 с.

Принцип действия дифференциальной защиты подробно описан в [22-24] и основан на сравнении величин и направлении токов до и после защищаемого трансформатора.

Газовая защита.

Газовая защита вводится в трансформаторах, автотрансформаторах, преобразовательных агрегатах и реакторах с масляным охлаждением, имеющих расширители.

Газовая охрана получила широкое использование в свойстве чувствительной при появлении внутренних дефектов (межвитковых замыканий), сопровождающихся электрической дугой либо нагревом элементов, то что приводит к разложению масла, изолирующих использованных материалов и формированию летучих газов.

Токовая отсечка.

Токовая отсечка вводится со стороны источника и получает питание, как правило, от тех же трансформаторов тока, что и максимальная токовая защита от внешних КЗ.

Уставка тока срабатывания токовой отсечки обуславливается с требование не срабатывания при дефектах в отходящих линиях, со стороны нагрузки за трансформатором, согласно следующему выражению:

$$I_{ТО} \geq k_{ОТС} \cdot I_{КЗ}^{(3)}, \quad (66)$$

где $k_{ОТС}$ - коэффициент отстройки защиты (1,3 – 1,4);

$I_{КЗ}^{(3)}$ - значение периодической составляющей тока в месте установки защиты при трехфазном КЗ.

Чувствительность отсечки проверяется по выражению:

$$k_{\eta} \geq \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{СР.ТО}}, \quad (67)$$

где $I_{КЗ}^{(2)}$ - ток двухфазного КЗ со стороны источника питания.

По известному значению тока трехфазного КЗ, ток двухфазного КЗ определяется по следующей формуле:

$$I_{K3}^{(2)} \geq \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3}^{(3)}, \quad (68)$$

где $I_{K3}^{(3)}$ - ток трехфазного короткого замыкания.

Коэффициент чувствительности токовой отсечки ($k_{\text{Ч}}$) при двухфазном КЗ в точке К1 должен быть не менее 2, согласно ПУЭ, если же он меньше 2, то в этом случае токовая отсечка может использоваться только в качестве резервной защиты.

Отсечка будет действовать только при повреждениях в трансформаторе и поэтому может быть выполнена без выдержки времени, если уставка токовой отсечки выбрана по формуле (68).

Максимальная токовая защита предназначается с целью отключения питания внешних многофазных КЗ при несогласии выключателя смежного поврежденного элемента или его защиты, а также используется как резервная по взаимоотношению к основным собственным защитам трансформатора.

На трансформаторах мощностью меньше 1000 кВ•А предусматривается максимальная токовая защита, действующая на отключение. Она же вместе с токовой отсечкой считается главной защитой трансформатора. На трансформаторах мощностью наиболее 1000 кВ•А должна быть предусмотрена максимальная токовая защита с комбинированным пусковым органом напряжения или без него, правило действия которой рассмотрен в [25; 26].

Ток срабатывания максимальной токовой защиты от внешних КЗ отстраивается от максимального тока нагрузки по выражению:

$$I_{MTЗ} \geq \frac{k_{\text{ОТС}} \cdot k_{\text{ЗАП}}}{k_B} \cdot I_{\text{НАГРmax}}, \quad (69)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки защиты (1,1 – 1,2);

$k_{зап}$ - коэффициент самозапуска двигателей;

k_B - коэффициент возврата токового реле;

$I_{НАГРmax}$ - наибольшее значение тока нагрузки трансформатора.

Максимальная токовая защита должна иметь коэффициент чувствительности более 1,5 при двухфазном КЗ, согласно ПУЭ.

Токовая защита от перегрузок.

Защита от перегрузки предусмотрена на трансформаторах мощностью 400 кВ·А и более. Перегрузка обычно является симметричной, поэтому защиту от перегрузки выполняют одним реле тока, включенным в цепь одного из трансформаторов тока, защиты от внешних коротких замыканий. Для отстройки от коротких замыканий и кратковременных перегрузок предусматривается реле времени. Защита действует на сигнал.

Исходные данные для расчёта уставок защиты трансформатора с применением устройства «Сириус-Т»

Необходимо выбрать параметры настройки устройства «Сириус-ТЗ» для защиты трансформатора ТДН-25000/220 со схемой соединения обмоток

Y/Δ-0-11:

- звезда – на стороне высшего напряжения;

- треугольник – на стороне низшего напряжения.

Трансформаторы тока на всех сторонах собраны в звезду.

Номинальная мощность трансформатора – 25 МВ·А.

Номинальное напряжение – 220 кВ/11 кВ.

Диапазон регулирования РПН $\pm 9 \cdot 1,78 \%$.

Максимальное время защит линий, отходящих от шин НН трансформатора, $t_{max} = 2,0$ с.

Токи короткого замыкания в максимальном и минимальном режиме работы энергосистемы на стороне 110 кВ (точка К1), и шинах 10кВ (точка К2, К3) приведены в таблице 38.

Таблица 38 – ппн Токи короткого замыкания для расчета уставок защит трансформатора

Расчетная точка КЗ	Ток КЗ
На стороне 110 кВ (К ₁)	2,832
На стороне 10 кВ (К ₂)	9,539
На стороне 10 кВ (К ₃)	9,539

Так как защиты трансформатора подключены к трансформаторам тока, установленным на стороне высшего напряжения трансформатора, поэтому необходимо знать, какие токи протекают по ним при повреждении на шинах низшего напряжения. Приведение токов КЗ в точке К2 и в точке К3 к стороне ВН трансформатора выполняется по формуле, А:

$$I_{K3}^{(3)ВН} = \frac{I_{K3}^{(3)НН}}{k_T}, \quad (70)$$

где $I_{K3}^{(3)НН}$ - ток трехфазного короткого замыкания на шинах НН (в точке К3);

k_T - коэффициент трансформации силового трансформатора равный отношению номинальных напряжений – 220 /10 кВ. Он приводит значение тока короткого замыкания, найденного на ступени напряжения НН, к ступени напряжения ВН.

По формуле (70) ток трехфазного короткого замыкания в максимальном режиме на шинах НН (точка К2 и точка К3), приведенный к стороне ВН трансформатора, равен:

$$I_{K2}^{(3)ВН} = \frac{4567}{115 / 38,5} = 1529 \text{ А.}$$

$$I_{K3}^{(3)ВН} = \frac{9539}{115 / 11} = 912 \text{ А.}$$

Главные советы по выбору уставок дифференциальной защиты были приведены прежде при отображении особенностей дифзащиты.

Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора, токовой отсечки, максимальной токовой защиты, а также расчет защиты от перегрузки производится в соответствии с методом, описанном в [27].

Расчёт уставок отличительной охраны трансформатора

Дифференциальная защита трансформатора сделана с использованием устройства «Сириус-Т». С целью выбора его характеристик, сначала нужно выбрать коэффициенты трансформации трансформаторов тока, устанавливаемых в всех сторонах защищаемого трансформатора. Трансформаторы тока в абсолютно всех сторонах собраны в звезду.

В соответствии с разделом «Общие уставки дифференциальной защиты трансформатора» следует выбрать следующие общие уставки устройства:

$I_{номВН}$ - номинальный вторичный ток стороны ВН трансформатора, соответствующий его номинальной мощности;

$I_{номНН}$ - номинальный вторичный ток стороны НН трансформатора, соответствующий его номинальной мощности;

группа ТТ ВН – группа сборки цифровых ТТ на стороне ВН;

группа ТТ НН – группа сборки цифровых ТТ на стороне НН;

размах РПН – размах регулирования РПН.

Методика выбора трансформаторов тока и расчет номинальных вторичных токов сторон трансформатора приведена в таблице 39.

Таблица 39 – Выбор трансформаторов тока на сторонах защищаемого трансформатора

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		225 кВ	11 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ср}}$	31,6	330,7
Коэффициент трансформации трансформатора тока	K_I	100/5	400/5
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{ном.в} = \frac{I_{ном}}{K_I}$	1,56	4,13
Для ввода в устройство принимаются ближайšie величины токов с дискретностью 0,1, А	$I_{ном.ВН}, I_{ном.СН}, I_{ном.НН}$	1,6	4,1
Размах регулирования РПН, %		16	

Для силового трансформатора со схемой соединения обмоток на стороне ВН трансформатора в звезду, на стороне СН в звезду, а на стороне НН в треугольник, необходимо задать уставки: «Группа ТТ ВН» – 11, «Группа ТТ НН» – 0.

Выбор уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ-1).

Для этого необходимо выбрать следующие уставки дифференциальной отсечки (ДЗТ-1):

$\frac{I_{диф}}{I_{ном}}$ - относительное значение уставки срабатывания отсечки.

Согласно исходным данным токи внешнего КЗ приведенный к стороне ВН равен 1529 А и 912 А.

Относительное значение этих токов равно:

$$I_{кз.внеш}^{max} = \frac{I_{К2}^{(3)ВН}}{I_{номВН}} \quad (71)$$

$$I_{кз.внеш}^{max} = \frac{1529}{31,6} = 48,38$$

Уставка дифференциальной отсечки рассчитывается по формуле (140) и равна:

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq K_{отс} \cdot K_{нб(1)} \cdot I_{кз.внеш}^{max}, \quad (72)$$

где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$K_{нб(1)}$ - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ. Согласно [28] если на стороне ВН и на стороне НН используются ТТ с вторичным номинальным током 5А, можно принимать $K_{нб(1)} = 0,7$. Если на стороне ВН используются ТТ с вторичным номинальным током 1А, то следует принимать $K_{нб(1)} = 1,0$.

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 48,38 = 40.$$

Принимается ближайшая большая величина уставки дифференциальной отсечки $\frac{I_{диф}}{I_{ном}} = 40$.

Действительный ток срабатывания дифференциальной отсечки будет равен:

$$I_{диф} = 40 \cdot 31,6 = 1218 \text{ А.}$$

Проверим коэффициент чувствительности дифференциальной отсечки при КЗ на стороне ВН (в точке К1) по формуле (103).

По известному значению тока трехфазного КЗ в точке К1 найдем ток двухфазного КЗ по формуле (137):

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2832 = 2453 \text{ А.}$$

$$k_{\chi} \geq \frac{2453}{1218} = 2,014 > 2.$$

Отсюда следует, что дифференциальная отсечка устройства защиты «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям по коэффициенту чувствительности.

Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-2).

Далее необходимо выбрать следующие уставки дифференциальной защиты (ДЗТ-2):

$$\frac{I_{Д1}}{I_{ном}} - \text{базовая уставка ступени;}$$

$K_{торм}$ - коэффициент торможения (наклон тормозной характеристики на втором ее участке);

$\frac{I_{T1}}{I_{ном}}$ - вторая точка излома тормозной характеристики;

$\frac{I_{дГ1}}{I_{дГ2}}$ – уставка блокировки от второй гармоники.

Базовая уставка выбирается в пределах (0,3-0,5) для обеспечения чувствительности к витковым замыканиям в обмотках и к замыканиям между обмоток трансформатора, поэтому принимаем: $\frac{I_{д1}}{I_{ном}} = 0,3$.

Если по защищаемому трансформатору проходит сквозной ток $I_{скв}$, то ток срабатывания дифференциальной защиты должен быть равен:

$$I_{диф} = K_{отс} \cdot I_{нб.расч} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв}, (73)$$

где $K_{пер}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим;;

$K_{одн}$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

ε - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме;

$\Delta U_{РПН}$ - погрешность номинальных токов трансформатора обусловленная наличием РПН у трансформатора;

$\Delta f_{добав}$ - погрешность, обусловленная неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН;

$I_{скв}$ - сквозной ток проходящий через защиту при внешнем КЗ.

В первом слагаемом (обусловленном погрешностями трансформаторов тока), несмотря на относительно небольшие уровни сквозных токов, в [28] рекомендуется принимать: $K_{одн} = 1,0$; $\varepsilon = 0,1$; $K_{пер} = 2,5$, если доля двигательной нагрузки в общей нагрузке трансформатора более 50%, или $K_{пер} = 2,0$, если доля двигательной нагрузки менее 50%.

Второе слагаемое обусловлено наличием РПН у трансформатора. В устройстве имеется автоматическая подстройка под существующий

коэффициент трансформации силового трансформатора по отношению токов нагрузки ВН и НН. Когда она действует, $\Delta U_{РПН}$ не превышает 4%. Однако подстройка действует медленно и действует лишь при нагрузке трансформатора свыше 30%. При малых нагрузках подстройка отключена. Поэтому за расчетный следует принимать случай недействия подстройки и считать $\Delta U_{РПН}$ равным полному размаху РПН. Очевидно, что действие подстройки создаст дополнительный запас по отстроенности от тока небаланса.

Третье слагаемое обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН - округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства. По данным фирмы-изготовителя, расчетное значение можно принимать $\Delta f_{добав} = 0,04$.

Для надежной отстройки от тока небаланса, следует его умножить на коэффициент отстройки $K_{одн}$, который согласно [27] следует принимать равным 1,3, а согласно [28] - можно даже снизить его значение до 1,1-1,15.

$$I_{диф} = K_{ОТС} \cdot I_{нб.расч} = 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot I_{скв} = 1,3 \cdot 0,4 \cdot I_{скв} = 0,52 \cdot I_{скв}$$

В соответствии с [28] коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{сн.т} = I_{торм} / I_{скв} = 1 - 0,5 \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}), \quad (74)$$

$$K_{сн.т} = 1 - 0,5 \cdot 0,4 = 0,8.$$

Чтобы реле не сработало, коэффициент торможения в процентах должен определяться по выражению:

$$K_{торм} \geq 100 \cdot I_{диф} / I_{торм}. \quad (75)$$

Либо по выражению:

$$K_{\text{торм}} \geq \frac{100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}})}{K_{\text{сн.т}}}. \quad (76)$$

Тогда коэффициент торможения в процентах по выражению равен:

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot 0,52 / 0,8 = 65 \%. \quad (77)$$

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{T1} / I_{\text{ном}}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ($I_{T1} / I_{\text{ном}} = 1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_{T1} / I_{\text{ном}} = 1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей). Поэтому рекомендуется уставка $I_{T1} / I_{\text{ном}} = 1,5 - 2$.

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически, но необходимо убедиться, что первая точка не заходит за вторую.

Поэтому рассчитываем первую точку излома тормозной характеристики по формуле: ее величина равна:

$$I_{T1} / I_{\text{ном}} = (I_{\text{д1}} / I_{\text{ном}}) \cdot 100 / K_{\text{торм}}. \quad (78)$$

Величина первой точки излома тормозной характеристики равна:

$$I_{T1} / I_{\text{ном}} = 0,3 \cdot 100 / 65 = 0,46$$

Следовательно условие $I_{T2} / I_{\text{ном}} > I_{T1} / I_{\text{ном}}$ – выполняется.

Уставка блокировки от второй гармоники $I_{\text{дг2}} / I_{\text{дг1}}$ на основании опыта фирм, давно использующих такие защиты, рекомендуется на уровне 12-15% в соответствии с [28]. Принимаем $I_{\text{дг2}} / I_{\text{дг1}} = 0,15$.

Таким образом, получены следующие характеристики:

$$\frac{I_{Д1}}{I_{ном}} = 0,3 - \text{базовая уставка ступени};$$

$K_{торм} = 65 \%$ - коэффициент торможения (наклон тормозной характеристики на втором ее участке);

$$\frac{I_{Т1}}{I_{ном}} = 0,46 - \text{вторая точка излома тормозной характеристики};$$

$$\frac{I_{Т2}}{I_{ном}} = 2 - \text{вторая точка излома тормозной характеристики};$$

$$\frac{I_{ДГ1}}{I_{ДГ2}} = 0,15 - \text{уставка блокировки от второй гармоники.}$$

Проверим расчетное соотношение токов $I_{диф} / I_{ТОРМ}$ в защите при КЗ в трансформаторе на стороне НН при принятом способе формирования тормозного тока.

Если расчетное соотношение токов $I_{диф} / I_{ТОРМ}$ лежит выше границы разделения областей, то происходит срабатывание и защита действует на отключение.

По известному значению тока трехфазного КЗ в минимальном режиме на стороне НН трансформатора, найдем ток двухфазного КЗ :

$$I_{КЗ}^{(2)} \geq \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 912 = 789,8 \text{ А.}$$

При одностороннем питании защищаемого трансформатора и при КЗ на стороне НН в зоне действия защиты ток со стороны НН отсутствует, поэтому относительное значение дифференциального тока, приведенное к номинальному току трансформатора, равно:

$$I_{диф} / I_{ном} = 789,8 / 31,6 = 25 \text{ о.е.}$$

Относительное значение тормозного тока в реле при этом КЗ равно:

$$I_{ТОРМ} / I_{ном} = 0,5 \cdot (789,8 / 31,6) = 12,5 \text{ о.е.}$$

Таким образом, расчетная точка при КЗ, определяемая по соотношению токов $I_{ДИФ} / I_{ТОРМ}$, лежит выше границы разделения областей, поэтому при КЗ на стороне НН происходит срабатывание и защита действует на отключение.

Коэффициент чувствительности ступени ДЗТ-2 устройства «Сириус-Т» в этом случае равен:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{ТОРМ} / I_{НОМ}}{I_{Д1} / I_{НОМ}} \quad (79)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{25}{0,3} = 80 > 2.$$

Отсюда следует, что дифференциальная защита (ступень ДЗТ-2) устройства «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям по коэффициенту чувствительности.

Выбор уставок сигнализации небаланса в плечах защиты (ДЗТ-3).

Теперь, необходимо выбрать следующие уставки сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3):

$I_{Д} / I_{НОМ}$ - относительное значение уставки по току сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты;

T - уставка по времени сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты.

Уставка по току сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3) выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ($I_{Д1}/I_{НОМ}$), а уставка по времени - порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты. Рекомендуемые значения уставок:

$$I_{Д} / I_{НОМ} = 0,1; T = 10 \text{ с.}$$

Расчет уставок максимальной токовой защиты

Расчёт уставок токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) защиты трансформатора.

Токовая отсечка контролирует три фазных тока высшей стороны трансформатора $I_{A\text{ ВН}}$, $I_{B\text{ ВН}}$ и предназначена для защиты от всех видов коротких замыканий. Она отстраивается от максимального тока внешнего короткого замыкания по формуле (102). Ток внешнего короткого замыкания – это ток КЗ в точке К2 и К3, приведенный к стороне высшего напряжения, в нашем примере он равен: $I_{K2}^{(3)BH} = 1529\text{ А}$, $I_{K3}^{(3)BH} = 912\text{ А}$.

Тогда для СН получим:

$$I_{TO} \geq 1,3 \cdot 1529 = 1988\text{ А}.$$

Токовая отсечка контролирует три фазных тока и включена на трансформаторы тока с соединением в звезду. Ток срабатывания реле токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) равен, А:

$$I_{cp.mo} \geq \frac{I_{TO} \cdot K_{CX}}{K_{TT.BH}}. \quad (80)$$

$$I_{cp.mo} \geq \frac{1988 \cdot 1}{100 / 5} = 99,4\text{ А}.$$

Ток срабатывания реле МТЗ-1 ВН может изменяться от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки токовой отсечки принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве защиты «Сириус-Т». Принимаем $I_{cp.mo} = 99,4\text{ А}$.

Далее необходимо рассчитать действительный ток срабатывания токовой отсечки по формуле:

$$I_{TO} \geq \frac{I_{cp.mo} \cdot K_{TT.BH}}{K_{CX}}. \quad (81)$$

$$I_{TO} \geq \frac{99,4 \cdot 100 / 5}{1} = 1988\text{ А}.$$

Для проверки чувствительности необходимо знать двухфазный ток короткого замыкания на выводах 220 кВ трансформатора в минимальном режиме работы энергосистемы.

По известному значению тока трехфазного КЗ в точке К1 найдем ток двухфазного КЗ по формуле (104):

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2832 = 2453 \text{ А.}$$

$$k_{\varphi} \geq \frac{2453}{1988} = 1,234 > 1,2$$

Для НН получим:

$$I_{TO} \geq 1,3 \cdot 912 = 1186 \text{ А.}$$

Токовая отсечка контролирует три фазных тока и включена на трансформаторы тока с соединением в звезду. Ток срабатывания реле токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) равен:

$$I_{cp.to} \geq \frac{1186 \cdot 1}{100 / 5} = 59,3 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-1 ВН может изменяться от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки токовой отсечки принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве защиты «Сириус-ТЗ». Принимаем $I_{cp.to} = 59,3 \text{ А}$.

Далее необходимо рассчитать действительный ток срабатывания токовой отсечки по формуле:

$$I_{TO} \geq \frac{59,3 \cdot 100 / 5}{1} = 1186 \text{ А.}$$

Для проверки чувствительности необходимо знать двухфазный ток короткого замыкания на выводах 220 кВ трансформатора в минимальном режиме работы энергосистемы.

По известному значению тока трехфазного КЗ в точке К1 найдем ток двухфазного КЗ по формуле (137):

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2832 = 2453 \text{ А.}$$

$$k_{\text{ч}} \geq \frac{2453}{1186} = 2,068 > 1,2.$$

Используя устройство «Сириус-Т» выполняем резервную защиту трансформатора токовой отсечкой (МТЗ-1 ВН).

Выбираем время срабатывания токовой отсечки.

Так как уставка токовой отсечки выбрана по формуле (82), то токовая отсечка будет действовать только при повреждениях в трансформаторе, и поэтому выдержка времени токовой отсечки принимается $t_{\text{то}} = 0,1 \text{ с}$.

Расчёт уставок максимальной токовой защиты стороны НН трансформатора (МТЗ НН).

Характеристики надежности элементов энергосистемы предназначены для сравнительных расчетов и оценок прочности энергосистем, электростанций, электрических сетей, систем электроснабжения потребителей и узлов нагрузки; сравнительная оценка степени надежности электроустановок и линий электропередачи при различных схемах и условиях эксплуатации; определить рациональность и эффективность мероприятий и средств для увеличения надежности и улучшения системы профилактического обслуживания, нормирования запасов оборудования, использованных материалов и вспомогательных элементов.

Расчёт уставок максимальной токовой защиты стороны ВН трансформатора (МТЗ-2 ВН)

Для защиты от всех видов междуфазных коротких замыканий и для резервирования основных защит трансформатора используется МТЗ ВН, устанавливается на стороне высшего напряжения. МТЗ отстраивается от максимального тока нагрузки, в максимальном режиме.

При расчете уставок МТЗ-2 ВН следует принимать следующие параметры: коэффициент возврата реле - $k_B = 0,92$; коэффициент запаса для отстройки от тока нагрузки - $k_{OTC} = 1,2$; коэффициент согласования с защитами предыдущих линий - $k_C = 1,1$, согласно рекомендациям [25, 26].

Поэтому вычисляем максимальный ток нагрузки трансформатора по формуле:

$$I_{наг.ВН}^{max} = \frac{S_{наг.ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}}, \quad (82)$$

где $S_{наг.ВН}$ - максимальная нагрузка трансформатора, кВ·А;

$U_{ном.ВН}$ - номинальное напряжение стороны ВН трансформатора, кВ.

$$I_{наг.ВН}^{max} = \frac{4600}{\sqrt{3} \cdot 115} = 23,1 \text{ А.}$$

Тогда ток срабатывания МТЗ определяется по формуле (83) с учетом следующих коэффициентов: коэффициент отстройки $k_{OTC} = 1,2$ согласно [25]; коэффициент самозапуска двигателей $k_{ЗАП} = 1,5$ согласно [25]; коэффициент возврата МТЗ ВН блока защит устройства «Сириус-Т» $k_B = 0,92$ согласно [28].

Ток срабатывания МТЗ-2 ВН равен:

$$I_{МТЗ} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,92} \cdot 23,1 = 45,2 \text{ А.}$$

Максимальная токовая защита подключена к тем же трансформаторам тока, что и токовая отсечка со схемой соединения в звезду. Ток срабатывания реле максимальной токовой защита (МТЗ-2 ВН) равен:

$$I_{cp.to} \geq \frac{45,2 \cdot 1}{100 / 5} = 2,26 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-2 ВН может изменяться от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки МТЗ-2 ВН принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве «Сириус-Т». Принимаем $I_{cp.mtz} = 2,26 \text{ А}$.

Далее необходим расчет действительного тока срабатывания МТЗ-2 ВН по формуле:

$$I_{TO} \geq \frac{2,26 \cdot 100 / 5}{1} = 45,2 \text{ А.}$$

Необходимо проверить коэффициент чувствительности МТЗ 2 при КЗ на стороне НН (в точке К2, К3) по формуле (83).

$$k_{чНН} \geq \frac{1529}{45,2} = 33,8 > 1,5.$$

$$k_{чНН} \geq \frac{912}{45,2} = 20,1 > 1,5.$$

Отсюда следует, что максимально-токовая защита (МТЗ-2 ВН) устройства «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям чувствительности к МТЗ.

Выбираем время срабатывания максимально-токовой защиты (МТЗ-2 ВН) устройства «Сириус-Т» по следующей формуле, с:

$$t_{MTZ} = t_{max} + \Delta t, \tag{83}$$

где t_{max} - максимальное время защит линий отходящих от шин НН трансформатора;

Δt - ступень селективности, для учебных расчетов равна 0,5 с.

Время срабатывания МТЗ-2 ВН равно:

$$t_{MTЗ} = 2,0 + 0,5 = 2,5 \text{ с.}$$

Используем выдержку времени в МТЗ-2 ВН устройства «Сириус-Т».

Расчёт уставок защиты от перегрузки трансформатора

Защита от перегрузки ставится, как правило, на питающей стороне трансформатора и действует на сигнал. Для контроля перегрузки двухобмоточного трансформатора достаточно следить за токами в одной из его обмоток. Для удобства пользования в устройстве «Сириус-Т» можно вводить контроль токов как в обмотке стороны ВН трансформатора, так и в обмотке стороны НН.

Уставки задаются во вторичных значениях токов своей стороны напряжения, то есть приведение тока не используется.

Согласно [27] уставка сигнала перегрузки определяется по формуле:

$$I_{ПЕР} \geq \frac{k_{ОТС}}{k_B} \cdot I_{В.ном}, \quad (84)$$

где $k_{ОТС}$ - коэффициент отстройки защиты от перегрузки равен 1,05;

k_B - коэффициент возврата токового реле устройства «Сириус-ТЗ»

равен

0,92, согласно [28];

$I_{В.ном}$ - номинальный вторичный ток трансформатора на стороне установки защиты от перегрузки, в соответствии с [27] рекомендует определять с учетом возможности увеличения его на 5% при регулировании напряжения.

Для рассматриваемого трансформатора, номинальные вторичные токи на среднем ответвлении на сторонах ВН и НН равны 1,6 и 4,1 А. Расчетные значения уставки защиты от перегрузки равны:

$$I_{\text{ПЕР.ВН}} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 1,6 = 1,83 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ПЕР.СН}} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 4,7 = 5,36 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ПЕР.НН}} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 4,1 = 4,679 \text{ А.}$$

Время действия защиты от перегрузок выбирается больше, чем время действия всех защит.

Время срабатывания защиты от перегрузки равно:

$$T_{\text{ПЕРЕГР}} = 2,5 + 0,5 = 3 \text{ с.}$$

Используем выдержку времени « $T_{\text{ПЕРЕГР}}$ » в устройстве «Сириус-Т».

Газовая защита трансформатора

Основным элементом газовой защиты является газовое реле. В нашем примере на трансформаторе установлено реле типа ВГ-80/О.

Схемой защиты трансформатора предусматривается возможность перевода действия отключающего контакта газового реле (кроме отсека РПН) на сигнал и выполнена отдельная сигнализация от сигнального и отключающего контактов в соответствии с требованиями ПУЭ.

Сведения о микропроцессорном устройстве «Сириус-Т»

Описание предназначено для ознакомления в учебных целях с возможностями, принципами работы и конструкцией устройства микропроцессорной защиты «Сириус-Т», поставляемого ЗАО «Радиус Автоматика», Россия, г. Москва. Более подробная информация о применении устройства «Сириус-Т3» приведена в техническом описании [28].

Устройство «Сириус-Т» всегда находится в режиме слежения за подведенными токами. Оно производит измерение электрических параметров входных аналоговых сигналов фазных токов I_A , I_B , I_C сторон высшего и низшего напряжений силового трансформатора.

Конструкция устройства «Сириус-Т».

Конструктивно устройство выполнено в виде стального блока (кассеты), имеющего лицевую панель (пульт управления).

В блоке расположены модули с установленными на них печатными платами и другими элементами. В устройство входят следующие основные узлы:

- модуль микропроцессорного контроллера;
- модуль клавиатуры и индикации;
- модуль питания;
- модуль выходных реле;
- модуль выходных реле и оптронных входов;
- модуль входных развязывающих трансформаторов тока.

Габаритные размеры устройства 305x190x225 мм.

Внешний вид и размеры устройства «Сириус-Т» показаны на рисунке:

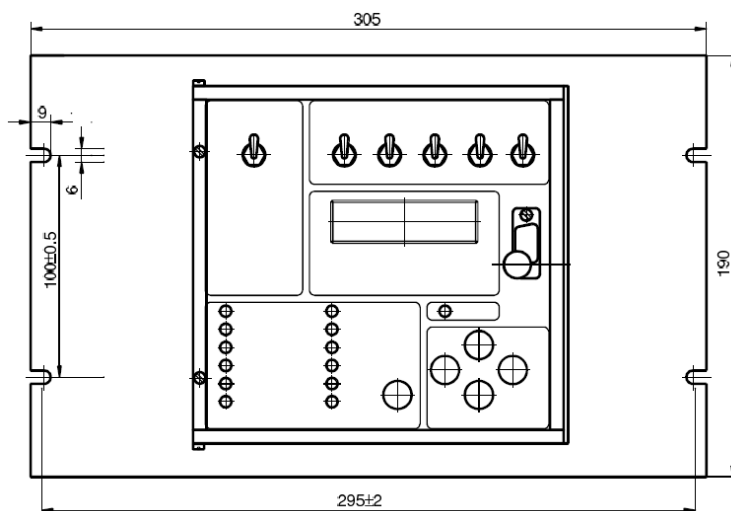


Рисунок 12 - Вид спереди и размеры устройства «Сириус-Т»

10.2 Релейная защита воздушной линии напряжением 220 кВ

Основные требования, предъявляемые к устройствам РЗ в сетях 110-220 кВ:

1) Чувствительность. В сетях 110-220 кВ обеспечение необходимой чувствительности устройств РЗ достигается более сложно, чем в сетях 6-35 кВ, в связи со следующим:

2) Сети 110-220 кВ работают с заземленной нейтралью, поэтому должна быть обеспечена чувствительность устройств РЗ не только к междуфазным КЗ (трехфазным и двухфазным), но также и к КЗ на землю: однофазным и двухфазным.

3) Сети 110-220 кВ имеют сложную многоконтурную конфигурацию со многими источниками питания. В таких сетях чувствительность устройств РЗ обеспечивается с трудом, так как возможны ситуации, когда максимальные токи нагрузки ВЛ превышают минимальные токи КЗ.

Выводы. Все вышеуказанные требования к устройствам РЗ в сетях 110-220 кВ приводят к усложнению защит. Поэтому в сетях 110-220 кВ применяются гораздо более сложные защиты, чем в сетях 6-35 кВ.

Дистанционные защиты применяются в более сложных сетях, где по соображениям быстродействия и чувствительности не могут быть использованы более простые максимальные токовые и направленные токовые защиты.

Дистанционной защитой определяется сопротивление или расстояние (дистанция) до места КЗ, и в зависимости от этого она срабатывает с меньшей или большей выдержкой времени. Дистанционная защита выполняется многоступенчатой, причем при КЗ в первой зоне, охватывающей 80—85 % длины защищаемой линии, время срабатывания защиты не более 0,15 с.

Для второй зоны, выходящей за пределы защищаемой линии, выдержка времени на ступень выше и колеблется в пределах 0,4—0,6 с. При КЗ в третьей зоне выдержка времени еще более увеличивается и выбирается, как и для направленных токовых защит.

Дистанционная защита — сложная защита, состоящая из ряда элементов (органов), каждый из которых выполняет определенную функцию.

Токовая защита нулевой последовательности

Для защиты электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью от замыканий на землю применяют максимальные токовые защиты нулевой

последовательности (ТЗНП). Эти защиты выполняются многоступенчатыми с органом направления мощности или без него.

Длительный режим однофазного замыкания недопустим:

1) Однофазное замыкание может перерасти в многофазное из-за нарушения изоляции.

2) Из-за повышения напряжения других фаз относительно земли возможно возникновение двойного замыкания.

В сетях сложной конфигурации трудно определить место однофазного замыкания. В них устанавливается селективная токовая защита от замыканий на землю.

Шкафы микропроцессорной дистанционной и токовой защиты линий 110-220 кВ типа ШМЗЛ.

Для обеспечения требований по защите линии принимаем шкафы серии ШМЗЛ. Они предназначены для использования в качестве основной и резервной или только резервной защиты одиночных и параллельных ВЛ 110-220 кВ. Шкафы устанавливаются как на реконструируемых, так и на вновь строящихся подстанциях.

В состав функций защит шкафа входят:

- трехступенчатая дистанционная защита от междуфазных замыканий с блокировкой при качаниях и неисправностях в цепях напряжения;

- четырехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности для защиты от КЗ с землей;

- токовая отсечка и ненаправленная максимальная токовая защита;

АПВ

Практика эксплуатации высоковольтных сетей продемонстрировала, то что если поврежденная линия электропередачи быстро отсоединяется, то в большинстве ситуации нарушение устраняется. В данном случае электрическая дуга, возникшая в пункте кратковременного замыкания, никак не успевает причинить существенный вред оборудованию, мешающему обратному включению линии под напряжением.

Самоограничивающийся ущерб называется нестабильным. Такое нарушение происходит в следствии перекрытия молниезащиты, скрепок на ветру и падающих льдов, падающих деревьев, ссадин проводов с помощью перемещающихся элементов. На воздушной линии успех вторичного включения сильно зависит с номинального напряжения линий. На линиях 110 кв и выше, результат вторичного включения существенно выше, нежели в ВЛ 6-35 кв. Высокий процент эффективных вторичных подключений в сетях высокого и сверхвысокого напряжения объясняется скоростью реле защита (как принцип, не более 0,1—0,15 с), большое поперечное сечение проводов и расстояния между ними, значительная механическая прочность опор. В подстанциях с постоянным оперативным персоналом или в телеуправляемых объектах вторичное включение линий занимает несколько мин., а на подстанциях нетелемеханизированных и без постоянного оперативного персонала 0,5—1 ч и более. Поэтому с целью ускорения вторичного включения линий и снижения периода паузы электро-снабжения потребителей обширно применяются специальные приборы механического вторичного введения (АПВ). Период действия АПВ как правило никак не превышает нескольких сек., по этой причине приборы АПВ при удачном включении быстро подают напряжение потребителям. Результативность действия АПВ обуславливается не только лишь количеством успешных вторичных подключений, однако и числом потребителей, у каковых при этом никак не нарушается нормальная деятельность. Финансовую результативность использования АПВ можно оценить стоимостью продукции, вырабатываемой предприятиями за то время, в течение коего при отсутствии АПВ линии, снабжающие данные компании электроэнергией, были б отключены.

11 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

11.1 Общие сведения

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС») создано в соответствии с программой реформирования электроэнергетики Российской Федерации как организация по управлению Единой национальной (общероссийской) электрической сетью (ЕНЭС) с целью ее сохранения и развития.

Основные направления деятельности компании:

- управление Единой национальной (общероссийской) электрической сетью;
- предоставление услуг субъектам оптового рынка электрической энергии по передаче электрической энергии и присоединению к электрической сети;
- инвестиционная деятельность в сфере развития Единой национальной (общероссийской) электрической сети;
- поддержание в надлежащем состоянии электрических сетей;
- технический надзор за состоянием сетевых объектов.

11.2 Капитальные вложения

С целью формирования новейших, расширения функционирующих, а кроме того перестройки и технологического перевооружения компаний нужны материальные, рабочие и финансы средства. Совместные расходы данных ресурсов называются капиталовложениями. Они используются в строительно-монтажные работы, получение технологического оснащения и другие потребности (транспортные затраты, инвентарь и т.д.).

При расчете затрат на реализацию проекта были использованы данные из «Укрупненных стоимостных показателей электрических сетей 35 – 1150 кВ» [32]. Данные показатели предназначены для оценки эффективности инвестиционных проектов и оценки объемов инвестиций при планировании

электросетевого хозяйства. Укрупненные стоимостные показатели приведены в базовых сметных ценах 2019 г.

При определении фактических цен электросетевого строительства по данным Департамента ОАО «ФСК ЕЭС» индекс перехода от базовых цен 2015 г. к ценам 2019 г. рекомендуется принимать равным 4,04 [31].

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

Расчет капиталовложений на сооружение ВЛЭП

В капитальные вложения в сооружение линий входят: расходы в изыскательные работы, подготовку трассы (установление владельца, отведение территории и т. д.), расходы на приобретение элементов линии (опор, проводов, изоляторов, линейной арматуры, грозозащитных тросов, заземлителей), транспортировку, установка [32].

Базовые характеристики цены ВЛ 35 – 1150 кВ принимают во внимание все без исключения расходы производственного направления и отвечают средним условиям строительства и расчетному напору ветра до 0,6 кПа.

Стоимость постройки 1 километров ВЛ находится в зависимости с типа промежуточных опор, от сечения провода, от количества цепей в опоре и с материала опор[32].

Для получения полной цены ВЛ к показателям удельной цены прибавляют расходы в порядок, кратковременные сооружения и постройки, проектно-изыскательские деятельность и самодеятельный контроль, другие работы и расходы.

Данные по ВЛЭП, с учетом дополнительных затрат проектируемой сети приведены в таблице 40.

Таблица 40 – Параметры линий приведенные 2019 году

Наименование ветви	Марка провода	Длина, км	Удельная стоимость 1 км линии, тыс. руб/км
Амурская - Зея	АС – 300/39	8,900	24,7
Зея - Ледяная	АС – 300/39	8,863	24,7

Капитальные затраты в сооружение ВЛЭП будут складываться из следующих составляющих:

1. Базисная стоимость ВЛ.
2. Затраты на вырубку и подготовку просеки.
3. Затраты на устройство лежневых дорог.
4. Стоимость постоянного отвода земельного участка под опоры ВЛ.

По следующей рассчитывается формуле базисная стоимость воздушных линий, млн.руб:

$$K_{ВЛЭП} = k_{инф} \cdot k_{тер} \cdot \sum_{i=1}^n C_i \cdot l_{ij} , \quad (85)$$

где $k_{инф}$ – коэффициент инфляции;

$k_{тер} = 1,3$ – территориальный коэффициент;

$\sum_{i=1}^n C_i$ – суммарная стоимость сооружения ВЛЭП;

l_{ij} - длина участка ВЛ, входящего в проектируемую сеть.

$$K_{ВЛЭП} = 4,04 \cdot 1,1 \cdot 584224 = 1997 \text{ млн.руб}$$

Суммарные капиталовложения в сооружение ВЛЭП с учетом прочих затрат находится используя формулу, млн.руб:

$$K_{ВЛЭП\Sigma} = (K_{ВЛЭП} + K_{Прос} + K_{Леж.дор}) \cdot k_{проч.зат} + K_{Пост.отв.зем} , \quad (121)$$

где $K_{Прос}$ - стоимость вырубki просеки;

$K_{\text{Леж.дор}}$ - суммарные вложения на устройство лежневых дорог;

$k_{\text{проч.зат}} = 1,125$ - коэффициент, учитывающий прочие расходы на сооружение ВЛ, которые составляют 12,5 %;

$K_{\text{Пост.отв.зем}}$ - стоимость постоянного отвода земли при строительстве воздушной линии.

Таким образом, затраты на сооружение ВЛЭП в Амурской области с учетом коэффициента инфляции и районного коэффициента составили:

$$K_{\text{ВЛЭП}\Sigma} = (1997 + 46 + 179) \cdot 1,125 + 169 = 2461 \text{ млн.руб.}$$

Капитальные затраты в сооружение ПС

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

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

Суммарные капиталовложения на сооружение подстанций с учетом прочих затрат вычисляются по следующей формуле:

$$K_{\text{ПС}} = (K_{\text{ОРУ}} + K_{\text{ТР}} + K_{\text{ПОСТ}}) \cdot k_{\text{инф}} \cdot k_{\text{тер}} \cdot k_{\text{проч.зат}} + K_{\text{ПС.зем}\Sigma} \cdot k_{\text{инф}}, \quad (86)$$

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

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

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

$K_{\text{ПС.зем}\Sigma}$ – стоимость постоянного отвода земель;

$k_{\text{тер}}$ – районный коэффициент для Камчатского края[32];

$k_{\text{инф}}$ – коэффициент инфляции на 2015 г.

$k_{\text{проч.зат}} = 1,175$ - коэффициент, учитывающий прочие расходы на сооружение ПС, которые составляют 17,5 %;

В таблице 41 представлены типы трансформаторов, выбранных для данной сети и их базовая стоимость на период 2000 г. Стоимость силового трансформатора зависит от его типа и мощности, а также уровня номинального напряжения [32].

Таблица 41 – Трансформаторы

Подстанция	Тип трансформатора	Количество, шт	Стоимость, тыс. руб
Зея	ТРДНС - 25000/220	2	140

Капитальные затраты на ОРУ (количество элегазовых выключателей зависит от принятой схемы распределительного устройства на ПС) представлены в таблице 42 [3].

Таблица 42 – Стоимость ОРУ

Схема РУ	U, кВ	Наименование ПС	Стоимость, тыс. руб	Срок полезного использования $T_{сл}$, лет
Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линии	220	Зея	180	20

Постоянная часть затрат представлена в таблице 43 [32].

Таблица 43 – Постоянная часть затрат

Схема РУ	U, кВ	Наименование ПС	Постоянная часть затрат в ценах 2015 г., тыс. руб
Мостик с выключателем в переключке и в цепях линий (или трансформаторов)	220	Зея - Ледяная	10750

Вычислим суммарные капиталовложения в сооружение ПС, млн.руб:

$$K_{ПС} = (150 + 25 + 41) \cdot 4,04 \cdot 1,4 \cdot 1,175 + 322 \cdot 4,04 = 1128 \text{ млн.руб.}$$

Для удобства вычисления суммарных капиталовложений во всю проектируемую сеть сведем полученные данные капиталовложений ПС и капиталовложений ВЛ в таблицу 44 [32].

Таблица 44 - Сводная таблица капиталовложений в проектируемую сеть

Тип оборудования	Капиталовложения, млн.руб.
Силовые трансформаторы	50
ОРУ (+ выключатели)	146
Постоянная часть затрат	107
Воздушные линии	1287
ИТОГО	6755

Как видно из таблицы 43, данный проект по своему масштабу относится к крупному инвестиционному проекту.

11.3 Расчет амортизационных отчислений

Амортизация – постепенное перенос цены ключевых фондов (капиталовложений) в изготавливаемые с их поддержкой продукты либо службу (обслуживание). Задача амортизации – накопление экономических денег, с целью возмещения изношенных основных фондов.

Амортизационные отчисления – валютное представление цены основных фондов в себестоимости [32]:

$$I_{AM} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{сл}}, \quad (87)$$

где K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

$T_{сл}$ – срок службы соответствующего оборудования (для ВЛ - 15 лет, для оборудования ПС – 20 лет) [32].

Расчет издержек на амортизацию электрооборудования:

$$I_{AM} = \frac{1128}{20} + \frac{2461}{20} = 148 \text{ млн.руб.}$$

11.4 Расчет эксплуатационных затрат

В следствии износа и устаревания элементов и компонентов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и промышленном состоянии, возникает возможность их отказа. В отличие с иных разновидностей индустриального оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования и передаточных устройств не только имеют важное самостоятельное значение, но и методы вызывать продолжительные перерывы в электроснабжении, то что может привести к внушительному экономическому и социальному ущербу у потребителей.

Задача организации работ по поддержанию качества и технологического состояния оборудования решается в рамках системы планово-предупредительных ремонтов и технического сервиса, а кроме того неплановых (аварийных) починок, вызванных отказом оборудования.

Для расчета эксплуатационных потерь следует учитывать потери электроэнергии в трансформаторах, суммарные потери сети в корону в ЛЭП, а также удельные потери в батареях конденсаторов и потери в линиях. Определяем стоимость издержек электроэнергии в сети [32]:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W}, \quad (88)$$

где ΔW_{Σ} – суммарные потери электроэнергии в схеме, МВт·ч/год;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии, равная 2,29 руб./КВт·ч [7].

$$I_{\Delta W} = 7,6 \cdot 2,29 = 17,5 \text{ млн.руб.}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{ЭКС}} = K_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{ВЛ}}, \quad (89)$$

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

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

$\alpha_{ПС} = 0,0525$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ПС [2];

$\alpha_{ВЛ} = 0,0065$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ВЛ [32].

Рассчитаем затраты на эксплуатацию и ремонт оборудования:

$$I_{ЭКС} = 1128 \cdot 0,0525 + 2461 \cdot 0,0065 = 63 \text{ млн.руб.}$$

11.5 Расчет штатной численности персонала

Штатная численность персонала на предприятии складывается из численности работников трех категорий: рабочие, инженерно-технические работники и административно-управленческий персонал.

К числу рабочих относят персонал занятый непосредственно ремонтом, эксплуатацией и обслуживанием электроустановок и электрического оборудования.

Инженерно-технические работники – это работники, занимающиеся организацией проведения ремонтно-эксплуатационных работ, а также информационно-техническим обслуживанием предприятия [33].

Поскольку реальные данные о заработной плате по предприятию отсутствуют, воспользуемся статистической отчетностью федеральных организаций статистики. В этом случае в целом по предприятию годовой фонд заработной платы может быть определен по формуле ниже:

$$\Phi ЗП_{год} = 12 \cdot N_{числ} \cdot ЗП_{ср} , \quad (90)$$

где $N_{числ}$ – численность персонала предприятия, человек;

$ЗП_{ср}$ – месячная тарифная ставка работника электроэнергетической отрасли по Европейской автономной области [6];

Фонд заработной платы по предприятию в целом составит:

$$\Phi ЗП_{год} = 12 \cdot 82 \cdot 51000 = 50 \text{ млн.руб/год.}$$

11.6 Расчет страховых взносов, отчисляемых в ПФ

В данной дипломном проекте учитываются страховые взносы в Пенсионный Фонд Российской Федерации (в размере 22 %), отчисления в Фонд социального страхования (в размере 2,9 %), а также в Фонд обязательного медицинского образования (в размере 5,1 %). Общая сумма страховых взносов в ПФ составляет 30 % в год от заработной платы работника [34].

Отчисления в Пенсионный Фонд определяются следующим образом:

$$CB_{год} = \Phi ЗП_{год} \cdot 0,3 , \quad (91)$$

где $\Phi ЗП_{год}$ – годовой фонд заработной платы по предприятию в целом.

$$CB_{год} = 50 \cdot 0,3 = 15 \text{ млн.руб/год.}$$

11.7 Определение себестоимости электроэнергии

Смета эксплуатационных расчетов приведена ниже в таблице 45 [7].

Таблица 45 – Эксплуатационные расчеты

Расходы	Миллионов рублей
Заработная плата рабочих ($\Phi ЗП_{год}$)	50
Эксплуатационные расходы ($I_{ЭКС}$)	74
Прочие расходы ($I_{ПР}$)	184
Амортизационные отчисления ($I_{АМ}$)	214
Затраты на потери ($I_{\Delta W}$)	17
Суммарные расходы (I_{Σ})	541

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W} , \quad (92)$$

где W – полезный расход электроэнергии за год;

I_{Σ} – годовые суммарные затраты на передачу электроэнергии.

$$W_{\text{год}} = \sum_{i=1}^n P_p \cdot T_{\text{max}} \quad (93)$$

где $\sum_{i=1}^n P_p$ – полезный расход электроэнергии за год;

T_{max} – годовые суммарные затраты на передачу электроэнергии.

$$W_{\text{год}} = 110 \cdot 5000 = 56000 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год.}$$

Определяем себестоимость передачи электрической энергии:

$$C = \frac{428144}{56000} = 1,6 \text{ руб.кВт} \cdot \text{ч.}$$

11.8 Оценка экономической эффективности проекта

Обычный период окупаемости предполагает собою промежуток, в течение коего совокупность чистых доходов покрывает капиталовложения. Установление времени окупаемости капитальных вложений выполняется поочередным суммированием величины чистого дохода в стабильных ценах (в отсутствии учета инфляции) согласно годам расчетного этапа вплоть до этого момента, пока полученная совокупность не сравняется с размером итоговых капитальных вложений, т.е.

$$\sum_{t=0}^{t_c} K_t = \sum_{t=t_n}^{T_{\text{ок-п}}} (O_{pt} - I_t - H_t) = \sum_{t=t_n}^{T_{\text{ок-п}}} (П_{qt} - I_{AMt}), \quad (94)$$

где t_c – срок завершения инвестиций (окончание строительства);

t_n – момент начала производства;

I_{AMt} – амортизационные отчисления.

Существенный недостаток этого метода, в том что он не учитывает деятельности проекта за пределами срока окупаемости.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей Δ_t , который определяется как разность между

притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования), принимая во внимание тот факт, что наш проект сооружается на протяжении 3 лет и то, что появление прибыли возможно лишь с 4 года реализации.

$$\text{ЧДД} = \frac{O_p - K_\Sigma - I_t - H_t}{(1 + E)^t}, \quad (95)$$

где O_p – выручка от реализации проекта;

K_Σ – суммарные капиталовложения в проект;

I_t – полные эксплуатационные расходы;

H_t – отчисления налога на прибыль;

E – ставка рефинансирования, $E = 0,0825$.

ЧДД на первом году строительства:

$$\text{ЧДД}_1 = \frac{1,5 \cdot (-3589)}{(1 + 0,0825)^1} = -371,489 \text{ млн.руб.}$$

ЧДД на четвертом году:

$$\text{ЧДД}_4 = \frac{860 - 229 - 86}{(1 + 0,0825)^4} = 175 \text{ млн.руб.}$$

Принимаем допущения:

1. строительство проекта осуществляется в течении 3 лет;
2. инвестирование разбито на доли и осуществляется в течение всех 3 лет;
3. получение прибыли осуществляется постепенно, равными долями и возможно с 3 года строительства.

Вывод: так как значение ЧДД положительное, проект строительства рекомендуется к реализации.

12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

12.1 Безопасность

Техника безопасности при строительстве ВЛ.

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

Основным документом которым необходимо руководствоваться при строительстве ВЛ является: «Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ» – РД 153-34.3-03.285-2002. Перечислим основные предъявляемые требования [7]:

- производство работ по сооружению линий электропередачи, специальные электромонтажные и наладочные работы должны осуществляться с учетом требований СНиП 12-03-2001 "Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования" , а также СНиП 12-04-2002 "Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство";

- разрешается выполнять только при наличии проектов производства работ (ППР) или технологических карт (ТК), утвержденных главным инженером электромонтажной (наладочной) организации; в ППР и ТК для каждого из выполняемых видов работ должны быть предусмотрены конкретные мероприятия по технике безопасности.

- не допускается использовать находящиеся в стадии монтажа электрические установки в качестве временных установок для электроснабжения электромонтажных (наладочных) работ, а также объектов генподрядчика или заказчика.

- при работах на высоте более 1,3 м рабочие места должны иметь ограждения высотой не менее 1,1 м, а при необходимости - защитные и предохранительные устройства (сетки, козырьки, настилы и др.), соответ-

ствующие ГОСТ 12.4.059-89 и ГОСТ 23407-78. При отсутствии ограждений, защитных и предохранительных устройств работники должны использовать предохранительные пояса.

- запрещается устанавливать (крепить) какие-либо средства подмащивания на смонтированные, находящиеся в стадии монтажа или подготовленные к монтажу конструкции (оборудование), если это не предусмотрено ППР или не подтверждено расчетом, согласованным с проектной организацией.

- к самостоятельным верхолазным работам допускаются рабочие и специалисты не моложе 18 лет, прошедшие медицинский осмотр и признанные годными, имеющие стаж верхолазных работ не менее одного года и тарифный разряд не ниже III.

- работники, впервые допускаемые к верхолазным работам, в течение одного года должны работать под непосредственным надзором опытных рабочих, назначенных приказом руководителя организации.

- весь персонал, участвующий в строительных, монтажных и наладочных работах по сооружению кабельных и высоковольтных линий электропередачи, должен пользоваться защитными касками.

- лесосечные работы следует производить по технологическим картам, разработанным в соответствии с ГОСТ 12.1.004-91, ГОСТ 12.3.002-2014, ГОСТ 12.3.015-78.

- одиночная работа на лесосеке не допускается.

- при производстве работ на лесосеке должна быть обеспечена безопасность всего комплекса лесосечных работ, включающих подготовительные и вспомогательные работы, валку и трелевку леса, очистку деревьев от сучьев, раскряжевку хлыстов, погрузку леса, механизированную очистку лесосек.

- территория в радиусе 50 м от места валки деревьев является опасной зоной. Опасная зона должна быть ограждена переносными знаками безопасности по ГОСТ 12.4.026-2015.

– не допускается производить валку деревьев, трелевку леса, обрубку сучьев и раскряжевку хлыстов в горных лесосеках при скорости ветра свыше 8,5 м/с, в равнинной местности - только валку леса при скорости ветра свыше 11 м/с, а одиночную валку - при скорости ветра более 4,5 м/с.

– лесосечные работы следует прекращать во время ливневого дождя, при грозе, сильном снегопаде и густом тумане (видимость менее 50 м).

– при установке и перемещении унифицированных деталей фундаментов (подножников, анкерных плит, ригелей и т.п.) следует применять специальные стропы соответствующей грузоподъемности.

– строповка железобетонных элементов фундаментов должна производиться по схемам, составленным с учетом прочности и устойчивости поднимаемых конструкций за монтажные петли. Закладные монтажные петли перед подъемом должны быть очищены, проверены на отсутствие раковин, трещин и других повреждений и дефектов.

– запрещается установка опор на фундаменты, не законченные сооружением и не полностью засыпанные грунтом.

– установка опор должна выполняться с использованием специальных машин, транспортных средств, такелажа, оснастки, инструмента и приспособлений.

– во время подъема и установки опоры запрещается: находиться под опорой, тросами, в зоне возможного их падения, в опасной зоне вблизи грузоподъемных механизмов; приближаться к опоре до полного ее подъема и опускания в котлован; подниматься на опору до полного ее закрепления.

– запрещается производить подъем опор при ветре 10 - 12 м/с и выше.

– раскатка и натяжение проводов и канатов непосредственно по стальным траверсам и крюкам не допускается.

– перед монтажом проводов и молниезащитных тросов установленные опоры должны быть тщательно осмотрены и приняты по акту или журналу монтажа опор.

– при раскатке провода с барабанов с помощью раскаточных приспособлений на трассе раскатки должны выставляться лица, наблюдающие за правильностью раскатки и обеспеченные надежной связью с машинистом раскаточного приспособления.

– обрезать провода следует только с помощью соответствующего инструмента (ножовки, тросоруба). Обрубать провода и тросы зубилом запрещается. При обрезке проводов и канатов их концы необходимо обмотать проволокой.

– производить сборку гирлянд из изоляторов под установленной, но не закрепленной опорой запрещается.

– при сборке гирлянд следует пользоваться только исправным инструментом (щипцами для установки замков, гаечными ключами); фарфоровые осколки изоляторов брать руками без рукавиц запрещается.

– проверку сопротивления изоляции должен выполнять работник, имеющий группу по электробезопасности не менее III.

– подъем гирлянд с раскаточными роликами и заправленными в них проводами следует осуществлять механизированным способом с применением веревочных оттяжек для обвода траверс. При вертикальном расположении проводов на опоре следует поднимать провода с гирляндами и раскаточными роликами, начиная с верхней траверсы.

– опускаться по смонтированным гирляндам изоляторов и работать на них запрещается. Для этого следует пользоваться подъемными вышками, специальными лестницами или люльками.

– персонал электромонтажной организации, обслуживающий электроустановки, должен пройти обучение и проверку знаний «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Межотраслевых правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок», ему должна быть присвоена группа по электробезопасности

– работнику, прошедшему проверку знаний настоящих Правил, выдается удостоверение установленной формы, которое он обязан иметь при себе при производстве работ.

– перед допуском к работам на действующей электроустановке персонал электромонтажной (наладочной) организации должен пройти инструктаж по безопасности и схемам присоединений под руководством работников действующей электроустановки, о чем должна быть произведена соответствующая запись в журнале учета инструктажей.

– персоналу необходимо знать, что после исчезновения напряжения на электроустановке оно может быть подано вновь без предупреждения.

Так же необходимо отметить, что для обеспечения безопасного труда электротехнического персонала, работающего в электроустановках, существует нормативный документ «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» (с изменениями на 15 ноября 2018 года).

Данный документ распространяется на всех работников электротехнического, электротехнологического и неэлектротехнологического персонала, занятых техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы.

В ходе выполнения работ, персонал должен быть обеспечен специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты в соответствии с «Типовыми отраслевыми нормами бесплатной выдачи работникам специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты», утв. Постановлением Министерства труда и социального развития РФ от 16 декабря 1997 г. N 63.

12.2 Экологичность

Защита от загрязнений трансформаторным маслом.

Трансформаторное масло, - очищенная фракция нефти, получаемая при перегонке, кипящая при температуре от 300 °С до 400 °С. В зависимости от происхождения нефти обладают различными свойствами и эти отличительные свойства исходного сырья отражаются на свойствах масла.

Существует большой разрыв между сроком службы трансформатора и сроком службы масла. Трансформатор может работать без ремонта 10-15 лет, а масло уже через год требует очистки, а через 4-5 лет - регенерации. Мерами, позволяющими продлить срок эксплуатации масла, являются:

- 1) защита масла от соприкосновения с наружным воздухом путем установки расширителей с фильтрами, поглощающими кислород и воду, а также вытеснение из масла воздуха;
- 2) снижение перегрева масла в условиях эксплуатации;
- 3) регулярные очистки от воды и шлака;
- 4) применение для снижения кислотности непрерывной фильтрации масла;
- 5) повышение стабильности масла путем введения антиокислителей.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых автотрансформаторов с массой масла более 1 т в одном баке должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований [2]:

- 1) габариты маслоприемника должны выступать за габариты автотрансформатора не менее чем на 1,5 м при массе от 10 до 50 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от автотрансформатора на расстоянии менее 2 м.
- 2) объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в автотрансформатор.

Маслоприемник должен проверяться не реже двух раз в год, а также после обильных дождей, таяния снега или тушения пожара.

Маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла автотрансформаторов, а также 80% (с учетом 30-и минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды, с выводом сигнала на щит управления.

Ниже будут произведены расчеты маслоприемника трансформатора на ПС 220 кВ Зея.

На ОРУ ПС 220 кВ Амурская установлено два маслонаполненных силовых автотрансформатора ТДН - 25000/220. Расчет будет производиться на примере одного из них. Исходные данные для расчета приведены в таблице 46.

Таблица 46 - Исходные данные для расчета маслоприемника трансформатора

Марка трансформатора	Масса трансформаторного масла в трансформаторе М, кг	Габариты трансформатора		
		Н, мм	Длина А, мм	Ширина В, мм
ТДН - 25000/220	22,7	4690	5700	3800

Согласно [2], так как масса трансформаторного масла меньше 20 т, то можно использовать маслоприёмник без отвода масла.

Маслоприёмники без отвода масла выполняются заглублённой конструкцией, и закрепляются металлической решёткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм.

Величина Δ , на которую габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора, для данной массы трансформаторного масла, согласно [23], равна 1,5 м. Схема заглублённого маслоприёмника без отвода масла изображена на рисунке 6.

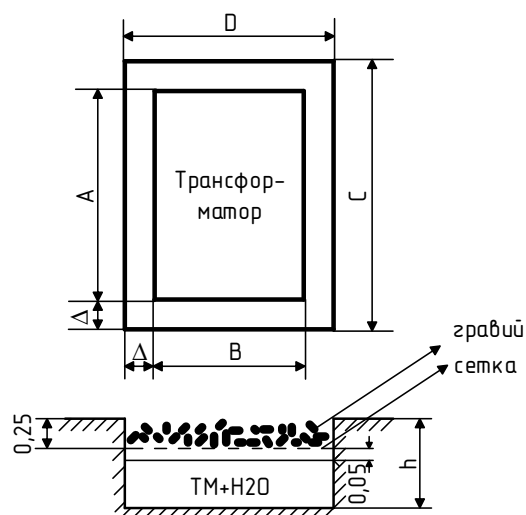


Рисунок 6 – Схема заглублённого маслоприёмника без отвода масла

1. Определим габариты маслоприёмника.

Длина, м:

$$C = (A + 2 \cdot \Delta), \quad (96)$$

где A - габаритная длина трансформатора, м;

Δ - величина, на которую габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора, м.

$$C = (5,7 + 2 \cdot 1,5) = 8,7 \text{ м.}$$

Ширина, м:

$$D = (B + 2 \cdot \Delta), \quad (97)$$

где B - габаритная ширина трансформатора, м;

Δ - величина, на которую габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора, м.

$$D = (3,76 + 2 \cdot 1,5) = 6,8 \text{ м.}$$

Площадь маслоприёмника, м²:

$$S_{МП} = C \cdot D, \quad (98)$$

где C - длина маслоприёмника, м;

D - ширина маслоприёмника, м.

$$S_{\text{МП}} = 8,7 \cdot 6,8 = 59,16 \text{ м}^2.$$

2. Определим объём маслоприёмника.

Согласно [2] объём маслоприёмника без отвода масла следует рассчитывать на приём 100% объёма масла залитого в трансформатор и 80% воды от средств пожаротушения из расчёта орошения площадей маслоприёмника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью $0,2 \frac{\text{л}}{\text{с} \cdot \text{м}^2}$ в течение 30 минут.

3. Определим объём трансформаторного масла, м^3 :

$$V_{\text{тм}} = \frac{M}{\rho} \quad (99)$$

где M - масса трансформаторного масла, кг;

ρ - плотность трансформаторного масла, равная $0,88 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ [4],

$$V_{\text{тм}} = \frac{22,700}{880} = 13,5 \text{ м}^3.$$

4. Определим объём воды от средств пожаротушения, м^3 :

$$V_{\text{воды}} = I_n \cdot t \cdot (S_{\text{МП}} + S_{\text{бтг}}), \quad (100)$$

где I_n - величина интенсивности пожаротушения, равная $0,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3 / \text{с} \cdot \text{м}^2$ [2];

t - время пожаротушения, равное 1800 с [23];

$S_{\text{бтг}}$ - площадь боковых поверхностей трансформатора, м^2 .

Площадь боковых поверхностей трансформатора, м^2 :

$$S_{\text{бтг}} = 2 \cdot (A + B) \cdot H \quad (101)$$

где A - длина трансформатора, м;

B – ширина трансформатора, м;

H – высота трансформатора, м.

$$S_{\text{баз}} = 2 \cdot (5,7 + 3,8) \cdot 4,69 = 89,11 \text{ м}^2;$$

$$V_{\text{воды}} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (59,16 + 89,11) = 53,377 \text{ м}^3.$$

5. Определим глубину маслоприёмника, м:

$$h_{\text{мп}} = \frac{V_{\text{тм}}}{S_{\text{мп}}} + \frac{0,8 \cdot V_{\text{H}_2\text{O}}}{S_{\text{мп}}} + h_{\text{в}} + h_{\text{г}}, \quad (102)$$

где $V_{\text{тм}}$ - объём трансформаторного масла, м³;

$S_{\text{мп}}$ - площадь основания маслоприёмника, м²;

$V_{\text{H}_2\text{O}}$ - объём воды, м³;

$h_{\text{в}}$ - величина воздушного канала согласно [2] равна 0,05 м;

$h_{\text{г}}$ - высота слоя гранитного щебня или гравия согласно [2] равна 0,25

м.

$$h_{\text{мп}} = \frac{13,5}{59,16} + \frac{0,8 \cdot 53,377}{59,16} + 0,05 + 0,25 = 1,25 \text{ м.}$$

6. Определим объём маслоприёмника, м³:

$$V_{\text{мп}} = S_{\text{мп}} \cdot h_{\text{мп}}, \quad (103)$$

где $S_{\text{мп}}$ - площадь маслоприёмника, м²;

$h_{\text{мп}}$ - высота маслоприёмника, м.

$$V_{\text{мп}} = 59,16 \cdot 1,25 = 73,95 \text{ м}^3.$$

Вывод: в ходе решения для заданного автотрансформатора марки ТДН - 25000/220 рассчитаны габариты маслоприёмника и получены результаты: объём маслоприёмника равен 73,95 м³, площадь маслоприёмника равна 59,16 м², высота маслоприёмника 1,25 м.

12.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация – аварийная обстановка появившаяся в следствии небезопасного естественного действия, аварии, естественного либо другого несчастья, какие имеют все шансы спровоцировать либо повлекли из-за собою людские потерпевшие, вред самочувствию людишек либо находящейся вокруг естественной сфере, существенные вещественные утраты и несоблюдение обстоятельств жизнедеятельности людей.

К чрезмерной условия причисляют в частности пожар. Пожарная защищенность учитывает предоставление безопасности людей и сбережения вещественных ценностей компании в абсолютно всех стадиях его актуального цикла (академическая создание, планирование, постройка и использование).

Основными концепциями пожарной защищенности считаются концепции избежания пожара и охраннопожарной охраны, в том числе организационно-технические события.

Систему предотвращения пожара является совокупность организационных событий и промышленных денег, нацеленных в исключение способности появления пожара.

Предотвращение пожара добивается: ликвидацией создания топкой сферы; ликвидацией создания в топкой сфере (либо внесения в ее) ключа зажигания; поддержанием температуры топкой сферы далее предельно возможной; сохранение в топкой сфере давления далее предельно возможного и иными мерами.

Систему охраннопожарной охраны является совокупность организационных и промышленных средств, нацеленных в устранение влияния в людей небезопасных условий пожара и ограничение вреда от него.

Противопожарная охрана гарантируется [35]:

- предельно допустимым использованием огнестойких и трудногорючих элементов и использованных материалов взамен пожароопасных;

- ограничением количества горючих элементов и их размещения; изоляцией топкой среды;
- предупреждением распространения пожара из-за границы источника;
- использованием средств пожаротушения;
- использованием системы объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей; концепциями противодымной охраны;
- использованием пожарной сигнализации и денег уведомления о пожаре;
- системой пожарной защиты индустриальных предметов.

Важное значение в обеспечении пожарной защищенности противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные препятствия предусмотрены с целью лимитирования распространения пожара внутри сооружения. К ним принадлежат противопожарные стенки, перекрытия, дверь.

Предотвращение распространения пожара гарантируется [37]:

- механизмом противопожарных препятствий (стенок, полос, поясков, предохранительных полос, навесов и т.п.);
- установлением максимально возможных площадей охраннопожарных отсеков и секций;
- механизмом авантюристичного отключения и переключения агрегатов и коммуникаций;
- использованием средств, предотвращающих разливание пожароопасных жидкостей;
- использованием огнепреграждающих приборов (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.);
- использованием разрывных защитных оболочек в агрегатах и коммуникациях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения ВКР были выполнены основные задачи по проектированию и модернизации электрической сети с учётом требуемых параметров надёжности электроснабжения и качества электрической энергии.

Произведён расчёт рабочих токов и токов короткого замыкания для выбора современного электрооборудования высокого напряжения, а также подобраны необходимые приборы для полноценного контроля за параметрами сети.

Выполнен расчёт молниезащиты и анализ грозоупорности ОРУ 220 кВ. Осуществлена настройка параметров устройств релейной защиты и автоматики на базе нового автоматизированного оборудования.

Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при эксплуатации оборудования, а также вопросы охраны окружающей среды и противопожарные меры на подстанции.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Правила устройства электроустановок. Мин. Энерго России. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 648 с.
- 2 Нормы технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ. – М.: Минэнерго СССР, 1978. – 40 с.
- 3 Типовые схемы принципиальные электрические распределительных устройств 6-750 кВ подстанций и указания по их применению. – М.: Энергосетьпроект, 1993 г. – 58 с.
- 4 Бутяков, Н. А. Чистая электроэнергия на Камчатке / Н. А. Бутяков, А. М. Динмухаметов, Р. С. Ахметшин – М.: Молодой ученый, 2015 -139 с.
- 5 Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчёту и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям: Приказ Минэнерго РФ № 326 от 30.12.2008.
- 6 Карапетян, И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей: учеб. / ред. Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро, И.Г. Карапетян. - 4-е издание. - М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 376 стр.
- 7 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 592 с.
- 8 Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии/Под общей ред. профессоров МЭИ И.Н. Орлова и др. М.: Энергоатомиздат, 1988. – 385 с.
- 9 Ставка рефинансирования Центрального банка Российской Федерации. [Электронный ресурс]. - Режим доступа : http://www.cbr.ru/print.asp?file=/statistics/credit_statistics/refinancing_rates.htm.htm- 20.04.18.
- 10 Программный комплекс «RastrWin-3» – 4-е изд., с изм. и доп. – спб.: ДЕАН, 2019. – 52 с. Руководство пользователя.

11 С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования [Текст]: учеб. пособие: рек. ДВ УМЦ/ 2008. – 54 с.

12 Блок, В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электро-энергетических специальностей вузов /В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Паперно и др.; Под ред. В.М. Блок. – М.: Высш. шк., 1990. – 383 с.

13 Рожкова, Л.Д. Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987 – 647 с.

14 Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков - М.: Энергоатомиздат, 2002. - 608 с.

15 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: учебное пособие для Вузов/А.А. Федоров, Л.Е. Старкова - М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.

16 Базуткин, В.В. Техника высоких напряжений: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2001. – 487 с.

17 Попов, Е.Н. Механическая часть воздушных линий электропередач: учебное пособие для Вузов/А.А. Федоров, Л.Е. Старкова - М.: Энергоатомиздат, 1999. – 44 с.

18 Гуревич, Ю.Е. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах / Ю.Е. Гуревич, Л.Е. Либова, А.А. Окин. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 192 с.

19 Жданов, П.С. Вопросы надёжности и устойчивости электрических систем / П.С. Жданов. – М.: Энергия, 2006. – 456 с.

20 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. – М.: Высшая школа, 2007. – 639 с.

21 Беркович, М.А. и др. Основы техники релейной защиты. – М.: Энерго-атомиздат, 1984. – 376 с.

22 Плащанский, Л.А. Основы электроснабжения. Раздел «Релейная защита электроустановок»: Учебное пособие. – М.: Изд-во Московского гос.горного ун-та, 2003. – 141 с.

23 Шабад, М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. – СПб.: ПЭИПК, 2013. – 555 с.

24 Шестаков, Д.Н. Расчет максимальной токовой защиты и токовых отсечек линий 6, 10, 35 кВ. – Курган: Изд-во Курганского гос. ун-та, 2007. -31 с.

25 Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110–500 кВ. Расчеты. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 96 с.

26 Тепло Земли. Геотермальная энергия. [Электронный ресурс]. - Режим доступа : <http://scisne.net/a-1172-15.05.15>.

27 Геотермальная энергия [Электронный ресурс]. - Режим доступа : <http://re.energybel.by/geothermal-ru/> - 20.05.15.

28 Письмо Минстроя России от 06.02.2015 N 3004-ЛС/08 "Об индексах изменения стоимости строительства, индексах изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ и иных индексах на I квартал 2015 года"

29 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. : НТФ Энергопрогресс, 2009. – 391 с.

30 Нормативы численности промышленно-производственного персонала распределительных электрических сетей. – М.: «ЦОТЭНЕРГО», 2007. – 33 с.

31 Страховые взносы в ПФ РФ [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.assessor.ru/forum/index.php?t=2078>. – 20.11.2014.

32 Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н “Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок”

33 Сибикин, Ю.Д. Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. – М.:ПрофОбр – Издат, 2002. - 432 с.

34 Инструкция по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций: Приказ МЧС РФ № 630 от 31.12.2018

35 Схема и программа развития электроэнергетики амурской области на период 2017 – 2021 годов.- М.:Министерство экономического развития Амурской области, 2017.- 4 с.