

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« ____ » _____ 2025 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

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

Исполнитель

студент группы 142-об1

подпись, дата

А.И. Петриченко

Руководитель

профессор, канд. техн.
наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по
безопасности и
экологичности

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

старший преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2025

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
«_____» _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Петриченко Андрея Игоревича

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

(утверждено приказом от 10.04.2025 № 950-УЧ)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: ведомость контрольных замеров от 20 декабря 2024г., токи короткого замыкания на шинах 0,4-500 кВ подстанций АПМЭС в максимальных и минимальных режимах по состоянию 10.01.2025г

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): проверка силовых трансформаторов, и замена морально устаревшего оборудования, расчет токов короткого замыкания, расчет релейной защиты

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п) 1. Однолинейная схема РУ 220 кВ ПС 220 кВ Тутаул, 2. Схемы РУ 35 кв, 10 кВ, 3. Расчет токов короткого замыкания, 4. Структурная схема защиты ТДН-25000/220/35/10 на базе терминала RET-521, 5. Защита линии 220 кВ REL 521, 6. Молнезащита ПС 220 кВ Тутаул.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания 10.04.2025

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Владимирович

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

Задание принял к исполнению (дата): 10.04.2025

РЕФЕРАТ

Работа содержит 130 страниц, 13 рисунков, 42 таблицы, 30 источников, 1 приложение

ОТКРЫТОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ТРАНСФОРМАТОР, АВТОТРАНСФОРМАТОР, РАЗЪЕДИНИТЕЛИ, ВЫКЛЮЧАТЕЛИ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, МОЛНИЕЗАЩИТА, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

В рамках данной выпускной квалификационной работы была выполнена реконструкции и модернизации ПС 220 кВ Тутаул. Основной целью работы является разработка технических решений, направленных на повышение эффективности, надежности электроснабжения, безопасности эксплуатации.

В процессе выполнения работы были рассмотрены и решены основные задачи:

1. анализ района реконструкции и ПС 220 кВ Тутаул;
2. разработка вариантов реконструкции;
3. разработка схемы РУ;
4. выбор и проверка силового оборудования;
5. разработка системы релейной защиты и автоматики;
6. оценка экономической эффективности;
7. оценка безопасности и экологичности.

Результаты проделанной работы позволят повысить эксплуатационные качества ПС, а также обеспечить их соответствие актуальным стандартам эффективности и безопасности.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	10
1 Характеристика района реконструкции электрических сетей и ПС 220 кВ Тутаул	10
1.1 Описание и географическое расположение подстанции напряжением 220 кВ Тутаул в Амурской области	10
1.2 Анализ существующей схемы ОРУ 220 кВ	12
1.3 Выбор новой схемы ОРУ 220 кВ	13
2 Проверка и выбор трансформаторов	16
3 Расчет токов короткого замыкания	19
3.1 Определение значений токов короткого замыкания	19
4 Выбор и проверка оборудования на ПС 220 кВ Тутаул	31
4.1 Определение максимальных рабочих токов	31
4.2 Выбор распределительного устройства 220 кВ	32
4.3 Выбор и проверка выключателей 220 кВ	33
4.4 Выбор и проверка разъединителей и заземляющих ножей 220 кВ	38
4.5 Выбор и проверка трансформаторов тока 220 кВ	40
4.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 220 кВ	43
4.7 Выбор и проверка оборудования КРУ 35 кВ	45
4.8 Выбор и проверка выключателей 35 кВ	48
4.9 Выбор и проверка трансформаторов тока 35 кВ	53
4.10 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 35 кВ	56
4.11 Выбор и проверка оборудования КРУ 10 кВ	57
4.12 Выбор и проверка выключателей 10 кВ	60
4.13 Выбор и проверка трансформаторов тока 10 кВ	64
4.14 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 10 кВ	68
5 Релейная защита и автоматика	70
5.1 Защита линий электропередачи 220 кВ	70
5.1.1 Расчет резервных защит	72

5.2	Защита трансформатора	77
5.2.1	Описание принятой микропроцессорной защиты	77
5.2.2	Расчет параметров срабатывания защиты	78
5.2.3	Защита от перегрузки трансформатора	85
5.2.4	Газовая защита трансформатора	87
6	Разработка заземления и молнезащиты ПС 220 кВ Тутаул	89
6.1	Конструктивное исполнение заземления ПС 220 кВ Тутаул и определения его стационарного и импульсивного сопротивления	92
6.2	Расстановка молниеотводов и определение зон молнезащиты	98
6.3	Выбор и проверка ОПН	100
7	Экономическая оценка эффективности	103
7.1	Расчёт капиталовложений	103
7.2	Расчёт издержек	104
7.3	Определение приведенных статических затрат	106
7.4	Определение дисконтированных затрат. Расчет ЧДД	106
7.5	Простой срок окупаемости	109
7.6	Выводы	111
8	Безопасность и экологичность	112
8.1	Безопасность	113
8.1.1	Меры безопасности при обслуживании устройств релейной защиты и автоматики	113
8.2	Экологичность	114
8.2.1	Влияние ПС 220 кВ Тутаул на окружающую среду	114
8.2.2	Меры по обеспечению экологичности при производстве работ с трансформаторным маслом	116
8.2.3	Расчет маслоприемника трансформатора	117
8.3	Чрезвычайные ситуации	122
	Заключение	126
	Библиографический список	128
	Приложение А	131

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

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

ГОСТ 2.104-68 ЕСКД Основные надписи

ГОСТ 2.105-95 ЕСКД Общие требования к текстовым документам

ГОСТ 2.106-96 ЕСКД Текстовые документы

ГОСТ 2.111-68 ЕСКД Нормоконтроль

ГОСТ 2.113-75 ЕСКД Групповые конструкторские документы

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

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

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

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

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

ГОСТ 3.1103-83 ЕСКД Основные надписи

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

ГОСТ 3.1105-84 ЕСКД Правила оформления документов общего назначения

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АТ – Автотрансформатор;

АПВ – автоматическое повторное включение;

АСУТП – автоматизированные системы управления технологическим процессом;

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия;

КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;

ЛЭП – линия электропередачи;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

РЗА – релейная защита и автоматика;

РУ – распределительное устройство;

СВ – секционный выключатель;

ТЗНП –токовая защита нулевой последовательности

ТН –трансформатор напряжения;

ЭЭС – электроэнергетическая система;

ЭС – энергосистема.

ВВЕДЕНИЕ

Подстанция напряжением 220 кВ Тутаул, расположенная в Амурской области, является важным элементом энергетической инфраструктуры региона. Она не только обеспечивает надежное электроснабжение для промышленных и бытовых потребителей, но и выполняет функции по поддержанию стабильности и надежности работы электрических сетей. В условиях стремительного роста потребления электроэнергии, вызванного как увеличением численности населения, так и развитием промышленности, возникает необходимость в модернизации и реконструкции существующих подстанций.

Исследование «Реконструкция подстанции напряжением 220 кВ Тутаул в Амурской области» является актуальным в свете современных требований к надежности и эффективности электроснабжения, особенно в условиях растущих потребностей в электроэнергии и повышения нагрузки на существующие энергетические объекты. Анализ технического состояния подстанции, планирование ее реконструкции и изучение особенностей проведения этих работ позволяют выявить ключевые проблемы и разработать оптимальные решения для повышения эксплуатационных характеристик и безопасности.

Целью данной работы является – реконструкция открытого распределительного устройства 220 кВ для дальнейшего развития электроснабжения в районе подстанции Тутаул.

В работе «Реконструкция подстанции напряжением 220 кВ Тутаул в Амурской области» объектом исследования является подстанция, которая играет ключевую роль в обеспечении надежности и стабильности электроснабжения региона. Предметом исследования выступают техническое состояние подстанции, процессы планирования и особенности проведения ее реконструкции.

Задачи исследования включают в себя:

1. оценку существующих проблем и недостатков в работе подстанции;
2. разработку стратегий по модернизации её оборудования и инфраструктуры;
3. изучение особенностей реализации реконструкционных мероприятий;
4. направленных на минимизацию перерывов в электроснабжении и повышение общей эффективности работы подстанции;
5. внести изменения в существующую схему ОРУ-220 кВ;
6. произвести расчёт токов короткого замыкания;
7. произвести выбор и проверка элементов оборудования;
8. произвести расчёт молниезащиты подстанции.

Таким образом, данная работа будет посвящена комплексному анализу и разработке рекомендаций по реконструкции подстанции напряжением 220 кВ Тутаул в Амурской области. В результате выполнения данной работы ожидается получение обоснованных выводов и рекомендаций, которые могут быть использованы для повышения эффективности и надежности работы подстанции, а также для улучшения качества электроснабжения в регионе. Успешная реализация проекта реконструкции подстанции повысит ее эксплуатационные характеристики и внесет значительный вклад в развитие энергетической инфраструктуры Амурской области в целом.

В работе проводится изменение схемы ОРУ 220 кВ и выбор силового оборудования.

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

К работе прилагаются 6 листов графической части.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И ПС 220 КВ ТУТАУЛ

1.1 Описание и географическое расположение подстанции напряжением 220 кВ Тутаул в Амурской области

Подстанция 220 кВ Тутаул расположена в Амурской области, в 10 км к юго-востоку от села Тутаул. Район расположения подстанции характеризуется следующими основными особенностями:

Географическое положение: Подстанция расположена в Зейско-Бурейской равнине, в долине реки Зeya. Территория характеризуется равнинным рельефом с небольшими возвышенностями и понижениями.

На рисунке 1 показаны границы районов Амурской области.



Рисунок 1 – Районы Амурской области

В настоящее время на подстанции 220 кВ Тутаул в эксплуатации находятся:

– два трехфазных трансформатора Т-1, Т-2 напряжением 220/35/10 кВ

мощностью 25,0 МВА типа ТДТН-25000/220/35/10;

– открытое распределительное устройство (ОРУ) 220 кВ, выполненное по схеме «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов;

– ОРУ 35 кВ, выполненное по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин»;

– закрытое распределительное устройство 10 кВ (ЗРУ 10 кВ), выполненное по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

Оборудование ПС 220 кВ Тутаул эксплуатируется в 1987 года и подлежит замене.

Установленная суммарная мощность подстанции «Тутаул» - 50 МВА.

Параметры оборудования должно удовлетворять климатическим условиям. Территория подстанции находится в: 3 районе по скорости ветра, а также имеет такие температурные характеристики (приведены в таблице 1) [1-5].

Таблица 1 – Сводная таблица климатических характеристик

Характеристика	Значение
Преобладающее направление ветра	В
Нормативная скорость ветра (один раз в 25 лет) на высоте 10 м	31 м/с
Скорость ветра при гололеде (один раз в 25 лет)	15 м/с
Нормативная толщина стенки гололеда (один раз в 25 лет)	23 мм
Температура воздуха при гололеде	– 5 °С
Абсолютный минимум температуры воздуха	– 52°С
Абсолютный максимум температуры воздуха	+ 36°С
Глубина промерзания грунта	3,9 – 4,5 м
Среднегодовая продолжительность гроз	40 часов
Среднегодовое количество осадков	900 – 1000 мм
Район по гололеду	3
Ветровой район	3

Исходя из климатических характеристик проектируемого оборудования должно иметь климатическое исполнение УХЛ.

1.2 Анализ существующей схемы ОРУ 220 кВ

Открытое распределительное устройство на подстанции «Тутаул» выполнена по схеме № 220-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» [6] (рисунок 2).

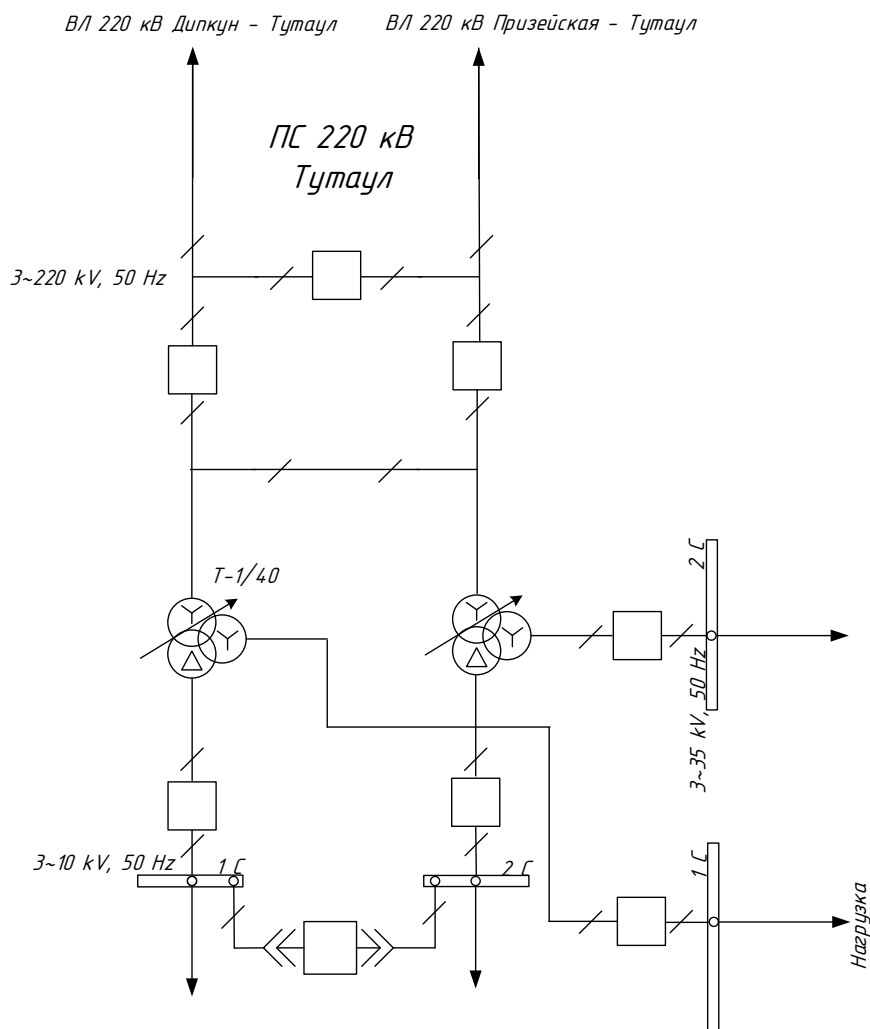


Рисунок 2 – Схема подстанции 220 кВ Тутаул

На ОРУ 220 кВ в настоящее время установлены многообъемные масляные выключатели типа У-220-1000-2000-25, разъединители типа РНДЗ-

заградители ВЗ-1250-05У1. РУ 10 кВ находится в ЗРУ 10 кВ с маломасляными выключателями типа ВМПЭ-10-630-31,5.

К положительным моментам данной схемы относятся:

- 1) простота схемы, для рабочего персонала это основное, уменьшает количество ошибок на объекте;
- 2) наличие секционного выключателя. Обеспечивает работу первой секции при поломке второй секции;
- 3) низкая экономическая стоимость.

К отрицательным моментам можно отнести:

- 1) при ремонте одной секции выходит из оборота источник питания;
- 2) возможность отключения подстанции из - за выхода из строя секционного выключателя;
- 3) присутствие отделителей, вследствие чего, уменьшается надежность, так как есть большая вероятность отказа из-за осадков;
- 4) подключение автотрансформаторов на одну секцию шин, что приводит к отключению всех потребителей 100 кВ, при отключении секции;
- 5) отсутствие выключателя в цепях трансформаторов и автотрансформаторов.

Таким образом можно сделать вывод, что у существующей подстанции имеются проблемы, которые необходимо исправить, чтобы подстанция смогла функционировать нормально, и в случае поломок потребители не оставались без энергии

1.3 Выбор новой схемы ОРУ 220 кВ

При выборе новой схемы ОРУ 220 кВ следует учитывать следующие факторы проектируемой подстанции:

- число и мощность установленных силовых трансформаторов;
- уровень напряжения;
- количество питающих линий и отходящих присоединений;
- экономические варианты;

- удобство эксплуатации;
- безопасность в обслуживании;
- влажность;
- температура окружающей среды.

И таким образом можно сделать вывод, что эти факторы могут потребовать оборудования специального исполнения.

При реконструкции новой схемы ОРУ 220 кВ было взято за внимание улучшение следующих характеристик:

- надежность;
- живучесть, путем уменьшения отключаемых присоединений, при отключении шин;
- ремонтпригодность.

Таким условиям согласно [7-9] удовлетворяют несколько схем РУ:

1. схема № 220-7 «Четырех угольник». На рисунке 3 приведена данная схема в упрощенном виде.

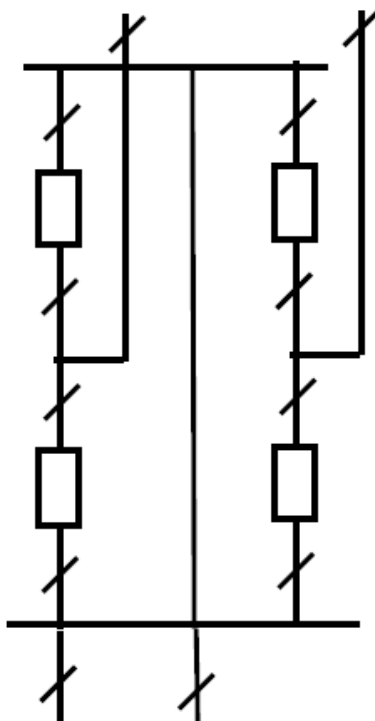


Рисунок 3 — Схема № 220-7

2. схема № 220-13 «Две рабочие системы шин». На рисунке 4 приведена данная схема в упрощенном виде.

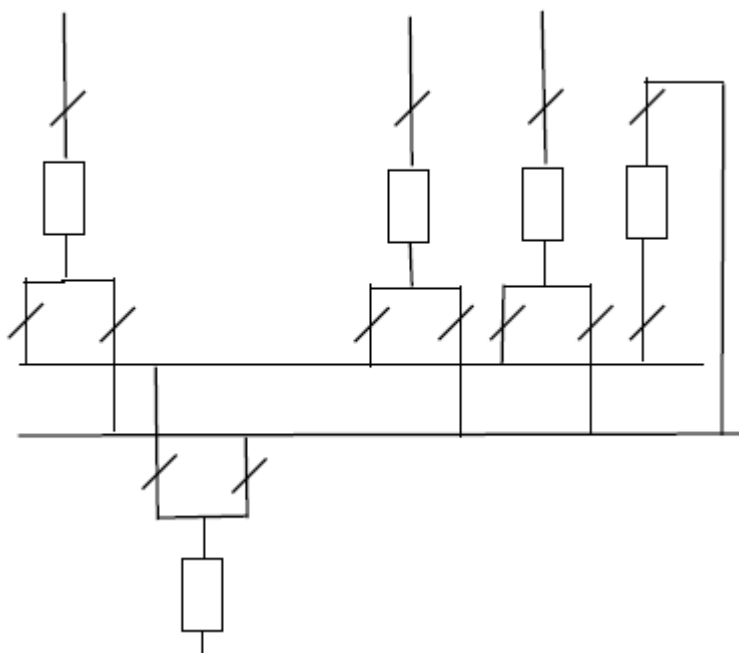


Рисунок 4 – Схема № 220-13

Наиболее экономичной по капитальным затратам и предпочтительной из представленных схем является Схема № 220-7 «Четырех угольник» имеющая несколько особенностей:

1. простота и наглядность;
2. является наиболее подходящей и простой альтернативой мостиковым схемам, так как предусматривает установку нового выключателя в ремонтную перемычку, что снижает стоимость реконструкции в сравнении с другими схемами;
3. имеет высокую надежность;
4. вывод в ремонт и отключения любых ЛЭП или Т не приведет ни к погашению транзита ни к перерывам в электроснабжении потребителей

Таким образом принимаем к рассмотрению на ПМ 220 кВ Тутаул схему «четыреугольник».

2 ПРОВЕРКА И ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ

Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Кроме этого, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей электрической энергией. Так в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на подстанции, второй трансформатор должен обеспечить питания потребителей электрической энергией. Хотя и повреждения трансформаторов довольно редкие, с их следует считаться, особенно если к подстанции подключены потребители I и II категорий, которые нуждаются в непрерывном электроснабжении. Поэтому, если подстанция питает потребителей указанных категорий, на ней должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из трансформаторов второй должен обеспечить полной мощностью названных потребителей. То есть номинальная мощность каждого из трансформатора которые будет установлены, должно быть 60...70 % от максимальной нагрузки подстанции.

Таким образом, для реконструкции подстанции, послужили такие данные как: ведомость контрольных замеров летом от 21.06.2024 года, и замеров зимы от 20.12.2024 года:

$$P_H = 14,78 \text{ МВт},$$

$$Q_H = 3,37 \text{ МВт},$$

$$S_H = \sqrt{P_H^2 + Q_H^2}, \quad (1)$$

$$S_H = 15,26 \text{ МВА}.$$

Для трансформаторов перегрузка должна оцениваться в соответствии с [10]. Коэффициенты допустимой длительной перегрузки представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Коэффициенты допустимой длительной перегрузки

Коэффициент допустимой длительной при температуре среды, С						
-20	-10	0	10	20	30	40
1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08

Проверим мощность существующих трансформаторов равную существующей 25 МВА, оценку загрузки произведём для нормального режима и для варианта с отключением одного трансформатора:

Коэффициент загрузки в нормальном режиме определяется по формуле:

$$K_H = \frac{S_H}{n \cdot S_{\text{тр.ном}}}, \quad (2)$$

$$K_H = \frac{15,26}{2 \cdot 25} = 0,305.$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$K_H = \frac{S_H}{S_{\text{тр.ном}}}, \quad (3)$$

$$K_H = \frac{15,26}{25} = 0,61.$$

Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки не превышает допустимых пределов, таким образом мощность 25 МВА аналогичная существующим силовые масляные трехфазные трехобмоточным трансформаторы типа ТДТН-25000/220/35/10 УХЛ1

удовлетворяют величине нагрузки.

Так как существующие трансформаторы установлены в 1987 году выполним их замену на новые ТДТН-25000/220/35/10 УХЛ.

Выбранные трансформаторы и расчетные коэффициенты загрузки сведены в таблице 3.

Таблица 3 – Проверка силовых трансформаторов

ПС 220 кВ Тутаул	S_n , МВА	Тип трансформатора	K_n	$K_{п.а.}$
T1-T2	15,26	ТДТН- 25000/220/35/10 УХЛ1	0,305	0,61

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

3.1 Определение значений токов короткого замыкания

Целью данного раздела является определение расчетных значений токов короткого замыкания на шинах ПС 220 кВ Тутаул.

Анализ токов короткого замыкания необходим для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации электрооборудования, для выбор основного оборудования, а также выбора уставок устройств релейной защиты и автоматики.

На рисунке 5 изображена схема расчетного участка с расчетными точками, на основании которой будет произведен расчет токов короткого замыкания.

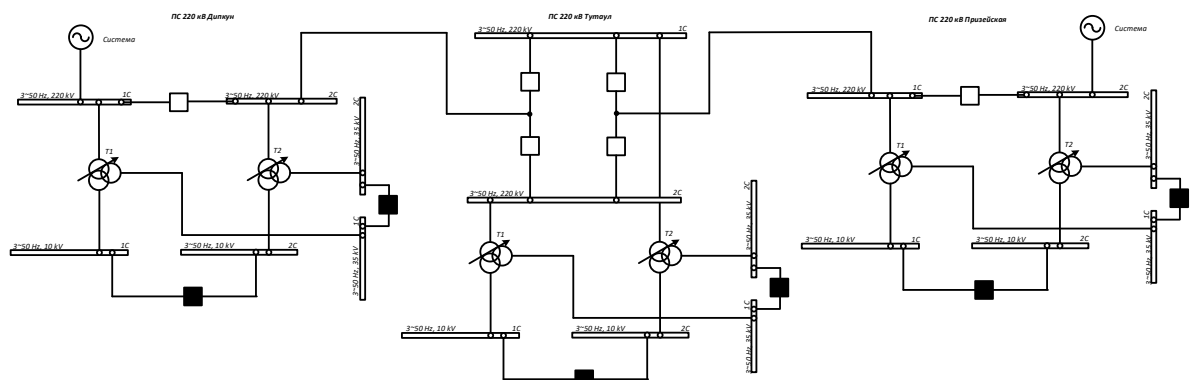


Рисунок 5 – Схема расчетного участка

Процесс расчета токов КЗ начинается с определения расчетных точек, в которых необходимо определить значения токов короткого замыкания.

Целью расчета токов КЗ является определение периодической составляющей тока КЗ в момент начала замыкания.

На рисунке 6 представлена общая расчетная схема замещения рассматриваемого участка.

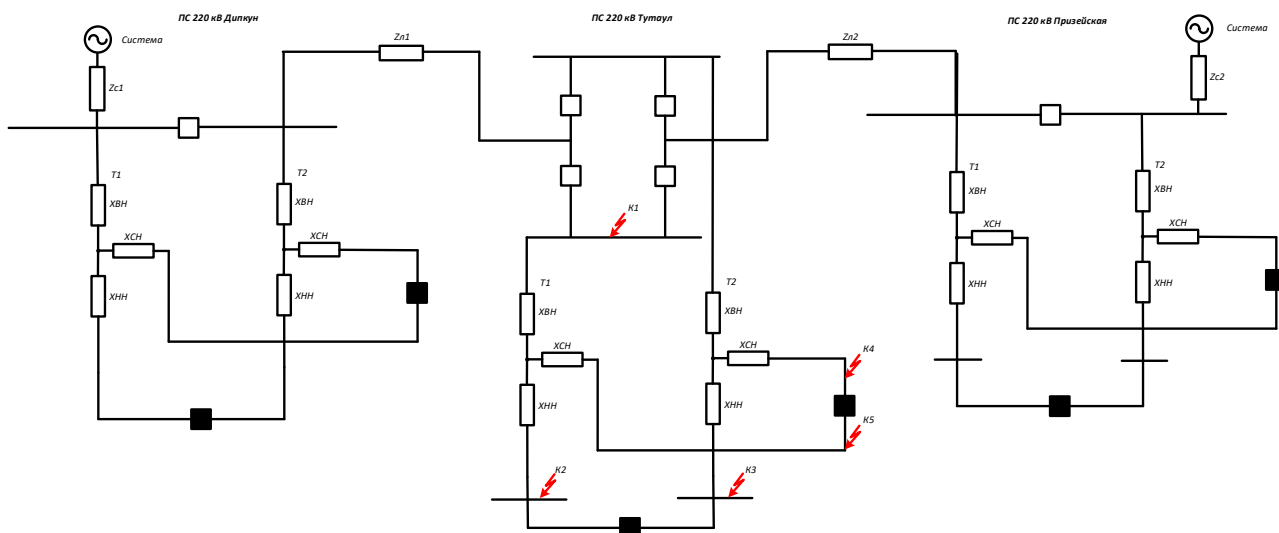


Рисунок 6 – Общая расчетная схема замещения

На основании схемы, приведенной на рисунке 6, составим схему замещения для расчета трехфазных и двухфазных токов короткого замыкания. На рисунке 7 приведена схема для расчета трехфазных и двухфазных токов короткого замыкания.

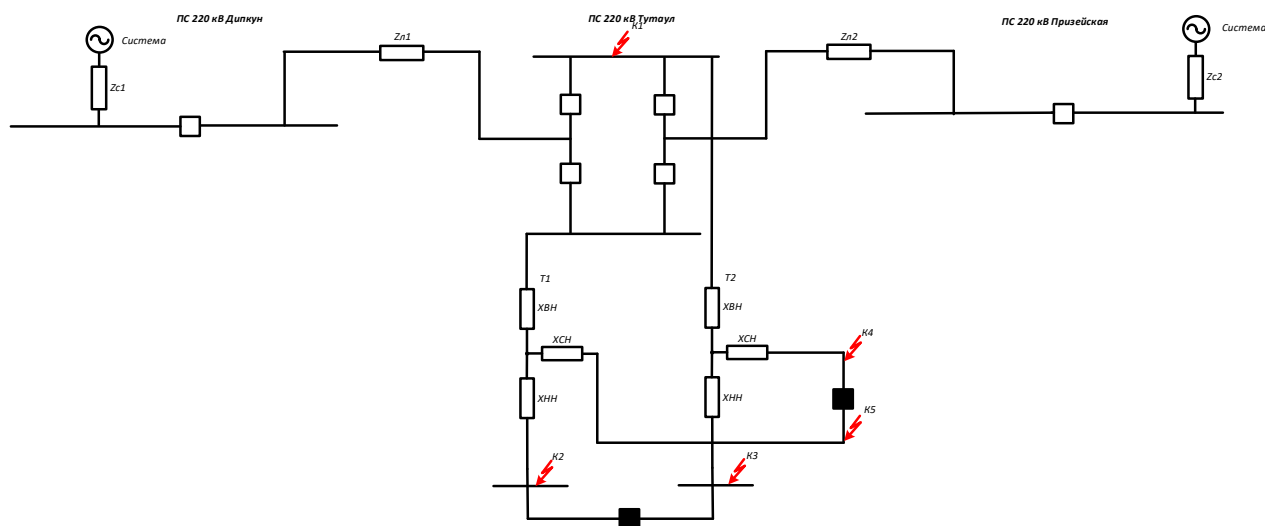


Рисунок 7 – Схема замещения для расчет трехфазных/двухфазных токов короткого замыкания

В ходе исследования применяется расчетная методика с использованием именованных единиц, при этом все сопротивления приведены к стороне высшего напряжения. Определение токов короткого замыкания осуществляется в соответствии с положениями РД 153-34.0-20.527-98 [11].

Исходные параметры схемы замещения системы (сопротивления прямой и нулевой последовательности) были определены в ходе преддипломной практики. Исходные параметры схемы замещения системы приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Исходные данные

Наименование параметра	Условное обозначение	Значение параметра	Единицы измерения
ЭДС системы	E_c	230	кВ
Активное сопротивление системы 1 (ПП)	r_{c1}	18,9	Ом
Реактивное сопротивление системы 1 (ПП)	X_{c1}	96	Ом
Полное сопротивление системы 1 (ПП)	Z_{c1}	97,8	Ом
Активное сопротивление системы 1 (НП)	$r_{c1.0}$	37,6	Ом
Реактивное сопротивление системы 1 (НП)	$X_{c1.0}$	210,3	Ом
Полное сопротивление системы 1 (НП)	$Z_{c1.0}$	213,6	Ом
Активное сопротивление системы 2 (ПП)	r_{c2}	13,6	Ом
Реактивное сопротивление системы 2 (ПП)	X_{c2}	66,4	Ом
Полное сопротивление системы 2 (ПП)	Z_{c2}	67,8	Ом
Активное сопротивление системы 2 (НП)	$r_{c2.0}$	11,2	Ом
Реактивное сопротивление системы 2 (НП)	$X_{c2.0}$	71,5	Ом

Полное сопротивление системы 2 (НП)	$Z_{c2.0}$	73,37	Ом
-------------------------------------	------------	-------	----

Для определения параметров схемы замещения и расчёта токов короткого замыкания применяется методика, установленная нормативным [11].

Исходные данные для расчета параметров схемы замещения трансформаторов приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Исходные данные

Наименование	Мощность, МВА	Схема соедин. обмоток	U, кВ	$u_{в-с}$, %	$u_{с-н}$, %	$u_{в-н}$, %
ПС 220 кВ Дипкун Т1	25	Y ₀ /Y/D	230/37/10,5	12,6	6,29	19,2
ПС 220 кВ Дипкун Т2	25	Y ₀ /Y/D	230/37/10,5	12,6	6,29	19,2
ПС 220 кВ Тутаул Т1	25	Y ₀ /Y/D	230/37/10,5	12,7	19,1	6,34
ПС 220 кВ Тутаул Т2	25	Y ₀ /Y/D	230/37/10,5	12,7	19,1	6,34
ПС 220 кВ Призейская Т1	25	Y ₀ /Y/D	230/37/10,5	12,7	19	6,21
ПС 220 кВ Призейская Т2	25	Y ₀ /Y/D	230/37/10,5	12,7	19	6,21

Формулы для расчета напряжения короткого замыкания, %.

$$u_{КВ} = 0,5(u_{КВС} + u_{КВН} - u_{КСН}), \quad (4)$$

$$u_{КС} = 0,5(u_{КВС} - u_{КВН} + u_{КСН}), \quad (5)$$

$$u_{КН} = 0,5(-u_{КВС} + u_{КВН} + u_{КСН}), \quad (6)$$

Для примера произведем расчет напряжения короткого замыкания Т1 на ПС 220 кВ Тутаул.

$$u_{KB} = 0,5(12,7 + 19,1 - 6,34) = 12,73 \%,$$

$$u_{KC} = 0,5(12,7 - 19,1 + 6,34) = -0,03 \%,$$

$$u_{KH} = 0,5(-12,7 + 19,1 + 6,34) = 6,37 \%.$$

Для трансформаторов, учтенных в схеме замещения, расчетные значения напряжения короткого замыкания будут найдены аналогичным способом. Расчетные значения параметров напряжения короткого замыкания трансформаторов приведены в таблице 5.

Расчетные сопротивления для схемы замещения, приведенные к стороне высокого напряжения, Ом:

$$X_B = \frac{U_{KB}}{100} \frac{u_{BH}^2}{S_H}, \quad (7)$$

$$X_C = \frac{U_{KC}}{100} \frac{u_{BH}^2}{S_H}, \quad (8)$$

$$X_H = \frac{U_{KH}}{100} \frac{u_{BH}^2}{S_H}. \quad (9)$$

Произведем расчет сопротивления для Т1 на ПС 220 кВ Тутаул.

$$X_B = \frac{12,73}{100} \frac{230^2}{25} = 269,3 \text{ Ом},$$

$$X_C = \frac{-0,03}{100} \frac{37^2}{25} = -0,016 \text{ Ом},$$

$$X_H = \frac{6,37}{100} \frac{10,5^2}{25} = 0,281 \text{ Ом}.$$

Для трансформаторов, учтенных в схеме замещения, расчетные значения сопротивления будут найдены аналогичным способом. Расчетные значения параметров сопротивления трансформаторов приведены в таблице 6.

Таблица – 6 - Расчетные параметры схемы замещения ТР

Наименование	$u_{кв}, \%$	$u_{кс}, \%$	$u_{кн}, \%$	$X_B, \text{Ом}$	$X_C, \text{Ом}$	$X_H, \text{Ом}$
ПС 220 кВ Дипкун Т1	12,755	-0,155	6,445	269,9	-0,085	0,284
ПС 220 кВ Дипкун Т2	12,755	-0,155	6,445	269,9	-0,085	0,284
ПС 220 кВ Тутаул Т1	12,73	-0,03	6,37	269,367	-0,016	0,281
ПС 220 кВ Тутаул Т2	12,73	-0,03	6,37	269,367	-0,016	0,281
ПС 220 кВ Призейская Т1	12,745	-0,045	6,255	269,684	-0,025	0,276
ПС 220 кВ Призейская Т2	12,745	-0,045	6,255	269,684	-0,025	0,276

Произведем расчет параметров схемы замещения воздушных линий электропередачи.

Исходные данные для определения параметров прямой/обратной последовательности схемы замещения приведены в таблице 7:

Таблица 7 - Исходные данные

Наименование	Обозначение	Марка	Длина, км (L)	Уд. сопротивление прямой/обратной послед., Ом/км ($r_{уд.пп}$)	Уд. сопротивление нулевой послед., Ом/км ($X_{уд.пп}$)	Уд. сопротивление нулевой послед., Ом/км ($r_{уд.нп}$)	Уд. сопротивление нулевой послед., Ом/км ($X_{уд.нп}$)
ВЛ 220 кВ Дипкун - Тутаул	ZЛ1	АС-300/39	53,26	0,098	0,419	0,248	1,313
ВЛ 220 кВ Призейская - Тутаул	ZЛ2	АС-300/39	96,36	0,098	0,419	0,248	1,313

Сопротивление для схемы замещения, Ом:

$$r_{пп} = L \cdot r_{уд.пп}, \quad (10)$$

$$X_{\Pi\Pi} = L \cdot X_{уд.\Pi\Pi}, \quad (11)$$

$$r_{\Pi\Pi} = L \cdot r_{уд.\Pi\Pi}, \quad (12)$$

$$X_{\Pi\Pi} = L \cdot X_{уд.\Pi\Pi}. \quad (13)$$

Произведем расчет для ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул.

$$r_{\Pi\Pi 1} = 53,26 \cdot 0,098 = 5,2,$$

$$X_{\Pi\Pi 1} = 53,26 \cdot 0,419 = 22,3,$$

$$r_{\Pi\Pi 1} = 53,26 \cdot 0,248 = 13,2,$$

$$X_{\Pi\Pi 1} = 53,26 \cdot 1,313 = 69,9.$$

Расчетные значения сопротивления для второй линии будут найдены аналогичным способом.

Расчетные параметры схемы замещения приведены в таблице 8.

Таблица 8 - Расчетные параметры схемы замещения ВЛ 220 кВ

Наименование	Обозначение	Значение	Единицы измерения
ВЛ 220 кВ Дипкун - Тутаул	$r_{Л1}$	5,2	Ом
	$X_{Л1}$	22,3	Ом
	$Z_{Л1}$	22,92	Ом
	$r_{Л1.0}$	13,2	Ом
	$X_{Л1.0}$	69,9	Ом
	$Z_{Л1.0}$	71,17	Ом
ВЛ 220 кВ Призейская - Тутаул	$r_{Л2}$	9,4	Ом
	$X_{Л2}$	40,4	Ом
	$Z_{Л2}$	41,46	Ом
	$r_{Л2.0}$	23,9	Ом
	$X_{Л2.0}$	126,5	Ом
	$Z_{Л2.0}$	128,76	Ом

На рисунках 8-9 представлены эквивалентные схемы, используемые для расчета токов короткого замыкания в трехфазных и однофазных электрических цепях соответственно.

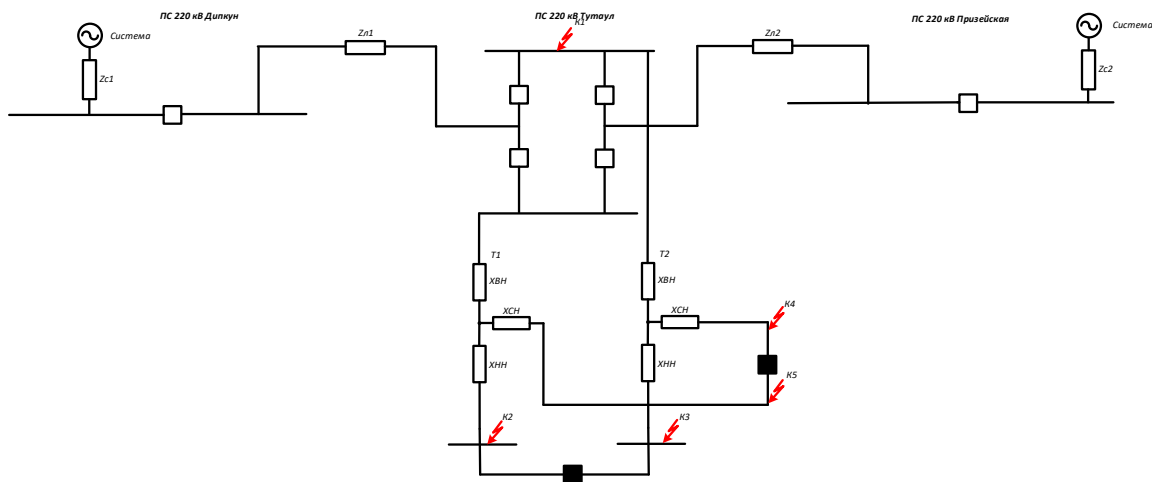


Рисунок 8 - Схема замещения прямой последовательности

В схему замещения нулевой последовательности не будет входить обмотка СН трансформатора напряжением 35 кВ. Согласно РД 153-34.0-20.527-98 [11] по обмотке, соединенной в звезду с изолированной нейтралью, протекание тока нулевой последовательности невозможно, поэтому сопротивление нулевой последовательности такого трансформатора $X_{T0} = X_I + X_{III}$.

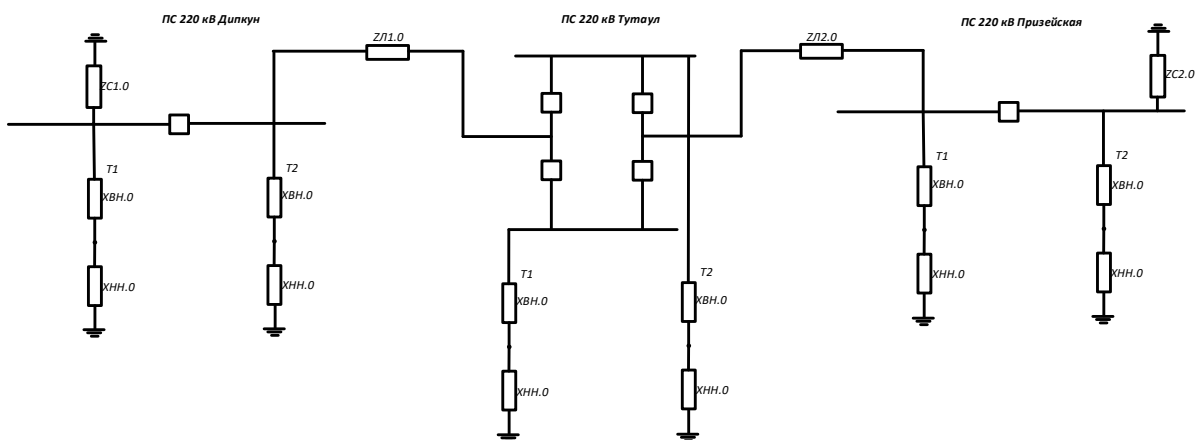


Рисунок 9 - Схем замещения нулевой последовательности

Для расчета трехфазный тока короткого замыкания воспользуемся следующей формулой, А:

$$I_{\text{к}}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_1}, \quad (14)$$

где $Z_1 = \sqrt{(r_{\text{п}})^2 + (X_{\text{п}})^2}$ – полное сопротивление прямой последовательности до точки КЗ, Ом.

Двухфазный ток КЗ находится по формуле, А:

$$I_{\text{к}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{к}}^{(3)}, \quad (15)$$

Однофазный ток КЗ находится по формуле, А:

$$I_{\text{к}}^{(1)} = \frac{3U}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{п}}}, \quad (16)$$

где $Z_{\text{п}} = Z_1 + Z_2 + Z_0$ – полное сопротивление прямой, обратной и нулевой последовательности, Ом;

В расчетах было принято $Z_1 = Z_2$.

Ударный ток находится по формуле, А:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{3} \cdot k_{\text{уд}} I_{\text{к}}^{(3)}, \quad (17)$$

Ударный коэффициент находится по формуле:

$$k_{\text{уд}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (18)$$

Постоянная времени затухания находится по формуле, с:

$$T_a = \frac{\Sigma X}{\omega \cdot \Sigma r}, \quad (19)$$

В качестве примера произведем расчет токов короткого замыкания для точки К1.

Эквивалентное сопротивление, приведенное к точке короткого замыкания для расчета трехфазных/двухфазных токов КЗ:

$$\Sigma Z1 = (Z_{c1} + Z_{л1}) \cdot (Z_{c2} + Z_{л2}) / (Z_{c1} + Z_{л1}) + (Z_{c2} + Z_{л2}), \quad (20)$$

$$\Sigma Z1 = (97,8 + 22,92) \cdot (67,8 + 41,46) = 57,4 \text{ Ом},$$

В ходе аналогичных преобразований, было найдено эквивалентное сопротивление нулевой последовательности, приведенной к точке КЗ:

$$\Sigma Z0 = 43,56 \text{ Ом},$$

Выполним расчет токов короткого замыкания для точки К1.

Трехфазный ток короткого замыкания:

$$I_k^{(3)} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 57,4} = 2,3 \text{ кА}$$

Двухфазный ток короткого замыкания:

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,3 = 2 \text{ кА}$$

Однофазный ток короткого замыкания:

$$I_k^{(1)} = \frac{3 \cdot 230}{\sqrt{3} \cdot (57,4 + 57,4 + 43,56)} = 2,52 \text{ кА}$$

Постоянная времени затухания:

$$T_a = \frac{56,1}{3,14 \cdot 11,8} = 1,5 \text{ с}$$

Ударный коэффициент:

$$k_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{1,5}} = 1,99$$

Ударный ток:

$$i_{уд} = \sqrt{3} \cdot 1,99 \cdot 2,3 = 8$$

Расчет значений для остальных точек короткого замыкания выполнен аналогично. Расчетные значения приведены в таблице 9. Токи КЗ приведены к стороне высокого напряжения.

При помощи коэффициентов трансформации приведем токи короткого замыкания к своим сторонам (СН, НН) по следующей формуле, А:

$$I_2 = I_1 \frac{U_1}{U_2}, \quad (21)$$

Для примера выполним приведение трехфазного короткого замыкания для расчетных точек К2 и К5.

К2:

$$0,4 \frac{230}{10,5} = 8,76 \text{ кА}$$

К5:

$$0,4 \frac{230}{37} = 2,48 \text{ кА}$$

Таблица 9 -Результаты расчета

т. КЗ	$\sum Z$, Ом	$I_k^{(3)}$, кА	$I_k^{(2)}$, кА	$\sum X$, Ом	$\sum r$, Ом	T_a , с	$k_{уд}$	$i_{уд}$, кА	$Z_{П}$, Ом	$I_k^{(1)}$, кА
K1	57,4	2,3	2	56,1	11,8	1,5	1,99	8	43,56	2,52
K2	326,7	0,4	0,4	325,5	11,8	8,8	1,99	1,4	-	-
K3	326,7	0,4	0,4	325,5	11,8	8,8	1,99	1,4	-	-
K4	326,7	0,4	0,4	325,5	11,8	8,8	1,99	1,4	-	-
K5	326,7	0,4	0,4	325,5	11,8	8,8	1,99	1,4	-	-

В таблице 10 приведены значения токов КЗ, приведенных к СН и НН Т-1(2) на ПС 220 кВ Тутаул.

Таблица 10 - Приведение токов КЗ к соответствующим сторонам напряжения

т. КЗ	$I_k^{(3)}$, кА	$I_k^{(2)}$, кА	$I_k^{(1)}$, кА	$k_{уд}$	$i_{уд}$, А
K1	2,3	2	2,52	1,99	7,9
K2	8,76	7,6	-	1,99	30
K3	8,76	7,6	-	1,99	30
K4	2,48	2,1	-	1,99	8,6
K5	2,48	2,1	-	1,99	8,6

В представленном разделе выполнены расчеты токов короткого замыкания, на основании которых в последующих главах будет произведен и обоснован выбор электрооборудования, а также разработана комплексная система релейной защиты и автоматики.

4.1 Определение максимальных рабочих токов

Максимально рабочие токи, протекающие через трансформатор.

Максимальными рабочие токи определяются по следующей формуле:

$$I_{\text{макс.раб}} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (22)$$

где P_{Σ} и Q_{Σ} – суммарные расчетные активная и реактивная мощности, протекающие в сети данного класса напряжения, кВт, кВар соответственно;

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

Результаты расчета приведены в таблице 11.

Таблица 11 -Результаты расчета

Сторона	Напряжение, кВ	Мощность, кВА	Максимальный рабочий ток, А
ВН	220	25000	65,68
СН	35		412,88
НН	10		1445,08

Максимально рабочие токи, протекающие в линии электропередачи. Значения максимально рабочих токов приведены в таблице 12.

Таблица 12 - Максимально рабочие токи

Место установки	Наименование ВЛ	Сечение провода	Длительно допустимый ток [12]
ПС 220 кВ Тутаул	ВЛ 220 кВ Дипкун - Тутаул	АС-300/39	710
	ВЛ 220 кВ Призейская - Тутаул	АС-300/39	710

4.2 Выбор распределительного устройства 220 кВ

В современной электроэнергетике открытые распределительные устройства (ОРУ) продолжают оставаться основным решением для подстанций высокого и сверхвысокого напряжения. Их широкое применение обусловлено рядом технических и экономических преимуществ по сравнению с закрытыми аналогами.

Конструктивно ОРУ представляют собой комплекс электрооборудования, размещенного на открытой площадке. Основными элементами являются:

- система сборных шин (как правило, гибкого типа для напряжений 110-220 кВ и расщепленных - для 330 кВ и выше);
- коммутационные аппараты (выключатели, разъединители);
- измерительные трансформаторы;
- устройства защиты и автоматики;
- молниезащитные системы.

Ключевым преимуществом ОРУ является их экономическая эффективность. Капитальные затраты на строительство открытого распределительного устройства на 25-40% ниже, чем для закрытого варианта аналогичной мощности. Это достигается за счет:

- отсутствия необходимости возведения зданий;
- упрощения систем вентиляции;
- снижения затрат на противопожарные системы.

Эксплуатационные характеристики ОРУ также имеют ряд преимуществ:

- удобство обслуживания и ремонта оборудования;
- возможность визуального контроля состояния аппаратуры;
- простота модернизации и расширения.

Однако следует учитывать и определенные ограничения:

- повышенное влияние климатических факторов;
- необходимость более частого обслуживания из-за внешних воздействий;
- большая занимаемая площадь.

Современные тенденции развития ОРУ включают:

1. внедрение интеллектуальных систем мониторинга;
2. использование новых материалов для изоляторов;
3. применение элегазового оборудования;
4. автоматизацию процессов управления.

Перспективы ОРУ связаны с дальнейшим совершенствованием их технических характеристик, повышением надежности и снижением эксплуатационных затрат. Особое внимание уделяется вопросам экологической безопасности и энергоэффективности.

Таким образом, открытые распределительные устройства сохраняют свою актуальность в современных энергосистемах, сочетая проверенные технические решения с инновационными подходами к проектированию и эксплуатации.

В качестве распорядительного устройство 220 кВ на ПС 220 кВ Тутаул используется открытое распределительное устройство.

4.3 Выбор и проверка выключателей 220 кВ

Произведем выбор и проверку бакового элегазового выключателя ВЭБ-220П-50/2500УХЛ1 [13].

Условия выбора:

- 1) по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (23)$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ}$$

- 2) по номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}, \quad (24)$$

$$2500 \text{ А} \geq 710 \text{ А}$$

3) по отключающей способности:

а) На отключение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{\text{ном.откл}} \geq I_{n\tau}, \quad (25)$$

где $I_{n\tau}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в цепи в момент начала расхождения дугогасительных контактов выключателя ($I_{n\tau} = I_{n0}$), кА;

$I_{\text{ном.откл}}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА.

$$50 \text{ кА} \geq 2,3 \text{ кА}$$

б) На отключение апериодической составляющей тока КЗ:

$$I_{\alpha.\text{ном}} \geq I_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{ном.откл}}, \quad (26)$$

где $\beta_{\text{ном}}$ – нормированное процентное содержание апериодической составляющей в токе отключения (47 - каталожная величина), %;

$I_{\alpha.\tau}$ – расчётное значение апериодической составляющей тока КЗ в цепи в момент τ начала расхождения дугогасительных контактов выключателя, кА.

$$I_{\alpha.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,47 \cdot 50 = 33,23 \text{ кА}$$

$$I_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n\tau} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (27)$$

где T_a – эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей, с.

$$\tau = t_{\text{мин.рз}} + t_{\text{собст.}}, \quad (28)$$

где $t_{\text{мин.рз}} = 0,01$ – минимальное время срабатывания релейной защиты согласно ПУЭ, с;

$t_{\text{собст.}} = 0,057$ – собственное время отключения выключателя, с.

$$\tau = 0,01 + 0,057 = 0,067 \text{ с}$$

$$I_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot 2,3 \cdot e^{\frac{-0,067}{1,5}} = 3,1 \text{ кА}$$

$$33,23 \text{ кА} \geq 3,1 \text{ кА}$$

4) по включающей способности:

$$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{н.о}}, \quad (29)$$

где $I_{\text{вкл}}$ – нормированное действующее значение периодической составляющей тока включения выключателя ($I_{\text{вкл}} = I_{\text{ном.откл}}$), кА.

$I_{\text{н.о}}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ, кА.

$$50 \text{ кА} \geq 2,3 \text{ кА}$$

$$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (30)$$

где $i_{\text{вкл}}$ – нормированное мгновенное значение тока включения выключателя, кА.

$$i_{\text{вкл}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{ном.откл}}, \quad (31)$$

$$i_{\text{вкл}} = \sqrt{2} \cdot 1,99 \cdot 50 = 140,7 \text{ кА}$$

$$140,7 \text{ кА} \geq 8 \text{ кА}$$

5) Проверка на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{н.о}}, \quad (32)$$

$$I_{\text{дин}} = I_{\text{ном.откл}}, \quad (33)$$

$$50 \text{ кА} \geq 2,3 \text{ кА}$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (34)$$

$$125 \text{ кА} \geq 8 \text{ кА}$$

6) проверка на термическую стойкость:

$$V_{\text{терм.доп}} \geq V_{\text{к}}, \quad (35)$$

Время от начального момента КЗ до момента его отключения:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в.о}} + t_{\text{вв}} + t_{\text{рз}}, \quad (36)$$

где $t_{\text{откл}}$ – полное время отключения КЗ, складывается из полного времени отключения выключателя, выдержки времени и времени работы УРЗА, с.

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в.о}} + t_{\text{вв}} + t_{\text{рз}}, \quad (37)$$

$$t_{\text{откл.}} = 0,06 + 2 + 0,1 = 2,16 \text{ с}$$

В связи с тем, что $t_{откл} < t_{тер.ном} = 3$, то допустимое значение интеграла Джоуля будет находиться по следующей формуле:

$$B_{терм.доп} = I_{н.о}^2 \cdot t_{откл}, \quad (38)$$

$$B_{терм.доп} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_k = I_{н.о}^2 \cdot (t_{откл.} + T_a), \quad (39)$$

$$B_k = 2,3^2 \cdot (2,16 + 1,5) = 19,36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 19,36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Условия выбора и проверки выключателей приведены в таблице 13.

Таблица 13 -Условия выбора и проверки

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном.сети} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном.сети} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{расч} = 710 \text{ А}$	$I_{расч} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 50 \text{ кА}$	$I_{нт} = 2,3 \text{ кА}$	$I_{нт} \leq I_{ном.откл}$
$I_{а.ном} = 33,23 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 3,1 \text{ кА}$	$i_{а.т} \leq i_{а.ном}$
$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{п.о} = 2,3 \text{ кА}$	$I_{п.о} \leq I_{вкл}$
$i_{вкл} = 108,89 \text{ кА}$	$i_{уд} = 8 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{дин} = 50 \text{ кА}$	$I_{п.о} = 2,3 \text{ кА}$	$I_{п.о} \leq I_{дин}$
$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 8 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{терм.доп} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 19,36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{терм.доп}$

Параметры выключателей ВЭБ-220П-50/2500УХЛ1 соответствуют условиям выбора и проверки и могут быть приняты к установке.

4.4 Выбор и проверка разъединителей и заземляющих ножей 220 кВ

Произведем выбор и проверку разъединителей и заземляющих ножей РГН-1-220-II/1000 УХЛ1 [14].

Условия выбора:

1) по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (40)$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ}$$

2) по номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}, \quad (41)$$

$$1000 \text{ А} \geq 710 \text{ А}$$

3) проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (42)$$

$$80 \text{ кА} \geq 8 \text{ кА}$$

4) Проверка на термическую стойкость:

$$B_{\text{терм.доп}} \geq B_{\text{к}}, \quad (43)$$

Время от начального момента КЗ до момента его отключения:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в.о}} + t_{\text{вв}} + t_{\text{рз}}, \quad (44)$$

где $t_{\text{откл}}$ – полное время отключения КЗ, складывается из полного времени отключения выключателя, выдержки времени и времени работы УРЗА, с;

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в.о}} + t_{\text{вв}} + t_{\text{рз}}, \quad (45)$$

$$t_{\text{откл.}} = 0,06 + 2 + 0,1 = 2,16 \text{ с}$$

В связи с тем, что $t_{\text{откл}} < t_{\text{тер.ном}} = 3$, то допустимое значение интеграла Джоуля будет находиться по следующей формуле:

$$B_{\text{терм.доп}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (46)$$

Для главных ножей:

$$B_{\text{терм.доп}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Для заземляющих ножей:

$$B_{\text{терм.доп}} = 31,5^2 \cdot 1 = 992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot (t_{\text{откл.}} + T_{\text{а}}), \quad (47)$$

$$B_{\text{к}} = 2,3^2 \cdot (2,16 + 1,5) = 19,36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 19,36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 19,36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Технические характеристики разъединителей и заземляющих ножей РГН-1-220-II/1000 УХЛ1 удовлетворяют условиям выбора и проверки, и могут быть приняты к установке.

Таблица 14 - Условия выбора и проверки

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 710 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 8 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{терм.доп}} = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $B_{\text{терм.доп}} = 992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 19,36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{терм.доп}}$

4.5 Выбор и проверка трансформаторов тока 220 кВ

Произведем выбор и проверку трансформаторов тока типа ТВГ-УЭТМ-220, встроенных в выключатель ВЭБ-220II-50/2500УХЛ1 [13].

Условия выбора:

1) по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (48)$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ}$$

2) по номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}, \quad (49)$$

$$1000 \text{ А} \geq 710 \text{ А}$$

3) Проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (50)$$

$$108,89 \text{ кА} \geq 8 \text{ кА}$$

4) проверка на термическую стойкость:

$$B_{\text{терм.доп}} \geq B_{\text{к}}, \quad (51)$$

$$7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 19,36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

5) по величине вторичной нагрузке:

$$Z_{2.\text{ном}} \geq Z_2, \quad (52)$$

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

Вторичная нагрузка Z_2 состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пров}}$ и переходного сопротивления контактов $r_{\text{конт}}$.

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}}, \quad (53)$$

Ориентировочное сопротивление контактов $r_{\text{конт}}$ принимается равным 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,01 Ом при большем количестве приборов.

В таблице 15 представлен ориентировочный перечень приборов, подключаемых к ТТ.

Таблица 15 - Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С

Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Номинальное сопротивление вторичной обмотки:

$$Z_{2.\text{ном}} = \frac{S_{\text{н}}}{I_2^2}, \quad (54)$$

где $S_{\text{н}}$ – номинальная мощность ТТ, ВА;

I_2 – вторичный ток ТТ (5), А.

$$Z_{2.\text{ном}} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}$$

Суммарное сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2},$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность подключенных к обмотке приборов.

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,7}{5^2} = 0,068$$

Выбираем кабель сечением $q=4 \text{ мм}^2$ АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длину проводов примем $l=100 \text{ м}$.

Сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (55)$$

где ρ - удельное сопротивление проводов;
 l - длина соединительных проводов;
 q - удельное сопротивление материала провода.

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71$$

Сопротивление вторичной нагрузки:

$$Z_2 = 0,068 + 0,71 + 0,01 = 0,78 \text{ Ом}$$

Для измерительных приборов и приборов учета используется обмотка классом точности 0,2S.

Условия выбора и проверки сведены в таблицу 16.

Таблица 16 - Условия выбора и проверки

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 710 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 8 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{терм.доп}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 19,36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{терм.доп}}$
$Z_{2.\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,78 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2.\text{ном}}$

Технические характеристики трансформаторов тока типа ТВГ-УЭТМ-220, встроенных в выключатель ВЭБ-220П-50/2500УХЛ1, удовлетворяют условиям выбора и проверки.

4.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 220 кВ

Трансформатор напряжения (ТН) — понижающий измерительный трансформатор, предназначенный для безопасного измерения напряжения более 1 кВ.

Трансформаторы напряжения выбираются согласно условиям:

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

В таблице 17 представлен ориентировочный перечень приборов, подключаемых к ТН.

Таблица 17 - Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	ЩП120П	6	2	12
Кулачковый вольтметр	ПР-12	15	2	30
Ваттметр	СР-3021	5	4	20
Варметр	СТ-3021	5	4	20
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	4	30
Частотометр	СР-3021	5	2	10
Итого				122

Произведем выбор и проверку трансформатора напряжения НАМИ-220 УХЛ1 [15].

Согласно паспортным данным номинальная мощность основной вторичной обмотки №1, работающей в классе точности 0,5, составляет 300 ВА.

Суммарная мощность приборов:

$$122 \text{ ВА} \leq 300 \text{ ВА}$$

Для измерительных приборов и приборов учета используется обмотка классом точности 0,2.

Условия выбора и проверки сведены в таблицу 18.

Таблица 18 - Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном.сети} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном.сети} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 300 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 122 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

Технические характеристики трансформаторов напряжения НАМИ-220 УХЛ1 удовлетворяют условиям выбора и проверки.

4.7 Выбор и проверка оборудования КРУ 35 кВ

При проектировании системы распределения электроэнергии на стороне 35 кВ было принято решение о применении комплектного распределительного устройства закрытого типа. Данный выбор обусловлен современными требованиями к компактности, безопасности и надежности распределительных систем среднего напряжения. Комплектное распределительное устройство представляет собой полностью укомплектованную систему, состоящую из модульных шкафов с интегрированным электрооборудованием, включающим коммутационные аппараты, устройства защиты и автоматики, измерительные приборы и системы управления. Все компоненты поставляются в виде готовых к монтажу блоков, что значительно сокращает сроки ввода объекта в эксплуатацию.

Для реализации проекта выбрано КРУ серии СЭЩ-70-35 УХЛ1 производства компании «Электроцит Самара» [16].

Технические характеристики выбранного КРУ полностью соответствуют требованиям современных распределительных сетей 35 кВ. Устройство рассчитано на работу в условиях умеренного и холодного климата, что подтверждается климатическим исполнением УХЛ1. Применение вакуумных технологий коммутации обеспечивает высокую надежность и долговечность оборудования, а модульная конструкция позволяет легко масштабировать систему при необходимости расширения. Интеграция микропроцессорных

устройств защиты и автоматики обеспечивает соответствие современным тенденциям цифровизации энергетических систем.

Выбор данного производителя обоснован многолетним опытом успешной эксплуатации аналогичного оборудования в российских энергосистемах. Конструктивные особенности и технические решения, реализованные в данном КРУ, обеспечивают оптимальное сочетание надежности, безопасности и экономической эффективности при построении распределительных систем среднего напряжения.

Выполним выбор и проверку КРУ СЭЩ-70-35 УХЛ1:

Условия выбора:

1) По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (56)$$

$$35 \text{ кВ} \geq 35 \text{ кВ}$$

2) По номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}, \quad (57)$$

$$1000 \text{ А} \geq 412,88 \text{ А}$$

3) Проверка на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{н.о}}, \quad (58)$$

$$25 \text{ кА} \geq 2,48 \text{ кА}$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (59)$$

$$64 \text{ кА} \geq 8,6 \text{ кА}$$

4) Проверка на термическую стойкость:

$$B_{\text{терм.доп}} \geq B_{\text{к}}, \quad (60)$$

Время от начального момента КЗ до момента его отключения:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в.о}} + t_{\text{вв}} + t_{\text{рз}}, \quad (61)$$

где $t_{\text{откл}}$ – полное время отключения КЗ, складывается из полного времени отключения выключателя, выдержки времени и времени работы УРЗА, с;

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в.о}} + t_{\text{вв}} + t_{\text{рз}}, \quad (62)$$

$$t_{\text{откл.}} = 0,06 + 1,5 + 0,1 = 1,66 \text{ с}$$

В связи с тем, что $t_{\text{откл}} < t_{\text{тер.ном}} = 3$, то допустимое значение интеграла Джоуля будет находиться по следующей формуле:

$$B_{\text{терм.доп}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (63)$$

$$B_{\text{терм.доп}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot (t_{\text{откл.}} + T_a), \quad (64)$$

$$B_{\text{к}} = 2,48^2 \cdot (1,66 + 8,8) = 64,33 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 64,33 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Технические характеристики КРУ СЭЩ-70-35 УХЛ1 удовлетворяют условиям выбора и проверки.

Условия выбора и проверки сведены КРУ в таблицу 19.

Таблица 19 - Условия выбора и проверки

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 412,88 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} = 2,48 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{дин}}$
$i_{\text{дин}} = 64 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 8,6 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{терм.доп}} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 55,44 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{терм.доп}}$

4.8 Выбор и проверка выключателей 35 кВ

Произведем выбор и проверку ВВУ-СЭЩ-35-31,5/1250 УХЛ1 [17].

Условия выбора:

1) по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (65)$$

$$35 \text{ кВ} \geq 35 \text{ кВ}$$

2) По номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}, \quad (66)$$

$$1250 \text{ А} \geq 412,88 \text{ А}$$

3) по отключающей способности:

а) на отключение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{\text{ном.откл}} \geq I_{n\tau}, \quad (67)$$

где $I_{n\tau}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в цепи в момент начала расхождения дугогасительных контактов выключателя ($I_{n\tau} = I_{n0}$), кА;

$I_{\text{ном.откл}}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА.

$$25 \text{ кА} \geq 2,48 \text{ кА}$$

б) на отключение апериодической составляющей тока КЗ:

$$I_{\alpha.\text{ном}} \geq I_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{ном.откл}}, \quad (68)$$

где $\beta_{\text{ном}}$ – нормированное процентное содержание апериодической составляющей в токе отключения (40 - каталожная величина), %;

$I_{\alpha.\tau}$ – расчётное значение апериодической составляющей тока КЗ в цепи в момент τ начала расхождения дугогасительных контактов выключателя, кА.

$$I_{\alpha.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 25 = 14,1 \text{ кА}$$

$$I_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n\tau} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (69)$$

где T_a – эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей, с.

$$\tau = t_{\text{мин.рз}} + t_{\text{собст.}}, \quad (70)$$

где $t_{\text{мин.рз}} = 0,01$ – минимальное время срабатывания релейной защиты

согласно ПУЭ, с;

$t_{\text{собст.}} = 0,03$ – собственное время отключения выключателя, с.

$$\tau = 0,01 + 0,03 = 0,031 \text{ с}$$

$$I_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot 2,48 \cdot e^{\frac{-0,031}{8,8}} = 3,5 \text{ кА}$$

$$14,1 \text{ кА} \geq 3,5 \text{ кА}$$

3) По включающей способности:

$$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{н.о}}, \quad (71)$$

$I_{\text{вкл}}$ – нормированное действующее значение периодической составляющей тока включения выключателя ($I_{\text{вкл}} = I_{\text{ном.откл}}$), кА.

$I_{\text{н.о}}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ, кА.

$$25 \text{ кА} \geq 2,48 \text{ кА}$$

$$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (72)$$

где $i_{\text{вкл}}$ – нормированное мгновенное значение тока включения выключателя.

$$i_{\text{вкл}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{ном.откл}}, \quad (73)$$

$$i_{\text{вкл}} = \sqrt{2} \cdot 1,99 \cdot 25 = 70,4 \text{ кА}$$

$$70,4 \text{ кА} \geq 8,6 \text{ кА}$$

4) проверка на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{n.o}, \quad (74)$$

$$I_{\text{дин}} = I_{\text{ном.откл}}, \quad (75)$$

$$25 \text{ кА} \geq 2,48 \text{ кА}$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (76)$$

$$64 \text{ кА} \geq 8,6 \text{ кА}$$

5) Проверка на термическую стойкость:

$$B_{\text{терм.доп}} \geq B_{\text{к}}, \quad (77)$$

Время от начального момента КЗ до момента его отключения:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в.о}} + t_{\text{вв}} + t_{\text{рз}}, \quad (78)$$

где $t_{\text{откл}}$ – полное время отключения КЗ, складывается из полного времени отключения выключателя, выдержки времени и времени работы УРЗА, с;

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в.о}} + t_{\text{вв}} + t_{\text{рз}}, \quad (79)$$

$$t_{\text{откл.}} = 0,06 + 1,5 + 0,1 = 1,66 \text{ с}$$

В связи с тем, что $t_{\text{откл}} < t_{\text{тер.ном}} = 3$, то допустимое значение интеграла Джоуля будет находиться по следующей формуле:

$$B_{\text{терм.доп}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot t_{\text{откл.}}, \quad (80)$$

$$B_{\text{терм.доп}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot (t_{\text{откл.}} + T_a), \quad (81)$$

$$B_{\text{к}} = 2,48^2 \cdot (1,66 + 8,8) = 64,33 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 64,33 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Условия выбора и проверки сведены в таблицу 20.

Таблица 20 - Условия выбора и проверки

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 412,88 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном.откл}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{н}\tau} = 2,48 \text{ кА}$	$I_{\text{н}\tau} \leq I_{\text{ном.откл}}$
$I_{\alpha.\text{ном}} = 14,1 \text{ кА}$	$i_{\alpha.\tau} = 3,5 \text{ кА}$	$i_{\alpha.\tau} \leq i_{\alpha.\text{ном}}$
$I_{\text{вкл}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} = 2,48 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{вкл}}$
$i_{\text{вкл}} = 70,4 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 8,6 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}}$
$I_{\text{дин}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} = 2,48 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{дин}}$
$i_{\text{дин}} = 64 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 8,6 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{терм.доп}} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 64,33 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{терм.доп}}$

Технические характеристики высоковольтных выключателей ВВУ-СЭЩ-35-31,5/1250 УХЛ1 удовлетворяют условиям выбора и проверки.

4.9 Выбор и проверка трансформаторов тока 35 кВ

Произведем выбор и проверку трансформаторов тока ТОЛ-СЭЩ-35-1000/5 УХЛ1 [18].

Условия выбора:

1) по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (82)$$

$$35 \text{ кВ} \geq 35 \text{ кВ}$$

2) по номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}, \quad (83)$$

$$1000 \text{ А} \geq 412,88 \text{ А}$$

3) проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (84)$$

$$100 \text{ кА} \geq 8,6 \text{ кА}$$

4) проверка на термическую стойкость:

$$B_{\text{терм.доп}} \geq B_{\text{к}}, \quad (85)$$

$$1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 64,33 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

5) по величине вторичной нагрузке:

$$Z_{2.\text{ном}} \geq Z_2, \quad (86)$$

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

Вторичная нагрузка Z_2 состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пров}}$ и переходного сопротивления контактов $r_{\text{конт}}$.

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}}, \quad (87)$$

Ориентировочное сопротивление контактов $r_{\text{конт}}$ принимается равным 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,01 Ом при большем количестве приборов.

В таблице 21 представлен ориентировочный перечень приборов, подключаемых к ТТ.

Таблица 21 - Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Номинальное сопротивление вторичной обмотки:

$$Z_{2.\text{ном}} = \frac{S_{\text{н}}}{I_2^2}, \quad (88)$$

где $S_{\text{н}}$ – номинальная мощность ТТ, ВА ;

I_2 – вторичный ток ТТ (5), А.

$$Z_{2.\text{ном}} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}$$

Суммарное сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (89)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность подключенных к обмотке приборов.

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,7}{5^2} = 0,068$$

Выбираем кабель сечение $q=4 \text{ мм}^2$ АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длину проводов примем $l=100 \text{ м}$.

Сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (90)$$

где ρ - удельное сопротивление проводов;

l - длина соединительных проводов;

q - удельное сопротивление материала провода.

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71$$

Сопротивление вторичной нагрузки:

$$Z_2 = 0,068 + 0,71 + 0,01 = 0,78 \text{ Ом}$$

Для измерительных приборов и приборов учета используется обмотка классом точности 0,2S.

Условия выбора и проверки сведены в таблицу 22.

Таблица 22 - Условия выбора и проверки

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 412,88 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 8,6 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{терм.доп}} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 64,33 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{терм.доп}}$
$Z_{2.\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,78 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2.\text{ном}}$

Технические характеристики трансформаторов тока ТОЛ-СЭЩ-35-1000/5 УХЛ1 удовлетворяют условиям выбора и проверки.

4.10 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 35 кВ

В таблице 23 представлен ориентировочный перечень приборов, подключаемых к ТН.

Таблица 23 - Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	ЩП120П	6	2	12
Кулачковый вольтметр	ПР-12	15	2	30
Ваттметр	СР-3021	5	4	20
Варметр	СТ-3021	5	4	20
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	4	30

Итого	112
-------	-----

Произведем выбор и проверку трансформатора напряжения НАМИ-35 УХЛ1 [19].

Согласно паспортным данным номинальная мощность основной вторичной обмотки №1, работающей в классе точности 0,5, составляет 200 ВА.

Суммарная мощность приборов:

$$200 \text{ ВА} \leq 112 \text{ ВА}$$

Для измерительных приборов и приборов учета используется обмотка классом точности 0,2.

Условия выбора и проверки сведены в таблицу 24.

Таблица 24 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном.сети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном.сети} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 200 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 112 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

Технические характеристики трансформаторов напряжения НАМИ-35 УХЛ1 удовлетворяют условиям выбора и проверки.

4.11 Выбор и проверка оборудования КРУ 10 кВ

Для коммутации и распределения электроэнергии на стороне низкого напряжения 10 кВ принимается к установке (КРУ) серии СЭЩ-59 УХЛ1, произведённое компанией «ЭЛЕКТРОЦИТ САМАРА». Данное оборудование предназначено для работы в сетях 10 кВ и соответствует климатическому исполнению УХЛ1. Выполним выбор и проверку КРУ СЭЩ-59 УХЛ1 [20]:

Условия выбора:

1) по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (91)$$

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}$$

2) По номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}, \quad (92)$$

$$1600 \text{ А} \geq 1445,08 \text{ А}$$

3) проверка на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п.о}}, \quad (93)$$

$$31,5 \text{ кА} \geq 8,76 \text{ кА}$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (94)$$

$$51 \text{ кА} \geq 30 \text{ кА}$$

4) Проверка на термическую стойкость:

$$B_{\text{терм.доп}} \geq B_{\text{к}}, \quad (95)$$

Время от начального момента КЗ до момента его отключения:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в.о}} + t_{\text{вв}} + t_{\text{рз}}, \quad (96)$$

где $t_{\text{откл}}$ – полное время отключения КЗ, складывается из полного

отключения выключателя, выдержки времени и времени работы УРЗА, с;

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в.о}} + t_{\text{вв}} + t_{\text{рз}}, \quad (97)$$

$$t_{\text{откл.}} = 0,06 + 2,7 + 0,1 = 2,86 \text{ с.}$$

В связи с тем, что $t_{\text{откл}} < t_{\text{тер.ном}} = 3$, то допустимое значение интеграла Джоуля будет находиться по следующей формуле:

$$B_{\text{терм.доп}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (98)$$

$$B_{\text{терм.доп}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot (t_{\text{откл.}} + T_{\text{а}}), \quad (99)$$

$$B_{\text{к}} = 8,76^2 \cdot (2,86 + 8,8) = 894,76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 894,76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Условия выбора и проверки сведены в таблицу 25.

Таблица 25 - Условия выбора и проверки

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 1445,08 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} = 8,76 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{дин}}$
$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 30 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{терм.доп}} = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 894,76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{терм.доп}}$

Технические характеристики КРУ СЭЩ-59 УХЛ1 удовлетворяют условиям выбора и проверки.

4.12 Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Произведем выбор и проверку ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-31,5/1600 УХЛ1 [21].

Условия выбора:

1) по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (100)$$

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}$$

2) по номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}, \quad (101)$$

$$1600 \text{ А} \geq 1445,08 \text{ А}$$

3) по отключающей способности:

а) на отключение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{\text{ном.откл}} \geq I_{n\tau}, \quad (102)$$

где $I_{n\tau}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в цепи в момент начала расхождения дугогосительных контактов выключателя ($I_{n\tau} = I_{n0}$), кА;

$I_{\text{ном.откл}}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА.

$$31,5 \text{ кА} \geq 8,76 \text{ кА}$$

б) на отключение апериодической составляющей тока КЗ:

$$I_{\alpha.\text{ном}} \geq I_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{ном.откл}}, \quad (103)$$

где $\beta_{\text{ном}}$ – нормированное процентное содержание апериодической составляющей в токе отключения (40 - каталожная величина), %;

$I_{\alpha.\tau}$ – расчётное значение апериодической составляющей тока КЗ в цепи в момент τ начала расхождения дугогасительных контактов выключателя, кА.

$$I_{\alpha.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 31,5 = 17,819 \text{ кА}$$

$$I_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n\tau} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (104)$$

где T_a – эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей, с.

$$\tau = t_{\text{мин.рз}} + t_{\text{собст.}}, \quad (105)$$

где $t_{\text{мин.рз}} = 0,01$ – минимальное время срабатывания релейной защиты согласно ПУЭ, с;

$t_{\text{собст.}} = 0,03$ – собственное время отключения выключателя, с.

$$\tau = 0,01 + 0,03 = 0,031 \text{ с}$$

$$I_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot 8,76 \cdot e^{\frac{-0,031}{8,8}} = 12,3 \text{ кА}$$

$$17,819 \text{ кА} \geq 12,3 \text{ кА}$$

3) по включающей способности:

$$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{н.о}}, \quad (106)$$

$I_{\text{вкл}}$ – нормированное действующее значение периодической составляющей тока включения выключателя ($I_{\text{вкл}} = I_{\text{ном.откл}}$), кА.

$I_{\text{н.о}}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ, кА.

$$31,5 \text{ кА} \geq 8,76 \text{ кА}$$

$$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (107)$$

где $i_{\text{вкл}}$ – нормированное мгновенное значение тока включения выключателя.

$$i_{\text{вкл}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{ном.откл}}, \quad (108)$$

$$i_{\text{вкл}} = \sqrt{2} \cdot 1,99 \cdot 31,5 = 88,6 \text{ кА}$$

$$88,6 \text{ кА} \geq 30 \text{ кА}$$

4) проверка на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{н.о}}, \quad (109)$$

$$I_{\text{дин}} = I_{\text{ном.откл}}, \quad (110)$$

$$31,5 \text{ кА} \geq 8,76 \text{ кА}$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (111)$$

$$80 \text{ кА} \geq 30 \text{ кА}$$

- проверка на термическую стойкость:

$$B_{\text{терм.доп}} \geq B_{\text{к}}, \quad (112)$$

Время от начального момента КЗ до момента его отключения:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в.о}} + t_{\text{вв}} + t_{\text{рз}}, \quad (113)$$

где $t_{\text{откл}}$ – полное время отключения КЗ, складывается из полного времени отключения выключателя, выдержки времени и времени работы УРЗА, с;

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в.о}} + t_{\text{вв}} + t_{\text{рз}}, \quad (114)$$

$$t_{\text{откл.}} = 0,06 + 2,7 + 0,1 = 2,86 \text{ с}$$

В связи с тем, что $t_{\text{откл}} < t_{\text{тер.ном}} = 3$, то допустимое значение интеграла Джоуля будет находиться по следующей формуле:

$$B_{\text{терм.доп}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (115)$$

$$B_{\text{терм.доп}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot (t_{\text{откл.}} + T_{\text{а}}), \quad (116)$$

$$B_{\text{к}} = 8,76^2 \cdot (2,86 + 8,8) = 894,76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 894,76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Условия выбора и проверки сведены в таблицу 26.

Таблица 26 - Условия выбора и проверки

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 1445,08 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном.откл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n\tau} = 8,76 \text{ кА}$	$I_{n\tau} \leq I_{\text{ном.откл}}$
$I_{\alpha.\text{ном}} = 17,819 \text{ кА}$	$i_{a.\tau} = 12,3 \text{ кА}$	$i_{a.\tau} \leq i_{a.\text{ном}}$
$I_{\text{вкл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} = 8,76 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{вкл}}$
$i_{\text{вкл}} = 88,6 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 30 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}}$
$I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} = 8,76 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{дин}}$
$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 30 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{терм.доп}} = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 894,76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{терм.доп}}$

Технические характеристики ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-31,5/1600 УХЛ1 удовлетворяют условиям выбора и проверки.

4.13 Выбор и проверка трансформаторов тока 10 кВ

Произведем выбор и проверку трансформаторов тока ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,5/10Р 1500/5 УХЛ1 [22].

Условия выбора:

1) по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (117)$$

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}, \quad (118)$$

$$1500 \text{ A} \geq 1445,08 \text{ A}$$

2) Проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (119)$$

$$100 \text{ кА} \geq 30 \text{ кА}$$

3) проверка на термическую стойкость:

$$B_{\text{терм.доп}} \geq B_{\text{к}}, \quad (120)$$

$$2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 894,76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

4) по величине вторичной нагрузке:

$$Z_{2.\text{ном}} \geq Z_2, \quad (121)$$

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

Вторичная нагрузка Z_2 состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пров}}$ и переходного сопротивления контактов $r_{\text{конт}}$.

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}}, \quad (122)$$

Ориентировочное сопротивление контактов $r_{\text{конт}}$ принимается равным 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,01 Ом при большем количестве приборов.

В таблице 27 представлен ориентировочный перечень приборов, подключаемых к ТТ.

Таблица 27 - Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Номинальное сопротивление вторичной обмотки:

$$Z_{2.\text{ном}} = \frac{S_{\text{н}}}{I_2^2}, \quad (123)$$

где $S_{\text{н}}$ – номинальная мощность ТТ, ВА ;

I_2 – вторичный ток ТТ (5), А.

$$Z_{2.\text{ном}} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}$$

Суммарное сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (124)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность подключенных к обмотке приборов.

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,7}{5^2} = 0,068$$

Выбираем кабель сечением $q=4 \text{ мм}^2$ АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длину проводов примем $l=100 \text{ м}$.

Сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (125)$$

где ρ - удельное сопротивление проводов;

l - длина соединительных проводов;

q - удельное сопротивление материала провода.

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71$$

Сопротивление вторичной нагрузки:

$$Z_2 = 0,068 + 0,71 + 0,01 = 0,78 \text{ Ом}$$

Для измерительных приборов и приборов учета используется обмотка классом точности 0,2S.

Условия выбора и проверки сведены в таблицу 28.

Таблица 28 - Условия выбора и проверки

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1500 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 1445,08 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 30 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$

$B_{\text{терм.доп}} = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 894,76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{терм.доп}}$
$Z_{2.\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,78 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2.\text{ном}}$

Технические характеристики ТОО-СЭЩ-10-11-0,5/10Р 1500/5 УХЛ1
УХЛ1 удовлетворяют условиям выбора и проверки.

4.14 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 10 кВ

В таблице 29 представлен ориентировочный перечень приборов, подключаемых к ТН.

Таблица 29 - Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	ЩП120П	6	2	12
Кулачковый вольтметр	ПР-12	15	2	30
Ваттметр	СР-3021	5	16	45
Варметр	СТ-3021	5	16	45
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	16	74
Итого				322

Произведем выбор и проверку трансформатора напряжения НАМИ-10 УХЛ1 [23].

Согласно паспортным данным номинальная мощность основной вторичной обмотки №1, работающей в классе точности 0,5, составляет 200 ВА.

Суммарная мощность приборов:

$$200 \text{ ВА} \leq 198 \text{ ВА}$$

Для измерительных приборов и приборов учета используется обмотка классом точности 0,2.

Условия выбора и проверки сведены в таблицу 30.

Таблица 30 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.сети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.сети} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 400 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 322 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

Технические характеристики НАМИ-10 УХЛ1 удовлетворяют условиям выбора и проверки.

5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Релейная защита представляет собой комплекс автоматических устройств, предназначенных для своевременного выявления и локализации повреждений в электроэнергетических системах. Основная функция релейной защиты заключается в непрерывном контроле параметров работы электрооборудования и быстром отключении повреждённых участков при возникновении аварийных ситуаций.

5.1 Защита линий электропередачи 220 кВ

Для выполнений реконструкции и модернизации ПС 220 кВ Тутаул в части устройств РЗА рассмотрим существующие защиты на присоединениях 220 кВ и сведем данную информацию в таблице 31.

Таблица 31 - Существующие устройства РЗА

Место установки	Наименование ВЛ	Основная защита	Резервная защита	АУВ
ПС 220 кВ Тутаул	ВЛ 220 кВ Дипкун - Тутаул	ЭМ ВЧБ	ЭМ КСЗ	ЭМ
	ВЛ 220 кВ Призейская - Тутаул	ЭМ ВЧБ	ЭМ КСЗ	ЭМ

Основная защита ВЛ 220 кВ.

Высокочастотная блокировка (ВЧБ) – это быстродействующая система защиты, предназначенная для линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше. Её основная функция заключается в оперативном отключении линии при коротком замыкании (КЗ) в любой точке, что необходимо для поддержания устойчивости параллельной работы электростанций и энергосистемы в целом. Кроме того, применение ВЧБ обусловлено возрастающими требованиями потребителей к стабильности технологических процессов.

ВЧБ состоит из двух идентичных комплектов, размещённых на противоположных концах защищаемой ЛЭП. Отличительной чертой ВЧБ является необходимость организации связи между комплектами защиты. Эта связь осуществляется посредством высокочастотных (ВЧ) импульсов, передаваемых по проводам защищаемой ЛЭП. Принцип работы ВЧБ исключает её реагирование на КЗ, произошедшие за пределами защищаемой ЛЭП. Следовательно, как и дифференциальные защиты, ВЧБ не имеет выдержки времени.

Направленная ВЧБ определяет направление мощности КЗ на концах защищаемой ЛЭП. При КЗ внутри защищаемой ЛЭП мощности КЗ на обоих концах повреждённого участка имеют одинаковое направление, от шин в ЛЭП. При внешнем КЗ направления мощности на концах защищаемой ЛЭП разнонаправлены.

Анализ данных, представленных в таблице 31, показывает, что на ВЛ 220 кВ Дипкун - Тутаул и ВЛ 220 кВ Призейская - Тутаул требуется замена основной защиты со стороны ПС 220 кВ Тутаул, поскольку устройства выполнены на электромеханической базе.

В качестве основной защиты на ВЛ 220 кВ Дипкун - Тутаул и ВЛ 220 кВ Призейская - Тутаул со стороны ПС 220 кВ Тутаул будут установлены терминалы БЭ2704 087 производства ООО НПП «ЭКРА».

Резервные защиты.

На основании информации, приведенной в таблице 32 можем сделать вывод, что на ВЛ 220 кВ Дипкун - Тутаул и ВЛ 220 кВ Призейская - Тутаул требуется замена резервных защит со стороны ПС 220 кВ Тутаул, поскольку устройства выполнены на электромеханической базе.

Каждый комплект ступенчатых защит (КСЗ) должен иметь в своем составе дистанционную защиту (ДЗ), токовую направленную защиту нулевой последовательности (ТНЗНП), а также максимальную токовую отсечку (МТО).

В качестве резервной защиты на ВЛ 220 кВ Дипкун - Тутаул и ВЛ 220 кВ Призейская - Тутаул со стороны ПС 220 кВ Тутаул будут установлены терминалы REL521 производства ABB.

Автоматика управления выключателем (АУВ).

На ВЛ 220 кВ Дипкун - Тутаул и ВЛ 220 кВ Призейская - Тутаул со стороны ПС 220 кВ Тутаул требуется замены электромеханических панелей автоматики управлением выключателей на микропроцессорные устройства РЗА.

Со стороны ПС 220 кВ Тутаул будут установлены терминалы REC670 производства ABB.

Перечень устройств, подлежащих замене, указан в таблице 32.

Таблица 32 - Устанавливаемые устройства РЗА

Место установки	Наименование ВЛ	Основная защита	Резервная защита	АУВ
ПС 220 кВ Тутаул	ВЛ 220 кВ Дипкун - Тутаул	ВЧБ (БЭ2704 087)	КСЗ (REL521)	REC670
	ВЛ 220 кВ Призейская - Тутаул	ВЧБ (БЭ2704 087)	КСЗ (REL521)	REC670

5.1.1 Расчет резервных защит

В рамках преддипломной практики были получены данные о токах короткого замыкания и сопротивлениях на ПС 220 кВ Тутаул, а также информация о значениях токов КЗ в конце отходящих линий. Дополнительно были изучены карты уставок и текущие уставки релейной защиты прилегающей сети.

Дистанционная защита (ДЗ) .

Защита выполнена в виде трех ступеней: 1-2 ступень ближнее резервирование; 3 ступень – дальнее резервирование.

Расчет первой ступени, Ом.

$$Z_1 = 0,85 \cdot Z_{л}, \quad (126)$$

$$t_1 = 0 \text{ с}$$

где $Z_{\text{л}}$ – сопротивление линии.

Ток срабатывания ДЗ 2-3 ступеней выбирается по условию согласования со ступенями ДЗ защит смежных линий.

Расчет второй ступени, Ом.

Согласование с защитой смежного участка.

$$Z_2 = 0,85 \cdot Z_{\text{л}} + \frac{0,78}{K_{\text{ТОК}}} \cdot Z_{1\text{пред.уч}}, \quad (127)$$

где $K_{\text{ТОК}}$ – коэффициент токораспределения.

Коэффициент чувствительности в конце защищаемого участка [24]:

$$K_{\text{ч}} = \frac{Z_2}{Z_{\text{л}}}, \quad (128)$$

$$t_2 = t_1 + \Delta t, \quad (129)$$

Расчет третьей ступени, Ом.

Согласование с защитой смежного участка.

$$Z_{3.1} = 0,85 \cdot Z_{\text{л}} + \frac{0,78}{K_{\text{ТОК}}} \cdot Z_{2\text{пред.уч}}, \quad (130)$$

Отстройка от нагрузки.

$$Z_{3.2} = \frac{1,5 \cdot U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot K_{\text{В}} \cdot I_{\text{НОМ}}}, \quad (131)$$

где $K_{\text{В}}$ – коэффициент возврата реле (1,05).

Из двух условий выбора необходимо выбрать наименьшее результирующее значение.

Коэффициент чувствительности в конце защищаемой линии [24]:

$$K_{\text{ч1}} = \frac{Z_3}{Z_{\text{л}}}, \quad (132)$$

Коэффициент чувствительности в конце зоны резервирования [24]:

$$K_{\text{ч2}} = \frac{Z_3}{Z_{\text{л}} + Z_{\text{л2}}/K_{\text{ток}}}, \quad (133)$$

где $Z_{\text{л}}$ – сопротивление смежной линии.

$$t_3 = t_2 + \Delta t, \quad (134)$$

Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП).

Защита выполнена в виде трех ступеней: 1-3 ступень ближнее резервирование; 4 ступень – дальнее резервирование.

Расчет первой ступени, А.

$$I_{01} = 1,3 \cdot I_{0\text{max}}, \quad (135)$$

где $I_{0\text{max}}$ – максимальное значение утроенного тока нулевой последовательности;

1,3 – коэффициент отстройки.

$$t_1 = 0 \text{ с}$$

Ток срабатывания ТЗНП 2-4 ступеней выбирается по условию согласования со ступенями ТЗНП защит смежных линий.

Расчет второй ступени, А.

$$I_{02} = 1,3 \cdot K_{\text{ток}} \cdot I_{1\text{пред.уч}}, \quad (136)$$

где $K_{\text{ток}}$ – коэффициент токораспределения;

$I_{1\text{пред.уч}}$ – уставка первой ступени ТЗНП смежной стороны, с которой проводится согласование.

Коэффициент чувствительности в конце защищаемого участка в нормальном режиме [24]:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{02}}{I_{0\text{кз}}}, \quad (137)$$

где $I_{0\text{кз}}$ – ток КЗ в нормальном режиме.

$$t_2 = t_1 + \Delta t, \quad (138)$$

Расчет третьей ступени, А.

$$I_{03} = 1,3 \cdot K_{\text{ток}} \cdot I_{2\text{пред.уч}}, \quad (139)$$

Коэффициент чувствительности в конце защищаемого участка в минимальном режиме [24]:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{03}}{I_{0\text{кз}min}}, \quad (140)$$

где $I_{2\text{пред.уч}}$ – уставка второй ступени ТЗНП смежной стороны, с которой проводится согласование.

$$t_3 = t_2 + \Delta t, \quad (141)$$

Расчет четвертой ступени, А.

$$I_{04.1} = 1,3 \cdot K_{\text{ток}} \cdot I_{\text{зпред.уч}}, \quad (142)$$

где $I_{\text{зпред.уч}}$ – уставка второй ступени ТЗНП смежной стороны, с которой проводится согласование.

Отстройка от тока небаланса. При выполнении ориентировочного расчета можно принять как 10% от тока нагрузки ВЛ.

$$I_{04.2} = 10\% \cdot I_{\text{нагр}}, \quad (143)$$

Из двух условий выбора необходимо выбрать наибольшее результирующее значение.

Коэффициент чувствительности в конце защищаемой линии [24]:

$$K_{\text{ч1}} = \frac{I_{04}}{I_{\text{окзmin}}}, \quad (144)$$

Коэффициент чувствительности в конце смежного участка в минимальном режиме [24]:

$$K_{\text{ч2}} = \frac{I_{04}}{I_{\text{окзmin}}}, \quad (145)$$

$$t_4 = t_3 + \Delta t, \quad (146)$$

Максимальная токовая отсечка (МТО).

$$I_{\text{ср}} = 1,2 \cdot I_{\text{кз.макс}}, \quad (147)$$

где $I_{\text{кз.макс}}$ – наибольшее значение периодической составляющей первичного фазного ток, протекающего в месте установки защиты.

Результаты расчета сведем в таблицах 33-35

Таблица 33 - Результаты расчета ДЗ

Расчетные параметры	ВЛ 220 кВ Дипкун - Тутаул	ВЛ 220 кВ Призейская - Тутаул
$Z_1, \text{Ом}$	19,5	35
$t_1, \text{с}$	0	0
$Z_2, \text{Ом}$	62	69
K_q	1,25	1,25
$t_2, \text{с}$	0,8	1,5
$Z_{3,1}, \text{Ом}$	105	220
$Z_{3,2}, \text{Ом}$	255,8	255,8
K_{q1}	1,52	1,51
K_{q2}	1,21	1,22
$t_3, \text{с}$	4,3	3,1

Таблица 34 - Результаты расчета ТЗНП

Расчетные параметры	ВЛ 220 кВ Дипкун - Тутаул	ВЛ 220 кВ Призейская - Тутаул
$I_{01}, \text{А}$	1000	1100
$t_1, \text{с}$	0	0
$I_{02}, \text{А}$	420	590
K_q	1,3	1,3
$t_2, \text{с}$	0,8	1,1
$I_{03}, \text{А}$	200	250
K_q	1,3	1,3
$t_3, \text{с}$	1,8	1,2
$I_{04,1}, \text{А}$	100	150
$I_{04,2}, \text{А}$	71	71
K_{q1}	1,5	1,51
K_{q2}	1,23	1,3
$t_4, \text{с}$	3	4

Таблица 35 - Результаты расчета МТО

Расчетные параметры	ВЛ 220 кВ Дипкун - Тутаул	ВЛ 220 кВ Призейская - Тутаул
$I_{cp}, \text{А}$	500	800
$t, \text{с}$	0	0

5.2 Защита трансформатора

5.2.1 Описание принятой микропроцессорной защиты

Для защиты трехобмоточного трансформатора ТДН-25000/220/35/10 УХЛ1 к установке будет принято микропроцессорное устройство RET521 производства АВВ [25].

Основные функции защиты, выполняемые устройством:

- двухступенчатая дифференциальная токовая защита трансформатора;
- МТЗ трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению.

- защита от перегрузки с действием на сигнализацию.

5.2.2 Расчет параметров срабатывания защиты

Проведем расчет параметров срабатывания устройства РЗА.

Исходные параметры приведены в таблице 36.

Таблица 36 - Исходные данные

Наименование параметра	Значение
Схема соединения	Y0/Y/D-0-11
Номинальная мощность, МВА	25
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	220
Номинальное напряжение обмотки СН, кВ	35
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	10

Проверка обеспечения цифрового выравнивания токов плеч защищаемого трансформатора.

Рабочие номинальные токи каждой стороны, А:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (148)$$

$$I_{\text{НОМВН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 65,68$$

$$I_{\text{НОМСН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 412,88$$

$$I_{\text{НОМНН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1445,08$$

Рабочие токи, протекающие в ТТ, А:

$$I_{\text{раб.макс.ВН}} = \frac{66}{300/5} = 1,1$$

$$I_{\text{раб.макс.СН}} = \frac{413}{600/5} = 3,45$$

$$I_{\text{раб.макс.НН}} = \frac{1446}{2000/5} = 3,62$$

Произведем проверку обеспечения цифрового выравнивания:

$$0,1 < \frac{I_{\text{раб.макс.ВТ}}}{I_{\text{ном.т}}} < 4, \quad (149)$$

где $I_{\text{раб.макс.ВТ}}$ – Первичный рабочий максимальный ток присоединения, подключенного к рассматриваемому аналоговому входу;

$I_{\text{ном.т}}$ – Номинальный ток рассматриваемого аналогового входа устройства.

Для стороны ВН:

$$0,1 < 1,1/5 < 4$$

Для стороны СН:

$$0,1 < 3,45/5 < 4$$

Для стороны НН:

$$0,1 < 3,62/5 < 4$$

Для всех сторон условия выполняются, т.е. цифровое выравнивание

амплитуд токов плеч обеспечивается.

Проверка обеспечения требований к трансформаторам тока в схемах дифференциальной токовой защиты.

Как известно, полная погрешность ТТ в установившемся режиме не должна превышать 10% при максимальном токе внешнего КЗ (или максимальном сквозном токе). В переходных режимах КЗ часто происходит насыщение ТТ, которое приводит к увеличению их погрешностей и искажению формы кривой вторичного тока. Возрастание погрешностей ТТ приводит к появлению значительных токов небаланса дифференциальной защиты.

Параметрирование УРЗА:

Номинальные напряжения сторон задаются в соответствии с исходными данными защищаемого трансформатора, т.е. равными соответственно:

$$U_{\text{номВН}} = 220$$

$$U_{\text{номСН}} = 35$$

$$U_{\text{номНН}} = 10$$

Номинальные токи обмоток ВН, СН и НН равны соответственно:

$$I_{\text{номВН}} = 66$$

$$I_{\text{номСН}} = 413$$

$$I_{\text{номНН}} = 1446$$

Схемы соединения обмоток трансформатора (звезда или треугольник) для сторон ВН, СН и НН задаются следующими:

$U_{\text{В}}$ – звезда;

$U_{\text{С}}$ – звезда;

$U_{\text{Н}}$ – звезда.

В таблице 37 приведен перечень параметров, которые задаются в устройстве.

Таблица 37 - Перечень параметров УРЗА

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	Выбранное значение
-----------------------	-------------------	----------	-----	--------------------

$U_{\text{номВН}}$	кВ	0,05-2000	0,05	220
$U_{\text{номСН}}$	кВ	0,05-2000	0,05	35
$U_{\text{номНН}}$	кВ	0,05-2000	0,05	10
$I_{\text{номВН}}$	А	1-99999	1	66
$I_{\text{номСН}}$	А	1-99999	1	413
$I_{\text{номНН}}$	А	1-99999	1	1446
$U_{\text{В}}$	-	Звезда Треугольник	-	Звезда
$U_{\text{С}}$	-	Звезда Треугольник	-	Звезда
$U_{\text{Н}}$	-	Звезда Треугольник	-	Звезда

Расчет и выбор параметров срабатывания дифференциальной токовой защиты.

Параметр K_1 , определяющий тормозной ток принимается равным 1,15.

Начальный дифференциальный ток срабатывания I_{dmin} рассчитывается по условию отстройки от токов небаланса в переходных режимах работы трансформатора при малых сквозных токах по выражению:

$$I_{\text{dmin}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб.расч}} \cdot K_1, \quad (150)$$

где $K_{\text{отс}}$ – Коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$K_{\text{нб.расч}}$ – Расчетный коэффициент небаланса.

$$K_{\text{нб.расч}} = \sqrt{(K'_{\text{пер}} \cdot \varepsilon_{\text{ТТ}} + \varepsilon_{\text{ПТТ}})^2 \cdot (1 + 2 \cdot (\Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}}) + (\Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}})^2)}, \quad (151)$$

где $K'_{\text{пер}}$ – Коэффициент, учитывающий переходный процесс, принимается равным 1,5;

$\varepsilon_{\text{ТТ}}$ – Полная относительная погрешность ТТ в установившемся режиме, принимается равная 0,1;

$\varepsilon_{\text{ПТТ}}$ – Полная относительная погрешность промежуточных ТТ, принимается равная 0, так как ПТТ не используются;

$\Delta f_{\text{выр}}$ – Относительная погрешность выравнивания токов равна 0,03;

$\Delta U_{\text{рег}}$ – Относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора.

$$\Delta U_{\text{рег}} = \frac{\max(U_{(-\text{PO})}; U_{(+\text{PO})})}{100\%}, \quad (152)$$

$$\Delta U_{\text{рег}} = \frac{\max(-12\%; 12\%)}{100\%} = 0,12$$

$$K_{\text{нб.расч}} = \sqrt{(1,5 \cdot 0,1 + 0)^2 \cdot (1 + 2 \cdot (0,12 + 0,03) + (0,12 + 0,03)^2)} = 0,23$$

$$I_{\text{dmin}} = 1,2 \cdot 0,23 \cdot 1,15 = 0,31$$

Полученное значение параметра срабатывания $I_{\text{dmin}} = 0,31$ больше минимального рекомендуемого значения 0,20. Параметр срабатывания I_{dmin} принимается равным 0,31.

Параметр K_2 , определяющий тормозной ток принимается равным 2.

Коэффициент торможения второго участка тормозной характеристики рассчитается по выражению:

$$S_2 \geq \frac{(I_{\text{диф.расч}} - I_{\text{dmin}}) \cdot 100\%}{K_2 - K_1}, \quad (153)$$

где $I_{\text{диф.расч}}$ – расчетный дифференциальный ток.

$$I_{\text{диф.расч}} = K_{\text{отс}} \cdot K'_{\text{нб.расч}} \cdot K_2, \quad (154)$$

где $K_{\text{отс}} = 1,1$;

$$K''_{\text{пер}} = 2,5.$$

$$K'_{\text{нб.расч}} = \sqrt{(2,5 \cdot 0,1 + 0)^2 \cdot (1 + 2 \cdot (0,12 + 0,03) + (0,12 + 0,03)^2)} = 0,32$$

$$I_{\text{диф.расч}} = 1,1 \cdot 0,32 \cdot 2 = 0,71$$

$$S_2 \geq \frac{(0,71 - 0,32) \cdot 100\%}{2 - 1,15} = 45,8\%.$$

Параметр S_2 принимается равным 46 %.

Параметр S_3 , определяющий коэффициент торможения третьего участка тормозной характеристики принимается равным 50 %.

При этом коэффициент чувствительности равен [25]:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф.расч}}}{I_{\text{дmin}}} = \frac{0,71}{0,32} = 2,21 > 2. \quad (155)$$

Итак, чувствительность защиты на горизонтальном участке обеспечивается.

Чувствительность для наклонных участков характеристики проверяется по соотношению относительного начального дифференциального тока и тока начала торможения, которое не должно превышать 0,5:

$$\frac{I_{dmin}}{K_1} = \frac{0,32}{1,15} = 0,27 < 0,5 \quad (156)$$

Условие выполняется, значит, чувствительность защиты на наклонных участках характеристики будет обеспечиваться всегда.

Расчет и выбор параметра срабатывания токового органа дифференциальной отсечки I_{dUnre} выполним с учетом двух условий:

- Обеспечение отстройки от режима броска тока намагничивания;
- Обеспечение отстройки от режима максимального тока, текущего через защищаемый трансформатор при внешнем КЗ.

По условию отстройки от режима максимального тока, текущего через защищаемый трансформатор при внешних повреждениях, параметр срабатывания рассчитывается по выражению:

$$I_{dUnre} = K_{отс} \cdot K_{нб(1)} \cdot I_{кз.макс}' \quad (157)$$

где $K_{отс} = 1,2$ – Коэффициент отстройки;

$K_{нб(1)} = 0,65$ – Отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока, текущего через защищаемый трансформатор при внешнем повреждении.

$$I_{кз.макс}' = \frac{I_{кз.макс}}{I_{ном.опор}}, \quad (158)$$

$$I_{кз.макс}' = \frac{5397}{66} = 81,77$$

где $I_{кз.макс}'$ – Относительный максимальный ток при внешнем трехфазном КЗ;

$I_{\text{кз.макс}}$ – Максимальный ток при внешнем трехфазном КЗ на шинах ВН, приведенный к опорной стороне;

$I_{\text{ном.опор}}$ – Номинальный ток опорной стороны (стороны ВН) защищаемого трансформатора.

$$I_{\text{dUnre}} = 1,2 \cdot 0,65 \cdot 81,77$$

$$I_{\text{dUnre}} = 63,78$$

Параметр срабатывания принимается равным $I_{\text{dUnre}} = 64$

Выбранные параметры функции дифференциальной защиты устройства сведены в таблицу 38.

Таблица 38 - Параметры дифференциальной защиты трансформатора

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	Рассчитанное значение
K_1	В долях от $I_{\text{ном.опор}}$	0,2-1,5	0,01	1,15
I_{dmin}	В долях от $I_{\text{ном.опор}}$	0,1-0,6	0,01	0,31
K_2	В долях от $I_{\text{ном.опор}}$	1-10	0,01	2
S_2	%	10-50	0,1	46
S_3	%	30-100	0,1	50
I_{dUnre}	В долях от $I_{\text{ном.опор}}$	1-100	0,01	65

5.2.3 Защита от перегрузки трансформатора

Защита от перегрузки устанавливается, 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.

$$I_{с.з} = \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{ном}, \quad (159)$$

где $K_{отс} = 1,05$ – Коэффициент отстройки;

$K_B = 0,95$ – Коэффициент возврата;

$I_{ном}$ – Первичный номинальный ток обмотки трансформатора с учетом регулирования напряжения для той стороны, на которой установлена рассматриваемая защита.

Увеличение номинального тока не должно превышать 5 % номинального тока среднего положения РПН.

Для высокой стороны:

$$I_{с.з.ВН} = \frac{1,05}{0,9} 66 = 77$$

Для средней стороны:

$$I_{с.з.СН} = \frac{1,05}{0,9} 413 = 482$$

Для низкой стороны:

$$I_{с.з.СН} = \frac{1,05}{0,9} 1446 = 1687$$

Соответствующие им токи вторичных цепей ТТ для высокой, средней и низкой стороны напряжения соответственно равны:

$$I_{3.ВН} = \frac{122,5}{300/5} = 2,042$$

$$I_{3.СН} = \frac{770}{600/5} = 4,82$$

$$I_{3.НН} = \frac{2695}{2000/5} = 6,74$$

5.2.4 Газовая защита трансформатора

ГЗ трансформатора является основной защитой и предназначена для защиты трансформатора от внутренних повреждений, сопровождающихся выделением газа или перетока масла из корпуса трансформатора в расширитель или понижением уровня масла [26].

Основным элементом защиты является газовое реле BUCHHOLZ типа BF80/10, установленное в трубопроводе между основным баком и расширителем.

Газовая защита особенно эффективно действует в случаях:

- КЗ между пластинами сердечника;
- КЗ между фазами, витками обмоток;
- КЗ на землю;
- повреждения изоляции болта сердечника;
- перегрева некоторой части обмоток;
- плохих контактов;
- пробоя проходных изоляторов в баке трансформатора.

Кроме того, ГЗ может предотвратить развитие условий, приводящих к повреждению трансформатора, таких как падение уровня масла вследствие

утечки или проникновение воздуха в результате дефекта в системе циркуляции масла.

Работа газового реле основана на том явлении, что повреждение внутри бака вызывает нагрев и разложение масла, с выделением пузырьков газа.

Трансформатор устанавливается под углом 2 градуса к горизонту, поэтому пузырьки газа устремляются вверх в расширительный бак через трубу, в которой установлено газовое реле. В нормальном режиме работы трансформатора газовое реле заполнено маслом, но при появлении пузырьков газа, масло под давлением вытесняется из реле, поплавки опускаются и замыкают контакт.

Защита имеет две ступени срабатывания. Первая ступень действует на сигнал и срабатывает при снижении уровня масла ниже уровня сигнального элемента газового реле, при незначительном газообразовании в баке трансформатора и накоплении газа в корпусе газового реле. Вторая ступень срабатывает при практически полном вытеснении масла из корпуса газового реле газом, вызванным бурным разложением масла, либо утечкой масла и действует без выдержки времени на отключения трансформатора со всех сторон и запретом АПВ выключателей. Действие газового реле на отключение и сигнал проходит через терминал основной и резервной защиты.

6 РАЗРАБОТКА ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНЕЗАЩИТЫ ПС 220 КВ ТУТАУЛ

В ходе эксплуатации электрооборудования, поставленного на станциях и подстанциях вероятны увеличения напряжения свыше максимального рабочего. Данное внутренние и ненастные перенапряжения.

Удары молнии в электроустановку, пребывающую под напряжением, либо возле нее в землю считаются фактором грозовых перенапряжений (индуктированные перенапряжения). Молния в электрическом отношении – источник тока. Грозовые перенапряжения предполагают собою статистическую величину, так как значения токов молнии подвергаются статистическим разбросам.

Открытые распределительные устройства (ОРУ) защищаются чаще всего несколькими (более 2-ух) стержневыми молниеотводами. Тросовые молниеотводы используются с целью защиты шинных мостов и эластичных связей, обладающих значительную протяжностью.

При этом наружная часть защиты обуславливается для любой пары молниеотводов. Заземлители с целью отвода токов молнии характеризуются пульсирующим противодействием заземлителя. Заземление молниеотводов ОРУ в основной массе ситуаций выполняется путем присоединения их к заземлителю подстанции, что складывается с горизонтальных полос, соединяющих вертикальные электроды и производящих в площади, захватываемой подстанцией, сетку.

При монтаже в открытых распределительных приборах в отдельности важных молниеотводов необходимо выполнение не опасных расстояний по воздуху и в земле с молниеотводов и их заземлителей вплоть до элементов распределительного аппарата.

Распределительные устройства (РУ) электростанций и подстанций производятся внешней конструкции главного оснащения в открытом воздухе

(ОРУ).

В ходе эксплуатации вероятны увеличения напряжения свыше максимального – внутренние и грозовые перенапряжения.

Фактором грозовых перенапряжений считаются удары молнии в электроустановку либо возле нее в землю (индуктированные перенапряжения). Молния в электрической связи предполагает собою источник тока. Так как роль токов молнии подвергаются статистическим разбросам, в таком случае и грозовые перенапряжения считаются статистической величиной.

Открытые распределительные устройства (ОРУ) защищаются стержневыми молниеотводами. С целью защиты шинных мостов и эластичных связей огромный протяженности имеют все шансы использоваться линейные молниеотводы.

ОРУ как правило защищаются некоторыми молниеотводами.

При данном наружная часть защиты обуславливается для любой пары молниеотводов. Заземлители с целью отвода токов молнии характеризуются импульсным противодействием заземлителя. Заземление молниеотводов ОРУ в основной массе ситуации выполняется путем присоединения их к заземлителю подстанции, что складывается с горизонтальных полос, соединяющих вертикальные электроды и производящих в участке, захватываемой подстанцией, сетку .

При монтаже молниеотводов необходимо соблюдать безопасные расстояния как в воздухе, так и в земле между молниеотводами и их заземлителями, а также до элементов РУ.

Заземление – это преднамеренное электрическое соединение какой-либо точки сети, электроустановки или оборудования с заземляющим устройством. Существует несколько видов заземления, каждый из которых имеет свои особенности и предназначение.

Рабочее заземление используется для обеспечения нормального функционирования электрооборудования. Оно необходимо для работы

некоторых устройств и систем, например, для стабилизации напряжения, защиты от перенапряжения и т. д.

Защитное заземление предназначено для предотвращения поражения людей электрическим током. При контакте с повреждённой электроустановкой или электропроводкой человек может оказаться под опасным напряжением. Защитное заземление снижает риск поражения током, обеспечивая безопасный путь для отвода тока в землю.

Заземление молниезащиты применяется для защиты зданий и сооружений от ударов молнии. Оно отводит электрический разряд в землю, предотвращая повреждение оборудования и конструкций, а также снижая риск возникновения пожара.

Условия, предъявляемые ПУЭ к заземлениям электроустановки - заземляющее приборы, что производится вместе с соблюдением условий к его сопротивлению, обязано обладать в каждый период года противодействие не более 0,5 Ом, в том числе противодействие естественных заземлителей.

Заземление производится в виде сетки вместе с вертикальными и горизонтальными электродами.

Сооружения и постройки либо их составляющей в связи с направлением, интенсивности грозовой работы в области месторасположения, прогнозируемого числа поражений молний в год обязаны защищаться в согласовании вместе с категориями аппаратов молниезащиты и типом области защиты. Защита с непосредственных ударов молнии выполняется вместе с поддержкой молниеотводов разных видов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (к примеру, тросово – стержневых). Зачастую применяются стержневые молниеотводы.

Защитное действие молниеотвода основано на физическом свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические конструкции. При правильном проектировании защищаемое здание, имеющее меньшую высоту по сравнению с молниеотводом, не подвергается прямому

удару молнии при условии его полного нахождения в зоне защиты молниеотвода.

Зона защиты молниеотвода представляет собой условное пространство вокруг молниеотвода, внутри которого обеспечивается защита сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наибольшая надежность защиты достигается у поверхности зоны защиты, при этом степень защиты увеличивается по мере приближения к молниеотводу.

Согласно действующим нормативным документам (РД 34.21.122-87, СО 153-34.21.122-2003), различают два типа зон защиты:

Зона типа А - обеспечивает надежность защиты $\geq 99,5\%$

Зона типа Б - обеспечивает надежность защиты $\geq 95\%$

Критерии выбора типа зоны защиты зависят от категории молниезащиты сооружения, его назначения и последствий от возможного поражения молнией. Для особо важных объектов (например, взрывоопасных производств) применяется зона типа А, для обычных промышленных зданий - тип Б.

6.1 Конструктивное исполнение заземления ПС 220 кВ Тутаул и определения его стационарного и импульсивного сопротивления

Отличают последующие разновидности заземлений по назначению: защитное, молниезащиты, рабочее.

С целью защиты персонала с напряжения прикосновения используется защитное заземление. Все без исключения железные части электроустановок, в соответствии с нормой не пребывающие около напряжения, однако какие имеют все шансы быть под напряжением из-за дефекта изоляции, обязаны быть заземлены.

Рабочее заземление необходимо в целях предоставления нормальной заботы электроустановок. К рабочему заземлению причисляются подобные равно как земля нейтралей трансформаторов и дугогасящих катушек.

Заземление молниезащиты необходимо для отвода токов молнии в землю.

Как правило с целью исполнения абсолютно всех 3-х видов заземления

применяют одну заземляющую установку.

Рациональное заземляющее устройство подстанции выполняется в виде сетки, состоящей из горизонтальных заземлителей, образующих ячейки со стороной, кратной 6 метрам. В узлах данной сетки устанавливаются вертикальные заземлители значительной длины. Горизонтальная сетка заглубляется на 0,5-0,7 метра от поверхности земли и не должна располагаться в непосредственной близости от фундаментов электроустановок.

Требования к элементам заземления:

1. диаметр вертикальных заземлителей должен составлять не менее 10 мм.
2. материал электродов должен соответствовать требованиям коррозионной стойкости.
3. все соединения выполняются сваркой с контролем качества швов

Расчет заземляющего устройства включает:

1. определение стационарного сопротивления растеканию тока;
2. расчет импульсного сопротивления при грозовых перенапряжениях;
3. оптимизацию геометрических параметров заземляющей сетки:
 - размер ячеек
 - длину горизонтальных проводников
 - количество и длину вертикальных электродов
4. проверку элементов на:
 - термическую стойкость при протекании токов короткого замыкания
 - коррозионную стойкость в течение всего срока эксплуатации

Расчеты выполняются в соответствии с требованиями ПУЭ (Глава 1.7), РД 34.21.122-87 и других действующих нормативных документов по проектированию заземляющих устройств электроустановок.

Сделаем расчет заземления ОРУ ПС Тутаул.

Контуры сетки заземления обладаем в расстоянии не меньше 1-1,5 м с оснащения, для того чтобы люди при прикосновении к агрегату никак не имели возможность быть за его пределами.

Участок применения под заземлитель, м²:

$$S = (A + 2 \times 1.5) \times (B + 2 \times 1.5), \quad (160)$$

где A и B – ширина и длина территории, занимаемой заземлением, м.

$$S = (123,2 + 2 \times 1.5) \times (93,6 + 2 \times 1.5) = 12520 \text{ м}^2.$$

Получаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке, проделанных в варианте прутков диаметром, равным d=12 миллиметров.

Контроль сечения согласно условиям механической прочности:

$$F_{\text{м.п}} = \pi \times R^2, \quad (161)$$

где R – радиус горизонтальных и вертикальных проводников, мм.

$$F_{\text{м.п}} = \pi \times 6^2 = 113,097 \text{ мм}^2.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{\text{м.п}} = \sqrt{\frac{I_{\text{кз}}^2 \times T}{400 \times \beta}}, \quad (162)$$

Где $T = 0,03$ с – время срабатывания РЗ при его отключении;

$\beta = 21$ (для стали) – коэффициент термической стойкости.

$$F_{\text{м.п}} = \sqrt{\frac{1008^2 \times 0,3}{400 \times 21}} = 42,94 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения на коррозионную устойчивость:

$$F_{\text{кор}} = \pi \times S_{\text{ср}} \times (d + S_{\text{ср}}), \quad (163)$$

$$S_{\text{ср}} = a_k \times \ln^3 T + b_k \times \ln^2 T + c_k \times \ln T + \alpha_k, \quad (164)$$

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

$$S_{\text{ср}} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,0092 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,784.$$

$$F_{\text{кор}} = \pi \times 0,784 \times (12 + 0,784) = 31,477 \text{ мм}^2.$$

Сечение горизонтальных проводников должно соответствовать условию:

$$F_{\text{м.п}} \geq F_{\text{min}} \geq F_{\text{кор}} + F_{\text{т.с}}; \quad (165)$$

$$F_{\text{м.п}} = 113,097^3 \times F_{\text{min}} = 48,21 \text{ мм}^2.$$

Требование выполняется, поэтому сохраняем подобранный диаметр прутков.

Получаем расстояние между полосами сетки: $l_{\text{п-п}} = 6 \text{ м}$.

В то время общая длина полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \times S}{l_{\text{п-п}}}, \quad (166)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \times 12520}{6} = 4173 \text{ м}.$$

Устанавливаем длину горизонтальных полос при представлении участка подстанции квадратичной моделью со стороной.

В данном случае количество ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \times \sqrt{S}} - 1, \quad (167)$$

$$m = \frac{4173}{2 \times \sqrt{12520}} - 1 = 18,6.$$

Берем : $m = 18$.

Длина одной стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 6,015 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в вычитаемой модели:

$$L = 2 \times \sqrt{S} \times (m + 1); \quad (168)$$

$$L = 2 \times \sqrt{12520} \times (18 + 1) = 4252 \text{ м.}$$

Найдем количество вертикальных электродов:

$$n_{\text{в}} = \frac{4 \times \sqrt{S}}{a}, \quad (169)$$

где a – расстояние между вертикальными электродами, равное 15 м.

$$n_{\text{в}} = \frac{4 \times \sqrt{12520}}{15} = 29,838.$$

Берем $n_B = 30$.

Сделаем расчёт для стационарного сопротивления заземлителя:

$$R = \rho_{\text{экв}} \times \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \times l_B} \right), \quad (170)$$

где $\rho_{\text{экв}}$ – эквивалентное удельное сопротивление грунта;

A – параметр, зависящий от соотношения $l_B / \sqrt{S_1}$.

$$l_B / \sqrt{S_1} = \frac{5}{\sqrt{12520}} = 0,045. \quad (171)$$

$$l_B / \sqrt{S_1} = 0,045.$$

Берем $A = 0,5$.

В таком случае, стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = 50 \times \left(\frac{0,4}{\sqrt{12520}} + \frac{1}{4252 + 30 \times 5} \right) = 0,190 \text{ Ом.}$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \times \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экв}} + 320) \times (I_M + 45)}}, \quad (172)$$

где I_M – ток молнии, кА

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \times \sqrt{12520}}{(50 + 320) \times (40 + 45)}} = 2,310$$

Найдем импульсное сопротивление, которое соответствует требованиям:

$$R_u = R \times \alpha_u \leq 0.5 \text{ Ом}, \quad (173)$$

$$R_u = 0,190 \times 2,310,$$

$$R_u = 0,348 \leq 0,5 \text{ Ом}.$$

Полученное значение не больше разрешенного, то что соответствует условиям, предъявляемым к заземлителям в соответствии с ПУЭ.

6.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Защита с непосредственных ударов молнии осуществляется вместе с поддержкой молниеотводов.

Защитное действие молниеотвода отстроено от характеристики молнии, поражать объекты, пребывающие на возвышенности касательно иных объектов. Благодаря этому защищаемый предмет, обладающий наименьшей высотой согласно сопоставлению с молниеотводом, почти не станет поражаться молнией, в случае если будет соблюдаться требования, что его размеры полностью вступают в зону защиты молниеотвода. Зоной, которую защищает молниеотвод, является часть пространства, пребывающая около молниеотвода, что гарантирует охрану предметов с непосредственных ударов молнии вместе с установленной ступенью прочности. Такая зона содержит конусообразный вид.

С целью защиты территории подстанции как правило применяют стержневые молниеотводы. Они устанавливаются в линейных порталах подстанций, прожекторных мачтах, в кровлях строений в селитебных зонах, а кроме того отдельно стоящих установках, защиту которых необходимо обеспечить.

Вычисление молниезащиты строений и зданий предполагает собою установление границы зоны защиты молниеотводов, что в геометрическом

значении считается основанием конуса.

Защита ОРУ с прямого удара молнии выполняется пятью молниеотводами, установленными в линейных порталах. Рассчитаем зоны защиты в 3-х уровнях: на уровне земли, шинного и линейного портала.

Высота молниеотвода $h=30,5$ м. Эффективную высоту молниеотвода определим согласно формуле:

$$h_{\text{эф}} = 0.92 \times h, \quad (174)$$

$$h_{\text{эф}} = 0.92 \times 30.5 = 28.06 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне земли находится по выражению:

$$r_0 = 1.5 \times h, \quad (175)$$

$$r_0 = 1.5 \times 30.5 = 45,75 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотводной на уровне защищаемого объекта (линейного портала, высотой 17 м);

$$r_x = r_0 \times \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}}\right), \quad (176)$$

где $h_{\text{эф}}$ – высота защищаемого объекта.

$$r_x = 45,75 \times \left(1 - \frac{11,35}{28,06}\right) = 26,797 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между двумя равновеликими молниеотводами определяется как (м):

$$h_x = h_{эф} - 0,14 \times (L - h), \quad (177)$$

где L – расстояние между молниеотводами.

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта определяется по выражению (м):

$$r_{cx} = r_0 \times 1 - \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}}. \quad (178)$$

Для примера возьмем параметры защиты молниеотводов 1-4. Расстояние между молниеотводами $L = 23$ м.

$$h_{cx} = 28,06 - 0,14 \times (32 - 30,5) = 27,85$$

$$r_{cx} = 45,75 \times \frac{27,85 - 11,35}{27,85} = 27,105 \text{ м.}$$

Система стержневых молниеотводов одинаковой высоты обеспечивает полную защиту территории ОРУ от прямых ударов молнии на уровне земли, нахождение всех элементов ОРУ (включая конструкции на высоте шинных порталов) внутри зоны защиты.

6.3 Выбор и проверка ОПН

Ограничитель перенапряжений нелинейный является это один из ключевых прибором системы защиты с перенапряжений.

Заранее подбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-П-110 УХЛ1 (П – в полимерной крышке).

Свойства ОПН показаны в таблице 39.

Таблица 39 - Ключевые свойства ОПН-П-220/73/10/2УХЛ1

Свойства ОПН	Значения
--------------	----------

Класс напряжения сети, кВ	220
Небольшие длительно допустимое рабочее U, кВ	73
Остающееся напряжения при ком. токе $U_{ост}$, кВ	177
Номинальный разрядный ток $I_{разр}$, кА	10
Ток пропускной способности (2 мс), А	650
Полная энергоемкость W_c , кДж	365
Длина пути утечки внешней изоляции, см	315

Предварительный выбор ОПН будет производиться по следующим условиям:

1) по большему продолжительно возможному рабочему напряжению, что применяется в электрической сети:

$$U_{н.д.р} \geq (1,02 \div 1,05) \times \frac{U_{н.д.р}}{\sqrt{3}}, \quad (179)$$

С целью увеличения прочности ОПН предпочитают с максимальным длительно возможным рабочим напряжением больше на 2-5 % максимального уровня напряжения в месте установки ОПН.

$$U_{НР} = \frac{121 \times (1.02 \div 1.05)}{\sqrt{3}} = 67,8 \text{ кВ.}$$

2) по расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

$$U \leq \frac{U_{max.p}}{K_B}. \quad (180)$$

где K_B – коэффициент зависимости от времени τ (ГОСТ Р 53735.5).

$$U \leq \frac{67,8}{1,3},$$

$$52,2 \leq 73.$$

3) По амплитуде коммутационного тока:

$$I_k \leq I_{\text{разр}}, \quad (181)$$

$$\text{где } I_k = \frac{U - U_{\text{ост}}}{Z_B};$$

U – величина неограниченных перенапряжений, Кв;

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

Z_B – волновое сопротивление провода относительно земли.

$$I_k = \frac{U - U_{\text{ост}}}{Z_B}, \quad (182)$$

$$I_k = \frac{308 - 232}{506} = 0,15 \text{ кА.}$$

$$0,15 \leq 10 \text{ кА.}$$

Указанный ОПН принимается установке.

7 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ

В данном разделе произведем расчет основных технико-экономических показателей проекта по реконструкции ПС 220 кВ Тутаул.

Для начала посчитаем минимум приведенных затрат, вычисляемых по формуле [27]:

$$З = E \cdot K + И, \quad (183)$$

где E – норматив дисконтирования, принимаемый равным 0,1 1/год;

K – капитальные вложения, руб., необходимые для сооружения сети;

$И$ – эксплуатационные издержки, руб./год.

7.1 Расчёт капиталовложений

Так как в данной работе сооружение ЛЭП не предусматривается, капитальные вложения состоят из капитальных вложений на реконструкцию подстанции $K_{ПС}$ и на демонтаж устаревшего оборудования $K_{дем}$:

$$K = K_{ПС} + K_{дем} \quad (184)$$

Капитальные вложения на реконструкцию подстанций:

$$K_{ПС} = (K_{ПОСТ} + K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{КУ}), \quad (185)$$

где $K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат;

$K_{ОРУ}$ – затраты на сооружение ОРУ;

$K_{ТР}$ – затраты на покупку силовых трансформаторов;

$K_{КУ}$ – затраты на компенсирующие устройства

$K_{дем}$ – затраты на демонтаж

Расчёт капиталовложений будем проводить по укрупненным стоимостным показателям [28], с учетом инфляции на 2025 год [29].

Стоимость трансформаторов берём по укрупнённым стоимостным показателям в зависимости от номинальной мощности, также учтем, их количество. Капиталовложения на сооружения подстанций найдём суммированием всех затрат.

7.2 Расчёт издержек

Эксплуатационные издержки – это расходы необходимые для эксплуатации оборудования, и сетей в течение одного года. Ежегодные издержки на эксплуатацию сети включают в себя:

- издержки на эксплуатацию и ремонт ($I_{Э.Р}$);
- издержки на амортизацию ($I_{АМ}$);
- стоимость потерь электроэнергии ($I_{\Delta W}$).

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (186)$$

где $\alpha_{тэоВЛ} = 0,008$; $\alpha_{тэоПС} = 0,059$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию [28].

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ($T_{СЛ} = 20$ лет), находим по формуле:

$$I_{АМ} = \frac{K}{T_{СЛ}}, \quad (187)$$

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

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (188)$$

где ΔW – потери электроэнергии, МВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии.

Стоимость потерь составляет 2800 руб·МВт/ч.

Капитальные вложения определяются по укрупненным стоимостным показателям.

Издержки находят по формуле [28]:

$$I = I_{AM} + I_{\mathcal{E}} + I_{\Delta W}, \quad (189)$$

где I_{AM} – издержки на амортизационные отчисления;

$I_{\mathcal{E}}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

ΔW – затраты на передачу электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле [28]:

$$I_{\mathcal{E}} = \alpha_{ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (190)$$

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

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ($T_{СЛ} = 20$ лет), [28]:

$$I_{AM} = K_{ВЛ} \cdot \alpha_{ВЛ} + K_{ТР} \cdot \alpha_{ТР} + K_{В} \cdot \alpha_{В}, \quad (191)$$

Подробный расчёт приведён в приложении А.

Результаты расчетов капитальных затрат и издержек приведены в таблице

40.

Таблица 40 - Техничко-экономические показатели

Показатель	Величина
Капитальные вложения, тыс. руб.	841 484
Издержки, тыс. руб.	45 728

7.3 Определение приведенных статических затрат

Статические затраты определяются по следующей формуле:

$$Z = E \cdot K + I \quad (192)$$

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

K – капиталовложения, для сооружения электрической сети;

I – издержки;

U – ущерб от перерыва электроснабжения.

После выполнения расчетов, представленных выше, необходимо сделать вывод о целесообразности внедрения спроектированного объекта. Для этого мы проведем экономическую оценку инвестиционного проекта, используя метод чистого дисконтированного дохода.

Этот метод заключается в приведении всех расходов и доходов, распределенных по времени, к одному базовому моменту, который обычно совпадает с датой начала реализации проекта.

Рассчитанные показатели сведем в таблицу 41.

Таблица 41 - Техничко-экономические показатели

Показатель	Величина
Среднегодовые приведённые затраты	131 676

7.4 Определение дисконтированных затрат. Расчет ЧДД

Дисконтированные затраты в строительство и эксплуатацию объекта за период времени $t_{расч}$ рассчитываются по формуле:

$$\sum_{t=0}^{t_{расч}} Z_{диск} = \sum_{t=0}^{t_{расч}} (K_t + I_t' - K_{ост}) \cdot (1 + E_{нд})^{-t} \quad (193)$$

где K_t – капитальные вложения в строительство (реконструкцию) в t -ом году ($0 \leq t \leq t_{расч}$);

I_t – издержки на эксплуатацию и ремонт в t -ом году;

$K_{ост}$ – остаточная стоимость демонтируемого оборудования (для объекта реконструкции);

$E_{нд}$ – норма дисконтирования.

Подробный расчет дисконтированных затрат на протяжении 20 лет приведен в приложении В.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей $\mathcal{E}_t$, который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств [28]:

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_t - H_t - K_t, \quad (193)$$

где O_{pt} – годовая выручка;

I_t – годовые расходы;

H_t – налог на прибыль организации;

K_t – величина инвестиций в год.

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_t - H_t - K_t + K_{лик.t} = \Pi_{ч.т} + I_{м.т} - K_t + K_{лик.t}, \quad (194)$$

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \frac{1}{(1 + E)^t}, \quad (195)$$

где T_p – расчетный период (для проектов в области энергетики составляет 20 лет);

E – норматив дисконтирования (для энергетических инвестиционных проектов принимают 0,13 о.е.).

Экономически эффективные проекты обладают положительным ЧДД

По данным ФНС налог на прибыль для компаний лиц составляет 25 % с 2025 года. Объектом налогообложения являются доходы, уменьшенные на величину произведенных расходов. Налог на прибыль будет рассчитывать следующим образом:

$$H_t = 0,25 \cdot (Opt - It), \quad (196)$$

Срок реконструкции составляет 3 года. Капитальные вложения распределяются по годам строительства следующим образом:

1 год – 20 %;

2 год – 50 %;

3 год – 30 %.

Результаты расчета представлены на рисунке 10, подробный расчет приведен в приложении А.

Из графика видно, что срок окупаемости проекта сети не превышает 3 лет. Значения ЧДД положительны и, следовательно, проект является инвестиционно привлекательным и рекомендуется к реализации.

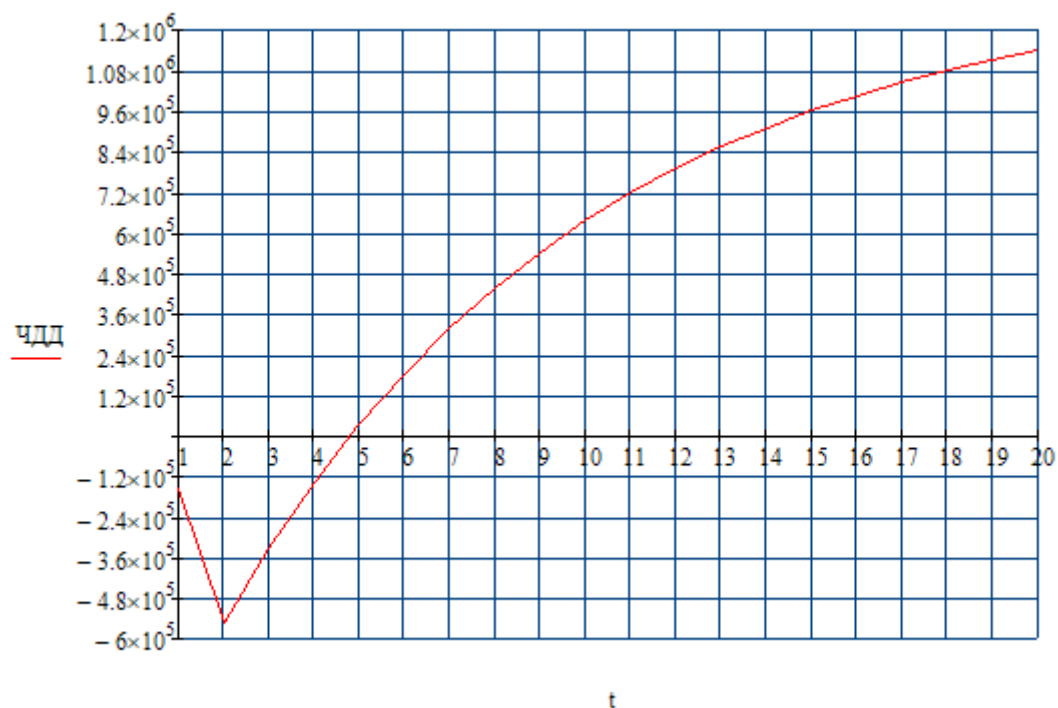


Рисунок 10 - ЧДД

7.5 Простой срок окупаемости

Срок окупаемости является ключевым показателем оценки инвестиционной привлекательности проекта и определяется по формуле:

$$T_{ок} = \frac{K}{\Pi_q + I_A}, \quad (197)$$

где K – капитальные вложения;

I_A – амортизационные отчисления;

Π_q – чистая прибыль.

$$\Pi_q = O - I - H, \quad (198)$$

где O – доход от полезного отпуска электроэнергии;

I – суммарные издержки;

H – налог на прибыль, для юридических лиц с 2025 года составляет 25 %.

Для определения себестоимости воспользуемся формулой:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W_{\Sigma}}, \quad (199)$$

где W_{Σ} – электроэнергия, полученная потребителем за год, МВт·ч, определяется по формуле:

$$W_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{cpi}^3 \cdot T_3 + \sum_{i=1}^n P_{cpi}^L \cdot T_L, \quad (200)$$

Вычисляем себестоимость:

$$C = 2,8 \text{ руб/кВт·ч.}$$



Рисунок 11 - ЧД

Подробный расчет представлен в приложении А.

Эффективность капитальных вложений оценивается для отдельных характерных лет эксплуатации электросетевого объекта. В качестве таких лет рассматриваются: период выхода на нормативный режим работы, этап

погашения кредитных обязательств (при наличии заемного финансирования) и период после полного погашения кредита. В данном случае проект реализуется без привлечения заемных средств. Эффективность инвестиций определяется по формуле:

$$R_t = \frac{\Delta_t - I_t - H_t}{K}. \quad (201)$$

где Δ_t - системный эффект, обусловленный вводом объекта в год t ;

I_t – общие годовые издержки без учета затрат на амортизацию;

K – суммарные капиталовложения.

7.6 Выводы

Проект по реконструкции ПС 220 кВ Тутаул составит менее 3 лет. Все варианты является экономически эффективными, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД > 1.

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной квалификационной работе рассмотрим три раздела:

1. безопасность;
2. экологичность;
3. чрезвычайные ситуации;

Сделаем анализ, аварии и травматизм на производстве можно сделать вывод, что нарушения правил техники безопасности и правил устройств электроустановок создает опасность для жизни и здоровья рабочего персонала. Чаще всего возникают при работе ремонтно-монтажных работ. С той целью, для уменьшения или же не допустить травматизм и аварии, проводят постоянные обновление технических знаний персонала, которые связаны с безопасной эксплуатацией оборудования.

В настоящее время вопросам охраны окружающей среды, в частности, от воздействия вредных последствий деятельности производства, уделяется зачастую особое внимание.

Нужно руководиться природоохранными нормами и требованиями, а также законодательством по охране окружающей среды, возникает при строительстве того или другого объекта.

Правила существующих нормативных документов об охране природной среды:

- допустимость шума;
- вибрации;
- напряжённость электрического и магнитного поля электромагнитной совместимости обязаны удовлетворить электроустановки.

8.1 Безопасность

8.1.1 Меры безопасности при обслуживании устройств релейной защиты и автоматики

Проведение технического обслуживания релейной аппаратуры осуществляется только обученным квалифицированным персоналом, который имеет группу по технике безопасности не ниже третьей.

Проведенные манипуляции, связанные со сборкой или внесение изменений схем для проверки и испытание реле, а также изменение их установок должны производиться строго при отключении напряжения.

Если потребовалось выполнить замер электрических характеристик устройств РЗА, которые находятся под напряжением необходимо:

1. установить измерительный прибор на устойчивую основу;
2. заземлить металлический корпус измерительного прибора;
3. использовать специальные шупы или соединительные проводники, а еще инструмент с изолирующими рукоятками.

Прежде чем, как начать работу все же необходимо проверить надежность заземление металлоконструкций панели. На ней всегда предусмотрен заземляющий болт, который должен использоваться только для присоединений заземляющего контура.

Если работа проходит в цепях, где есть напряжение, то необходимо использовать инструмент с изолированными рукоятками, измерительную линейку и метр, которые должны быть из непроводящего электрического тока материалов.

Прежде чем, как приступить к работе с электродрелью на панелях релейной защиты и автоматики, она должна быть надежно заземлена, а расположение на панели, устройства РЗА обязаны быть оснащены надежной защитой от попадания в них токоведущие части металлической стружки и опилок.

При необходимости проверки устройства РЗА, необходимо надежно заземлить проверочные устройства.

Для того, чтобы предотвратить поражения электрическим током обслуживающего персонала, съём отдельных частей панели, монтаж, переключение перемычек, которые установлены, в комплектах и блоках панелей обязаны производиться при обесточенном состоянии панели.

Чтобы выполнить работу по накладке и проверке панелей допускается только те лица, которые прошли проверку знаний по технике безопасности, инструктаж, которые имеют аттестацию на право выполнения работ и знающие особенности электрической схемы и конструкции подлежащей проверке панели.

8.2 Экологичность

8.2.1 Влияние ПС 220 кВ Тутаул на окружающую среду

Несмотря на то, что высоковольтные линии электропередачи негативно сказываются на окружающую среду. ВЛ приводят к возникновению высокой напряженности электромагнитного поля вокруг токоведущих проводов и для борьбы с этими случаями необходимо отчуждать территории на трассах, где проходят ВЛ. Негативное влияние отражается в том, что приходится вырубать леса, охотничьи и кормовые угодья. Линии электропередачи приводят к нарушению экологическому равновесию флоры и фауны, то есть вырубленных территории происходит активные развития сорняков и нарушения условий обитания животных.

Однако, чтобы следить за чистотой трасс, находящиеся под ВЛ, приходится:

- обязательно проводить профилактическую расчистку трасс вырубая леса, но при этом приводит к их выводу из процесса регенерации кислорода;
- обрабатывать почвы гербицидами, что приведет к большому загрязнению природы.

Что относится к самим линиям, то что они влияют не только на человека, но и на животных. Мощная напряженность электрического поля приводит к накоплению зарядов и увеличению различным потенциалов между изолированными телами и землей. С наиболее большой вероятностью

подвержены этому люди, у которых есть обувь с подошвой из резины и копытные животные.

Акустический шум является еще одной отрицательной стороной высоковольтных линий, он возникает в линиях сверхвысокого напряжения и происходит он из-за интенсивной короны вокруг ведущих проводов.

Высоковольтные линии могут также вызывать электромагнитные помехи, которые не дают нормальную работу средств радиосвязи.

Самые основные негативные воздействия подстанции 220 кВ:

1. ухудшение естественного состояния грунта и рельефа;
2. вырубка лесов;
3. гибель птиц;
4. большое загрязнение поверхности и грунтовых вод при строительстве;
5. влияние электромагнитных полей на живые организмы;
6. появляются радио- и телепомех;
7. акустический шум;
8. изъятие земель в постоянное использование.

Вовремя проектирование новых ВЛ электропередачи необходимо брать в расчет меры по предотвращению и уменьшению гибели птиц. Однако, необходимо в этих районах прохождения ВЛ устанавливать противоптичные заградители на траверсах и тросостойках опор в местах большого расселения птиц, а также на путях миграции.

Чтобы улучшить экологическую обстановку рядом с высоковольтными линиями применяют стеклянные изоляторы с низким уровнем электромагнитных помех и с уплотнением из кремнийорганической резины.

Если ВЛ находится на участках с вечномёрзлым грунтом, то при вырубке просек не стоит выполнять корчевание пней и кустарных растений, то есть нарушать дерновой слой. А в районах Крайнего севера при создании проекта обязаны брать во внимание мероприятия по защите ягельников и мохорастительного слоя, при прохождении по ним воздушных линий электропередачи.

8.2.2 Меры по обеспечению экологичности при производстве работ с трансформаторным маслом

При работе трансформаторов нужно обеспечивать безопасные условия наблюдения за уровнем масла, газовым реле и условием выбора проб масла. Обращая внимание на требование безопасности, при осмотре работающих трансформаторов габарита IV и выше, а именно высоко находящихся частей (3 м и более), проводят со стационарных лестниц.

Начинать работу переключательное устройство допускается при температуре верхних слоев масла – 20 °С и выше. При наличии контактора (РПН), расположенного вне бака трансформатора, можно вводить при температуре окружающей среды – 45 °С и выше.

Трансформаторы, имеющие масляное и дутьевое охлаждение, разрешается включать в работу с полной нагрузки с застывшим маслом при температуре не ниже – 40 °С. Если температура все-таки ниже отметки – 40 °С, тогда нужно включить трансформатор на нагрузке не более 50% номинальной при температуре не выше – 40 °С, после чего нагрузку увеличить.

Осмотр трансформатора без отключения проводится:

1. в электроустановках с постоянно находящимися дежурным персоналом (ни менее 1 раза в сутки);
2. в установках без постоянного находящегося дежурного персонала (не реже 1 раза в месяц);
3. на трансформаторных пунктах (ни менее 1 раза в 6 месяцев).

Трансформатор обязан быть выведен из работы при обнаружении:

1. выброс масла из расширителя или разрыва диафрагм выхлопной трубы;
2. течь масла с пониженным уровнем ниже уровня масломерного стекла;
3. сильного неравномерного шума и потрескивания внутри трансформатора;
4. ненормального и постоянно возрастающего нагрева трансформатора при оптимальной нагрузке и охлаждении.

8.2.3 Расчет маслоприемника трансформатора

При повреждении маслонаполненных силовых трансформаторов, чтобы не допустить растекание масла и распространение пожара обязаны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

Расчет будет сделан для трансформатора ТДТН – 25000/220, который установлен на ПС 220 кВ Тутаул. Исходные данные были взяты из каталога [30]. Запишем данные в виде таблицы 42.

Таблица 42 - Данные для расчета маслоприемника

Тип трансформатора	Масса трансформаторного масла в	Габариты трансформатора		
		Длина А, мм	Ширина В, мм	Высота Н, мм
ТДТН – 25000/220	трансформаторе М, кг			
	28150	8500	4820	6800

С учетом массы трансформаторного масла в единице маслонаполненного оборудования, маслоприемники бывают без отвода масла (до 20 тонн) и с отводом масла (свыше 20 тонн).

Исходя из нашей ситуации, масса трансформаторного масла превышает 20 тонн, то маслоприемник выполняется с отводом масла.

Параметры габаритов маслоприемника должны вступать за габариты трансформатора на $\Delta \geq 1,5$ м, так как масса масла в трансформаторе попадает в пределы от 10 до 50 тонн, и при этом массу масла от 20 тон и более необходимо предусмотреть маслосборник и маслоотвод.

Таким образом, для данного типа трансформатора прием следующей конструкции маслоприемника – с установкой металлической решетки на маслоприемнике, на поверх которой насыпан гравий толщиной слоя, 0,25 м. Длина A_{mn} и ширину B_{mn} маслоприемника, из этого следует, что можно определить по формуле:

$$A_{\text{ТП}} = 2 \times \Delta \quad (202)$$

$$A_{\text{ТП}} = A_{\text{Т}} + 2 \times \Delta = 8,5 + 2 \times 1,5 = 11,5 \text{ м.}$$

$$B_{\text{ТП}} = B_{\text{Т}} + 2 \times \Delta \quad (203)$$

$$B_{\text{ТП}} = B_{\text{Т}} + 2 \times \Delta = 4,82 + 2 \times 1,5 = 7,82 \text{ м.}$$

где $A_{\text{Т}}$ – длина трансформатора, м;

$B_{\text{Т}}$ – ширина трансформатора, м;

Рассчитаем площадь маслоприемника по формуле:

$$S_{\text{МП}} = A_{\text{МП}} \times B_{\text{МП}}, \quad (204)$$

$$S_{\text{МП}} = A_{\text{МП}} \times B_{\text{МП}} = 11,5 \times 7,82 = 89,93 \text{ м}^2.$$

Когда есть отвод масла объем маслоприемника должен вмещать в себя весь объем масла, находящегося в трансформаторе. Также нужно принять конструкцию маслоприемника, так как они могут выполняться заглубленными и незаглубленными.

Прием к установке заглубленный маслоприемник.

Так как маслоприемник помещается весь объем трансформаторного масла бортовое ограждения обустройства не нужно.

Объем трансформаторного масла определяется по формуле:

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{M_{\text{ТМ}}}{\rho_{\text{ТМ}}}, \quad (205)$$

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{M_{\text{ТМ}}}{\rho_{\text{ТМ}}} = \frac{28150}{890} = 31,629 \text{ м}^3.$$

где $M_{\text{ТМ}}$ – масса трансформаторного масла, кг;

$\rho_{\text{ТМ}}$ – плотность трансформаторного масла, кг/м³ ($\rho_{\text{ТМ}} = (880-890)$ кг/м³).

Глубина маслоприемника с отводом трансформаторного масла принятой конструкции равна:

$$h_{\text{МП}} = h_{\text{ТМ}} + h_{\text{в}} + h_{\text{гр}}, \quad (206)$$

где $h_{\text{ТМ}}$ – глубина маслоприемника для приема 100% трансформаторного масла, м;

$h_{\text{в}}$ – глубина воздушного зазора между гравием на решетке и нулевой отметки ОРУ, м (не менее 75 мм);

$h_{\text{гр}}$ – толщина гравия (щебня), м (не менее 0,25 м).

Глубину маслоприемника для приема 100% трансформаторного масла рассчитываем по формуле:

$$h_{\text{ТП}} = \frac{V_{\text{ТМ}}}{S_{\text{МП}}}, \quad (207)$$

$$h_{\text{ТМ}} = \frac{V_{\text{ТМ}}}{S_{\text{ТП}}} = \frac{31,629}{89,93} = 0,352 \text{ м.}$$

Теперь подставляем полученные данные в выражение:

$$h_{\text{ТП}} = h_{\text{ТМ}} + h_{\text{в}} + h_{\text{гр}} = 0,352 + 0,075 + 0,25 = 0,677 \text{ м.}$$

На рисунке 12 представлены габариты маслоприемника, Дно маслоприемника сделано, действуя по нормативам под уклоном 0,005 метров в сторону маслоотвода, через него действует полное удаление масла и воды от средств пожаротушения и маслосборник.

Маслосборник обязан выполнять закрытыми и вмещать весь объем масла единичного оборудования (содержащего наибольшее количество масла, а также 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью $0,2 \text{ л}/(2 \cdot \text{м}^2)$ в временном промежутке 30 минут и должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления.

Объем воды от средств пожаротушения определяется по формуле:

$$V_{\text{воды}} = 0,8 \times I \times t \times (S_{\text{мп}} + S_{\text{БПТ}}), \quad (208)$$

где I – интенсивность пожаротушения

t – нормативное время пожаротушения, с ($t = 30$ минут);

$S_{\text{БПТ}}$ – площадь боковой поверхности трансформатора, м^2 .

Площадь боковой поверхности равна:

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \times H_{\text{Т}} \times (A_{\text{Т}} + B_{\text{Т}}), \quad (209)$$

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \times H_{\text{Т}} \times (A_{\text{Т}} + B_{\text{Т}}) = 2 \times 6,8 \times (8,5 + 4,82) = 181,152 \text{ м}^2$$

где $H_{\text{Т}}$ – высота на трансформаторе, м.

Подставляем полученные значения в формулу:

$$V_{\text{воды}} = 0,8 \times I t \times (S_{\text{мп}} + S_{\text{БПТ}}) = 0,8 \times 0,2 \times 1800 \times 10^{-3} = 78,072 \text{ м}^3$$

Объем маслоприемника найдем по формуле:

$$V_{\text{мс}} = V_{\text{воды}} + V_{\text{тм}} \quad (210)$$

$$V_{\text{мс}} = V_{\text{воды}} + V_{\text{тм}} = 78,072 + 31,629 = 109,701 \text{ м}^3$$

Основная задача маслоотводоов – отвод масла и воды при тушении пожара. Для этих целей используется гидранты и различные стационарные устройства. Расстояние от маслоприемника до маслоотвода должно обеспечить удаление всего объема масла менее чем за пятнадцать минут. Маслоотводы могут выполняться в виде подземных трубопроводов или открытых кюветов и лотков.

На силовых трансформаторах предполагается тепловые сигнальные датчики, при аварийных действующих на отключение.

Для того, чтобы предотвратить разгорания пожара и его распространения за пределы подстанции в помещении ОПУ предполагаются средства пожаротушения: пожарный щит, топор, лопаты, ломик, ведра, ящик с песком и огнетушителем. Эти средства находятся в ОПУ на подстанции в 2-х экземплярах.

Опираясь на расчеты, получены габариты маслоприемника с отводом масла трансформатора ТДНТ – 25000/220, которые равны:

$$A \times B \times H = 11,5 \times 7,82 \times 0,677 \text{ м} \quad (211)$$

Габариты трансформатора и маслоприемника представлены на рисунке 12.

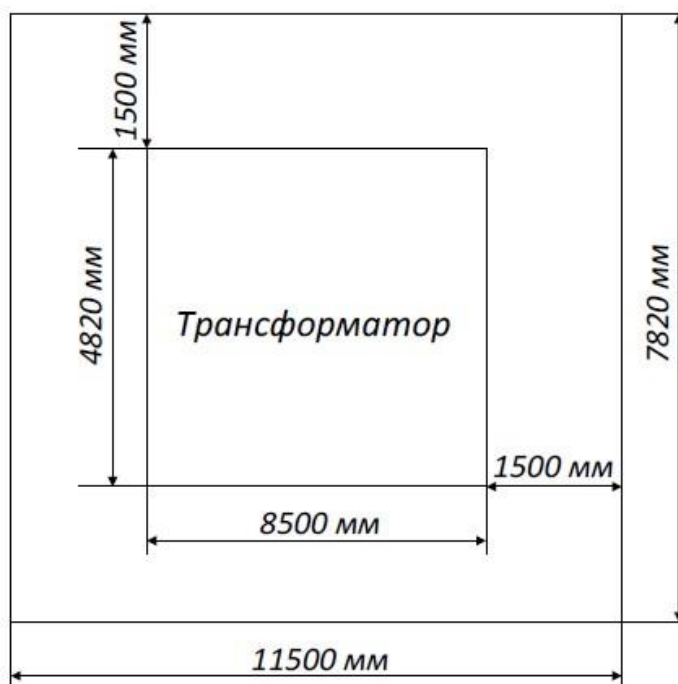


Рисунок 12 - Габариты трансформатора и маслоприемника

Примерное изображение маслоприемника представлено на рисунке 13.

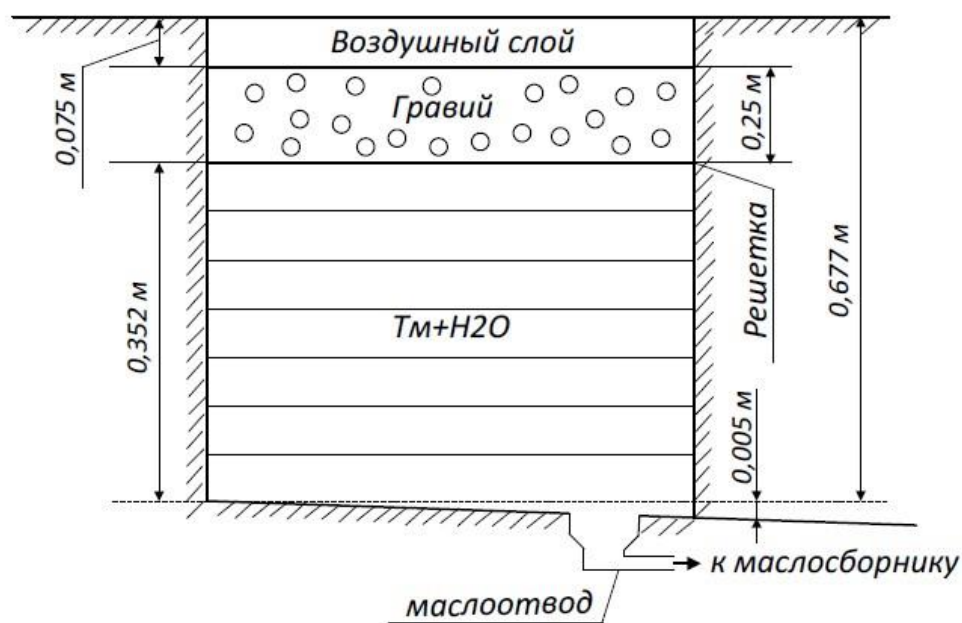


Рисунок 13 - Эскиз маслоприемника

Реализация утилизации трансформаторного масла исполнение производственно – ремонтным предприятием опираясь на заключенным ранее договоре.

Отходы, которые возникшие до момента из вывоза на утилизацию или вторичную переработку временно хранятся в специальных хранилищах с твердым покрытием, которые не допускают попадания отходов на почву.

Перевозка отходов реализуется такими способами, которые исключают возможность их потери при транспортировке.

Транспортировка отходов совершается на специальном оборудованных или приспособленных транспортных средствах.

8.3 Чрезвычайные ситуации

В качестве ЧС рассмотрим пожар на подстанции, а также мероприятия, которые мешают его возникновение.

При использовании горючих изоляционных материалов, а таких как, возьмем за пример как резина, лаки, масла, могут легко воспламеняться и причины этому служить электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузки, неисправность электрических машин и аппаратов.

При проявлении возгорания есть вероятность того, что при тушении пожара электроустановка может находиться под напряжением. В таком случае обязательно руководствоваться «Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций».

Исследуем порядок действий при тушении возгорания на объекте:

1. При обнаружении возгорания при нужно немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергетического объекта, после чего он преступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2. Старший по смене лично или же с помощью дежурного персонала необходимо определить место пожара, возможные пути его распространения, а также угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, которые оказались в зоне пожара.

3. Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала, после определения очага пожара, должен проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, обеспечить безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающие расположение подземных путей и водоисточников.

4. Руководителем тушения пожара, до прибытия первого пожарного подразделения, является старший по смене энергетического предприятия, руководитель объекта. По прибытии на пожар, старший командир пожарного подразделения принимает на себя руководство тушения пожара.

5. Реализовать отключение присоединения, на которых горит оборудования, может дежурный персонал без предварительного разрешения

вышестоящего лица, осуществляется оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о производственном отключении.

6. После того как получили письменное разрешение на тушение пожара и проведения инструктажа старшим и техническим персоналом, пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара.

7. Работа пожарных подразделений при тушении пожара осуществляется с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом находящегося оборудования. Нужно согласовать все действия по расстановке сил и средств пожаротушения.

8. Во время пожара нужно усилить охрану территории, чтобы не допустить к месту пожара посторонних лиц. И также не допускается проникновение к месту пожара личного состава пожарных подразделений за ограждение токоведущих частей, находящихся под напряжением.

Щиты с первоначальными средствами для тушения и весь инвентарь должен находиться на видном месте, а также они обязаны быть окрашены в красный цвет масляной краской и иметь беспрепятственный доступ.

С целью ограничения пожара в случае загорания масла под трансформатором снабжается специальная маслоприемная яма, покрытая решеткой, поверх которой насыпается гравий. При пожаре трансформатора масло из бака через нижний спускной кран сливают в эту яму.

При срабатывании датчика пожарной сигнализации в помещении и при срабатывании защит трансформаторов и автотрансформаторов, которые реагируют на внутренние повреждения, проводится пуск средств пожаротушения.

При возникновении возгорания электрооборудования необходимо в первую очередь полностью снять напряжение с пораженного участка, после чего приступить к тушению. Важно оперативно ограничить распространение пламени на соседние электроустановки и конструкции. Для ликвидации возгорания следует использовать только специальные огнетушители: углекислотные (типов

ОУ-5, ОУ-8) либо углекислотно-бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7), которые обеспечивают безопасное тушение электрооборудования под напряжением. При тушении пожара запрещается прикасаться к кабелям, проводам и оборудования без снятия напряжения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы на тему: «Реконструкция подстанции напряжением 220 кВ Тутаул в Амурской области» были решены ключевые задачи необходимые для модернизации релейной защиты и автоматики.

Основная поставленная цель выпускной квалификационной работы была решена. В ходе выпускной квалификационной работы было сделано:

- оценку существующих проблем и недостатков в работе подстанции;
- разработку стратегий по модернизации её оборудования и инфраструктуры;
- изучение особенностей реализации реконструкционных мероприятий направленных на минимизацию перерывов в электроснабжении и повышение общей эффективности работы подстанции;
- внесены изменения в существующую схему ОРУ-220 кВ;
- произведен расчёт токов короткого замыкания;
- произведены выбор и проверка элементов оборудования;
- произведен расчёт молниезащиты подстанции.
- разработаны листы графической части.

Таким образом, можем сделать заключение выпускной квалификационной работы, Проведены вычисление рабочих токов с целью выбора сечения проводника и токов короткого замыкания с целью подбора современного электрооборудования высокого напряжения, подбор требуемой в целях предприятия трансформаторной мощности. Сделаны вычисления молниезащиты и исследование грозоупорности ОРУ ПС 220 кВ Тутаул. Выполнен подбор характеристик приборов релейной защиты и автоматики на основе новейшего автоматизированного оборудования. Рассмотрены ключевые мероприятия согласно технической безопасности при эксплуатации оснащения, а кроме того,

задачи охраны окружающей среды и охранно-пожарные мероприятия в подстанции. А также были выполнены расчеты по оценке экономической эффективности подстанции, срок реализации составил 3,5 года и характеризуется хорошей окупаемостью.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. О Дальнем Востоке [Электронный ресурс]. Режим доступа : <https://navostok.info/about/amur>.
2. Данные о климате Амурской области [Электронный ресурс]. Режим доступа : https://www.meteoblue.com/ru/погода/historyclimate/climatemodelled/Амурская-Область_Россия_2027748.
3. Приказ Минстроя России от 24.12.2020 N 859/пр «Об утверждении СП 131.13330.2020 "СНиП 23-01-99* Строительная климатология».
4. Районы по ветру и гололеду (ПУЭ-7) [Электронный ресурс] — Режим доступа : https://incab.ru/useful-information/documents/city_rime.
5. СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия. Ветровые районы и ветровые нагрузки».
6. Материалы преддипломной практики.
7. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения».
8. ГОСТ Р 59279-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электрические сети. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций. Типовые решения. Рекомендации по применению».
9. Методические указания по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ, утверждённые приказом Минэнерго России от 15 января 2024 года №6.
10. Приказ министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию».

11. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М.: 2001. – 150 с.
12. Провод АС 300/39 [Электронный ресурс]. Режим доступа : <https://e-kc.ru/cena/provod-as-300-39?ysclid=mbx7ht9jq2381994239>.
13. Баковые выключатели ВЭБ-УЭТМ®-220 [Электронный ресурс]. Режим доступа : <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/vebuetm220>.
14. Разъединители серии РГН на напряжение 220 кВ (трехполюсная установка) [Электронный ресурс]. Режим доступа : <https://www.elec.ru/viewer?url=/files/127/000000090/attfile/rukovodstvo-po-ekspluatatsii-razedinitelej-serii-rgn-na-napryazhenie-220-kv-trehpolyusnaya-ustanovka.pdf>.
15. НАМИ – 220 [Электронный ресурс]. Режим доступа : <https://www.ramenergy.ru/products/nami-220/?ysclid=mbxo9q54cv745836889>.
16. КРУ СЭЩ-70 35 кВ [Электронный ресурс]. Режим доступа : <https://www.electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-70-35-kv/?ysclid=mbxocfvoon425571350>.
17. ВВУ-СЭЩ-35-31,5/1250 УХЛ1 [Электронный ресурс]. Режим доступа : https://www.elec.ru/viewer?url=/files/2019/01/15/Каталог_КРУ-СЭЩ-70_35кВ.pdf
18. ТОЛ-СЭЩ-35-1000/5 УХЛ1 [Электронный ресурс]. Режим доступа : <https://www.electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/tol-seshch-10-20-35/?ysclid=mbxpgczn2i831647088>
19. НАМИ-35 УХЛ1 [Электронный ресурс]. Режим доступа : https://www.tdtransformator.ru/files/388/nami-35_re_pc.pdf
20. КРУ СЭЩ-59 УХЛ1 [Электронный ресурс]. Режим доступа : <https://samelektro.nt-rt.ru/images/manuals/kru59er.pdf>
21. ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-31,5/1600 УХЛ1 [Электронный ресурс]. Режим доступа : https://www.elec.ru/viewer?url=/files/2019/03/03/Техническая_информация_о_выключателе_вакуумном.pdf
22. ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,5/10Р 1500/5 УХЛ1 [Электронный ресурс]. Режим доступа : <https://samelektro.nt-rt.ru/images/manuals/tol10m.pdf>

23. НАМИ-10 УХЛ1 [Электронный ресурс]. Режим доступа : <https://samelektro.nt-rt.ru/images/manuals/tol10m.pdf>
24. Приказ МинЭнерго от 10 июля 2020 г. N 546 [Электронный ресурс]. Режим доступа : https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_366032/
25. RET521 производства АВВ [Электронный ресурс]. Режим доступа : http://eknis.net/uploads/files/re5xx_cat.pdf.
26. Газовая защита трансформатора [Электронный ресурс]. Режим доступа : <https://ohranatruda.ru/upload/iblock/a20/4294817813.pdf>.
27. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учеб. пособие / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2022. – 600 с.
28. Файбисович, Д.Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 – 1150 кВ. / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – М. ЭНАС, 2012. – 376 с.
29. Калькуляторы уровня инфляции [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://уровень-инфляции.рф/инфляционные-калькуляторы>.
30. Масляные трансформаторы [Электронный ресурс]. URL: <https://lider-energo.ru/> – 11.05.2025.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Экономический расчет

Расчёт приведённых затрат

$$З := E \cdot K + \Pi$$

$$K_{\text{инф}} := 9.1$$

$$E := 0.1$$

Капиталовложения на реконструкцию:

$$K := (K_{\text{пс}} + K_{\text{дем}}) \cdot K_{\text{инф}}$$

Капиталовложения в ПС:

$$K_{\text{пс}} := K_{\text{пост}} + K_{\text{ру}} + K_{\text{ку}}$$

$K_{\text{пост}}$ - постоянная часть затрат;

$K_{\text{ру}}$ - стоимость распределительных устройств;

$K_{\text{ку}}$ - стоимость компенсирующих устройств.

$$K_{\text{тр1}} := 10700 \cdot 2 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ру1}} := 4 \cdot 12500 + 6 \cdot 1150 + 85 \cdot 18 = 5.843 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пост1}} := 21000 \cdot 0.6 = 1.26 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ку1}} := 0 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс1}} := K_{\text{тр1}} + K_{\text{пост1}} + K_{\text{ру1}} + K_{\text{ку1}} = 9.243 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения на демонтаж:

$$K_{\text{дем1}} := 14.7 + 7.1 \cdot 3 + 6 \cdot 0.8 = 40.8 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения на реконструкцию ПС:

$$K_1 := (K_{\text{пс1}} + K_{\text{дем1}}) \cdot K_{\text{инф}} = 8.414843 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

$$\Pi := \Pi_{\text{э}} + \Pi_{\text{ам}} + \Pi_{\Delta W}$$

Эксплуатационные издержки:

$$\alpha_{\text{э.пс}} := 0.059$$

$$\Pi_{\text{э1}} := \alpha_{\text{э.пс}} \cdot K_{\text{пс1}} = 5.453 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Амортизационные издержки:

$$T_{\text{сл.вп}} := 15 \quad \text{лет} \quad T_{\text{сл.пс}} := 20 \quad \text{лет}$$

Продолжение приложения А

$$I_{ам1} := \frac{K_1}{T_{слпс}} = 4.207 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

$$I_1 := I_{з1} + I_{ам1} = 4.7528 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Приведённые затраты:

$$З_1 := E \cdot K_1 + I_1 = 131676.012 \quad \text{тыс.руб}$$

Часть 3.

Рассчитем ЧДД, индекс доходности, внутреннюю норму доходности.

Для расчёта ЧДД необходимо рассчитать годовую прибыль, годовой налог на прибыль.

Годовая прибыль:

$$O := W_{год} \cdot T_э \quad T_э := 7.6 \quad \text{руб/кВт*ч}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{год} := P_p \cdot T_{max} \quad T_{max} := 5800 \text{ч}$$

$$P_p := (14.78) \cdot 1000 = 1.478 \times 10^4 \quad \text{кВт}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{год} := P_p \cdot T_{max} = 8.572 \times 10^7 \quad \text{кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{год} \cdot T_э) \cdot 10^{-3} = 6.515 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$I := I_1 - I_{ам1} = 5.453 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$П_{год} := O - I = 6.46 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$H := П_{год} \cdot 0.25 = 1.615 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

Продолжение приложения А

$$\text{ЧДД} := \sum \left[\frac{\mathcal{E}_t}{(1 + E_n)^t} \right]$$

Капиталовложения в первый год:

$$K_{i1} := 0.2 \cdot K_1 = 1.683 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{i2} := 0.6 \cdot K_1 = 5.049 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в третий год:

$$K_{i3} := 0.2 \cdot K_1 = 1.683 \times 10^5$$

$$E_n := 0.13$$

Первый год:

$$\mathcal{E}_1 := -\Pi - K_{i1} = -1.738 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_1 := \frac{\mathcal{E}_1}{(1 + E_n)^1} = -1.538 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{1.} := \text{ЧДД}_1 = -1.538 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Второй год:

$$\mathcal{E}_2 := -\Pi - K_{i2} = -5.103 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \frac{\mathcal{E}_2}{(1 + E_n)^2} = -3.997 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{2.} := \text{ЧДД}_1 + \text{ЧДД}_2 = -5.534 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Третий год:

$$\mathcal{E}_3 := O - \Pi - H - K_{i3} = 3.162 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \frac{\mathcal{E}_3}{(1 + E_n)^3} = 2.192 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{3.} := \text{ЧДД}_{2.} + \text{ЧДД}_3 = -3.343 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\mathcal{E} := \mathcal{E}_3 = 3.162 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложения А

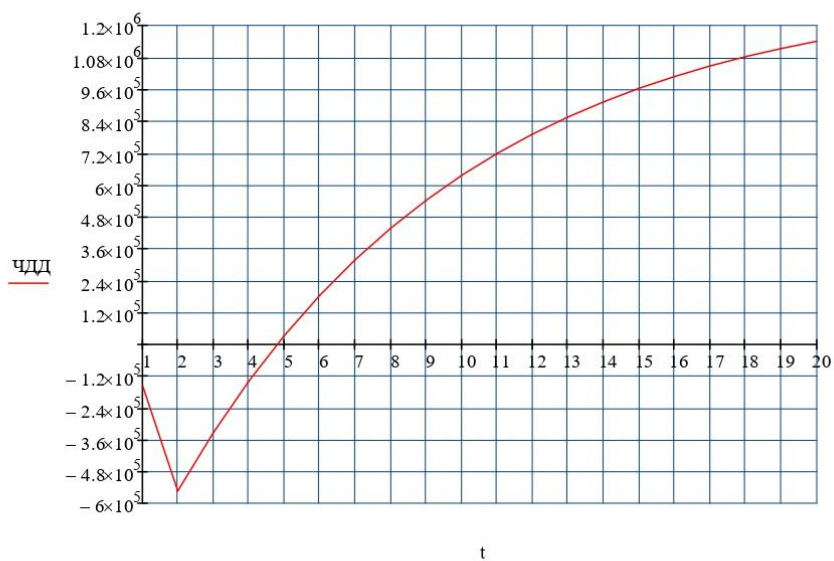
$$\begin{aligned}
 \text{ЧДД}_4 &:= \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^4} = 1.94 \times 10^5 && \text{тыс.руб} \\
 \text{ЧДД}_4 &:= \text{ЧДД}_3 + \text{ЧДД}_4 = -1.403 \times 10^5 \\
 \text{ЧДД}_5 &:= \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^5} = 1.716 \times 10^5 && \text{тыс.руб} \\
 \text{ЧДД}_5 &:= \text{ЧДД}_4 + \text{ЧДД}_5 = 3.133 \times 10^4 \\
 \text{ЧДД}_6 &:= \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^6} = 1.519 \times 10^5 && \text{тыс.руб} \\
 \text{ЧДД}_6 &:= \text{ЧДД}_5 + \text{ЧДД}_6 = 1.832 \times 10^5 \\
 \text{ЧДД}_7 &:= \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^7} = 1.344 \times 10^5 && \text{тыс.руб} \\
 \text{ЧДД}_7 &:= \text{ЧДД}_6 + \text{ЧДД}_7 = 3.176 \times 10^5 \\
 \text{ЧДД}_8 &:= \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^8} = 1.19 \times 10^5 && \text{тыс.руб} \\
 \text{ЧДД}_8 &:= \text{ЧДД}_7 + \text{ЧДД}_8 = 4.366 \times 10^5 \\
 \text{ЧДД}_9 &:= \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^9} = 1.053 \times 10^5 && \text{тыс.руб} \\
 \text{ЧДД}_9 &:= \text{ЧДД}_8 + \text{ЧДД}_9 = 5.419 \times 10^5 \\
 \text{ЧДД}_{10} &:= \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^{10}} = 9.316 \times 10^4 && \text{тыс.руб} \\
 \text{ЧДД}_{10} &:= \text{ЧДД}_9 + \text{ЧДД}_{10} = 6.35 \times 10^5 \\
 \text{ЧДД}_{11} &:= \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^{11}} = 8.244 \times 10^4 && \text{тыс.руб} \\
 \text{ЧДД}_{11} &:= \text{ЧДД}_{10} + \text{ЧДД}_{11} = 7.175 \times 10^5 \\
 \text{ЧДД}_{12} &:= \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^{12}} = 7.296 \times 10^4 && \text{тыс.руб} \\
 \text{ЧДД}_{12} &:= \text{ЧДД}_{11} + \text{ЧДД}_{12} = 7.904 \times 10^5 \\
 \text{ЧДД}_{13} &:= \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^{13}} = 6.456 \times 10^4 && \text{тыс.руб} \\
 \text{ЧДД}_{13} &:= \text{ЧДД}_{12} + \text{ЧДД}_{13} = 8.55 \times 10^5 \\
 \text{ЧДД}_{14} &:= \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^{14}} = 5.714 \times 10^4 && \text{тыс.руб} \\
 \text{ЧДД}_{14} &:= \text{ЧДД}_{13} + \text{ЧДД}_{14} = 9.121 \times 10^5 \\
 \text{ЧДД}_{15} &:= \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^{15}} = 5.056 \times 10^4 && \text{тыс.руб} \\
 \text{ЧДД}_{15} &:= \text{ЧДД}_{14} + \text{ЧДД}_{15} = 9.627 \times 10^5
 \end{aligned}$$

Продолжение приложения А

$$\begin{aligned}
 \text{ЧДД}_{16} &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{16}} = 4.475 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб} \\
 \text{ЧДД}_{16} &:= \text{ЧДД}_{15} + \text{ЧДД}_{16} = 1.007 \times 10^6 \\
 \text{ЧДД}_{17} &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{17}} = 3.96 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб} \\
 \text{ЧДД}_{17} &:= \text{ЧДД}_{16} + \text{ЧДД}_{17} = 1.047 \times 10^6 \\
 \text{ЧДД}_{18} &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{18}} = 3.504 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб} \\
 \text{ЧДД}_{18} &:= \text{ЧДД}_{17} + \text{ЧДД}_{18} = 1.082 \times 10^6 \\
 \text{ЧДД}_{19} &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{19}} = 3.101 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб} \\
 \text{ЧДД}_{19} &:= \text{ЧДД}_{18} + \text{ЧДД}_{19} = 1.113 \times 10^6 \\
 \text{ЧДД}_{20} &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{20}} = 2.744 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб} \\
 \text{ЧДД}_{20} &:= \text{ЧДД}_{19} + \text{ЧДД}_{20} = 1.141 \times 10^6
 \end{aligned}$$

$$t := \begin{pmatrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \\ 9 \\ 10 \\ 11 \\ 12 \\ 13 \\ 14 \\ 15 \\ 16 \\ 17 \\ 18 \\ 19 \\ 20 \end{pmatrix} \quad \text{ЧДД} := \begin{pmatrix} \text{ЧДД}_1 \\ \text{ЧДД}_2 \\ \text{ЧДД}_3 \\ \text{ЧДД}_4 \\ \text{ЧДД}_5 \\ \text{ЧДД}_6 \\ \text{ЧДД}_7 \\ \text{ЧДД}_8 \\ \text{ЧДД}_9 \\ \text{ЧДД}_{10} \\ \text{ЧДД}_{11} \\ \text{ЧДД}_{12} \\ \text{ЧДД}_{13} \\ \text{ЧДД}_{14} \\ \text{ЧДД}_{15} \\ \text{ЧДД}_{16} \\ \text{ЧДД}_{17} \\ \text{ЧДД}_{18} \\ \text{ЧДД}_{19} \\ \text{ЧДД}_{20} \end{pmatrix}$$

Продолжение приложения А



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_1} + 1 = 2.355$$

$\text{ИДД} > 1$, следовательно, проект экономически эффективен.

Чистый доход:

$$\text{ЧД}_1 := \text{Э}_1 = -1.738 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{1.} := \text{ЧД}_1 = -1.738 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_2 := \text{Э}_2 = -5.103 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{2.} := \text{ЧД}_1 + \text{ЧД}_2 = -6.841 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_3 := \text{Э} = 3.162 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{3.} := \text{ЧД}_{2.} + \text{ЧД}_3 = -3.679 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_4 := \text{Э} = 3.162 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

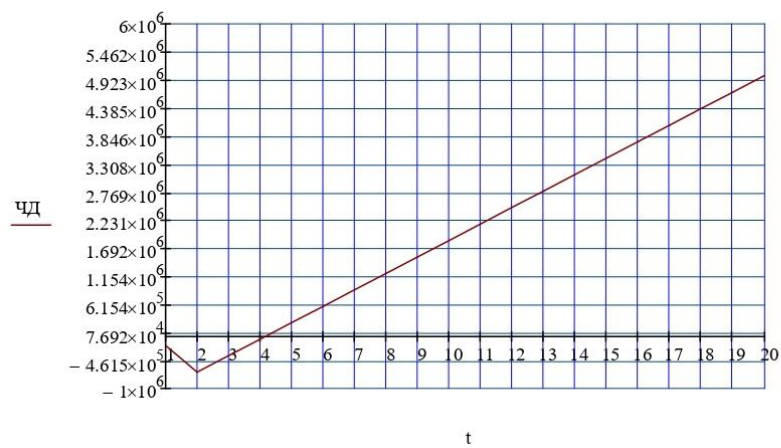
$$\text{ЧД}_{20} := \varnothing = 3.162 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{19} := \text{ЧД}_{18} + \text{ЧД}_{19} = 4.692 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{20} := \text{ЧД}_{19} + \text{ЧД}_{20} = 5.008 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧД} := \begin{pmatrix} \text{ЧД}_1. \\ \text{ЧД}_2. \\ \text{ЧД}_3. \\ \text{ЧД}_4. \\ \text{ЧД}_5. \\ \text{ЧД}_6. \\ \text{ЧД}_7. \\ \text{ЧД}_8. \\ \text{ЧД}_9. \\ \text{ЧД}_{10}. \\ \text{ЧД}_{11}. \\ \text{ЧД}_{12}. \\ \text{ЧД}_{13}. \\ \text{ЧД}_{14}. \\ \text{ЧД}_{15}. \\ \text{ЧД}_{16}. \\ \text{ЧД}_{17}. \\ \text{ЧД}_{18}. \\ \text{ЧД}_{19}. \\ \text{ЧД}_{20}. \end{pmatrix}$$

$$T_{\text{ок}} := \frac{K_1}{O - \Pi_1 - H + \Pi_{\text{ам1}}} = 1.737$$



$\text{ЧД}_5 := \varnothing = 3.162 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_4 := \text{ЧД}_3 + \text{ЧД}_4 = -5.161 \times 10^4$	тыс.руб
$\text{ЧД}_6 := \varnothing = 3.162 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_5 := \text{ЧД}_4 + \text{ЧД}_5 = 2.646 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_7 := \varnothing = 3.162 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_6 := \text{ЧД}_5 + \text{ЧД}_6 = 5.809 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_8 := \varnothing = 3.162 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_7 := \text{ЧД}_6 + \text{ЧД}_7 = 8.971 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_9 := \varnothing = 3.162 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_8 := \text{ЧД}_7 + \text{ЧД}_8 = 1.213 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{10} := \varnothing = 3.162 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_9 := \text{ЧД}_8 + \text{ЧД}_9 = 1.53 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{11} := \varnothing = 3.162 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{10} := \text{ЧД}_9 + \text{ЧД}_{10} = 1.846 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{12} := \varnothing = 3.162 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{11} := \text{ЧД}_{10} + \text{ЧД}_{11} = 2.162 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{13} := \varnothing = 3.162 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{12} := \text{ЧД}_{11} + \text{ЧД}_{12} = 2.478 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{14} := \varnothing = 3.162 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{13} := \text{ЧД}_{12} + \text{ЧД}_{13} = 2.795 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{15} := \varnothing = 3.162 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{14} := \text{ЧД}_{13} + \text{ЧД}_{14} = 3.111 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{16} := \varnothing = 3.162 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{15} := \text{ЧД}_{14} + \text{ЧД}_{15} = 3.427 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{17} := \varnothing = 3.162 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{16} := \text{ЧД}_{15} + \text{ЧД}_{16} = 3.743 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{18} := \varnothing = 3.162 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{17} := \text{ЧД}_{16} + \text{ЧД}_{17} = 4.06 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{19} := \varnothing = 3.162 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{18} := \text{ЧД}_{17} + \text{ЧД}_{18} = 4.376 \times 10^6$	тыс.руб

Продолжение приложения А

Дисконтированный срок окупаемости - продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости с учётом дисконтирования, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остаётся положительным.

Дисконтированный срок окупаемости составит 3 года

*Рассчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

$$R_t := \frac{\Xi_t}{K} \cdot 100$$

$$R_1 := \frac{\Xi_1}{K_1} \cdot 100 = -20.648 \quad \%$$

$$R_2 := \frac{\Xi_2}{K_1} \cdot 100 = -60.648 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\Xi_3}{K_1} \cdot 100 = 37.581 \quad \%$$

Выводы: Срок окупаемости предложенного варианта составит менее 5 лет. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД > 1. Рентабельность проекта составит 37,6 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).