

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция подстанции Февральская напряжением 220/110/35/10 кВ в Амурской области

Исполнитель

студент группы 842-об1

подпись, дата

В.П. Лебедев

Руководитель

профессор, канд.техн.наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по безопасно-

сти и экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Н.Козлов

Благовещенск 2022

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

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

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Лебедева Владислава Павловича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция подстанции Февральская напряжением 220/110/35/10 кВ в Амурской области

(утверждено приказом от 15.03.22 № 506УЧ)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта): 1 июня 2022 г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: схема электрических соединений подстанции Февральская, схема прилегающей сети, суточные и годовые графики нагрузки, принципиальная структурная схема УШР

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): замена устаревшего коммутационного оборудования, ограничение перегрузки трансформаторного оборудования

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): план ОРУ-220 кВ, схема электрических соединений подстанции Февральская, результаты расчетов токов КЗ, схема прилегающей сети, анализ существующего участка сети

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

7. Дата выдачи задания: 16 марта 2022 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович,

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

профессор, канд. техн. наук

Задание принял к исполнению (дата): 16 марта 2022 г.

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 117 с., 5 рисунков, 37 таблиц, 17 источников.

РЕАКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, УПРАВЛЯЕМЫЙ ШУНТИРУЮЩИЙ РЕАКТОР, СТАБИЛИЗАЦИЯ НАПРЯЖЕНИЯ, ПОТЕРИ МОЩНОСТИ, НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

В работе исследованы возможности применения управляемого шунтирующего реактора на ПС Февральская 220/110/35/10 кВ в Амурской области с целью ограничения перетока реактивной мощности и повышения надежности приема и распределения электроэнергии.

Цель работы – установка управляемых шунтирующих реакторов на ОРУ-220 кВ и ОРУ-110 кВ на территории подстанции Февральская.

Анализ существующей схемы сети показал, что для снижения токовой нагрузки на автотрансформаторах ниже длительно допустимой необходимо ограничение нагрузки потребителей на 10 МВт. Принято решение установить управляемые шунтирующие реакторы на сторонах 220 и 110 кВ для ограничения загрузки трансформаторного оборудования.

Данная реконструкция позволит повысить качество и надежность электроэнергии, а так же понизить потери электроэнергии и, как следствие, затраты на эксплуатацию.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Анализ существующего участка сети ПС Февральская	9
1.1 Анализ режимов работы оборудования	9
1.2 Определение расчетных нагрузок подстанции	9
1.3 Расчет параметров суточных графиков электрических нагрузок	10
1.4 Расчет параметров годовых графиков электрических нагрузок	13
1.5 Анализ режима нормальной схемы сети	15
1.6 Обоснование темы выпускной квалификационной работы	19
2 Расчет токов короткого замыкания и максимальных рабочих токов	23
2.1 Расчет токов короткого замыкания	23
2.2 Расчет максимальных рабочих токов	34
2.2.1 Максимальные рабочие токи ОРУ 220 кВ	35
2.2.2 Максимальные рабочие токи ОРУ 110 кВ	36
2.2.3 Максимальные рабочие токи ОРУ 35 кВ	37
2.2.4 Максимальные рабочие токи КРУН 10 кВ	38
2.3 Расчет теплового импульса	39
3 Выбор оборудования	41
3.1 Выбор выключателей	41
3.2 Выбор разъединителей	65
3.3 Выбор ограничителей перенапряжения	68
3.4 Присоединение УШР к ОРУ	70
4 Релейная защита	72
4.1 Защита воздушной линии 220 кВ	72
4.2. Защита силового трансформатора	83
5 Срок окупаемости проекта реконструкции подстанции	92
5.1 Расчёт капиталовложений	92
5.2 Расчет эксплуатационных издержек	93

5.3 Расчет чистой прибыли проекта	96
6 Безопасность и экологичность	98
6.1 Безопасность	98
6.2 Экологичность	109
6.3 Чрезвычайные ситуации	112
Заключение	115
Список литературы	116

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВН – высокое напряжение;

ГЗ – газовая защита;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ПКЭ – показатель качества электроэнергии;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

СН – среднее напряжение;

ТН – трансформатор напряжения;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

ТТ – трансформатор тока;

УШР – управляемый шунтирующий реактор.

ВВЕДЕНИЕ

ПС 220 кВ Февральская располагается в Селемджинском районе Амурской области и обеспечивает:

- 1) питание Тындинского отделения Дальневосточной железной дороги;
- 2) питание потребителей Селемджинского района (население, лесозаготовки, золотодобывающие прииски и рудники);

Через ПС Февральская осуществляется связь Южно – Якутского энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия), Зейской ГЭС, ПС 500 кВ Амурская с энергосистемой Хабаровского края и ЕАО.

ПС Февральская является центром питания сетей 110 кВ в Восточном энергорайоне Амурской области. От шин 110 кВ ПС Февральская питаются подстанции Коболдо, Стойба, Маломыр, Селемджинск, Албын, Рудная.

От шин 35 кВ рассматриваемой ПС питаются подстанции Драгошевск, Исса.

К шинам 10 кВ подключены котельная, депо, водозабор, производственные базы Лес, Рудник, городская нагрузка, поселок.

Основные потребители Восточного энергорайона, такие как предприятия золотодобывающей промышленности, рудники, негативно влияют на качество электроэнергии, являясь источниками несинусоидальности, не симметрии и колебаний напряжения.

Подстанция 220 кВ Февральская имеет в своем составе ОРУ-220 кВ, ОРУ-110 кВ, ОРУ-35 кВ, КРУН-10 кВ.

ОРУ-220 кВ и ОРУ-110 кВ выполнено по схеме «Две рабочие системы шин и обходная система шин». На ОРУ-220 кВ установлены масляные трехполюсные выключатели типа У-220/2000-25 У1. В ОРУ-110 кВ – масляные трехполюсные типа МКП-110.

Система собственных нужд ~ 380/220В на подстанции выполнена по системе TN-C. Питание приводов элегазовых выключателем 220кВ и обогрев шкафов в ОРУ-220 и 110 кВ осуществляется от сети с.н. ~ 380/220В, питание

приводов выключателей У-220 и МКП-110 – от сети =220В. Оперативный ток =220В.

Защита изоляции оборудования 220кВ от коммутационных и грозовых перенапряжений обеспечена ограничителями перенапряжения типа ОПН-220/146-10(II)IV УХЛ1 и ОПН-220/157-10(II)IV УХЛ1, установленными со стороны 220 кВ в цепях силовых автотрансформаторов.

Защита ОРУ-220кВ от прямых ударов молнии выполнена отдельно стоящими молниеотводами высотой 46 м, а также молниеотводами, установленными на стойках ячейковых порталов, высотой 30,5 м.

ОРУ-35 кВ выполнено по схеме «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин» (№ 35-9). КРУН-10 кВ выполнено по схеме «Одна, секционированная выключателем, система шин» (№ 10-1).

Электрическая связь распределительных устройств (РУ) разных классов напряжения осуществляется силовыми автотрансформаторами и трансформаторами:

- АДЦТН-63000/220/110/35 У1 – 1 шт. (АТ-1);
- АДЦТН-63000/220/110/35 У1 – 1 шт. (АТ-2);
- ТДТН-25000/110/35/10 – 2 шт. (Т-3, Т-4).

На стороне 35 кВ АТ-1, АТ-2 установлены шунтирующие реакторы типа РТД-20000/35-У1 мощностью 20 Мвар.

Присоединения ОРУ 220кВ:

- 1) ВЛ-220 кВ Февральская – Тунгала;
- 2) ВЛ-220 кВ Февральская – Новокиевка с отпайкой на ПС 220 кВ Уландочка;
- 3) ВЛ-220 кВ Февральская – Этеркан;
- 4) ВЛ-220 кВ Февральская – Рудная.

1. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО УЧАСТКА СЕТИ ПОДСТАНЦИИ ФЕВРАЛЬСКАЯ

1.1 Анализ режимов работы оборудования

На первом этапе работы были изучены и проанализированы результаты контрольных замеров загрузки автотрансформаторов, установленных на подстанции. Их загрузка равна:

- за лето 2020 г – $23+j21$ и $23+j20$ МВА;
- за зиму 2020 г – $24+j22$ и $23+j21$ МВА;
- за лето 2021 г – $24+j21$ и $23+j21$ МВА;
- за зиму 2021 г – $25+j22$ и $24+j22$ МВА.

В 2020 году введена в эксплуатацию подстанция Рудная напряжением 220 кВ мощностью 17 МВт (реактивная мощность составляет 7 МВАр). Подключение к подстанции Февральская осуществляется по ВЛ-220 кВ «ПС Февральская – ПС Рудная» и ВЛ-110 кВ. Таким образом, в случае аварийного отключения автотрансформатора загрузка оставшегося в работе составит $65+j28$ МВА на зиму 2021 г и $61+j25$ на лето 2021 г.

На ОРУ-35 кВ подстанции Февральская установлены шунтирующие реакторы, их мощность составляет 2×20 МВАр. Реакторы потребляют зарядную мощность ВЛ 220 кВ, которая протекает через автотрансформаторы, тем самым нагружает их дополнительным током. Максимальная длительно допустимая токовая нагрузка автотрансформаторов равна 150 А.

1.2 Определение расчетных нагрузок подстанции

При выполнении электрических расчетов характерных режимов и анализа рабочих сетей требуются данные о графиках электрических нагрузок. Электрическая нагрузка характеризует потребление электроэнергии отдельными приемниками. Она может представляться графически, аналитически или в таблич-

ном виде, причем наиболее наглядным является графическое изображение. Регистрировать изменение нагрузки во времени можно самопишущим прибором. В условиях эксплуатации изменения нагрузки по активной и реактивной мощностям во времени записывают, как правило, в виде ступенчатой кривой по показаниям счетчиков активной и реактивной энергии, снятым через одинаковые определенные интервалы времени. Данные кривые изменений активной и реактивной мощности и тока во времени называют графиками нагрузок по активной, реактивной мощности и по току.

1.3 Расчет параметров суточных графиков электрических нагрузок

Реальные суточные графики преобразовываются в эквивалентные ступенчатые графики нагрузок, только в нашем случае берется не одно значение максимума, а несколько высоких значений в разные часы суток. По полученным эквивалентным графикам ведется дальнейший расчет параметров нагрузок.

Суточный расход активной и реактивной электроэнергии находится по выражениям соответственно, кВт·ч, квар·ч:

$$W_c^P = \sum_{i=1}^{24} P_i t_i, \quad (1)$$

$$W_c^Q = \sum_{i=1}^{24} Q_i t_i, \quad (2)$$

где P_i – активная мощность на i -той ступени суточного графика, кВт;

Q_i – реактивная мощность на i -той ступени суточного графика, квар;

t_i – продолжительность i -той ступени суточного графика, час;

2) среднесуточная активная и реактивная нагрузка соответственно определяется выражениями соответственно, кВт, квар:

$$P_{\text{срс}} = \frac{W_c^P}{t_c}; \quad (3)$$

$$Q_{\text{срс}} = \frac{W_c^Q}{t_c}, \quad (4)$$

где t_c – продолжительность суток – 24 часа;

3) коэффициенты заполнения $K_{\text{зг}}$ графиков активной и реактивной нагрузок, которые показывают степень неравномерности графиков работы установки, рассчитываются по формулам соответственно, о.е.:

$$K_{\text{зг}}^P = \frac{P_{\text{срс}}}{P_{\text{max}}}, \quad (5)$$

$$K_{\text{зг}}^Q = \frac{Q_{\text{срс}}}{Q_{\text{max}}}, \quad (6)$$

где P_{max} – максимальное значение активной нагрузки на графике, кВт;

Q_{max} – максимальное значение реактивной нагрузки на графике, кВАр.

Результаты расчета параметров суточных графиков электрических нагрузок сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Результаты расчета показателей суточных графиков электрических нагрузок

Суточный расход энергии W_c				Среднесуточная нагрузка ка				Коэффициент заполнения графика нагрузки $K_{зг}$			
активная W^P , кВт*час		реактивная W^Q , квар*час		активная $P_{срс}$, кВт		реактивная $Q_{срс}$, квар		активная		реактивная	
зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето
22348	10500	2800	2800	931	438	117	117	0,8	0,6	0,7	0,7

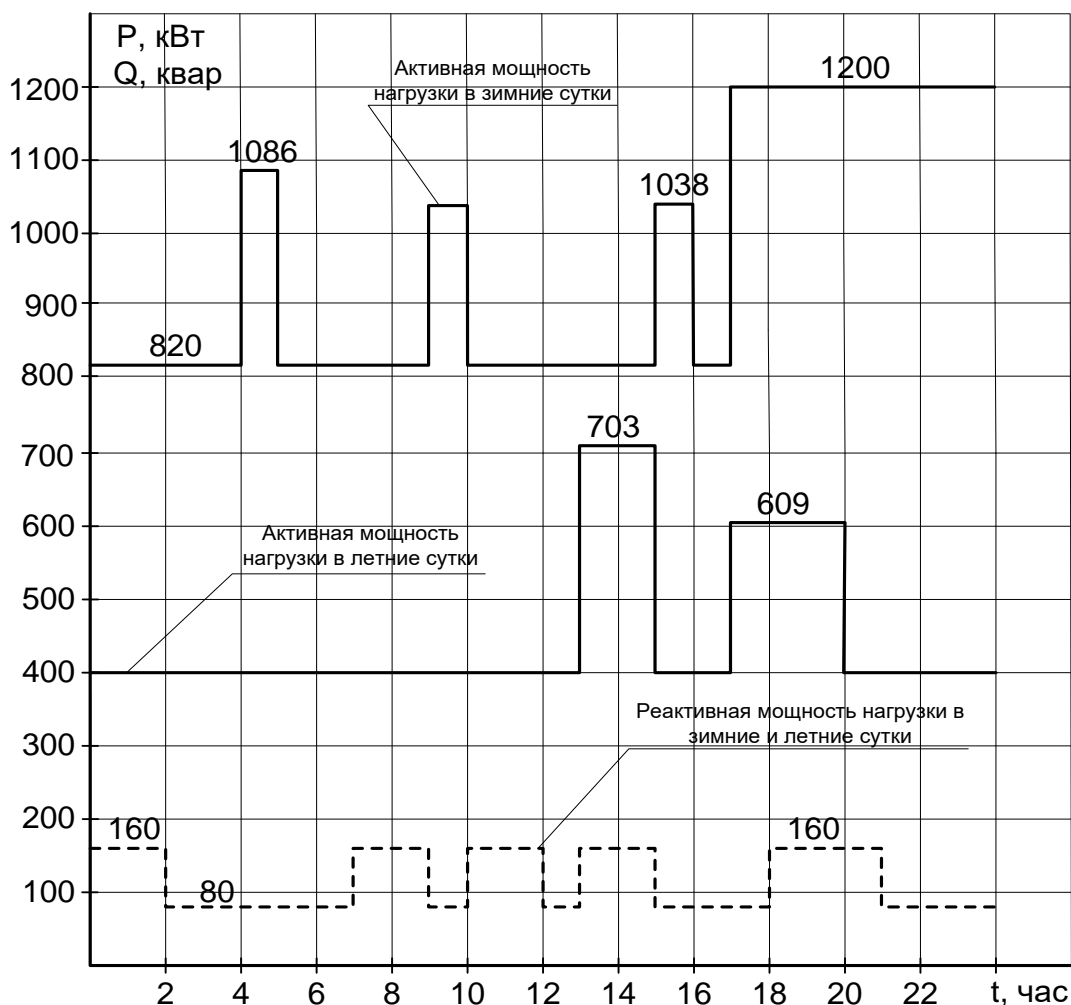


Рисунок 1 – Эквивалентный суточный график электрической нагрузки РПП-10/0,4 на станции Февральск

1.4 Расчет параметров годовых графиков электрических нагрузок

Годовой график по продолжительности нагрузок показывает длительность работы подстанции в течение года с различными нагрузками. Нагрузки на графике располагают в порядке их убывания и могут относиться к активной, реактивной и полной мощности или току. Предполагается, что по зимнему графику потребитель работает 213 суток, а по летнему – в течение 152 суток.

По годовому графику электрических нагрузок определяются:

1) годовое потребление активной и реактивной электроэнергии по выражениям соответственно, кВт·ч, квар·ч:

$$W_{\Gamma}^P = \sum_{i=1}^n P_i T_i, \quad (7)$$

$$W_{\Gamma}^Q = \sum_{i=1}^n Q_i T_i, \quad (8)$$

где $T_i = t_{iz} \cdot n_z + t_{il} \cdot n_l$;

t_{iz}, t_{il} – продолжительности ступеней на зимнем и летнем графиках электрических нагрузок, час;

n_z, n_l – количество зимних и летних суток в году;

2) продолжительность использования максимальной нагрузки T_{max} , час.

Время максимальной нагрузки находится графическим способом из годового графика нагрузок. Площадь, ограниченная ступенчатой кривой $P(t)$ и координатными осями, в определенном масштабе представляет собой количество полученной потребителем электроэнергии, кВт·ч:

$$W_{\Gamma} = \int_0^{8760} P(t) dt. \quad (9)$$

Если заменить эту площадь равнозначной площадью в виде прямоугольника со сторонами P_{\max} и T_{\max} , то выражение можно представить в виде, кВт·ч:

$$W_{\Gamma} = P_{\max} T_{\max} . \quad (10)$$

Поэтому график нагрузки удобно характеризовать показателем, который называется временем использования максимальной нагрузки T_{\max} , час. Время использования максимальной нагрузки T_{\max} , – условное время, в течение которого линия, работая с максимальной нагрузкой, передала бы такое количество энергии, как и при работе по действительному графику за год.

3) Активная максимальная нагрузка подстанции, кВт определяется по выражению:

$$P_{\max} = \frac{W_{\Gamma}^P}{T_{\max}} . \quad (11)$$

4) Реактивная максимальная нагрузка подстанции, квар:

$$Q_{\max} = \frac{W_{\Gamma}^Q}{T_{\max}} . \quad (12)$$

5) Полная максимальная нагрузка подстанции, кВА:

$$S_{\max} = \sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2} . \quad (13)$$

Результаты расчетов параметров годового графика нагрузок сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Результаты расчетов по годовому графику электрических нагрузок

Годовое потребление электроэнергии W_{Γ}		Продолжительность использования максимальной нагрузки T_{\max} , час		Максимальная нагрузка подстанции		
Активной W_2^P , кВт·ч	Реактивной W_2^Q , кВАр·ч	Активной P_{\max}	Реактивной Q_{\max}	Активная P_{\max} , кВт	Реактивная Q_{\max} , кВАр	Полная S_{\max} , кВА
6554562	1022000	5040	6280	1300	163	1311

1.5. Анализ режима нормальной схемы сети

Анализ режима нормальной схемы сети на уровне 2021 года с включенными на ПС Февральская существующими реакторами напряжением 35 кВ показал, что недопустимых превышений напряжения на шинах 220кВ подстанций в районе размещения ПС 220 кВ Февральская не наблюдалось. При этом зафиксировано напряжение на ПС 220кВ Уландочка 242 кВ, на остальных подстанциях ниже.

Иная ситуация наблюдается при отключении реакторов на шинах 35 кВ ПС Февральская. На шинах ПС Февральская наблюдается напряжение 250 кВ, ПС Уландочка - 249 кВ, что выше длительно допустимого рабочего напряжения более чем на 3%, что грозит возможным повреждением оборудования. Следовательно, предполагается установка управляемого шунтирующего реактора (УШР) для плавного регулирования уровня напряжения.

Для выбора оптимальной мощности УШР произведен расчет различных режимов летнего минимума (период с наименьшими перетоками по ВЛ-220 кВ и ВЛ-110 кВ и наиболее высокими уровнями напряжения на шинах 220 кВ и 110 кВ подстанций) с поочередной установкой на шинах ПС 220 кВ Февральская реакторов различной мощности. Значения уровней напряжения на шинах 220 кВ и 110 кВ подстанций в районе размещения ПС 220 кВ Февральская приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Напряжения на шинах ПС 220 кВ в районе размещения ПС 220 кВ Февральская в различных режимах летнего минимума

Наименование ПС	Напряжение на шинах подстанций 220 кВ при различных вариантах включения реакторов на ПС 220 кВ Февральская, кВ									
	Нормальная схема, летний минимум					Холостой ход ВЛ-220 кВ Февральская - Рудная		Откл. ВЛ на уч-ке Февральская - Уландочка		
	Откл. ШПР 35 кВ	Включен УШПР 220 кВ мощностью, МВАр								
	20	40	63	80	100	63	80	63	80	
Февральская	250	245	240	234	230	224	240	233	222	212
Тунгала	246	243	240	236	233	230	233	233	228	222
Призейская	242	240	239	237	236	234	236	226	233	230
Этеркан	247	244	240	236	233	228	238	233	227	220
Уландочка	249	245	242	237	234	230	239	234	242	242
Новокиевка	244	243	241	238	237	235	239	237	241	241
Амурская	239	238	238	238	237	237	238	237	238	238
Рудная	249	247	242	240	239	237	240	234	225	220

Таблица 4 – Напряжения на шинах ПС 110 кВ в районе размещения ПС 220 кВ Февральская в различных режимах летнего минимума

Наименование ПС	Напряжение на шинах подстанций 110 кВ при различных вариантах включения реакторов на ПС 220 кВ Февральская, кВ							
	Нормальная схема, летний минимум				Холостой ход ВЛ-110 кВ Февральская - Рудная		Откл. ВЛ на уч-ке Февральская - Стойба	
	Откл. ШПР 35 кВ	Включен УШПР 110 кВ мощностью, МВАр						
	20	25	40	25	40	25	40	
Февральская	130	126	125	121	123	121	118	117
Коболдо	129	127	123	120	122	120	117	116
Стойба	128	127	123	122	121	120	117	116
Маломыр	129	127	124	121	122	119	116	115
Селемджинск	129	128	124	120	121	120	118	116
Рудная	130	128	125	122	123	121	120	117

Как видно из таблиц принятому условию не превышения уровней напряжения 242 кВ на шинах ПС 220 кВ Февральская удовлетворяют реакторы мощностью 40, 63, 80 и 100 МВАр; условию не превышения уровней напряжения 126 кВ на шинах подстанции Февральская – реакторы мощностью 25 и 40 МВАр.

Примем во внимание установку управляемого шунтирующего реактора на подстанции 220 кВ Призейская и придем к выводу, что оптимальной мощностью реакторов будет 63 МВАр для уровня напряжения 220 кВ и 25 МВАр для уровня напряжения 110 кВ.

Уровни напряжений в режиме зимнего максимума в районе размещения ПС 220 кВ Февральская приведены в таблицах 5 и 6.

Таблица 5 – Напряжения на шинах ПС 220 кВ в районе размещения ПС Февральская в различных режимах зимнего максимума

Наименование ПС	Напряжение на шинах подстанций 220 кВ при различных вариантах включения реакторов на ПС 220 кВ Февральская, кВ					
	Нормальная схема, зимний максимум		Холостой ход ВЛ Февральская -Рудная		Откл. ВЛ на участке Февральская- Уландочка	
	Включен УШР 220 кВ мощностью, в МВАр					
	63	80	63	80	63	80
Февральская	227	221	225	217	207	недопустимое снижение напряжения без регулирования УШР
Тунгала	234	230	240	240	221	
Призейская	239	237	242	242	233	
Этеркан	227	223	223	217	212	
Уландочка	231	227	227	222	240	
Новокиевка	234	232	232	229	239	
Амурская	237	236	236	236	237	
Рудная	237	231	230	225	219	

Таблица 6 – Напряжения на шинах ПС 110 кВ в районе размещения ПС Февральская в различных режимах зимнего максимума

Наименование ПС	Напряжение на шинах подстанций 110 кВ при различных вариантах включения реакторов на ПС 220 кВ Февральская, кВ					
	Нормальная схема, летний минимум		Холостой ход ВЛ-110 кВ Февральская - Рудная		Откл. ВЛ на уч-ке Февральская - Стойба	
	Включен УШР 110 кВ мощностью, МВАр					
	25	40	25	40	25	40
Февральская	126	121	123	121	118	недопустимое снижение напряжения без регулирования УШР
Коболдо	127	120	122	120	117	
Стойба	127	122	121	120	117	
Маломыр	127	121	122	119	116	
Селемджинск	128	120	121	120	118	
Рудная	128	122	123	121	120	

Как видно из результатов расчета реакторы мощностью 63 МВАр и 25 МВАр выбраны правильно.

Дополнительно велся контроль уровней напряжения на смежных подстанциях 220 кВ, с точки зрения не превышения на них уровня напряжения выше 242 кВ за счет применения УШР 220 кВ на ПС 220 кВ Февральская.

Повышение напряжения выше наибольшего длительно допустимого на шинах 220 кВ ПС Февральская происходит за счет избыточной генерации реактивной мощности ВЛ-220 кВ, находящимися в районе размещения ПС 220 кВ Февральская. Поэтому наиболее высокие уровни напряжения будут при работе всех ВЛ-220 кВ

Отключение одной или нескольких ВЛ-220 кВ является одним из средств снижения напряжения.

Для получения наиболее тяжелого нормального режима минимальных нагрузок 2019 года с наиболее высоким уровнем напряжения в районе размещения ПС 220 кВ Февральская приняты напряжения на шинах ПС 500 кВ Амурская и Зейской ГЭС равными 242 кВ. При этом в нормальном режиме

напряжение на шинах ПС Февральская равно 235 кВ при установке УШР мощностью 63 МВАр, на остальных ПС не превышают 241 кВ.

Из ремонтных и послеаварийных режимов наиболее высокие уровни напряжения на шинах ПС Февральская при указанных условиях будут при холостом ходе ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала (линия под напряжением и без нагрузки на ПС Тунгала), напряжение на ПС Февральская равно 240 кВ, а на холостом конце ВЛ 220 кВ Февральская - Тунгала – 244 кВ.

Также рассмотрены режимы одностороннего отключения каждой из ВЛ 220 кВ, подходящих к ПС 220 кВ Февральская. Наиболее тяжелый режим наблюдается при отключении участка ВЛ 220 кВ Новокиевка-Февральская с отпайкой на ПС 220 кВ Уландочка – питание ПС 220 кВ Уландочка от ПС 500 кВ Амурская, что и отражено в таблице.

По результатам расчетов максимальная используемая мощность УШР для поддержания допустимых уровней напряжения на ПС 220 кВ Февральская с учетом поддержания уровней напряжения на смежных подстанциях в районе 242 кВ и 126 кВ и ниже составляет 63 МВАр и 25 МВАр. Это говорит об эффективном использовании выбранных реакторов.

Таким образом, предложен управляемый подмагничиванием, шунтирующий реактор УШРТД-63000/220 УХЛ1 и управляемый шунтирующий реактор РТУ-25000/110 УХЛ1.

1.6 Обоснование темы выпускной квалификационной работы.

Основываясь на собранной и проанализированной информации, была выбрана тема ВКР: «Реконструкция подстанции Февральская напряжением 220/110/35/10 кВ в Амурской области».

Основные потребители Восточного энергорайона, такие как предприятия золотодобывающей промышленности, рудники, негативно влияют на качество электроэнергии, являясь источниками несинусоидальности, не симметрии и колебаний напряжения.

При проведении ремонтных работ автотрансформаторов в летнее время года, нагрузка работающего достигнет значения 175 А. Это значение превышает длительно допустимое на 15 %.

Делаем вывод, что для снижения максимальной нагрузки автотрансформаторов на подстанции Февральская ниже длительно допустимых значений необходимо ограничить нагрузку потребителей на величину 10 МВт.

Необходима установка управляемых шунтирующих реакторов на ОРУ-220 и ОРУ-110 кВ для ограничения перегрузки коммутационного оборудования, что позволит избежать загрузки автотрансформатора подстанции дополнительной реактивной мощностью.

Установка УШР-220 кВ и 110 кВ на подстанции необходима для поддержания стабильности напряжения на шинах 220 кВ и 110 кВ в условиях резко переменной, нелинейной и несимметричной нагрузки.

В настоящее время ОРУ 220 кВ подстанции выполнено по схеме «Две рабочие системы шин с обходной системой шин». Существующая схема имеет недостаток, заключающийся в совмещении на одном выключателе функций секционного и обходного выключателя. Сейчас такие схемы не рекомендуются к применению из-за недостаточной надежности. Для существующей схемы рассмотрены два варианта схемы подключения УШР-63000/220 к шинам ОРУ 220 кВ:

Вариант № 1: УШР подключается через один выключатель и два разъединителя к первой и второй секциям рабочей системы шин (аналогично подключению трансформатора в схеме № 220-13).

Вариант № 2: подключение УШР к обеим секциям шин через развилку выключателей.

Рассмотрены характерные особенности этих вариантов:

Вариант № 1 дешевле, т.к. предполагает установку одного выключателя и трех разъединителей. Его недостатком является возможная потеря реактора во время оперативных переключений, либо отключение от одной из секций шин. При отдельной работе секций шин на ПС Февральская и подключении реакто-

ра ко 2 секции на ней напряжение становится равным 232 кВ, а на 1 секции – 245 кВ, на остальных ПС – в допустимых пределах. В такой же ситуации, но при включении реактора на 1 секции напряжения на шинах ПС держатся в допустимых пределах. При КЗ на одной из секций шин и подключении реактора к другой секции шин напряжения держатся в допустимых пределах. При потере реактора напряжение на шинах ПС 220 кВ Февральская повышается выше допустимых значений

Вариант № 2 дороже, т.к. подключение УШР-220 кВ через два выключателя увеличивает стоимость оборудования, за счет увеличения числа выключателей. В этом случае требуется установка двух выключателей и четырех разъединителей. Этот вариант позволяет не отключать УШР-220 кВ при отключении одной из секций при ее повреждении или работе УРОВ или ДЗШ. В данном варианте УШР будет подключен к шинам 220 кВ во всех возможных схемно-режимных ситуациях. По результатам расчета послеаварийных режимов видно, что при аварийном отключении одной из секций шин и ее электрическом отделении от другой рабочей секции реактор обеспечит напряжение на оставшейся в работе секции шин в допустимых пределах. Аналогично при отдельной работе секций шин и при выводе в ремонт любой из секций шин.

Для обеспечения возможности работы УШР-220 кВ при ремонте секции шин 220 кВ принято решение подключать УШР через шинные разъединители к 1 и 2 секциям шин 220 кВ по схеме 220-13. В нормальной схеме УШР-220 кВ должен быть подключен к 1 секции 220 кВ, так как при отдельной работе шин напряжение на ней выше. В предлагаемом варианте даже при отдельной работе секций 220 кВ (при отключении СОВ-220) напряжение на первой секции шин 245 кВ, а на второй – 232 кВ, что допустимо для ремонтного режима.

Дополнительно рассматривая вариант отключения 1 секции 220 кВ вследствие ее повреждения или работы УРОВ, возможна фиксация УШР на 2 секцию 220 кВ. Соответственно, цепи напряжения и РЗ УШР должны быть тогда в оперативном порядке переведены на ТН-220 2С.

При выводе СОВ-220 кВ в ремонт, до его отключения, в некоторых режимных ситуациях возможно включение обоих разъединителей ячейки УШР, тем самым жестко объединяя обе секции 220 кВ. Недостатком такого варианта является полное погашение ПС 220 кВ Февральская от действия УРОВ, при отказе любого из выключателей 220 кВ во время КЗ на присоединении 220кВ, либо от действия ДЗШ 220 кВ. Преимущество такого варианта заключается в стабилизации напряжения на всех секциях 220 кВ на ПС Февральская.

2 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И МАКСИМАЛЬНЫХ РАБОЧИХ ТОКОВ

2.1 Расчёт токов короткого замыкания и мощности КЗ.

Выполним расчет токов КЗ, ударного тока и мощности КЗ для проверки правильности предложенного к установке оборудования. Расчетная схема подстанции приведена на рисунках 2 и 3.

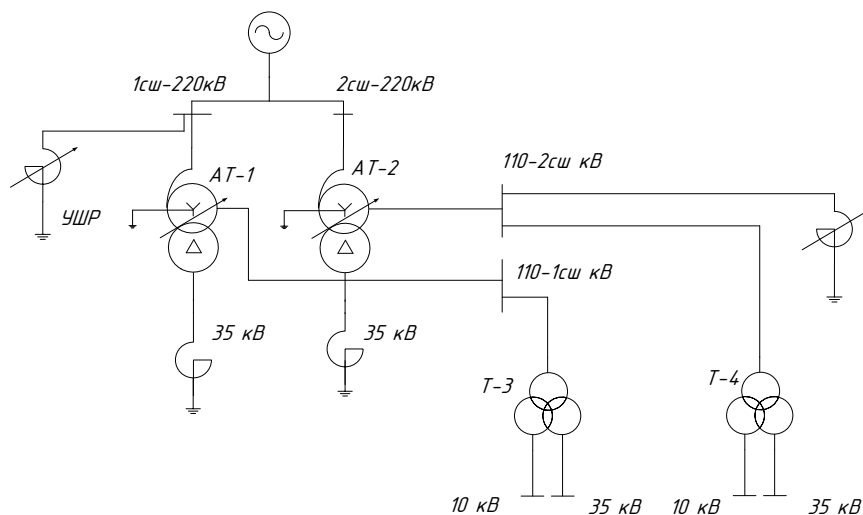


Рисунок 2 – Расчетная схема подстанции

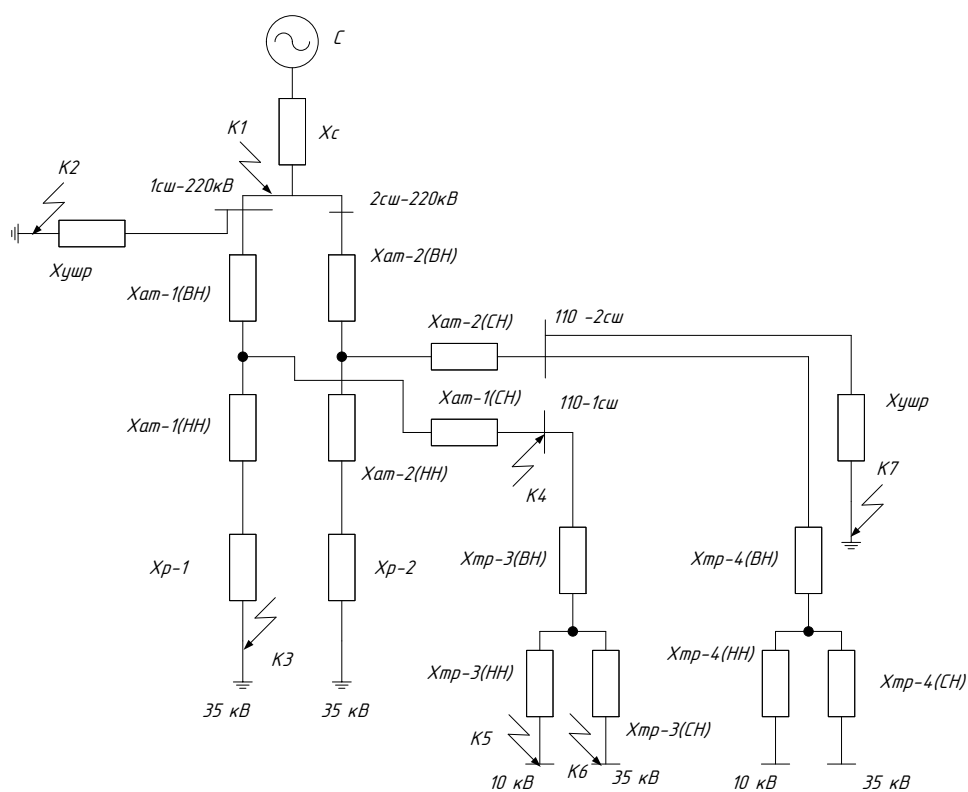


Рисунок 3 – Расчетная эквивалентная схема подстанции

Все последующие расчеты будем вести в относительных единицах.

Определяем сопротивление источника питания по формуле:

$$X_c = \frac{S_6}{S_{кз}}, \quad (14)$$

где S_6 – базисная мощность. Условно примем равной 100 МВА.

Адаптируем формулу (14) для определения сопротивления обмоток силовых трансформаторов:

$$x_{AT_{BH}} = \frac{u_{KBH}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_H}, \quad (15)$$

$$x_{AT_{CH}} = \frac{u_{KCH}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_H}, \quad (16)$$

$$x_{AT_{HH}} = \frac{u_{KHH}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_H}, \quad (17)$$

$$x_{T_{BH}} = \frac{u_{KBH}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_H}, \quad (18)$$

$$x_{T_{CH}} = \frac{u_{KCH}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_H}, \quad (19)$$

$$x_{T_{HH}} = \frac{u_{KHH}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_H}, \quad (20)$$

где u_{KBH} , u_{KCH} , u_{KHH} – напряжения КЗ обмоток трансформаторов;

S_H – номинальная мощность трансформаторов, МВА.

$$U_{KB} = \frac{1}{2}(U_{KBH-CH} + U_{KBH-HH} - U_{KCH-HH}), \quad (21)$$

$$U_{KC} = \frac{1}{2}(U_{KBH-CH} + U_{KCH-HH} - U_{KBH-HH}), \quad (22)$$

$$U_{KH} = \frac{1}{2}(U_{KBH-CH} + U_{KCH-HH} - U_{KBH-CH}), \quad (23)$$

где U_{KBH-CH} , U_{KBH-HH} , U_{KCH-HH} – значения напряжений КЗ между обмотками силового трансформатора, %. Данные значения берем из паспортных данных трансформаторов и автотрансформаторов.

Определяем ток базисный по формуле:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{CP}}, \quad (24)$$

где U_{CP} – значение среднего напряжения в точке КЗ, кВ.

Далее определяем сверхпереходной ток в точке КЗ по выражению:

$$I'' = \frac{I_B}{x_{резБ}}, \quad (25)$$

где $x_{резБ}$ – значение результирующего относительного базисного сопротивления в точке КЗ.

Определяем мощность КЗ по выражению:

$$S_K = \frac{S_B}{x_{резБ}} . \quad (26)$$

Значение ударного тока находим по выражению:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I'' , \quad (27)$$

где k_y – значение ударного коэффициента. Данный коэффициент показывает отношение ударного тока КЗ к амплитуде периодического тока КЗ.

Ниже приведены расчеты значений для всех точек короткого замыкания.

Точка К-1:

Определяем сопротивление системы:

$$X_c = \frac{100}{880} = 0,114 \text{ о.е.}$$

Определяем базисный ток:

$$I_0 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,251 \text{ кА} .$$

Определяем сверхпереходной ток:

$$I'' = \frac{0,251}{0,115} = 2,182 \text{ кА} .$$

Определяем мощность короткого замыкания:

$$S_{кз} = \frac{100}{0,114} = 877 \text{ МВА} .$$

Пренебрегаем активным сопротивлением, так как его значение мало.
Ударный коэффициент принимаем равным 1,8.

Определяем ударный ток:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 2,183 = 5,6 \text{ кА} .$$

Точка К2:

Определяем сопротивление системы:

$$X_{к2} = X_C + X_{ушр} = 0,114 + 30 = 230,114 .$$

Сопротивление управляемого шунтирующего реактора равно 230 Ом.

Определяем базисный ток:

$$I_B = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,251 \text{ кА} .$$

Определяем сверхпереходной ток:

$$I'' = \frac{0,251}{230,114} = 0,00109 \text{ кА} .$$

Определяем мощность КЗ:

$$S_{кз} = \frac{100}{230,114} = 0,43 \text{ МВА} .$$

Определяем ударный ток:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 0,0109 = 0,00421 \text{ кА} .$$

Точка КЗ:

Определяем сопротивление системы:

$$X_{КЗ} = X_C + X_{АТВН} + X_{АТНН} + X_P .$$

Автотрансформатор:

$$U_{КАТ(ВН)} = \frac{1}{2} \cdot (35 + 11 - 22) = 12 \% ,$$

$$U_{КАТ(СН)} = \frac{1}{2} \cdot (11 + 22 - 35) = 1 \% ,$$

$$U_{КАТ(НН)} = \frac{1}{2} \cdot (35 + 22 - 11) = 23 \% ,$$

Трансформатор:

$$U_{КТ(ВН)} = \frac{1}{2} \cdot (17,46 + 10,04 - 6,53) = 10,485 \% ,$$

$$U_{КТ(СН)} = \frac{1}{2} \cdot (10,04 + 6,53 - 17,46) = 0,445 \% ,$$

$$U_{KT(HH)} = \frac{1}{2} \cdot (17,46 + 6,53 - 10,04) = 6,975 \%,$$

Определяем сопротивления обмоток.

Автотрансформатор:

$$X_{ATBH} = \frac{12}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,2 \text{ ,}$$

$$X_{ATCH} = \frac{1}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,015 \text{ ,}$$

$$X_{ATHH} = \frac{23}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,4 \text{ .}$$

Трансформатор:

$$X_{TBH} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,42 \text{ ,}$$

$$X_{TCH} = \frac{0,45}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,018 \text{ ,}$$

$$X_{THH} = \frac{7}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,28 \text{ .}$$

$$X_{K3} = 0,115 + 0,2 + 0,4 + 0 = 0,715 \text{ .}$$

Определяем базисный ток:

$$I_B = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 1,5 \text{ кА} .$$

Определяем сверхпереходной ток:

$$I'' = \frac{1,5}{0,715} = 2,098 \text{ кА} .$$

Определяем мощность короткого замыкания:

$$S_{кз} = \frac{100}{0,715} = 140 \text{ МВА} .$$

Пренебрегаем активным сопротивлением, так как его значение мало.

Ударный коэффициент принимаем равным 1,8.

Определяем ударный ток:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 2,098 = 5,34 \text{ кА} .$$

Точка К4:

$$X_{К4} = X_C + X_{АТВН} + X_{АТСН} = 0,114 + 0,2 + 0,016 = 0,33 .$$

Определяем базисный ток:

$$I_B = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 114} = 0,5 \text{ кА} .$$

Определяем сверхпереходной ток:

$$I'' = \frac{0,5}{0,33} = 1,51 \text{ кА} .$$

Определяем мощность короткого замыкания:

$$S_{кз} = \frac{100}{0,33} = 303 \text{ МВА} .$$

Определяем ударный ток:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 1,51 = 2,72 \text{ кА} .$$

Точка К5:

$$X_{K5} = X_C + X_{ATBH} + X_{ATCH} + X_{TBH} + X_{TНН} ,$$

$$X_{K5} = 0,114 + 0,2 + 0,116 + 0,41 + 0,28 = 1,12 .$$

Определяем базисный ток:

$$I_B = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,12} = 5,5 \text{ кА} .$$

Определяем сверхпереходной ток:

$$I'' = \frac{5,5}{1,12} = 5 \text{ кА} .$$

Определяем мощность короткого замыкания:

$$S_{K3} = \frac{100}{1,12} = 89,28 \text{ МВА} .$$

Определяем ударный ток:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 5 = 12,73 \text{ кА} .$$

Точка К6:

$$X_{K6} = X_C + X_{ATBH} + X_{ATCH} + X_{TBH} + X_{TCH} ,$$

$$X_{K6} = 0,114 + 0,2 + 0,016 + 0,41 + 0,02 = 0,76 .$$

Определяем базисный ток:

$$I_B = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 1,49 \text{ кА} .$$

Определяем сверхпереходной ток:

$$I'' = \frac{1,49}{0,76} = 1,96 \text{ кА} .$$

Определяем мощность короткого замыкания:

$$S_{кз} = \frac{100}{0,76} = 132 \text{ МВА} .$$

Определяем ударный ток:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 1,96 = 4,99 \text{ кА} .$$

Точка К7:

Определяем сопротивление системы:

$$X_{к7} = X_C + X_{шп} = 0,114 + 150 = 150,114 .$$

Сопротивление управляемого шунтирующего реактора равно 150 Ом.

Определяем базисный ток:

$$I_B = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 114} = 0,5 \text{ кА} .$$

Определяем сверхпереходной ток:

$$I'' = \frac{0,5}{150,114} = 0,00333 \text{ кА} .$$

Определяем мощность короткого замыкания:

$$S_{кз} = \frac{100}{150,114} = 0,667 \text{ МВА} .$$

Определяем ударный ток:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 0,00333 = 0,00848 \text{ кА} .$$

Таблица 9 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка кз.	U _{ср} , кВ	x(z) _{рез.кб}	I'', кА	S _к , МВ·А	k _у	i _у , кА
K ₁	230	0,115	2,183	869,6	1,8	5,6
K ₂	230	227,115	0,00117	0,44	1,8	0,00433
K ₃	38,5	0,675	2,652	148,15	1,8	6,75
K ₄	110	0,321	1,56	311,53	1,8	3,97
K ₅	10,5	1,02	5,14	98,04	1,8	13,75
K ₆	38,5	0,759	2,36	131,75	1,8	6
K ₇	115	150,115	0,00334	0,67	1,8	0,00876

2.2 Максимальные рабочие токи

Расчет максимальных рабочих токов подстанции производим по выражениям:

Максимальный рабочий ток питающих вводов подстанции:

$$I_{MAX} = \frac{K_{TP} \cdot n \cdot S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} , \quad (28)$$

где K_{TP} - коэффициент, который учитывает транзит мощности через шины ОРУ, равен 1,5;

S_H - номинальная мощность трансформаторов, кВА;

n - количество трансформаторов, подключенных к сборным шинам;

U_H - номинальное напряжение на вводе подстанции, кВ.

Максимальный рабочий ток вводов силовых трансформаторов, автотрансформаторов и вводов РУ определяем по выражению:

$$I_{MAX} = \frac{K_{II} \cdot S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (29)$$

где K_{II} - коэффициент перегрузки трансформатора/автотрансформатора, равен 1,5.

Максимальный рабочий ток сборных шин находим по формуле:

$$I_{MAX} = \frac{K_{II} \cdot K_{PH} \cdot S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (30)$$

где K_{PH} - коэффициент распределения нагрузки по сборным шинам, равен 0,7.

2.2.1 Максимальные рабочие токи ОРУ 220 кВ.

Максимальный рабочий ток фидеров:

$$I_{MAX} = \frac{K_{II} \cdot S_{HФ}}{\sqrt{3} \cdot U_H}. \quad (31)$$

Максимальный рабочий ток питающего ввода:

$$I_{MAX} = \frac{1,5 \cdot 2 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 496 A$$

Максимальный рабочий ток вводов автотрансформаторов:

$$I_{MAX} = \frac{1,5 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 248 A$$

Максимальный рабочий ток управляемого шунтирующего реактора:

$$I_{\max} = \frac{1,5 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 248 \text{ А}$$

Результаты расчетов сведем в таблицу 10.

Таблица 10 – Максимальные рабочие токи ОРУ-220 кВ

Присоединение	Расчетная формула	Значение максимальных рабочих токов
Питающий ввод	$I_{\max} = \frac{K_{TP} \cdot n \cdot S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}$	496 А
Вводы автотрансформаторов	$I_{\max} = \frac{K_{II} \cdot S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}$	248 А
Управляемый шунтирующий реактор	$I_{\max} = \frac{K_{II} \cdot S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}$	248 А

2.2.2 Максимальные рабочие токи ОРУ 110 кВ.

Питающий ввод:

$$I_{\max} = \frac{1,5 \cdot 2 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 394 \text{ А}$$

Вводы автотрансформаторов:

$$I_{\max} = \frac{1,5 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 496 \text{ А}$$

Вводы трансформаторов:

$$I_{\max} = \frac{1,5 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 197 \text{ A}$$

Максимальный рабочий ток УШР:

$$I_{\max} = \frac{1,5 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 197 \text{ A}$$

Результаты расчетов сведем в таблицу 11.

Таблица 11 – Максимальные рабочие токи ОРУ-110 кВ

Присоединение	Расчетная формула	Значение максимальных рабочих токов
Питающий ввод	$I_{\max} = \frac{K_{TP} \cdot n \cdot S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}$	394 А
Вводы автотрансформаторов	$I_{\max} = \frac{K_{II} \cdot S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}$	496 А
Вводы трансформаторов	$I_{\max} = \frac{K_{II} \cdot S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}$	197 А
Управляемый шунтирующий реактор	$I_{\max} = \frac{K_{II} \cdot S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}$	197 А

2.2.3 Максимальные рабочие токи ОРУ 35 кВ.

Вводы автотрансформаторов:

$$I_{\max} = \frac{1,5 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1559 \text{ A}$$

Вводы трансформаторов:

$$I_{\max} = \frac{1,5 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 619 \text{ A}$$

Результаты расчетов сведем в таблицу 12.

Таблица 12 – Максимальные рабочие токи ОРУ-35 кВ

Присоединение	Расчетная формула	Значение максимальных рабочих токов
Вводы автотрансформаторов	$I_{MAX} = \frac{K_{II} \cdot S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}$	1559 А
Вводы трансформаторов	$I_{MAX} = \frac{K_{II} \cdot S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}$	619 А

2.2.4 Максимальные рабочие токи КРУН-10 кВ.

Вводы трансформаторов:

$$I_{\max} = \frac{1,5 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2165 \text{ А}$$

Сборные шины КРУН-10 кВ:

$$I_{\max} = \frac{1,5 \cdot 0,7 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1516 \text{ А}$$

Фидер 10 кВ:

$$I_{\max} = \frac{1,5 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 129,3 \text{ А}$$

Вводы ТМП 10 кВ:

$$I_{\max} = \frac{1,5 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 86,6 \text{ А}$$

Результаты расчетов сведем в таблицу 13.

Таблица 13 – Максимальные рабочие токи КРУН-10 кВ

Присоединение	Расчетная формула	Значение максимальных рабочих токов
Вводы трансформаторов	$I_{MAX} = \frac{K_{II} \cdot S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}$	2165 А
Сборные шины	$I_{MAX} = \frac{K_{II} \cdot K_{PH} \cdot S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}$	1516 А
Фидер	$I_{MAX} = \frac{K_{II} \cdot S_{H\Phi}}{\sqrt{3} \cdot U_H}$	129,3 А
Вводы ТМП	$I_{MAX} = \frac{K_{II} \cdot S_{H\Phi}}{\sqrt{3} \cdot U_H}$	86,6 А

2.3 Расчет теплового импульса.

Для правильного выбора и проверки коммутационного оборудования на подстанции произведем расчет теплового импульса по выражению:

$$W_K = I_{K3}^2 \cdot (t_K + T_A) , \quad (32)$$

где t_K - время протекания тока короткого замыкания. Складывается из полного времени отключения выключателя и времени срабатывания основной защиты. Принимаем равным 3с.

$T_A = 0,2$ с – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ. Принимаем равной 0,2 с.

Далее принимаем время срабатывания защиты и отключения выключателя с учетом селективности защиты.

Производим необходимые расчеты, результат сводим в таблицы 14-17.

Таблица 14 – расчет теплового импульса ОРУ-220 кВ

Оборудование	I_{K3} , кА	t_K , с	T_A , с	B_K , кА ² ·с
ОРУ-220 кВ	2,182	3	0,2	$2,182^2 \cdot (3 + 0,2) = 15,24$

Таблица 15 – расчет теплового импульса РУ 110 кВ

Оборудование	I_{K3} , кА	t_K , с	T_A , с	B_K , кА ² ·с
ОРУ-110 кВ	1,51	2,5	0,2	$1,51^2 \cdot (2,5 + 0,2) = 6,16$

Таблица 16 – расчет теплового импульса РУ 35 кВ

Оборудование	I_{K3} , кА	t_K , с	T_A , с	B_K , кА ² ·с
ОРУ-35 кВ	2,15	2,1	0,2	$2,15^2 \cdot (2,1 + 0,2) = 13,63$

Таблица 17 – расчет теплового импульса КРУН 10 кВ

Оборудование	I_{K3} , кА	t_K , с	T_A , с	B_K , кА ² ·с
КРУН-10 кВ	5,14	1,1	0,2	$5,14^2 \cdot (1,1 + 0,2) = 34,35$
Фидеры	5,14	0,5	0,2	$5,14^2 \cdot (0,5 + 0,2) = 18,5$

3 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ НА ОРУ 220 КВ И ОРУ 110 КВ

3.1 Выбор выключателей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока.

Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения/включения тока в цепи в любых режимах:

- длительная нагрузка;
- перегрузка;
- короткое замыкание;
- холостой ход;
- несинхронная работа.

Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов короткого замыкания и включение на соответствующее КЗ.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- надежное отключение любых токов;
- быстрота действия (наименьшее время отключения);
- пригодность для БАПВ, (быстрое включение выключателя сразу же после отключения);
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- пожаро- и взрывобезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

Выключатели высокого напряжения должны длительно выдерживать номинальный ток и номинальное напряжение.

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны маломасленные, воздушные, элегазовые, вакуумные, электромагнитные и т.д., но при сравнении этих выключателей по техническим характеристикам наилучшими являются элегазовые выключатели. Они обладают рядом достоинств и незначительными недостатками, основным из которых является

высокая стоимость. Данным выключателям отдается больший приоритет при номинальных напряжениях 110-1150 кВ и больших номинальных токах отключения (до 63 кА). По сравнению с другими выключателями они являются более экологичными, безопасными и бесшумными.

Масляные выключатели наиболее просты в эксплуатации и имеют более низкую стоимость, но пожаро- и взрывоопасны.

В воздушном выключателе гашение электрической дуги происходит с помощью мощного потока воздуха из резервуаров высокого давления. Аналогично масляным выключателям, воздушные могут быть изготовлены на весь диапазон применяемых напряжений и токов. Основным минусом данных выключателей является более дорогая и сложная конструкция, к тому для их эксплуатации необходимо наличие компрессорной станции для получения сухого и чистого воздуха.

В вакуумном выключателе электрическая дуга гаснет в разряженном пространстве дугогасительной камеры. Вакуума отличается электрической прочностью, которая чрезвычайно высока и очень быстро восстанавливается после электрического пробоя. Достоинствами данных выключателей являются простота конструкции, высокая надежность и, как следствие, уменьшенные затраты на обслуживание и ремонт.

К недостаткам вакуумных выключателей можно отнести:

- высокую стоимость;
- возможность возникновения перенапряжения в сети при определенных ее состояниях;
- создание выключателей на высшие напряжения требует определенных нестандартных технических решений.

Элегазовые высоковольтные выключатели, чьи дугогасительные устройства работают в среде «электротехнического газа» SF₆, сочетают в себе преимущества различных типов выключателей:

- использование данных выключателей возможно на любой уровень напряжения, применяемый в энергетике России;

- небольшие масса и габаритные размеры конструкции элегазовых выключателей в сочетании с бесшумной работой привода;
- дуга гасится в замкнутом газовом объеме без доступа в атмосферу;
- безвредная для человека, экологически чистая, инертная газовая среда элегазового выключателя;
- увеличенная коммутационная способность элегазового выключателя;
- работа в режиме переключения больших и малых токов без возникновения перенапряжения, что автоматически исключает наличие устройств ОПН (ограничение перенапряжения);
- высокая надежность элегазового выключателя, межремонтный период увеличен до 15 лет;
- пожаробезопасность оборудования.

Недостатками элегазовых выключателей являются:

- высокая стоимость оборудования и текущие затраты на эксплуатацию, так как требования к качеству элегаза крайне высоки;
- температура окружающей среды влияет на агрегатное состояние элегаза, что требует применения систем подогрева выключателя при пониженных температурах (при -40°C элегаз становится жидкостью);
- коммутационный ресурс элегазового выключателя ниже, чем у аналогичного вакуумного выключателя;
- необходимы высококачественные уплотнения резервуаров и магистралей, так как элегаз очень текуч.

В данной реконструкции предпочтение будем отдавать вакуумным выключателям, так как климат Амурской области является неподходящим для установки элегазовых выключателей.

Выключатель выбирается по номинальному напряжению, длительному номинальному току и проверяется по отключающей способности, а также динамической и термической устойчивости к токам коротких замыканий.

Выключатели конструируются таким образом, чтобы соблюдалось условие:

$$I_{\text{вкл,ном}} \geq I_{\text{откл,ном}}; \quad (33)$$

$$i_{\text{вкл,ном}} \geq 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл,ном}}. \quad (34)$$

где $I_{\text{вкл,ном}}$ - номинальный ток включения, т.е. наибольший ток КЗ, который выключатель способен включить без повреждений.

$I_{\text{откл,ном}}$ - номинальный ток отключения, т.е. ток КЗ, который выключатель способен отключить при напряжении, равном максимальному рабочему напряжению.

Выбор выключателей производится по следующим параметрам:

- по значению напряжения установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (35)$$

- по значению длительного тока:

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}; \quad (36)$$

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}. \quad (37)$$

- по отключающей способности.

На первом этапе выключатель проверяют на симметричный ток отключения:

$$I_{\text{п,т}} \leq I_{\text{откл,ном}}. \quad (38)$$

Далее выполняется проверка возможности отключения выключателем аperiodической составляющей тока короткого замыкания:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном}, \quad (39)$$

где $i_{a,ном}$ – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

$i_{a,\tau}$ – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания в момент расхождения контактов τ ;

τ – время от начала короткого замыкания до момента расхождения дугогасительных контактов:

$$\tau = t_3 + t_{c,б}; \quad (40)$$

где t_3 – время действия релейной защиты (3-3,5 с);

$t_{c,б}$ – собственное время отключения выключателя.

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{откл,ном}}{100}; \quad (41)$$

где β_n – нормированное значение содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, %.

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} \cdot e^{\frac{t}{T_a}}; \quad (42)$$

Если условие (38) соблюдается, а (39) нет, то проверку отключающей способности выключателя разрешается проводить по полному току короткого замыкания:

$$\left(\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau}\right) \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл,ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right). \quad (43)$$

Проверка по включающей способности:

$$i_{вкл} > i_{уд}; \quad (44)$$

$$I_{вкл} > I_{но}. \quad (45)$$

где $i_{уд}$ - ударный ток короткого замыкания в цепи включения;

$I_{но}$ - начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в цепи выключателя;

$i_{вкл}$ - наибольший ток включения (выбирается по паспортным данным выключателя).

Также выключатель проверяют на электродинамическую стойкость с помощью предельных сквозных токов короткого замыкания:

$$I_{дин} > I_{но}; \quad (46)$$

$$i_{дин} > i_{уд}. \quad (47)$$

где $i_{вкл}$ - наибольший пиковый ток электродинамической стойкости;

$I_{дин}$ - действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ.

На первом этапе проекта реконструкции проверим установленные на подстанции выключатели на сторонах 220 и 110 кВ.

В ОРУ-220 кВ установлены масляные трехполюсные выключатели типа У-220/2000-25 У1.

3.1.1 Выключатели на ОРУ-220 кВ

В ОРУ-220 кВ установлены масляные трехполюсные выключатели типа У-220/2000-25 У1.

Недостатком масляных баковых выключателей является наличие большого количества масла, что обуславливает большие габариты и массу выключателя, увеличенные габариты распределительных устройств, повышенную взрыво- и пожароопасность, необходимость наличия специального масляного хозяйства. Возможность взрывов масляных баковых выключателей требует при установке их в закрытых распределительных устройствах создания прочных камер, изолированных от других частей устройств, а также наличия под выключателями специальных ям для стекания и гашения горячего масла.

Произведем проверку выключателя:

Время отключения равно:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{отклвыкл} = 3 + 0,2 = 3,2$$

Рабочий максимальный ток:

$$I_{\max} = \frac{K_n \cdot S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n},$$

где $K_n = 1,5$ - коэффициент перегрузки трансформатора;

$$I_{\max} = \frac{1,5 \cdot 2 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 496 A$$

Тепловой импульс:

$$B_K = I_{K3}^2 \cdot (t_K + T_A) ,$$

где t_K - время протекания тока короткого замыкания. Значение времени складывается из времени срабатывания основной защиты и полного времени отключения выключателя, принимаем равным 3 с;

$T_A = 0,2$ с – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

$$B_k = 2.183^2 \cdot (3 + 0,2) = 15,25$$

Далее проверяем возможность отключения аperiodической составляющей тока короткого замыкания. Для этого определяем номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл} = \sqrt{2} \cdot \frac{45}{100} \cdot 25 = 16 \text{ кА};$$

где β_n - номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя, $\beta_n = 45$ %;

$I_{откл}$ - отключающий номинальный ток, равный 25 кА

Таблица 18 – Параметры выключателя У-220/2000-25 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
-------------------	------------------	---------------------------

$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 496 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_{ном}$
$I_{откл, ном} = 25 \text{ кА}$	$I_{n, \tau} = 2,183 \text{ кА}$	$I_{n, \tau} \leq I_{откл, ном}$
$I_{вкл} = 25 \text{ кА}$	$I_{n, 0} = 2,183 \text{ кА}$	$I_{n, 0} \leq I_{вкл}$
$i_{вкл} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,92 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{дин} = 25 \text{ кА}$	$I_{n, 0} = 2,183 \text{ кА}$	$I_{n, 0} \leq I_{дин}$
$i_{дин} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,92 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$i_{a, норм} = 64 \text{ кА}$	$i_{a\tau} = 16 \text{ кА}$	$i_{a, \tau} \leq i_{a, норм}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 305 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{\kappa} = 15,25 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{\kappa} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Данные выключатели предлагается заменить на вакуумные, так как последние имеют ряд преимуществ, основным из которых является взрыво- и пожаробезопасность.

Выключатели отходящих линий.

Для установки выберем вакуумный выключатель ВВП-220-31,5/2000 УХЛ1.

Выключатель предназначен для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц и номинальным напряжением 220 кВ.

Выключатель предназначен для использования в открытых распределительных устройствах электрических сетей.

Климатическое исполнение выключателя УХЛ, категория размещения 1 по ГОСТ 15150.

Выключатель может эксплуатироваться на высоте до 1000 м над уровнем моря в районах с сейсмичностью не более 9 баллов по шкале MSK-64.

Выключатель может эксплуатироваться в невзрывоопасной окружающей среде. Содержание коррозионно-активных агентов в окружающей среде – для атмосферы типа II ГОСТ 15150.



Рисунок – Выключатель ВВП-220-31,5/2000 УХЛ1

Время отключения равно:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{откл\ выкл} = 3 + 0,3 = 3,3$$

Рабочий максимальный ток:

$$I_{max} = \frac{K_{II} \cdot S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n},$$

где $K_{II} = 1,5$ - коэффициент перегрузки трансформатора;

$$I_{max} = \frac{1,5 \cdot 2 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 496 A$$

Тепловой импульс:

$$W_k = I_{кз}^2 \cdot (t_k + T_a) ,$$

где t_k - время протекания тока короткого замыкания. Значение времени складывается из времени срабатывания основной защиты и полного времени отключения выключателя, принимаем равным 3 с;

$T_a = 0,2$ с – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

$$W_k = 2.183^2 \cdot (3 + 0,2) = 15,25$$

Возможность отключения выключателем аperiodической составляющей тока короткого замыкания:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл} = \sqrt{2} \cdot \frac{45}{100} \cdot 31,5 = 20 \text{ кА};$$

где β_n - номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя, $\beta_n = 45$ %;

$I_{откл}$ - отключающий номинальный ток, равный 31,5 кА

Таблица 19 – Параметры выключателя ВБП-220-31,5/2000 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
-------------------	------------------	---------------------------

$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 496 \text{ А}$	$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n,\tau} = 2,183 \text{ кА}$	$I_{n,\tau} \leq I_{откл,ном}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n,0} = 2,183 \text{ кА}$	$I_{n,0} \leq I_{вкл}$
$i_{вкл} = 80 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 5,92 \text{ кА}$	$i_{y\delta} \leq i_{вкл}$
$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n,0} = 2,183 \text{ кА}$	$I_{n,0} \leq I_{дин}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 5,92 \text{ кА}$	$i_{y\delta} \leq i_{дин}$
$i_{a,норм} = 80 \text{ кА}$	$i_{a\tau} = 20 \text{ кА}$	$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 305 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{\kappa} = 15,25 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{\kappa} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Выключатели автотрансформаторов.

Для установки выберем вакуумный выключатель ВВП-220-31,5/1000 УХЛ1.

Время отключения равно:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{откл\text{выкл}} = 3 + 0,3 = 3,3$$

Рабочий максимальный ток:

$$I_{\max} = \frac{K_{\Pi} \cdot S_{\Pi}}{\sqrt{3} \cdot U_{\Pi}},$$

где $K_{\Pi} = 1,5$ - коэффициент перегрузки трансформатора;

$$I_{\max} = \frac{1,5 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 248 \text{ А}$$

Тепловой импульс:

$$W_k = I_{кз}^2 \cdot (t_k + T_a) ,$$

где t_k - время протекания тока короткого замыкания. Значение времени складывается из времени срабатывания основной защиты и полного времени отключения выключателя, принимаем равным 3 с;

$T_a = 0,2$ с – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

$$W_k = 2.183^2 \cdot (3 + 0,2) = 15,25$$

Возможность отключения выключателем аperiodической составляющей тока короткого замыкания:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл} = \sqrt{2} \cdot \frac{45}{100} \cdot 31,5 = 20 \text{ кА};$$

где β_n - номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя, $\beta_n = 45$ %;

$I_{откл}$ - отключающий номинальный ток, равный 31,5 кА

Таблица 20 – Параметры выключателя ВП-220-31,5/1000 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
-------------------	------------------	---------------------------

$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 248 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_{ном}$
$I_{откл, ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n, \tau} = 2,183 \text{ кА}$	$I_{n, \tau} \leq I_{откл, ном}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n, 0} = 2,183 \text{ кА}$	$I_{n, 0} \leq I_{вкл}$
$i_{вкл} = 80 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 5,92 \text{ кА}$	$i_{y\delta} \leq i_{вкл}$
$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n, 0} = 2,183 \text{ кА}$	$I_{n, 0} \leq I_{дин}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 5,92 \text{ кА}$	$i_{y\delta} \leq i_{дин}$
$i_{a, норм} = 80 \text{ кА}$	$i_{a\tau} = 20 \text{ кА}$	$i_{a, \tau} \leq i_{a, ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 305 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{\kappa} = 15,25 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{\kappa} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Выключатель на УШР.

Для установки выберем вакуумный выключатель ВВП-220-31,5/1000 УХЛ1.

Время отключения равно:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{откл\text{выкл}} = 3 + 0,3 = 3,3$$

Рабочий максимальный ток:

$$I_{max} = \frac{K_{\Pi} \cdot S_{\Pi}}{\sqrt{3} \cdot U_{\Pi}},$$

где $K_{\Pi} = 1,5$ - коэффициент перегрузки трансформатора;

$$I_{max} = \frac{1,5 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 248 \text{ А}$$

Тепловой импульс:

$$W_k = I_{кз}^2 \cdot (t_k + T_a) ,$$

где t_k - время протекания тока короткого замыкания. Значение времени складывается из времени срабатывания основной защиты и полного времени отключения выключателя, принимаем равным 3 с;

$T_a = 0,2$ с – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

$$W_k = 2.183^2 \cdot (3 + 0,2) = 15,25$$

Возможность отключения выключателем аperiodической составляющей тока короткого замыкания:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл} = \sqrt{2} \cdot \frac{45}{100} \cdot 31,5 = 20 \text{ кА};$$

где β_n - номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя, $\beta_n = 45$ %;

$I_{откл}$ - отключающий номинальный ток, равный 31,5 кА

Таблица 21 – Параметры выключателя ВП-220-31,5/1000 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
-------------------	------------------	---------------------------

$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 248 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n,\tau} = 2,183 \text{ кА}$	$I_{n,\tau} \leq I_{откл,ном}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n,0} = 2,183 \text{ кА}$	$I_{n,0} \leq I_{вкл}$
$i_{вкл} = 80 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 5,92 \text{ кА}$	$i_{y\delta} \leq i_{вкл}$
$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n,0} = 2,183 \text{ кА}$	$I_{n,0} \leq I_{дин}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 5,92 \text{ кА}$	$i_{y\delta} \leq i_{дин}$
$i_{a,норм} = 80 \text{ кА}$	$i_{a\tau} = 20 \text{ кА}$	$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 305 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k = 15,25 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

3.1.2 Выключатели на ОРУ-110 кВ.

В ОРУ-110 кВ установлены масляные трехполюсные выключатели типа МКП-110-20/1000.

Произведем их проверку:

Время отключения равно:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{отклвыкл} = 2,5 + 0,2 = 2,7$$

Рабочий максимальный ток:

$$I_{max} = \frac{1,5 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 496 \text{ А}$$

Тепловой импульс:

$$B_k = 1,56^2 \cdot (2,5 + 0,2) = 6,57$$

Возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока короткого замыкания.

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл} = \sqrt{2} \cdot \frac{45}{100} \cdot 20 = 13 \text{ кА};$$

где β_n - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя, $\beta_n = 45 \%$;

$I_{откл}$ - отключающий номинальный ток, равный 20 кА

Таблица 22 – Параметры выключателя МКП-110/1000-20

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 496 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_{ном}$
$I_{откл, ном} = 20 \text{ кА}$	$I_{n, \tau} = 1,56 \text{ кА}$	$I_{n, \tau} \leq I_{откл, ном}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{n, 0} = 1,56 \text{ кА}$	$I_{n, 0} \leq I_{вкл}$
$i_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 4,21 \text{ кА}$	$i_{y\delta} \leq i_{вкл}$
$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	$I_{n, 0} = 1,56 \text{ кА}$	$I_{n, 0} \leq I_{дин}$
$i_{дин} = 50 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 4,21 \text{ кА}$	$i_{y\delta} \leq i_{дин}$
$i_{a, норм} = 50 \text{ кА}$	$i_{a\tau} = 13 \text{ кА}$	$i_{a, \tau} \leq i_{a, ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 218 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{\kappa} = 6,57 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{\kappa} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Предлагается заменить данные выключатели на вакуумные.

Выключатели отходящих линий.

Примем к установке вакуумный выключатель ВВП-110-31,5/2000 УХЛ1.

Произведем его проверку:

Время отключения равно:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{откл\выкл} = 3 + 0,3 = 3,3$$

Рабочий максимальный ток:

$$I_{\max} = \frac{K_n \cdot S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n},$$

где $K_n = 1,5$ - коэффициент перегрузки трансформатора;

$$I_{\max} = \frac{1,5 \cdot 2 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 394 \text{ A}$$

Тепловой импульс:

$$B_k = I_{кз}^2 \cdot (t_k + T_a),$$

где t_k - время протекания тока короткого замыкания. Значение времени складывается из времени срабатывания основной защиты и полного времени отключения выключателя, принимаем равным 3 с;

$T_a = 0,2$ с – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

$$B_k = 1,56^2 \cdot (3 + 0,2) = 7,79$$

Возможность отключения выключателем аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл} = \sqrt{2} \cdot \frac{45}{100} \cdot 31,5 = 20 \text{ кА};$$

где β_n - номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя, $\beta_n = 45 \%$;

$I_{откл}$ - отключающий номинальный ток, равный 31,5 кА

Таблица 23 – Параметры выключателя ВБП-110-31,5/2000 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 394 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_{ном}$
$I_{откл, ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n, \tau} = 1,56 \text{ кА}$	$I_{n, \tau} \leq I_{откл, ном}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n, 0} = 1,56 \text{ кА}$	$I_{n, 0} \leq I_{вкл}$
$i_{вкл} = 80 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 4,21 \text{ кА}$	$i_{y\delta} \leq i_{вкл}$
$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n, 0} = 1,56 \text{ кА}$	$I_{n, 0} \leq I_{дин}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 4,21 \text{ кА}$	$i_{y\delta} \leq i_{дин}$
$i_{a, норм} = 80 \text{ кА}$	$i_{a\tau} = 20 \text{ кА}$	$i_{a, \tau} \leq i_{a, норм}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 305 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{\kappa} = 7,79 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{\kappa} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Выключатели автотрансформаторов.

Примем к установке вакуумный выключатель ВБП-110-31,5/2000 УХЛ1.

Произведем его проверку:

Время отключения равно:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{откл\ выкл} = 3 + 0,3 = 3,3$$

Рабочий максимальный ток:

$$I_{\max} = \frac{K_{\Pi} \cdot S_{\Pi}}{\sqrt{3} \cdot U_{\Pi}},$$

где $K_{\Pi} = 1,5$ - коэффициент перегрузки трансформатора;

$$I_{\max} = \frac{1,5 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 496 \text{ A}$$

Тепловой импульс:

$$W_k = I_{\text{кз}}^2 \cdot (t_k + T_a),$$

где t_k - время протекания тока короткого замыкания. Значение времени складывается из времени срабатывания основной защиты и полного времени отключения выключателя, принимаем равным 3 с;

$T_a = 0,2$ с – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

$$W_k = 1,56^2 \cdot (3 + 0,2) = 7,79$$

Возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока короткого замыкания:

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\Pi}}{100} \cdot I_{\text{откл}} = \sqrt{2} \cdot \frac{45}{100} \cdot 31,5 = 20 \text{ кА};$$

где β_n - номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя, $\beta_n = 45\%$;

$I_{откл}$ - отключающий номинальный ток, равный 31,5 кА

Таблица 24 – Параметры выключателя ВБП-110-31,5/2000 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 496 \text{ А}$	$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n,\tau} = 1,56 \text{ кА}$	$I_{n,\tau} \leq I_{откл,ном}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n,0} = 1,56 \text{ кА}$	$I_{n,0} \leq I_{вкл}$
$i_{вкл} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 4,21 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n,0} = 1,56 \text{ кА}$	$I_{n,0} \leq I_{дин}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 4,21 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$i_{a,ном} = 80 \text{ кА}$	$i_{a\tau} = 20 \text{ кА}$	$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 305 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{\kappa} = 7,79 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{\kappa} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Выключатели силовых трансформаторов.

Примем к установке вакуумный выключатель ВБП-110-31,5/1000 УХЛ1.

Произведем его проверку:

Время отключения равно:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{откл\text{выкл}} = 3 + 0,3 = 3,3$$

Рабочий максимальный ток:

$$I_{\max} = \frac{K_n \cdot S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n},$$

где $K_{\Pi} = 1,5$ - коэффициент перегрузки трансформатора;

$$I_{\max} = \frac{1,5 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 196 \text{ A}$$

Тепловой импульс:

$$B_k = I_{\text{кз}}^2 \cdot (t_k + T_a) ,$$

где t_k - время протекания тока короткого замыкания. Значение времени складывается из времени срабатывания основной защиты и полного времени отключения выключателя, принимаем равным 3 с;

$T_a = 0,2$ с – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

$$B_k = 1,56^2 \cdot (3 + 0,2) = 7,79$$

Возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока короткого замыкания:

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{\text{откл}} = \sqrt{2} \cdot \frac{45}{100} \cdot 31,5 = 20 \text{ кА};$$

где β_n - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя, $\beta_n = 45$ %;

$I_{\text{откл}}$ - отключающий номинальный ток, равный 31,5 кА

Таблица 25 – Параметры выключателя ВБП-110-31,5/1000 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 196 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n,\tau} = 1,56 \text{ кА}$	$I_{n,\tau} \leq I_{откл,ном}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n,0} = 1,56 \text{ кА}$	$I_{n,0} \leq I_{вкл}$
$i_{вкл} = 80 \text{ кА}$	$i_{yд} = 4,21 \text{ кА}$	$i_{yд} \leq i_{вкл}$
$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n,0} = 1,56 \text{ кА}$	$I_{n,0} \leq I_{дин}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{yд} = 4,21 \text{ кА}$	$i_{yд} \leq i_{дин}$
$i_{a,норм} = 80 \text{ кА}$	$i_{a\tau} = 20 \text{ кА}$	$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 305 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} = 7,79 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Выключатель на УШР.

Примем к установке вакуумный выключатель ВБП-110-31,5/1000 УХЛ1.

Произведем его проверку:

Время отключения равно:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{отклвыкл} = 3 + 0,3 = 3,3$$

Рабочий максимальный ток:

$$I_{маx} = \frac{K_{\Pi} \cdot S_{\Pi}}{\sqrt{3} \cdot U_{\Pi}},$$

где $K_{\Pi} = 1,5$ - коэффициент перегрузки трансформатора;

$$I_{\max} = \frac{1,5 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 196 \text{ A}$$

Тепловой импульс:

$$W_k = I_{\text{кз}}^2 \cdot (t_k + T_a) ,$$

где t_k - время протекания тока короткого замыкания. Значение времени складывается из времени срабатывания основной защиты и полного времени отключения выключателя, принимаем равным 3 с;

$T_a = 0,2$ с – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

$$W_k = 1,56^2 \cdot (3 + 0,2) = 7,79$$

Возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока короткого замыкания:

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{\text{откл}} = \sqrt{2} \cdot \frac{45}{100} \cdot 31,5 = 20 \text{ кА};$$

где β_n - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя, $\beta_n = 45$ %;

$I_{\text{откл}}$ - отключающий номинальный ток, равный 31,5 кА

Таблица 26 – Параметры выключателя ВБП-110-31,5/1000 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 196 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n,\tau} = 1,56 \text{ кА}$	$I_{n,\tau} \leq I_{откл,ном}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n,0} = 1,56 \text{ кА}$	$I_{n,0} \leq I_{вкл}$
$i_{вкл} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 4,21 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n,0} = 1,56 \text{ кА}$	$I_{n,0} \leq I_{дин}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 4,21 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$i_{a,норм} = 80 \text{ кА}$	$i_{a\tau} = 20 \text{ кА}$	$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 305 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} = 7,79 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

3.2 Выбор разъединителей

Разъединители предназначены для включения и отключения обесточенных участков цепи, для обеспечения безопасного производства работ на отключенном участке, а также заземления отключенных участков при помощи заземляющих ножей.

Выбор разъединителей производится:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (48)$$

- по току

$$I_{норм} \leq I_{ном}; \quad (49)$$

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}} ; \quad (50)$$

- по конструкции, роду установки;
- по электродинамической стойкости:

$$I_{n,0} \leq I_{\text{пр},c} ; \quad (51)$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр},c} ; \quad (52)$$

где $i_{\text{пр},c}$, $I_{\text{пр},c}$ – предельный сквозной ток КЗ (амплитуда и действующее значение);

- по термической стойкости:

$$B_{\kappa} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} . \quad (53)$$

3.2.1 Разъединители на ОРУ-220 кВ

Для выключателей ВБП-220-31,5/2000 УХЛ1 выбираем шинный разъединитель горизонтально-поворотного типа РГ-220/2000 УХЛ1.

Таблица 27 – параметры разъединителя РГ-220/2000УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.макс}} = 496 \text{ А}$	$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} = 15,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$
$i_{\text{пр},c} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 5,92 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр},c}$

Для выключателей ВБП-220-31,5/1000 УХЛ1 выбираем шинный разъединитель горизонтально-поворотного типа РГ-220/1000 УХЛ1.

Таблица 28 – параметры разъединителя РГ-220/1000 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 248 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 15,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$i_{пр,с} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,92 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр,с}$

3.2.2 Разъединители на ОРУ-110 кВ

Для выключателей ВБП-110-31,5/2000 выбираем шинный разъединитель горизонтально-поворотного типа РГ-110/2000 УХЛ1

Таблица 29 – параметры разъединителя РГ-110/2000 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 496 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 7,79 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$i_{пр,с} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 4,21 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр,с}$

Для выключателей ВБП-110-31,5/1000 выбираем шинный разъединитель горизонтально-поворотного типа РГ-110/1000 УХЛ1

Таблица 30 – параметры разъединителя РГ-110/1000 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 196 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 7,79 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$i_{пр,с} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 4,21 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр,с}$

3.3 Выбор ограничителей перенапряжения.

Ограничители напряжения нелинейные (ОПН) используются в электрических сетях для защиты электрооборудования подстанций и электросетей от коммутационных и атмосферных перенапряжений.

Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения производим в зависимости от номинального напряжения в месте установки, т.к. уточненных параметров их выбора нет.

На первом этапе выбора ограничителей перенапряжения за основу принимают поглощаемую ОПН энергию, которую рассчитывают по выражению:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n, \quad (54)$$

где U – величина неограниченных перенапряжения;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе, $U_{ост} = 390 \text{ кВ}$;

Z – волновое сопротивление линии, $Z = 430 \text{ Ом}$;

T – время распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов, $n = 2$.

Значение напряжения можно рассчитать по формуле:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}; \quad (55)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения;

k – коэффициент полярности, $k = 0,2 \cdot 10^{-3}$;

l – длина защищенного подхода, км.

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 3 \cdot 900} = 584,416 \text{ кВ}.$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}; \quad (56)$$

где β – коэффициент затухания волны;
 c – скорость распространения волны.

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 2,7} = 1,221 \text{ мкс.}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(584,416 - 390)}{430} \cdot 390 \cdot 2 \cdot 1,221 \cdot 2 = 861,2 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}; \quad (57)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{861,2}{110} = 7,83 \text{ кДж/кВ}$$

3.3.1 Ограничитель перенапряжений УШР на ОРУ-220 кВ

На стороне 220 кВ выбираем ограничитель перенапряжений нелинейный ОПН-220/146-10(650)IV УХЛ1.

Таблица 31 – параметры ОПН-220/146-10(650)IV УХЛ1

Напряжение сети	220 кВ
Наибольшее допустимое напряжение	146 кВ
Номинальный разрядный ток	10 кА
Максимальная амплитуда импульсного тока	100 кА
Пропускная способность (не менее)	650 А
Классификационное напряжение	220 кВ

3.3.2 Ограничитель перенапряжений УШР на ОРУ-110 кВ

На стороне 110 кВ выбираем ограничитель перенапряжений нелинейный ОПН-У/TEL-110.

Таблица 32 – параметры ОПН-У/TEL-110

Напряжение сети	110 кВ
Наибольшее допустимое напряжение	123 кВ
Номинальный разрядный ток	10 кА
Максимальная амплитуда импульсного тока	100 кА
Пропускная способность (не менее)	450 А
Классификационное напряжение	138 кВ

3.4 Присоединение УШР к ОРУ.

Управляемый шунтирующий реактор подключается к секциям ОРУ через выбранный выключатель. Для обеспечения безопасности при проведении ремонтных работ также устанавливаются шинные и реакторные разъединители, заземляющие ножи. Для ограничения перенапряжения и грозовых коммутаций устанавливается выбранный при расчетах ограничитель перенапряжений.

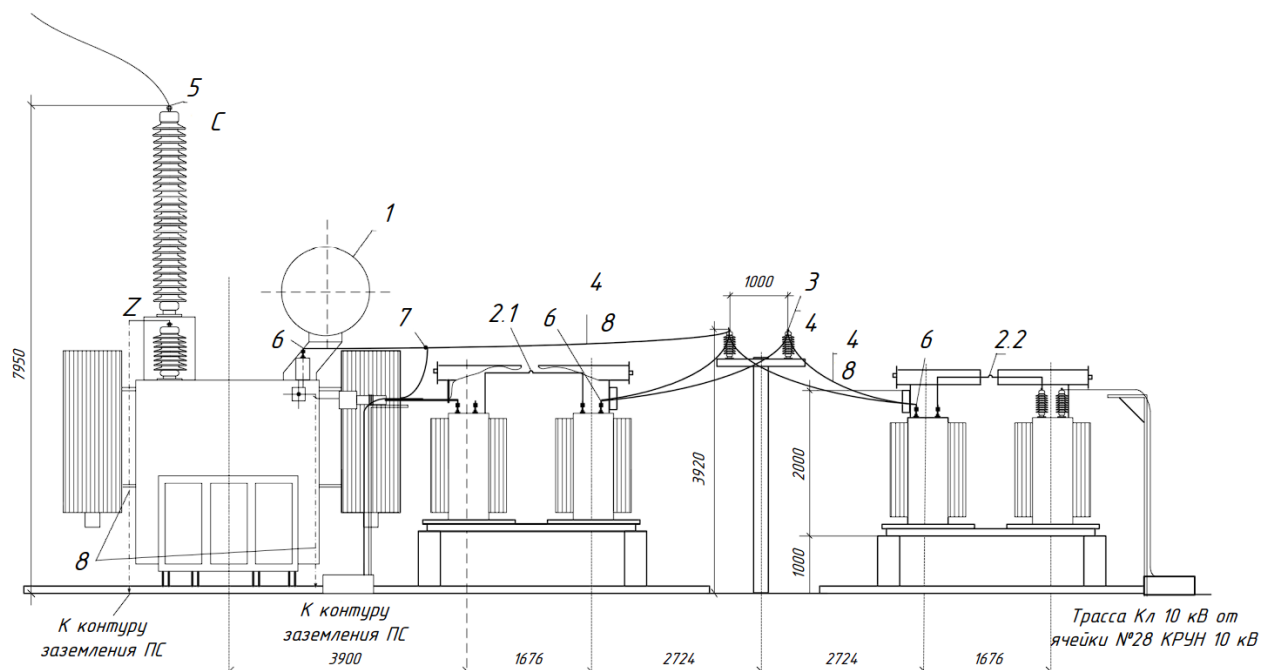


Рисунок 5 – подключение УШР 220 кВ

Таблица 33 – подключение УШР 220 кВ

Поз	Наименование	Кол.	Масса, кг
1	Электромагнитная часть УШР, номинальное напряжение СО 242 кВ, КО 11 кВ, ОУ 0,54 кВ, номинальная мощность 63 М	1	162400
2.1	Трансформаторно-преобразовательный блок основной	1	6000
2.2	Трансформаторно-преобразовательный блок резервный	1	6000
3	Шинная опора с полимерной изоляцией для крепления 2-х проводов АС 600/72, номинальное напряжение 35 кВ	8	
4	Провод сталеалюминевый АС 600/72	140/303,8	2,17
5	Зажим аппаратный прессуемый А4А-240-8	3	0,514
6	Зажим аппаратный прессуемый А4А-600-2	20	1,1
7	Зажим ответвительный прессуемый 0А-600-1	10	1,89
8	Распорка дистанционная глухая для подстанций Р-4-120	80	0,55

4 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

4.1 Защита воздушной линии 110 кВ.

На линиях согласно ПУЭ устанавливаются следующие защиты: дистанционная защита, токовая защита нулевой последовательности, МТЗ от междуфазных повреждений.

Защита линии выполняется на базе терминала REL 511.

Дистанционная защита линии

ДЗЛ используется в сетях сложной конфигурации для защиты воздушных линий от междуфазных коротких замыканий. Данные защиты срабатывают при снижении сопротивления в сети. Их селективность обеспечивается введением ступенчатых выдержек времени: все короткие замыкания в пределах 1-ой ступени, ближайшей к месту установки защиты, отключаются с минимальным временем; все КЗ в пределах 2-ой ступени – с большим временем; КЗ в пределах последней, 3-ей ступени, отключаются с наибольшим временем.

Определение сопротивлений участков линии ПС Февральская – ПС Рудная:

$$Z_{.l} = \sqrt{(l \cdot r_{y\partial})^2 + (l \cdot x_{y\partial})^2}; \quad (58)$$

где l – длина участка линии, км;

$r_{y\partial}$, $x_{y\partial}$ – активное и индуктивное сопротивления участка линии, Ом.

$$Z_{.l1} = \sqrt{(4,7 \cdot 0,098)^2 + (4,7 \cdot 0,429)^2} = 2,068 \text{ Ом};$$

$$Z_{.l2} = \sqrt{(3,1 \cdot 0,098)^2 + (3,1 \cdot 0,429)^2} = 1,364 \text{ Ом};$$

$$Z_{л3} = \sqrt{(0,7 \cdot 0,098)^2 + (0,7 \cdot 0,429)^2} = 0,308 \text{ Ом};$$

$$Z_{л4} = \sqrt{(1 \cdot 0,098)^2 + (1 \cdot 0,429)^2} = 0,44 \text{ Ом};$$

$$Z_{\text{лкооп}} = \sqrt{(0,07 \cdot 0,12)^2 + (0,07 \cdot 0,405)^2} = 0,03 \text{ Ом};$$

$$Z_{\text{лчиз}} = \sqrt{(0,2 \cdot 0,098)^2 + (0,2 \cdot 0,429)^2} = 0,088 \text{ Ом}.$$

$$Z_{\text{лзан}} = \sqrt{(1,2 \cdot 0,098)^2 + (1,2 \cdot 0,429)^2} = 0,528 \text{ Ом}.$$

Уставка срабатывания первой ступени выбирается из условия отстройки от тока короткого замыкания на шинах приемной подстанции:

$$Z_{\text{с.з.}}^I = k_3 \cdot Z_{\text{л}}, \quad (59)$$

где $k_3 = 0,85$ – коэффициент запаса по избирательности. Данный коэффициент учитывает погрешность срабатывания защиты совместно с трансформаторами тока и напряжения;

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

Первая ступень защиты линии со стороны ПС Февральская:

$$Z_{с.з.}^I = k_3 \cdot (Z_{л1} + Z_{лкооп}) = 0,85 \cdot (2,068 + 0,03) = 1,783 \text{ Ом};$$

$$t_{с.з.}^I = 0,1 \text{ с.}$$

Первая ступень защиты линии со стороны ПС Рудная:

$$Z_{с.з.}^I = k_3 \cdot (Z_{л4} + Z_{лшиг}) = 0,85 \cdot (0,44 + 0,088) = 0,449 \text{ Ом};$$

$$t_{с.з.}^I = 0,1 \text{ с.}$$

Уставка срабатывания второй ступени защиты выбирается по двум условиям:

а) согласование с дистанционными защитами смежных линий:

$$Z_{с.з.}^{II} = k_3 \cdot Z_{л} + k'_3 \cdot Z_{с.з.см}^{I(II)} \cdot k_{ток}; \quad (60)$$

где $k'_3 = 0,85$ - коэффициент отстройки;

$k_{ток} = I_{з.см} / I_{з.выб}$ - коэффициент токораспределения, определяемый по току короткого замыкания в конце зоны действия той защиты, с которой производится согласование;

$I_{з.выб}$ - ток, протекающий через трансформаторы тока защиты, для которой выбирается уставка;

$I_{з.см}$ - ток, протекающий через трансформаторы тока смежной защиты, с которой производится согласование;

$Z_{c.з.см}^{I(II)}$ - уставка срабатывания первой/второй ступени защит смежной линии.

б) отстройка от тока короткого замыкания за трансформатором приемной подстанции:

$$Z_{c.з.}^{II} = k_з \cdot (Z_{л} + Z_m \cdot k_{мок}); \quad (61)$$

$k_{мок} = I_m / I_{з.выб}$ - коэффициент токораспределения при коротком замыкании за трансформатором.

В дальнейшем из всех полученных значений сопротивление срабатывания в качестве расчетного выбирается наименьшее.

Вторая ступень защиты линии со стороны ПС Февральская:

$$Z_{c.з.}^{II} = k_з \cdot (Z_{л1} + Z_{л2} + Z_{л3} + Z_{л4} + k'_з \cdot 0,85 \cdot Z_{лх} \cdot k_{мок}); \quad (62)$$

$$Z_{c.з.}^{II} = 0,85 \cdot \left(2,068 + 1,364 + 0,308 + 0,44 + 0,85 \cdot 0,85 \cdot 11,007 \cdot \frac{5,6}{6,344} \right) =$$

$$= 9,521 \text{ Ом.}$$

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности ($\Delta t = 0,5 \text{ с}$) больше выдержек времени тех ступеней защит, с которыми производится согласование:

$$t_{c.з.}^{II} = t_{c.з.}^I + \Delta t. \quad (63)$$

Из всех полученных значений выдержки времени в качестве расчетной выбирается большая.

$$t_{c.з.}^{II} = t_{c.з.}^I + \Delta t = 0,1 + 0,5 = 0,6 \text{ с.}$$

Чувствительность второй ступени защиты проверяется при металлических коротких замыканиях на шинах приемной подстанции:

$$k_q^{II} = Z_{c.з.}^{II} / Z_{л} \geq 1,25. \quad (64)$$

Чувствительность второй ступени защиты со стороны ПС Рудная:

$$k_q^{II} = \frac{9,521}{4,18} = 2,277.$$

Условие выполняется.

Вторая ступень защиты линии со стороны ПС Рудная:

$$Z_{c.з.}^{II} = k_3 \cdot (Z_{л1} + Z_{л2} + Z_{л3} + Z_{л4} + k'_3 \cdot 0,85 \cdot Z_{лзан} \cdot k_{ток}); \quad (65)$$

$$Z_{c.з.}^{II} = 0,85 \cdot \left(2,068 + 1,364 + 0,308 + 0,44 + 0,85 \cdot 0,85 \cdot 0,528 \cdot \frac{4,2}{5,891} \right) =$$
$$= 3,785 \text{ Ом.}$$

Из всех полученных значений выдержки времени в качестве расчетной выбирается большая.

$$t_{c.з.}^{II} = t_{c.з.}^I + \Delta t = 0,1 + 0,5 = 0,6 \text{ с.}$$

Чувствительность второй ступени защиты со стороны ПС "Симферопольская":

$$k_q^{II} = \frac{3,785}{4,18} = 0,905.$$

Условие не выполняется. Вторая ступень защиты со стороны ПС Рудная не ставится.

Уставка срабатывания 3-ей ступени защиты выбирается по условиям отстройки от максимального тока нагрузки воздушной линии:

$$Z_{c.з.}^{III} = \frac{Z_{раб.мин}}{k_n \cdot k_g}; \quad (66)$$

$$Z_{раб.мин} = \frac{U_{раб.мин}}{\sqrt{3} \cdot k_n \cdot k_g \cdot I_{раб.макс}}; \quad (67)$$

где $U_{мин.экспл}$ - минимальное междуфазное напряжение в месте установки защиты;

$k_n = 1,1$ - коэффициент надежности;

$k_g = 0,8$ - коэффициент возврата (для реле сопротивления);

$I_{нагр}$ - ток нагрузки, обусловленный протекающей мощностью по линии.

Третья ступень защиты линии со стороны ПС Февральская:

$$Z_{\text{раб.мин}} = \frac{0,9 \cdot 110}{\sqrt{3} \cdot 0,8 \cdot 1,1 \cdot 0,21} = 309,29 \text{ Ом};$$

$$Z_{\text{с.з.}}^{\text{III}} = \frac{309,29}{0,8 \cdot 1,1} = 351,47 \text{ Ом.}$$

Выдержка времени третьей ступени выбирается на ступень селективности больше выдержки времени вторых ступеней защит:

$$t_{\text{с.з.}}^{\text{III}} = t_{\text{с.з.}}^{\text{II}} + \Delta t = 0,6 + 0,5 = 1,1 \text{ с.}$$

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при КЗ в конце смежной линии (режим дальнего резервирования):

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{Z_{\text{с.з.}}^{\text{III}}}{Z_{\text{КЗмакс}}} \geq 1,2; \quad (68)$$

$$Z_{\text{КЗмакс}} = Z_{W1} + Z_{W2} \cdot k_{\text{ток}}; \quad (69)$$

где Z_{W1} и Z_{W2} - сопротивления прямой последовательности предыдущей и последующей линий.

$$Z_{\text{КЗмакс}} = 2,098 + 4,18 + 0,85 \cdot 0,85 \cdot 11,007 \cdot \frac{5,6}{6,344} = 13,298 \text{ Ом.}$$

$$k_q^{III} = \frac{351,47}{13,298} = 26,43$$

Условие выполняется.

Третья ступень защиты линии со стороны ПС Февральская:

$$Z_{\text{раб.мин}} = \frac{0,9 \cdot 110}{\sqrt{3} \cdot 0,8 \cdot 1,1 \cdot 0,903} = 71,93 \text{ Ом};$$

$$Z_{\text{с.з.}}^{III} = \frac{71,93}{0,8 \cdot 1,1} = 81,74 \text{ Ом.}$$

Выдержка времени третьей ступени выбирается на ступень селективности больше выдержки времени вторых ступеней защит:

$$t_{\text{с.з.}}^{III} = t_{\text{с.з.}}^{II} + \Delta t = 0,6 + 0,5 = 1,1 \text{ с};$$

$$Z_{\text{КЗмакс}} = 0,528 + 4,18 + 0,85 \cdot 0,85 \cdot 0,528 \cdot \frac{4,2}{5,891} = 4,98 \text{ Ом};$$

$$k_q^{III} = \frac{81,74}{4,98} = 16,4.$$

Условие выполняется.

Уставки дистанционных измерительных органов задаются во вторичных величинах.

$$Z_{cp}^I = Z_{с.з}^I \cdot \frac{k_{тт}}{k_{тн}}; \quad (70)$$

где $k_{тт}$ - коэффициент трансформации ТТ;

$k_{тн}$ - коэффициент трансформации ТН.

Коэффициент трансформации ТТ:

$$k_{тт} = \frac{I_{перв}}{I_{втор}}; \quad (71)$$

где $I_{перв}$ - первичный (номинальный) ток ТТ, $I_{перв} = 400$ А;

$I_{втор}$ - вторичный ток ТТ, $I_{втор} = 5$ А.

$$k_{тт} = \frac{400}{5} = 80.$$

Коэффициент трансформации ТН:

$$k_{тн} = \frac{U_{1обм.ном}}{U_{2обм.ном}}; \quad (72)$$

где $U_{1обм.ном}$ - номинальное напряжение первичной обмотки ТН,

$$U_{1обм.ном} = \frac{110}{\sqrt{3}} \text{ В};$$

$U_{2обм.ном}$ - номинальное напряжение вторичной обмотки ТН,

$$U_{2обм.ном} = \frac{100}{\sqrt{3}} \text{ В.}$$

$$k_{тн} = \frac{110 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{3} \cdot 100} = 1100.$$

Рассмотрим перевод уставки на микропроцессорный терминал REL-561 на примере 1 комплекта, установленного в начале линии «ПС Февральская – ПС Рудная».

$$Z_{ср}^I = 1,783 \cdot \frac{80}{1100} = 0,13 \text{ Ом.}$$

Аналогично произведем расчет для последующих ступеней и других комплектов, результаты занесем в таблицу.

Таблица 34 – Параметры дистанционной защиты на ПС Февральская и ПС Рудная

Наименования	ПС Февральская	ПС Рудная
$Z_{с.з}^I$	0,13	0,033
$Z_{с.з}^{II}$	0,69	-
$Z_{с.з}^{III}$	25,6	5,94

Мгновенная токовая защита от междуфазных повреждений

Максимальная токовая защита приводится в действие при увеличении тока в линии сверх некоторого значения, определяемого условиями избирательности.

Ток срабатывания отсечки первой ступени отстраивается от максимального тока КЗ в конце линии.

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{с.з} = \frac{k_n \cdot k_z}{k_B} \cdot I_l; \quad (73)$$

где I_l – ток линии, определяемый из режимных параметров.

$$I_l = \frac{S_{mp}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,656 \text{ кА};$$

где S_{mp} – мощность трансформатора на ПС.

$$I_{с.з} = \frac{1,1 \cdot 2}{0,8} \cdot 0,656 = 1,804 \text{ кА}.$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з} \cdot k_{CX}}{n_{TA}} = \frac{1,804 \cdot \sqrt{3}}{700/5} = 0,022 \text{ кА}.$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч1}} = \frac{I_{\text{кз}}^2}{I_{\text{с.р.}}} = \frac{5,891}{1,804} = 3,265 \geq 1,5;$$

$$K_{\text{ч2}} = \frac{I_{\text{кз}}^2}{I_{\text{с.р.}}} = \frac{6,344}{1,804} = 3,516 \geq 1,5.$$

4.2 Защита силового трансформатора.

На трансформаторах согласно ПУЭ устанавливаются следующие защиты: продольная дифференциальная токовая защита, максимальная токовая защита, защита от перегрузки, газовая защита.

Защита трансформатора выполняется на базе терминала Сириус – ТЗ. Терминал Сириус – ТЗ может применяться для защиты двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторов и шунтирующих реакторов. Нижняя граница номинальной мощности защищаемого трансформатора ориентировочно может быть установлена равной 25 МВА.

Продольная дифференциальная токовая защита.

На ПС Февральская установлен трехобмоточный трансформатор ТДТН-25000/110/35/10 кВ. Необходимо произвести выбор защит и расчет их уставок.

Находим номинальные токи обмоток трансформатора при нулевом положении РПН:

$$I_{\text{номВН}} = \frac{S_{\text{мп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316,3 \text{ А};$$

$$I_{\text{номНН}} = \frac{0,5 \cdot S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{0,5 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1732 \text{ А.}$$

Находим вторичные токи ТТ в номинальном режиме:

$$I_{\text{вторВ}} = \frac{I_{\text{номВН}}}{n_{\text{ТА.В}}} = \frac{316,3}{400/1} = 0,791 \text{ А;}$$

$$I_{\text{вторН}} = \frac{I_{\text{номНН}}}{n_{\text{ТА.Н}}} = \frac{1732}{1500/5} = 5,77 \text{ А.}$$

Принимаем номинальный ток входных ТТ терминала 5 А со всех сторон.

Со стороны НН применены ТТ типа ТОЛ-10-1. Такие ТТ имеют $K_{10} = 18$ и $Z_{\text{нг.ном}} = 0,6 \text{ Ом}$ [7].

Определяем K'_{10} для стороны НН:

$$K'_{10\text{НН}} = K_{10} \cdot \frac{I_{\text{номТА}}}{I_{\text{номНН}}} = 18 \cdot \frac{1500}{1732} = 49,1 \geq 24 \text{ А.}$$

Для сторон ВН условие можно не проверять, так как оно выполняется со значительным запасом.

Для режима включения трансформатора под напряжение определяем

$I_{d\text{min}}$ для $K'_{\text{пер}} = 1,5$:

$$I_{d\text{min}} \geq 1,25 \cdot K_{\text{отс}} \cdot (K'_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\varepsilon}) \text{ А;} \quad (74)$$

$$I_{d\text{min}} \geq 1,25 \cdot 1,1 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02) = 0,261 .$$

Принимаем к работе третью характеристику: $I_{d \min} = 0,3$.

Для режима внешнего КЗ проверяем возможность использования третьей характеристики в зонах 2 и 3:

$$K''_{пер} = 2.$$

В режиме внешнего КЗ определяется ток небаланса:

$$I_{нбрасч} = K''_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рез} + \Delta f_g = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02_g = 0,29 \text{ А.}$$

Для пяти характеристик терминала существует следующая расчётная таблица.

Таблица 35 – Характеристики терминала.

Номер тормозной характеристики	1	2	3	4	5
Двухфазное	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
Трёхфазное	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Задавшись $I_{тормрасч} = 2,58$, определяем расчётный коэффициент торможения:

$$K_{Т1расч} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нбрасч} \cdot I_{скв} - 0,7}{I_{скв} - I_{тормрасч}} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,58} = 0,612.$$

Полученное значение превышает 0,3, поэтому для характеристики №4 принимаем $I_{тормрасч} = 2,25$:

$$K_{Т1расч} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нбрасч} \cdot I_{скв} - 0,7}{I_{скв} - I_{тормрасч}} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,343.$$

Полученное значение меньше 0,4, поэтому принимаем тормозную характеристику №4.

Максимальная токовая защита.

Максимальная токовая защита устанавливается на всех трансформаторах, если для их защиты не используются предохранители. Для трехобмоточных трансформаторов с односторонним питанием МТЗ с комбинированным пуском по напряжению устанавливается на стороне питания (ВН) и выполняется в трехфазном трехрелейном исполнении. Для повышения чувствительности комбинированный пуск по напряжению осуществляется со стороны среднего (СН) и низшего (НН) напряжения. Кроме того, для резервирования присоединений СН и НН на этих сторонах также устанавливаются МТЗ (как правило, с пуском по напряжению). Защита на стороне НН действует с двумя выдержками времени: с первой выдержкой времени отключается выключатель на стороне НН присоединения трансформатора, со второй выдержкой времени отключаются все выключатели трансформатора. Защита на стороне СН действует с тремя выдержками времени: с первой — отключается секционный выключатель стороны СН, со второй выдержкой времени отключается выключатель стороны СН, с третьей — все выключатели трансформатора. Защита на стороне ВН согласуется по времени с защитами сторон НН и СН и имеет наибольшую выдержку времени.

Ток срабатывания защиты на стороне ВН:

$$I_{c.з.} = \frac{K_H \cdot K_3}{K_B} \cdot I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,2 \cdot 1,1}{0,8} \cdot 0,21 = 0,346 \text{ кА};$$

$$I_{c.р.В} = \frac{I_{c.з.В} \cdot K_{сх}}{n_{ТА}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,346}{400/1} = 1,5 \text{ А}.$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{min BH}}^{(2)}}{I_{\text{сзB}}} = \frac{15,823}{0,346} = 45,67 > 1,5.$$

Ток срабатывания защиты на стороне НН:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{з}}}{K_{\text{B}}} \cdot I_{\text{раб. max}} = \frac{1,2 \cdot 1,1}{0,8} \cdot 2309 = 3,81 \text{ кА};$$

$$I_{\text{с.р.Н}} = \frac{I_{\text{с.зH}} \cdot K_{\text{сх}}}{n_{\text{ТА}}} = \frac{1 \cdot 3,81}{1500/5} = 13 \text{ А}.$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{min HH}}^{(2)}}{I_{\text{сзH}}} = \frac{0,56 \cdot (115/10,5)}{3,81} = 1,61 > 1,5.$$

Выдержка времени защиты выбирается по условиям согласования с временем действия чувствительных защит резервируемых элементов $\Delta t = 0,5$ с.

$$t_m = t_{\text{нрmax}} + \Delta t. \quad (75)$$

Защита от перегрузки

Перегрузка трансформаторов (автотрансформаторов) обычно бывает симметричной. Поэтому защита от перегрузки выполняется с помощью максимальной токовой защиты, включенной на ток одной фазы. Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях – на разгрузку или отключение трансформаторов (автотрансформаторов).

Первичный ток срабатывания реле тока защиты от перегрузки:

$$I_{СЗ} = I_{ном} \cdot \frac{K_{отс}}{K_{\epsilon}}; \quad (76)$$

где $I_{ном}$ - номинальный ток обмотки трансформатора с учётом регулирования напряжения, на стороне которой установлено рассматриваемое реле;

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

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{ном} = 210 \text{ А};$$

$$I_{С.З.} = I_{ном} \cdot \frac{K_{отс}}{K_{\epsilon}} = 210 \cdot \frac{1,05}{0,8} = 275,55 \text{ А}.$$

На стороне НН трансформатора:

$$I_{ном} = 1155 \text{ А};$$

$$I_{C3} = I_{ном} \cdot \frac{K_{отс}}{K_{\epsilon}} = 1155 \cdot \frac{1,05}{0,8} = 1516 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания реле тока.

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{K_{cx}}{K_I} = 275,55 \cdot \frac{\sqrt{3}}{400/1} = 1,193 \text{ А.}$$

На стороне НН трансформатора:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{K_{cx}}{K_I} = 1516 \cdot \frac{1}{1500/5} = 8,75 \text{ А.}$$

Газовая защита трансформатора.

Газовая защита (ГЗ) – это защита трансформатора от внутренних повреждений, которые сопровождаются выделением газа, понижением уровня масла в газовом реле или интенсивным движением потока масла из бака трансформатора в расширитель. Для обеспечения правильности работы газовой защиты корпус трансформатора устанавливается с наклоном 1,5-2 % в сторону расширителя. Газовое реле устанавливается в рассечку трубопровода от корпуса трансформатора к расширителю. Газовая защита абсолютно селективна и не реагирует на повреждения вне бака трансформатора. Газовая защита трансформатора выполняется в двух ступенях.

Первая ступень газовой защиты срабатывает при незначительном выделении газа или понижении уровня масла в газовом реле, и действует с выдержкой времени на сигнал.

Вторая ступень газовой защиты срабатывает при значительном выделении газа, понижении уровня масла в газовом реле, или при интенсивном движении потока масла из бака трансформатора в расширитель, и срабатывает без выдержки времени на отключение трансформатора со всех сторон.

Газы, которые образуются при перегреве или дуговом замыкании внутри бака трансформатора, выталкивают масло из трубопровода и газового реле, далее устремляются в расширитель, по пути заполняя собой газовое реле. Если газа выделяется малое количество, он заполняет верхнюю часть реле через трубу, а его излишки проходят в расширитель. Таким образом, в газовом реле скапливается газ, который можно выпустить через кран, или набрать в специальную емкость и направить на анализ. Внутри объема, где скапливается газ, находится поплавков, при появлении газа он опускается и замыкает контакты, действующие на сигнал.

Инструкции по эксплуатации запрещают отбор газа на трансформаторе, включенном на напряжение, из соображений безопасности – незначительное вначале повреждение может перерасти в большое повреждение с разрывом бака и пожаром, вследствие чего пострадает персонал, отбирающий пробу газа. Второй элемент (поплавков) газового реле расположен внутри реле прямо на пути потока масла из трубы в расширитель, он может опуститься под давлением масла при его выбросе или при заполнении реле газом. Для четкой работы при выбросе масла в современных реле поплавков дополнительно соединяется со специальной заслонкой.

Сверху на корпусе реле находятся кран для отбора проб газа и выпуска воздуха, и под защитным колпачком, - кнопка опробования исправности газового реле. Нажатие кнопки на половину хода вызывает срабатывание сигнального контакта реле. Нажатие кнопки опробования до упора вызывает срабатывание отключающего контакта газового реле. Возврат реле происходит автоматически после освобождения кнопки опробования. Кнопку опробования ГЗ удобно использовать при опробовании работы короткозамыкателя и отделителя.

Выброс масла или выделение сразу большого объема газа происходит при серьезном повреждении внутри бака, поэтому, вторая ступень ГЗ действует на отключение без выдержки времени. Отключающий элемент срабатывает также при отсутствии масла в газовом реле. Обычно это происходит при течи из бака, когда масло целиком ушло из расширителя и газового реле. Но существует и другая возможность: между газовым реле и расширителем имеется кран, перекрывающий выход масла из расширителя.

Если этот кран оставить в закрытом состоянии, то при понижении температуры масла в трансформаторе уровень его понизится и масло уйдет из газового реле. Трансформатор отключится. Поэтому оперативный персонал обязан проверить положение крана перед включением трансформатора.

5 СРОК ОКУПАЕМОСТИ ПРОЕКТА РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ ФЕВРАЛЬСКАЯ

Срок окупаемости проекта – это период времени, за который сумма чистого денежного потока (все деньги которые пришли, минус все деньги, которые вложили в проект и потратили на расходы) от нового проекта покроет сумму вложенных в него средств. Может измеряться в месяцах или годах.

Рассчитывается по формуле:

$$T_{OK} = \frac{K}{\Pi_{ч} + I_A} \quad (77)$$

где K - капитальные вложения, тыс.руб;

$\Pi_{ч}$ - чистая прибыль, тыс.руб;

I_A - амортизационные отчисления, тыс.руб.

5.1 Расчёт капиталовложений

Применительно к данной работе капитальные затраты состоят из капитальных затрат по покупке и установке управляемых шунтирующих реакторов, выключателей, разъединителей и ограничителей перенапряжения. Все затраты на закупку и установку берутся из справочника по проектированию электрических сетей под редакцией Д.Л. Файбисовича 2012 г.

$$K = (K_{от.з.} + K_{УШР} + K_B) \cdot K_{II} \cdot K_3; \quad (78)$$

где $K_{УШР}$ – затраты на покупку УШР, учитывают оборудование в полном объеме, включая кабельное хозяйство в пределах ячейки и до панелей в ОПУ, панели управления, защиты и автоматики, установленные в ОПУ, но относящиеся к ячейке, а также строительные и монтажные работы;

K_B – затраты на покупку ячеек выключателей УШР;

K_{II} – индекс изменения сметной стоимости, на 1 квартал 2022 года к стоимости в ценах 2000 года равен 12;

K_3 – районный коэффициент для дальнего востока равен 1,4;

$K_{от.з.}$ - затраты на отведение земли под строительство.

В данной работе все изменения в существующей схеме сети производятся в пределах ПС Февральская с использованием имеющейся территории, затраты на отведение земли не учитываем.

$$K_{УШР} = 13000 + 9000 = 22000 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_B = 9650 + 3780 = 13430 \text{ тыс.руб.}$$

$$K = (22000 + 13430) \cdot 12 \cdot 1,4 = 595224 \text{ тыс.руб.}$$

5.2 Расчет эксплуатационных издержек

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

$$I_{\Sigma} = I_{\text{ЭлР}} + I_{\text{АМ}} + I_{\Delta W}; \quad (79)$$

$I_{\text{АМ}}$ – ежегодные амортизационные отчисления оборудования, руб.;

$I_{\text{ЭлР}}$ – издержки на ремонт и эксплуатацию оборудования, руб.;

$I_{\Delta W}$ – затраты на передачу электроэнергии, руб.

Амортизационные отчисления – накопление средств для покупки и замены устаревшего оборудования.

$$I_{AM} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{cp}}; \quad (80)$$

где K – капиталовложения в сооружение, руб.;

T_{cp} – срок службы оборудования, принимается равным двадцати пяти годам.

$$I_{AM} = \frac{595224}{25} = 23809 \text{ тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки на ремонт и эксплуатацию необходимы для поддержания оборудования в рабочем состоянии. Они определяются через нормы отчислений и капитальные вложения.

$$I_{ЭПР} = \alpha_{НОПС} \cdot K_{ПС}; \quad (81)$$

$\alpha_{НОПС}$ - нормы ежегодных отчислений на ремонт ПС:

$$\alpha_{НОПС110} = 0,059;$$

$$\alpha_{НОПС220} = 0,049.$$

$$\begin{aligned} I_{ЭПР} &= 0,059 \cdot (15000 + 3780) + 0,049 \cdot (18000 + 9650) = \\ &= 2463 \text{ тыс.руб.} \end{aligned}$$

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

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}; \quad (82)$$

ΔW - потери электроэнергии, кВт·ч;

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

Стоимость потерь в Амурской области принимаем равным – 2,5 руб/кВт·ч.

Потери в силовых трансформаторах:

$$\Delta W_{TP} = \left(2 \cdot \Delta P_{XX} + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_K \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{ном}} \right)^2 \right) \cdot T_{max}; \quad (83)$$

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

ΔP_K – активные потери в меди при номинальной нагрузке;

Установка шунтирующих реакторов предполагает снижение потерь электроэнергии в трансформаторах на 30%.

Таблица 36 – Потери в силовых трансформаторах

Трансформатор	ΔP_{XX} , кВт	ΔP_K , кВт	S, МВА	$S_{расч}$, МВА	$\Delta W_{тр}$, МВт·ч	$\Delta W_{тр1}$, МВт·ч
ТДН 25000/110	25	120	25	24,57	1217	852
АТДЦТН 63000/220	37	200	63	54,32	1038	727

$$\Delta W_{TP} = 852 + 727 = 1579 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

$$I_{\Delta W} = 1579 \cdot 2,5 = 3950 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем суммарные издержки:

$$I_{\Sigma} = 23809 + 2463 + 3950 = 30222 \text{ тыс.руб.}$$

5.3 Расчет чистой прибыли проекта.

Чистая прибыль – это итоговая часть дохода, которая осталась после всех вычетов: на налоги, зарплаты, закупку оборудования, аренду и прочих затрат.

Рассчитывается по формуле:

$$P_{ч} = O - I - H \quad (84)$$

где O - доход от полезного отпуска электрической энергии, тыс.руб;

I - издержки, тыс.руб;

H - налог на прибыль. На 2022 год ставка налога на прибыль составляет 20%.

Доход от полезного отпуска электрической энергии рассчитывается по формуле:

$$O = W_{ПО} \cdot T_{пер} \quad (85)$$

где $W_{ПО}$ - полезный отпуск, тыс.кВт·ч;

$T_{пер}$ - средний тариф на передачу электроэнергии для Амурской области составляет 1900 руб./тыс.кВт·ч.

Полезный отпуск рассчитывается по следующей формуле:

$$W_{ПО} = \sum P_{\max} \cdot T_{\max} \quad (86)$$

$$W_{ПО} = 1,3 \cdot 5040 = 6552 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

Далее по формуле (66) находим доход от полезного отпуска электроэнергии, руб.:

$$O = 6552 \cdot 1900 = 124490 \text{ тыс.руб.}$$

Налог на прибыль, зависит от дохода от полезного отпуска электроэнергии и от издержек, рассчитывается по формуле, приведенной ниже, руб:

$$H = 0,2 \cdot (O - И); \tag{87}$$

$$H = 0,2 \cdot (124490 - 30222) = 18853 \text{ тыс.руб.}$$

Рассчитываем чистую прибыль, тыс. руб.:

$$П_{ч} = 124490 - 18853 - 30222 = 75415 \text{ тыс.руб.}$$

Теперь находим срок окупаемости, в годах:

$$T_{ок} = \frac{595224}{23809 + 75415} = 6 \text{ лет};$$

6 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

6.1 Безопасность

Безопасность – свойство системы «человек – среда обитания» сохранять условия взаимодействия с минимальной возможностью возникновения ущерба людским, природным и материальным ресурсам.

В рамках проекта реконструкции подстанции планируется установка новых выключателей, разъединителей, ограничителей перенапряжения, силовых трансформаторов и управляемых шунтирующих реакторов в открытых распределительных устройствах напряжением 220 и 110 кВ.

В данном разделе приведены рекомендации и требования по обеспечению безопасности планируемых производимых работ на подстанции.

6.1.1 Общие организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работы в электроустановках, являются:

- а) оформление работы нарядом – допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- б) допуск к работе;
- в) надзор во время работы;
- г) оформление перерыва в работе, переводов на другое рабочее место, окончание работы.

Работа в электроустановках производится по наряду, распоряжению, в порядке текущей эксплуатации.

Ответственными за безопасное ведение работ являются:

- выдающий наряд, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- ответственный руководитель работ;
- допускающий;
- производитель работ;

- наблюдающий;
- член бригады.

Наряд – это задание на безопасное производство работы, оформленное на специальном бланке установленной формы и определяющее содержание, место работы, время её начала и окончания, условия безопасного проведения, состав бригады и лиц, ответственных за безопасность выполнения работы.

Наряд выписывается в двух, а при передаче его по телефону, радио – в трёх экземплярах. В последнем случае выдающий наряд выписывает один экземпляр, а работник, принимающий текст в виде телефоно- или радиограммы, факса или электронного письма, заполняет два экземпляра наряда и после обратной проверки указывает на месте подписи выдающего наряд его фамилию и инициалы, подтверждая правильность записи своей подписью.

В тех случаях, когда производитель работ назначается одновременно допускающим, наряд независимо от способа его передачи заполняется в двух экземплярах, один из которых остаётся у выдающего наряд.

Выдавать наряд разрешается на срок не более 15 календарных дней со дня начала работы. Наряд может быть продлён один раз на срок не более 15 календарных дней со дня продления. При перерывах в работе наряд остаётся действительным.

По наряду производятся все работы по обслуживанию электроустановок, выполняемые:

- а) со снятием напряжения;
- б) без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них.

Все работы, проводимые в электроустановках без наряда, выполняются:

- по распоряжению лиц, уполномоченных на это с оформлением в оперативном журнале;
- в порядке текущей эксплуатации с предварительной записью в оперативном журнале о месте, содержании и времени начала работ.

Распоряжение имеет разовый характер, выдается на одну работу и действует в течение одного рабочего дня производителя работ.

В распоряжении должно быть указано: содержание и место работы, категория производства работ в отношении мер безопасности, перечень технических и организационных мер, время выполнения работы, фамилии, инициалы, группы производителя работ (наблюдающего) и членов бригады, фамилия отдающего распоряжение.

6.1.2 Организационные мероприятия при производстве работ в электроустановках подстанции.

В электроустановках подстанции напряжением выше 1000 В по наряду должны производиться работы:

- со снятием напряжения;
- без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них;
- без снятия напряжения вдали от токоведущих частей, находящихся под напряжением, когда требуется установка временных ограждений;
- с применением в РУ механизмов и грузоподъемных машин.

При работе в электроустановках подстанции, на которых напряжение снято со всех токоведущих частей, в том числе с выводов ВЛ и КЛ, при условии, что вход в соседние электроустановки заперт, допускается выдавать один наряд для одновременной работы на всех присоединениях.

В РУ 6 – 10 кВ с одиночной системой шин и любым числом секций при выводе в ремонт всей секции полностью разрешается выдавать один наряд для работы на шинах и на всех или на части присоединений этой секции. Допуск на все рабочие места секции может производиться одновременно; разрешается рассредоточение бригады по разным рабочим местам в пределах этой секции.

Запрещается подготовка к включению или опробованию под напряжением любого присоединения секции до полного окончания работ.

Допускается выдавать один наряд для поочередного производства однотипных работ на нескольких подстанциях, на одном или нескольких присоединениях каждой подстанции.

К таким работам относятся: протирка изоляции, подтягивание зажимов,

отбор проб и доливка масла, перестановка переключателя ответвлений трансформаторов, проверка устройств релейной защиты, автоматики, измерительных приборов; испытание повышенным напряжением от постороннего источника; проверка изоляторов измерительной штангой; отыскание места повреждения КЛ и т.п. Срок действия такого наряда 1 сутки.

6.1.3 Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ, выполняемых со снятием напряжения.

Для подготовки рабочего места при работах со снятием напряжения должны быть выполнены в указанном порядке следующие технические мероприятия:

- произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения к месту работ вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационной аппаратуры;
- на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационной аппаратурой вывешены запрещающие плакаты: “Не включать. Работают люди”, “Не включать. Работа на линии”, “Не открывать. Работают люди”;
- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, на которых должно быть наложено заземление для защиты людей от поражения электрическим током;
- наложено заземление (включены заземляющие ножи, а там где они отсутствуют, установлены переносные заземления);
- вывешены указательные плакаты «Заземлено», ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты. В зависимости от местных условий токоведущие части ограждаются до и после наложения заземления.

При оперативном обслуживании электроустановки двумя и более лицами в смену перечисленные мероприятия должны выполнять двое. При едином об-

служивании их может выполнять одно лицо, кроме наложения переносных заземлений в электроустановках напряжением выше 1000 В и производства переключений, проводимых на двух и более переключениях в электроустановках напряжением выше 1000 В, не имеющих действующих устройств автоблокировки разъединителей от неправильных действий.

На месте производства работ со снятием напряжения в электроустановках напряжением выше 1000 В должны быть отключены:

- токоведущие части, на которых будет производиться работа;
- неогражденные токоведущие части, к которым возможно приближение людей, используемой ими оснастки и инструментов, механизмов на расстоянии менее 0,6 метров и 1,0 метра.
- цепи управления и питания приводов, закрыт воздух в системах управления коммутационными аппаратами, снят завод с пружин и грузов у приводов выключателей и разъединителей.

Для предотвращения ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов, которыми может быть подано напряжение к месту работ, должны быть выполнены следующие мероприятия:

- у разъединителей, выключателей нагрузки ручные приводы в отключенном положении заперты на механический замок;
- у приводов, имеющих дистанционное управление, отключены цепи силового и оперативного тока;
- у грузовых и пружинных приводов включающий груз или включающие пружины должны быть приведены в нерабочее положение.

Непосредственно после проведения необходимых отключений на приводах разъединителей, отделителей и выключателей нагрузки должны быть вывешены запрещающие плакаты.

Не отключенные токоведущие части, доступные для непреднамеренного прикосновения, должны быть ограждены. На временных ограждениях должны быть укреплены плакаты “Стой. Напряжение”.

Все плакаты вывешиваются и снимаются только по распоряжению оперативного персонала.

Перед началом всех видов работ в энергоустановках со снятием напряжения необходимо проверить отсутствие напряжения на участке работ. Проверка отсутствия напряжения у отключенного оборудования должна производиться на всех фазах. Проверять отсутствие напряжения в электроустановках подстанции и в РУ разрешается одному лицу из оперативного или оперативно – ремонтного персонала с группой электробезопасности не ниже **4** в электроустановках напряжением выше 1000В и группой **3** – в установках до 1000 В.

Заземление токоведущих частей производится в целях защиты работающих от поражения электрическим током в случае ошибочной подачи напряжения к месту работ.

Накладывать заземление на токоведущие части необходимо непосредственно после проверки отсутствия напряжения.

В электроустановках напряжением выше 1000 В заземление накладывается на токоведущие части всех фаз, полюсов отключенного для производства работ участка данной электроустановки со всех сторон, откуда может быть подано напряжение, за исключением отключенных для производства работ сборных шин, на которые достаточно наложить одно заземление.

6.1.4 Обеспечение электробезопасности техническими способами и средствами

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходимо применять следующие способы и средства:

- 1) защитные оболочки - мероприятие для защиты от прикосновения к токоведущим частям, принцип действия которого основан на покрытии токоведущих частей приспособлениями, обеспечивающими полную защиту от прикосновения;
- 2) защитные ограждения (временные или стационарные) - мероприятие для защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям, принцип дей-

ствия которого основан на ограждении токоведущих частей приспособлениями, обеспечивающими частичную защиту от прикосновения;

3) защитные барьеры (барьеры предназначены для защиты квалифицированных специалистов или проинструктированных лиц и не предназначены для защиты простых лиц);

4) безопасное расположение токоведущих частей (части, которые удалены друг от друга более чем на 2,5 м, считают одновременно доступными;

5) изоляция токоведущих частей (основная, дополнительная, усиленная, двойная);

6) изоляция рабочего места - способ защиты, основанный на изоляции рабочего места (пола, площадки, настила и т.п.) и токопроводящих частей в области рабочего места, потенциал которых отличается от потенциала токоведущих частей и прикосновение к которым является предусмотренным или возможным;

7) малое напряжение - напряжение, не превышающее 50 В переменного и 120 В постоянного тока;

8) защитное отключение – быстродействующая защита, обеспечивающая автоматическое отключение электроустановки при возникновении в ней опасности поражения током;

9) электрическое разделение - защитная мера, при которой опасную токоведущую часть изолируют от всех других цепей и заземленных частей, доступных прикосновению;

10) предупредительная сигнализация;

11) блокировки - часть электротехнического изделия (устройства), предназначенная для предотвращения или ограничения выполнения операций одними частями изделия при определенных состояниях или положениях других частей изделия в целях предупреждения возникновения в нем недопустимых состояний или исключения доступа к его частям, находящимся под напряжением;

12) знаки безопасности.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют следующие способы:

1) защитное заземление - преднамеренное электрическое соединение с землей или ее эквивалентом металлических нетоковедущих частей, которые могут оказаться под напряжением;

2) зануление - преднамеренное электрическое соединение с нулевым защитным проводником металлических нетоковедущих частей, которые могут оказаться под напряжением;

3) выравнивание потенциалов - обеспечение электрической связи между открытой проводящей частью и находящимися в земле или проводящем полу проводящими частями (проводниками), предназначенной для обеспечения близкого по значению потенциала между открытой проводящей частью, к которой может прикасаться человек, и поверхностью земли или проводящего пола;

4) защитное экранирование - отделение электрических цепей и (или) проводников от опасных токоведущих частей с помощью защитного экрана, подсоединенного к защитной системе, обеспечивающей выравнивание потенциалов, и предназначенного для обеспечения защиты от поражения электрическим током;

5) систему защитных проводов;

6) защитное отключение;

7) изоляцию нетоковедущих частей - мероприятие для защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции. Принцип действия основан на покрытии нетоковедущих частей в отдельных обоснованных случаях изоляционным материалом или изоляции их от токоведущих частей;

8) электрическое разделение сети;

9) простое и защитное разделения цепей - разделение цепей или цепи и заземления с помощью основной изоляции;

10) малое напряжение;

11) контроль изоляции;

12) компенсацию токов замыкания на землю;

13) электроизоляционные средства;

14) средства индивидуальной защиты - техническое средство, используемое для предотвращения или уменьшения воздействия на работников вредных и (или) опасных производственных факторов, а также для защиты от загрязнения.

Технические способы и средства применяют отдельно или в сочетании друг с другом так, чтобы обеспечивалась оптимальная защита при нормальном функционировании электроустановок и при возникновении аварийных ситуаций.

6.1.5 Электротехнические защитные средства и предохранительные приспособления

При работе в электроустановках используются:

- средства защиты от поражения электрическим током (электрозащитные средства);

- средства защиты от электрических полей повышенной напряженности, коллективные и индивидуальные (в электроустановках напряжением 330 кВ и выше);

- средства индивидуальной защиты (СИЗ) в соответствии с государственным стандартом (средства защиты головы, глаз и лица, рук, органов дыхания, от падения с высоты, одежда специальная защитная).

К электрозащитным средствам относятся:

-изолирующие штанги всех видов; -изолирующие клещи; -указатели напряжения;

- сигнализаторы наличия напряжения индивидуальные и стационарные;

- устройства и приспособления для обеспечения безопасности работ при измерениях и испытаниях в электроустановках (указатели напряжения для проверки совпадения фаз, клещи электроизмерительные, устройства для прокола кабеля);

- диэлектрические перчатки, галоши, боты;

- диэлектрические ковры и изолирующие подставки;

- защитные ограждения (щиты и ширмы);

- изолирующие накладки и колпаки;

- ручной изолирующий инструмент;

- переносные заземления;

- плакаты и знаки безопасности;

- специальные средства защиты, устройства и приспособления изолирующие для работ под напряжением в электроустановках напряжением 110 кВ и выше;

- гибкие изолирующие покрытия и накладки для работ под напряжением в электроустановках напряжением до 1000 В;

- лестницы приставные и стремянки изолирующие стеклопластиковые.

Изолирующие электрозащитные средства делятся на основные и дополнительные.

К основным изолирующим электрозащитным средствам для электроустановок напряжением до 1000 В относятся:

- изолирующие штанги всех видов;

- изолирующие клещи;

- указатели напряжения;

- электроизмерительные клещи;

- диэлектрические перчатки;

- ручной изолирующий инструмент.

К дополнительным изолирующим электрозащитным средствам для электроустановок напряжением до 1000 В относятся:

- диэлектрические галоши;

- диэлектрические ковры и изолирующие подставки;
- изолирующие колпаки, покрытия и накладки;
- лестницы приставные, стремянки изолирующие стеклопластиковые.

К средствам защиты от электрических полей повышенной напряженности относятся комплекты индивидуальные экранирующие для работ на потенциале провода воздушной линии электропередачи (ВЛ) и на потенциале земли в открытом распределительном устройстве (ОРУ) и на ВЛ, а также съемные и переносные экранирующие устройства и плакаты безопасности.

Кроме перечисленных средств защиты, в электроустановках применяются следующие средства индивидуальной защиты:

- средства защиты головы (каска защитные);
- средства защиты глаз и лица (очки и щитки защитные);
- средства защиты органов дыхания (противогазы и респираторы);
- средства защиты рук (рукавицы);
- средства защиты от падения с высоты (пояса предохранительные и канаты – страховочные);
- одежда специальная защитная (комплекты для защиты от электрической дуги).

Выбор необходимых электрозащитных средств, средств защиты от электрических полей повышенной напряженности и средств индивидуальной защиты регламентируется инструкцией по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках, Межотраслевыми правилами по охране труда (правилами безопасности) при эксплуатации электроустановок, санитарными нормами и правилами выполнения работ в условиях воздействия электрических полей промышленной частоты, руководящими указаниями по защите персонала от воздействия электрического поля и другими соответствующими нормативно-техническими документами с учетом местных условий.

При выборе конкретных видов СИЗ следует пользоваться соответствующими каталогами и рекомендациями по их применению. При использовании основных изолирующих электрозащитных средств достаточно применение од-

ного дополнительного, за исключением особо оговоренных случаев. При необходимости защитить работающего от напряжения шага диэлектрические боты или галоши могут использоваться без основных средств защиты.

6.2 Экологичность

Воздействие воздушных линий электропередачи (ВЛ) на окружающую среду связано с отчуждением земли, сокращением сельскохозяйственных, лесных и охотничьих угодий. ВЛ нарушают целостность полей и кормовых угодий, способствуют росту сорняков, создают помехи для обработки полей и воздуха, применения агротехники, орошения. Особенно большой ущерб наносится лесным угодьям, поскольку просеки под трассами линий полностью выводятся из хозяйственного оборота, увеличивается лесоповал (вдоль трасс линий).

Периодические, один раз в пять лет, расчистки трасс линий механическим путем и с помощью гербицидов выводят из процесса воспроизводства кислорода в атмосферу земли тысячи гектаров лесных угодий.

Электрические поля под линиями вызывают накопление зарядов и повышение потенциалов по отношению к земле и изолированных от земли тел, в том числе на теле человека, обуви, на теле копытных животных, на корпусах механизмов на резиновом ходу.

Повышение потенциала на теле человека и животных приводит к возникновению разрядов с тела на траву или ветви кустарников. Из-за малости потоков такие разряды не опасны для организма, однако они вызывают неприятные ощущения и могут стать причиной травмы вторичного характера вследствие потери внимания, не скоординированных, произвольных движений, испуга и т.п.

Кроме указанных экологических воздействий, ВЛ являются также источниками возникновения радиопомех и помех в высокочастотных каналах связи.

Трансформаторы являются источниками физических, химических загрязнений (тепловых, электромагнитных и т.д.) для окружающей среды.

Электрическое поле, создаваемое трансформатором, оказывает неблагоприятное влияние на живые организмы. На изолированном от земли проводя-

щем объемном теле наводится потенциал, зависящий от соотношения ёмкости тела на землю и на провода высоковольтных линий. Чем меньше ёмкость на землю (чем тоньше, например, подошва обуви), тем больше наведенный потенциал, который может составлять несколько киловольт и даже достигать 10 кВ. При приближении тела к заземленному пролету происходит искровой разряд, сопровождающийся звуковым эффектом (потрескивание) с протеканием импульса тока через тело. В этих условиях максимум импульса тока через человека может достигать 100-200 мА. Такие импульсы тока безопасны для здоровья человека, но могут привести к вторичным травмам вследствие испуга и произвольного движения.

Значительное шумовое воздействие на окружающую среду производят распределительные устройства (РУ). Основным источником шума в РУ являются силовые трансформаторы (постоянный шум) и воздушные выключатели (в процессе отключения раздается сильный хлопок). Уровень шума создаваемый трансформаторами увеличивается при увеличении массы магнитопровода. В связи с этим, при увеличении мощности трансформаторов создаваемый ими шум увеличивается.

6.2.1 Расчет шума, создаваемого силовыми трансформаторами

Определяем шумовые характеристики источника шума, согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». Корректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора.

На подстанции установлены автотрансформаторы АДЦТН-63000/220/110/35 в количестве 2-х штук и силовые трансформаторы ТДТН-25000/110/35/10 – 2 шт. Тип прилегающей к подстанции территории - территории, непосредственно прилегающие к жилым домам.

Таблица 37 – Корректированные уровни звуковой мощности трансформаторов с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла и трансформаторов с принудительной циркуляцией воздуха и масла

Типовая мощность трансформатора, $MV \cdot A$	Корректированный уровень звуковой мощности L_{PA} , дБА, для классов напряжения, кВ		
	10-100	150	220; 300
25	89	90	-
63	-	-	105

Определение минимального расстояния от ПС до границы жилой застройки.

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки необходимо принять следующие допущения:

1) так как расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 \gg l$, $R_2 \gg l$ то два и более источника можно заменить одним. При этом его корректированный уровень звуковой мощности будет равен

$$L_{WA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1 \cdot L_{WAi}} \quad (88)$$

$$L_{WA\Sigma} = 10 \lg \left(\sum_{i=1}^2 10^{(0,1 \cdot 89)} + \sum_{i=2}^2 10^{(0,1 \cdot 105)} \right) = 108,12 \text{ дБА}$$

где N - количество источников шума (ТМ);

L_{WAi} - корректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

2) на границе жилой застройки уровень звука должен быть равен допу-

стимому уровню звука.

$$DU_{L_A} = L_{WA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0} \quad (89)$$

Решив последнее уравнение, относительно R_{\min} получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{WA\Sigma} - DU_{L_A})}}{2\pi}} \quad (90)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(108,12-45)}}{2\pi}} = 571 \text{ м}$$

Подстанция Февральская расположена на расстоянии 850 м от начала жилой застройки, следовательно, данное расстояние будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории ($R=850 > R_{\min}=571$).

6.3 Чрезвычайные ситуации

Тушение пожаров и аварийно-спасательные работы на сетях и сооружениях электроснабжения во избежание поражения электрическим током проводятся при условии их полного обесточивания, за исключением оборудования, находящегося под напряжением до 0,4 кВ, снять напряжение переменного и постоянного тока с цепей вторичной коммутации которого невозможно из-за недопустимости потери управления оборудованием, что может привести к тяжелым последствиям для технологии энергетического производства и режима работы энергосистемы, и строгого соблюдения требований охраны труда, установленных Правилами.

Токоведущие части электроустановок, находящиеся под напряжением, отключаются (обесточиваются) и заземляются при пожаре работниками, эксплуатирующими электроустановку, из числа оперативного или оперативно-ремонтного персонала, имеющими соответствующую квалификацию и допуск к работе, самостоятельно или по указанию руководителя тушения пожара.

Электрические сети и установки напряжением выше 0,38 кВ отключают работники эксплуатирующей организации с выдачей письменного разрешения (допуска) к тушению пожара. Пожарные автомобили и пожарные стволы должны быть заземлены при подаче пены или воды на тушение электроустановки личным составом пожарной охраны, участвующим в тушении пожара.

Места расстановки пожарных автомобилей, присоединения заземлений пожарных машин и стволов к заземлителям при тушении пожара в распределительных устройствах подстанций напряжением 35 кВ и выше согласовываются с эксплуатирующей организацией и отмечаются в плане (карточке) тушения пожара или ином документе, определяющем порядок взаимодействия персонала организации, эксплуатирующей электроустановку, с личным составом пожарной охраны, в том числе, при допуске к тушению пожара.

Электрические провода и иные токоведущие части, находящиеся под напряжением до 0,38 кВ включительно, отключаются по указанию руководителя тушения пожара в случаях, если они:

- 1) опасны для людей и участников тушения пожара и проведения аварийно-спасательных работ;
- 2) создают опасность возникновения новых очагов пожара.

Отключение токоведущих частей осуществляется работниками эксплуатирующей организации, имеющими соответствующую квалификацию и допуск к работе в электроустановке.

Отключение электропроводов путем резки допускается при фазном напряжении сети не выше 220 В и только тогда, когда иными способами нельзя обесточить сеть.

В случае резки проводов линий электропередачи или связи опоры, на которых проводится резка, во избежание их падения из-за одностороннего или нерасчетного натяжения должны быть предварительно укреплены, установлена и огорожена опасная зона возможного падения опоры, в которой запрещено нахождение людей. Резка провода с подъемом человека на такую опору запрещена.

Отключение осуществляется личным составом подразделений, допущенным к обесточиванию находящихся под напряжением установок и имеющим группу по электробезопасности не ниже II группы, с соблюдением требований правил охраны труда и техники безопасности, а также с учетом особенностей технологического процесса.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью бакалаврской работы была реконструкция подстанции Февральская напряжением 220/110/35/10 кВ в Амурской области путем замены устаревшего коммутационного оборудования и установки управляемых шунтирующих реакторов в ОРУ-220 кВ и ОРУ-110 кВ.

В качестве исходных данных использовались данные о реконструируемой подстанции Февральская, суточные и годовые графики нагрузки, схема электрических соединений подстанции до и после реконструкции, принципиальная структурная схема управляемого шунтирующего реактора и его габаритный чертеж.

В результате анализа нормального и аварийного режима работы подстанции выяснилось, что для понижения токовой нагрузки автотрансформаторов на подстанции ниже длительно допустимой в ремонтном режиме необходимо ограничить нагрузку потребителей на 10 МВт.

На основе собранной информации сделан вывод, что необходима установка управляемых шунтирующих реакторов напряжением 220 и 110 кВ для ограничения перегрузки трансформаторного оборудования подстанции. Установка данных устройств компенсации реактивной мощности обеспечит надежную работу электрооборудования и продлит срок его эксплуатации.

Также были рассчитаны токи короткого замыкания, с помощью чего проведена проверка выбранного оборудования в ОРУ, которая показала, что подбор оборудования выполнен верно. Предложено к установке новое вакуумное оборудование, что повысит взрыво- и пожаробезопасность на подстанции, рассчитана релейная защита силовых трансформаторов на стороне 110 кВ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 РД 153–34.0–20.527–98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования [Текст]. Под ред. Б. Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 152 с.
- 2 ГОСТ 721–77. Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В [Текст]. – М.: Изд-во стандартов, 1977. – 5 с.
- 3 Правила устройств электроустановок [Текст]. – 7 –е изд. – М.: НЦ ЭНАС, 2006. – 552 с
- 4 Правила эксплуатации электроустановок потребителей [Текст]. – Введ. 31-03-1192. – М.: Главэнергонадзор, 1997.
- 5 Александров, Г.Н., Управляемые реакторы [Текст] / Г.Н. Александров, В.П. Лунин – 3 – изд. подготовки кадров энергетики, Спб.: 2005г. – 200 с.
- 6 Кабышев, А.В. Компенсация реактивной мощности в электроустановках промышленных предприятий [Текст] / А.В Кабышев. - Томск.: издательство томского политехнического университета, 2012. – 24 с.
- 7 Константинов, Б.А. Компенсация реактивной мощности [Текст] / Б.А. Константинов, Г.З. Зайцев. – Л.: Энергия, 1976г. – 120 с.
- 8 Долгополов, А.Г. Управляемые шунтирующие реакторы для электрических сетей [Текст] / А.Г. Долгополов, Д.В. Кондратенко. – М.: 2011г.-21 с.
- 9 Брянцев, А.М. Управляемые подмагничиванием электрические реакторы в электрических сетях ОАО «ФСК ЕЭС» [Текст] / А.М. Брянцев, А.Г. Долгополов, А.И. Лурье. – М.: 2006г. – 5 с.
- 10 Дьяков, А.Ф. Электрические сети сверх – и ультравысокого напряжения [Текст] / А.Ф. Дьяков. – М.: 2012г. – 660 с.
- 11 Брянцев, А.М. Результаты внедрения управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов в сетях 110-500 кВ [Текст] / А.М. Брянцев, Б.И. Базылев, А.И. Лурье, Ю.Д. Спиридонов. – М.: 2012г. – 32 с.

12 Крюков, К.П. Повышение эффективности электросетевого строительства [Текст] / К.П. Крюков, А.И. Курносков, А.А. Зевин. – Л.: Энергоиздат., 1991г.-15 с.

13 ГОСТ 15150-69. – Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категория, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды [Текст]. – М.: 2006г. – 60 с.

14 ГОСТ – 27514-87. – Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ [Текст]. – М.: 1989г. – 40 с.

15 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности [Электронный ресурс] : метод. указ. к прак. занятиям для студ. по спец 140400.62 «Электроэнергетика и электротехника» / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск : Изд-во Амур. Гос ун-та, 2014. – 100 с.

16 ГОСТ Р 7.0.5-2008. Издания. Выходные сведения. Общие требования и правила оформления. М., 2008. II, 43 с. (Система стандартов по информ., библи. и изд. делу).

17 ГОСТ 12.2.024-87. Система стандартов безопасности труда. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля. М.: утв. постановлением Госстандарта СССР 1987. – 16 с.