


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

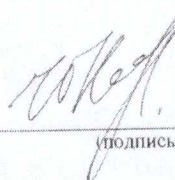
Зав. кафедрой

 Н.В. Савина
«08» 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование релейной защиты и автоматики линии напряжением 110 кВ Белогорск – Маслозавод и подстанции Маслозавод 110/10 кВ

Исполнитель
студент группы 642 об 1


18.06.2020
(подпись, дата)

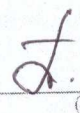
Ю.А. Коваленко

Руководитель
доцент


18.06.2020
(подпись, дата)


А.Г. Ротачева

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук


18.06.2020
(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель


08.07.2020
(подпись, дата)

Н.С. Бодруг

Благовещенск 2020

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

«24» 03 2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Коваленко Юрия Андреевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование релейной защиты и автоматики линии напряжением 110 кВ Белогорск – Маслозавод и подстанции Маслозавод 110/10 кВ

(утверждено приказом от 23.03.2020 № 657-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 22.06.2020

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейные схемы сети, расчетные значения максимальных рабочих токов, данные по планируемой нагрузке

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района. 2. Выбор силовых трансформаторов и провода ВЛ. 3. Выбор принципиальной электрической схемы. 4. Расчет токов коротких замыканий. 5. Выбор оборудования. 6. Релейная защита и автоматика. 7. Заземление ПС. 8. Молниезащита ПС. 9. Экономическая эффективность. 10. Безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Однолинейная схема, молниезащита заземление, план подстанции, структурно-функциональная схема РЗА

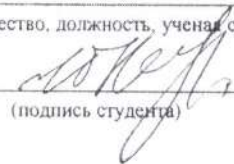
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 24.03.2020

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачева А.Г., доцент

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

Задание принял к исполнению (дата): 24.03.2020


(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 116 страницы, 7 рисунков, 30 таблиц, 20 источников, 135 формул.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ВЫСОКОЧАСТОТНЫЙ ЗАГРАДИТЕЛЬ, СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ, АВТОМАТИКА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, МИКРОПРОЦЕССОРНЫЙ ТЕРМИНАЛ, ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

Данная работа является заключительным этапом в изучении дисциплин, положенных в основу курса обучения по специальности 13.02.03 – «Электроэнергетика и электротехника».

В результате проектирования были посчитаны токи короткого замыкания. Было выбрано и проверено основное оборудование: выключатели, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, ограничители перенапряжений, сечения провода, ошиновка, высокочастотный заградитель, молниезащита и заземление подстанции. Выбран микропроцессорный терминал и рассчитаны уставки.

Условия поддержания безопасности и экологичности на подстанции 110 кВ Маслозавод сведены в раздел Безопасность и экологичность проектируемой подстанции 110 кВ Маслозавод «Безопасность и экологичность проектируемой электрической подстанции». Так же в разделе был рассмотрен и посчитан маслоприемник силового трансформатора.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	8
Введение	9
1 Характеристика района проектирования	11
1.1 Климатическая характеристика района	11
1.2 Характеристика существующей системы электроснабжения в районе проектирования	12
1.3 Характеристика потребителей	13
2 Выбор силовых трансформаторов и провода ВЛ	15
2.1 Выбор силовых трансформаторов	15
2.2 Выбор сечения и марки провода ВЛ	17
2.2.1 Выбор сечения проводников по экономической плотности тока	17
2.2.2 Допустимая токовая нагрузка по нагреву	18
2.2.3 Проверка по условиям короны	19
2.2.4 Проверка по допустимым потерям и отклонениям напряжения	19
2.3 Проверка сечения грозозащитного троса по термической стойкости	19
3 Выбор принципиальной электрической схемы	24
3.1 РУ 110 кВ	24
3.2 РУ 10 кВ	25
4 Расчет токов коротких замыканий	27
4.1 Исходные данные	28
4.1.1 Параметры системы	29
4.1.2 Параметры ВЛ	29
4.1.3 Параметры силовых трансформаторов	30
4.2 Расчет сопротивлений элементов электрической сети	30
4.2.1 Расчет сопротивления системы	31
4.2.2 Расчет сопротивлений ВЛ	32
4.2.3 Расчет сопротивлений трансформаторов	33

4.3 Преобразование схемы замещения	34
4.3.1 Преобразование №1	34
4.3.2 Преобразование №2	36
4.3.3 Преобразование №3	38
4.4 Расчет токов КЗ	40
4.4.1 Шины 110 кВ ПС 110 кВ Маслозавод	41
4.4.2 Шины 10 кВ ПС 110 кВ Маслозавод	42
4.4.3 Шины 110 кВ ПС 110 кВ Белогорск	43
5 Выбор оборудования	45
5.1 Выбор выключателей	46
5.2 Выбор разъединителей	49
5.3 Выбор ошиновки 110 и 10 кВ	51
5.3.1 Выбор сечения гибкой ошиновки по нагреву	51
5.3.2 Проверка ошиновки на термическое действие токов КЗ	52
5.3.3 Проверка гибкой ошиновки на схлёстывание	52
5.3.4 Проверка по условиям короны	52
5.3.5 Проверка гибкой ошиновки по механической прочности	53
5.4 Выбор трансформаторов тока 110 кВ	53
5.4.1 Расчет мощности вторичных обмоток трансформаторов тока	55
5.4.2 Расчетные нагрузки трансформаторов тока	58
5.5 Выбор трансформаторов напряжения	60
5.5.1 Трансформаторы напряжения 110 кВ	60
5.5.2 Трансформатор напряжения 10 кВ	63
5.6 Выбор ОПН	64
5.6.1 Предварительный выбор	64
5.6.2 Окончательный выбор ОПН	66
5.7 Выбор трансформаторов собственных нужд	67
6 Релейная защита и автоматика	69
6.1 Основные решения по РЗиА	69

6.1.1 Силовой трансформатор	69
6.1.2 Трансформатор напряжения 110 кВ	71
6.1.3 Секционный выключатель 10 кВ	72
6.1.4 Трансформатор напряжения 10 кВ	72
6.1.5 Линия 10 кВ	73
6.1.6 Линия 110 кВ	74
6.2 Расчет параметров срабатывания устройств РЗА	75
6.2.1 Силовой трансформатор	75
6.2.2 МТЗ выключателя ввода 110 кВ	79
6.2.3 Токовые защиты присоединения 10 кВ №12	81
6.2.4 МТЗ СВ 10 кВ	82
6.2.5 МТЗ выключателя ввода 10 кВ	83
6.2.6 ТНЗНП линии 110 кВ Белогорск – Маслозавод	84
6.2.7 ДЗ линии 110 кВ Белогорск – Маслозавод	85
6.2.8 МТЗ линии 110 кВ Белогорск – Маслозавод	86
7 Расчет заземления ПС 110 кВ Маслозавод	87
8 Молниезащита ПС 110 КВ Маслозавод	92
9 Экономическая эффективность РЗ трансформатора	97
9.1 Преимущества защит на микропроцессорной базе	97
9.2 Капиталовложения в реализацию релейной защиты	97
9.3 Расчет амортизационных и эксплуатационных издержек	98
9.4 Возмещение затрат на электроэнергию	100
8.5 Прочие расходы	100
9.6 Расчет ущерба	101
10 Безопасность и экологичность проектируемой пс	104
10.1 Безопасность	104
10.1.1 Охрана труда и техника безопасности	104
10.1.2 Оперативное, техническое и ремонтное обслуживание	104
10.1.3 Требования к персоналу	105

10.2 Экологичность	105
10.2.1 Воздействие объекта строительства на территорию, условия землепользования и геологическую среду	105
10.2.2 Мероприятия по охране земель на период строительства	106
10.2.3 Воздействие объектов проектирования на атмосферный воздух	107
10.2.4 Мероприятия по защите от шума	107
10.2.5 Мероприятия по охране подземных вод	108
10.2.6 Охрана растительного и животного мира	109
10.2.7 Меры для предотвращения загрязнения окружающей среды трансформаторным маслом	110
10.3 Чрезвычайная ситуация	113
Заключение	115
Библиографический список	116

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ТКЗ – токи короткого замыкания

КЗ – короткое замыкание

РЗ – релейная защита

ПС – подстанция

КС – компрессорная станция

ТТ – трансформатор тока

ТН – трансформатор напряжения

ОПН – ограничитель перенапряжения

ВЧЗ – высокочастотный заградитель

ВН – высокое напряжение

НН – низкое напряжение

РУ – распределительное устройство

ПУЭ – правила электроустановок

УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя

АС – сталеалюминевый провод

ГТ – грозозащитный трос

ВВЕДЕНИЕ

При выполнении ВКР рассматривается проектирование ПС 110 кВ Маслозавод. Проектирование подстанции возможно при помощи крупного капитала, необходимого для строительства и обслуживания подстанции. Следствием строительства ПС 110 кВ Маслозавод является увеличение капитала внутри региона, появления новых рабочих мест, развития региона и страны.

Подстанция 110 кВ проектируется с целью подключения и ввода в работу строящегося маслоэкстракционного завода «Амурский» в Белогорском районе Амурской области.

Выпускная квалификационная работа актуальна, так как постройка производится маслоэкстракционного завода увеличит обороты переработки сои. Что способствует притоку денежных средств в страну и регион.

Целью ВКР является проектирование релейной защиты и автоматики ПС 110 кВ Маслозавод, находящейся в Белогорском районе Амурской области.

Задачами ВКР является:

- Описание проектируемой ПС;
- Рассмотрения климатических условий проектируемой ПС;
- Обоснование строительства подстанции;
- Выбор силовых трансформаторов;
- Расчет токов короткого замыкания;
- Расчет уставок на базе микропроцессорного терминала фирмы «Сириус»
- Выбор основного оборудования;
- Проектирование автоматики и релейной защиты трансформатора на базе микропроцессорного терминала;
- Расчет молниезащиты подстанции;
- Расчет заземления подстанции;
- Рассмотрение безопасности и экологичности проекта;

- Экономический расчет релейной защиты;
- Разработка листов графической части.

При выполнении выпускной квалификационной работы использовались программы: Microsoft Office 2013, Mathcad 15.0, Autodesk Autocad 2017. Также за время выполнения были использованы различные методические указания, СТО, ГОСТ.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Климатическая характеристика района

Район проектирования – Белогорский район Амурской области, Российская Федерация. Для данного района характерен резко континентальный климат с муссонными чертами, что выражается в больших годовых суточных колебаниях температуры воздуха. Высота над уровнем моря – 170 м.

Климатические условия для проектируемой ПС приняты в соответствии с ПУЭ 7-е издание, региональной карты климатического районирования Амурской области, и приведены в таблице 1.1 [4].

Таблица 1.1 – Климатические условия района проектирования

Климатические условия	Расчетные величины
1	2
1 Температура воздуха:	
Средняя из ежегодных абсолютных минимальных, °С	минус 41
Средняя из ежегодных абсолютных максимальных, °С	плюс 32
Среднегодовая, °С	минус 1,2
Абсолютно минимальная, °С	минус 48
Абсолютно максимальная, °С	плюс 40
При гололеде, °С	0
2 Скорость ветра:	
Возможная 1 раз в 25 лет, м/с	25
При гололеде, м/с	14
3 Преобладающие направление ветра:	
а) зимой	СЗ
б) летом	Ю
4 Годовое число осадков, мм	534
5 Суточный максимум осадков, мм	105

1	2
6 Глубина промерзания грунта, м	3,12
9 Среднегодовая продолжительность гроз, час	20÷30
8 Район по толщине стенки гололеда, мм	I (<10)
9 Удельный вес отложения гололеда, г/см ³	0,9
10 Климатический район	II ₄
11 Сейсмичность района, баллы	6
12 Зона влажности	2
13 Средняя месячная относительная влажность воздуха, %	
а) наиболее холодного месяца	73
б) наиболее теплого месяца	61

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов составляет: для крупнообломочных грунтов – 314 см, для песков средней крупности, крупных и гравелистых – 277 см, для супесей и песков мелких, пылеватых – 258 см, для глинистых грунтов – 212 см.

Грунтами оснований фундаментов будут служить суглинки твердые, полутвердые и тугопластичные, супесь пластичная, а также пески разной крупности и степени водонасыщения [9].

По степени морозного пучения грунты относятся: твердые суглинки и песок – к непучинистым; полутвердые суглинки – к слабопучинистым; тугопластичные суглинок – к среднепучинистым; супесь пластичная – к сильнопучинистым грунтам.

1.2 Характеристика существующей системы электроснабжения в районе проектирования

В качестве источника электроснабжения ПС 110 кВ Маслозавод выступает сеть 110 кВ. Присоединение ПС 110 кВ Маслозавод планируется от шин 110 кВ ПС 220 кВ Белогорск по двум ВЛ 110 кВ Белогорск – Маслозавод №1 и №2.

Схема включения ПС 110 кВ Маслозавод приведена на рисунке 1.1.

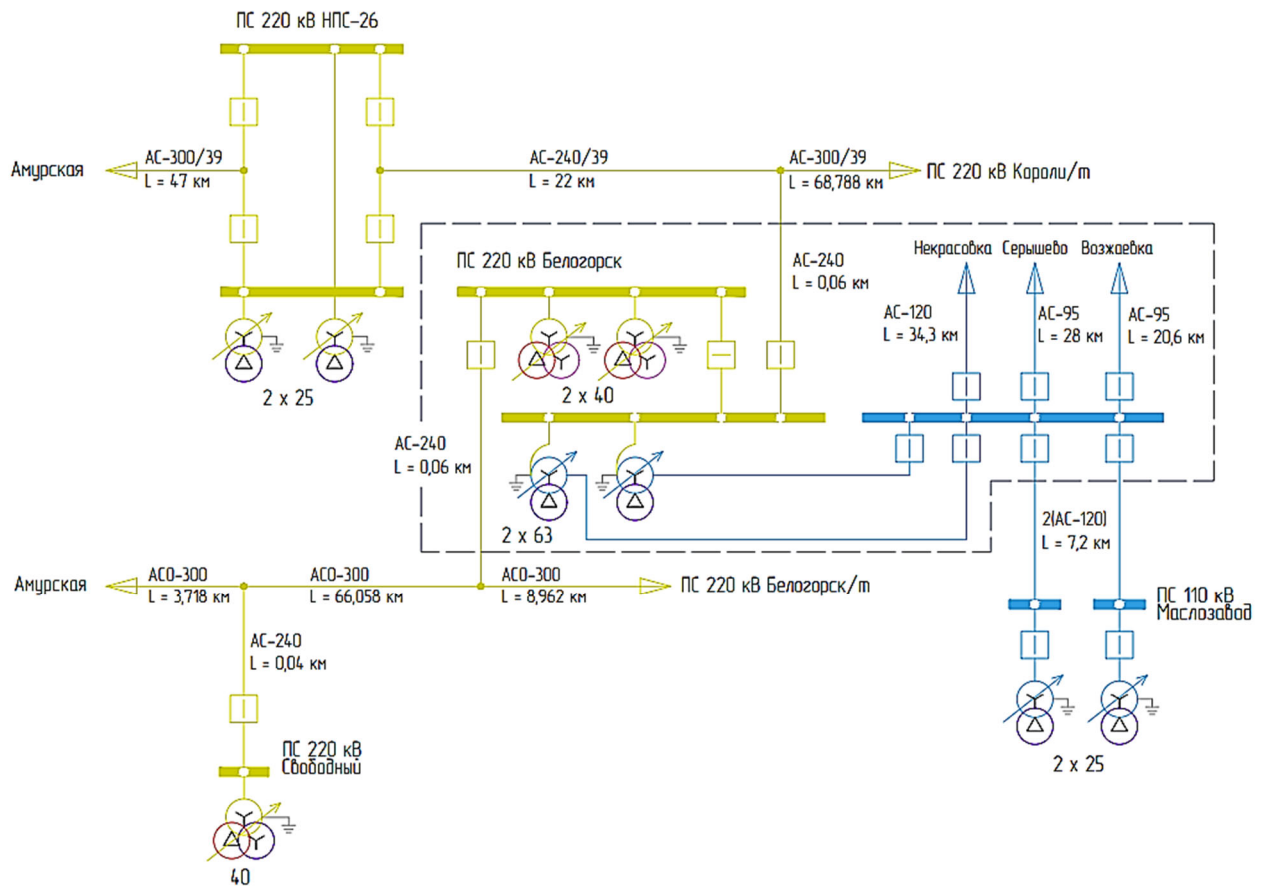


Рис. 1.1 – Схема присоединения ПС 110 кВ Маслозавод

1.3 Характеристика потребителей

Основным потребителем электроэнергии из сети ПС 110 кВ Маслозавод станет «Маслоэкстракционный завод Амурский» - завод по глубокой обработке сои.

Питание планируется по 3 ячейкам 10 кВ на ТП-8, ТП-9 и ТП-10. Максимальная мощность присоединения приемников – 16,7 МВт. Категория надежности электроснабжения – II.

Расчетное число часов использования максимума нагрузки в год в соответствии с исходными данными составит – 3985.

Отказ линии или выключателя для принятой схемы ПС приводит к отключению одного трансформатора подключенного к данной линии. Рассматриваемый отказ не ограничивает электроснабжение потребителей в виду достаточной

нагрузочной способности оставшегося в работе трансформатора, а также действия автоматического ввода резерва (АВР) на стороне низшего напряжения трансформатора.

2 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И ПРОВОДА ВЛ

2.1 Выбор силовых трансформаторов

Категория надежности электроснабжения потребителей II, в этом случае, согласно требованиям по ПУЭ, рекомендуется осуществление питания от двух независимых источников питания.

Мощность проектируемой подстанции определяется исходя из мощности устанавливаемых трансформаторов Т-1 и Т-2 типа ТДН-25000/110 УХЛ1 каждой. Суммарная установленная мощность силовых трансформаторов составит 50 МВА.

В перспективе планируются к установке трансформаторы типа ТДН-40000/110 УХЛ1.

Количество и мощность силовых трансформаторов приняты в соответствии с максимальной мощностью присоединяемых устройств потребителя – 16,7 МВт, и с учетом ($\tan \varphi \leq 0,4$), что полная мощность не превысит 18 МВА. Мощность выбранных к установке силовых трансформаторов обеспечивает электроснабжение энергопринимающих устройств, в соответствии с заявленной мощностью, при условии вывода одного из трансформаторов в длительный ремонт [2]:

$$S_{ном.1т} \geq S_{нагр.мах}, \quad (2.1)$$

где $S_{ном.1т}$ – номинальная мощность одного силового трансформатора, МВА;

$S_{нагр.мах}$ - максимальная мощность присоединяемых нагрузок, МВА.

$$25 \text{ МВА} \geq 18 \text{ МВА}$$

Коэффициент загрузки трансформатора определяется по следующему выражению:

$$K_3 = \frac{S_H}{n_T \cdot S_{ном.1T}}, \quad (2.2)$$

где n_T – количество трансформаторов;

S_H – полная мощность нагрузки.

$$K_3 = \frac{\sqrt{16,7^2 + (16,7 \cdot 0,4)^2}}{2 \cdot 25} = 0,35$$

Для аварийного режима рассчитывается режим работы одного трансформатора:

$$K_{3.Авар} = \frac{\sqrt{16,7^2 + (16,7 \cdot 0,4)^2}}{25} = 0,71$$

Паспортные данные трансформатора ТДН-25000/110 УХЛ1 приведены в таблице 2.1 [1].

Таблица 2.1 – Паспортные данные трансформатор ТДН-25000/110 УХЛ1

Параметр	Значение
Номинальная мощность, кВА	25000
Номинальное напряжение, кВ НН	11
Схема и группа соединения обмоток	Y0/Д-11
Потери холостого хода (P ₀), Вт	17000
Потери короткого замыкания (P _{к.з.}), Вт	120 кВт
Ток холостого хода (I _{х.х.}), %	0,2%
Масса полная, кг	45000
Масса масла, кг	11500
Номинальная частота, Гц	50 Гц
Регулирование напряжения ПБВ со стороны ВН	±9х1,78%
Габариты, ДхШхВ мм	5515 x 3790 x 5080

2.2 Выбор сечения и марки провода ВЛ

Выбор сечения провода ЛЭП 110 кВ Белогорск-Маслозавод №1 и №2 произведен на основании результатов расчетов электроэнергетических режимов в сети прилегающей к ПС 110 кВ Маслозавод.

Максимальный рабочий ток одной цепи ВЛ принят 91 А — послеаварийный режим зимнего максимума 2020 г.

Сечение провода выбрано по экономической плотности тока и проверено по допустимой токовой нагрузке по нагреву.

2.2.1 Выбор сечения проводников по экономической плотности тока

Экономически целесообразное сечение S , мм², определяется из соотношения:

$$S = \frac{I_p}{J_{\text{эк}}}, \quad (2.3)$$

где I_p - расчетный ток, А;

$J_{\text{эк}}$ - нормированное значение экономической плотности тока, А/мм².

Значение I_p определяется по выражению:

$$I_p = I_5 \cdot a_i \cdot a_t, \quad (2.4)$$

где I_5 - расчетный ток в час максимума энергосистемы, А;

a_i - коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации, для ВЛ 110 кВ принимается 1,05;

a_t - коэффициент учитывающий число часов использования максимума нагрузки, равный 1,2.

Расчетный ток составит:

$$I_p = 91 \cdot 1,05 \cdot 1,2 = 114,7 \text{ А.}$$

В соответствии с табл. 1.3.36 ПУЭ нормированное значение плотности тока для неизолированных алюминиевых проводов при числе часов использования максимума нагрузки 3985 ч/год, $j_H = 1,1 \text{ А/мм}^2$ [4].

Экономически целесообразное сечение для провода с алюминиевыми жилами:

$$S = \frac{114,7}{1,1} = 104,3 \text{ мм}^2$$

Принимается сечение — 120 мм².

2.2.2 Допустимая токовая нагрузка по нагреву

Проверка по условию допустимой токовой нагрузке по нагреву:

$$I_{P.МАКС} \leq I_{ДОП}, \quad (2.5)$$

где $I_{P.МАКС}$ — максимальный расчетный ток ВЛ;

$I_{ДОП}$ — фактически допустимый длительный ток ВЛ.

Расчётный ток в послеаварийном режиме зимнего максимума составит 91 А, предварительно выбранный провода АС 120/19. Допустимый длительный ток для сечения 120 мм² при температуре окружающего воздуха +25 °С — 390 А.

Условие $I_{P.МАКС} \leq I_{ДОП}$ выполняется, т. е. $91 \text{ А} \leq 390 \text{ А}$.

Максимальный расчетный ток ВЛ при установке силовых трансформаторов, следующих по шкале мощности, составит 261А, условие $I_{P.МАКС} \leq I_{ДОП}$ также выполняется, увеличение сечения провода при замене трансформаторов не требуется.

Принятое сечение провода ВЛ 110 кВ выбрано по максимальному рабочему току с учетом устанавливаемого силового трансформатора. При этом, в случае установки в перспективе силовых трансформаторов, следующих по шкале мощности, обеспечивается допустимая токовая нагрузка по нагреву провода с

учетом допустимой перегрузки трансформаторов при отключении одной цепи ВЛ 110 кВ.

2.2.3 Проверка по условиям короны

Проверке по условиям образования короны подлежат ВЛ 110 кВ и выше, прокладываемые по трассам с отметками выше 1500 м над уровнем моря. При более низких отметках проверка не производится, если сечения проводов равны минимально допустимым по условиям короны или превышают их. Минимальный диаметр проводов по условиям короны для ВЛ 110 кВ — 11,4 мм (АС 70/11).

Проектируемая ЛЭП 110 кВ Белогорск-Маслозавод №1 и №2 прокладывается по трассе с отметками ниже 1500 м уровня моря, принятый проектом провод АС120/19 не подлежит проверке по условиям образования короны [7].

2.2.4 Проверка по допустимым потерям и отклонениям напряжения

Проверке по допустимым потерям и отклонениям напряжения ВЛ 35 кВ и выше не подлежат, так как повышение уровня напряжения путем увеличения сечения проводов таких линий по сравнению с применением трансформаторов с РПН или средств компенсации реактивной мощности экономически не оправдывается.

2.3 Проверка сечения грозозащитного троса по термической стойкости

Проверка термической устойчивости ГТ выполняется в соответствии с методическими указаниями по расчету термической устойчивости грозозащитных тросов воздушных линий электропередачи №5290 тм-Т1.

Проектом принят грозотрос (ГТ) со следующими параметрами (см. таблицу 2.2).

Таблица 2.2 – Параметры ГТ

Наименование	Диаметр, мм	Сечение, мм ²	Допустимый ток КЗ в 1 сек, кА	Начальная темп. нагрева ГТ при КЗ, °С	Конечная темп. Нагрева ГТ при КЗ, °С
ГТК 20-0/70-11,1/87	11,1	72,58	6,8	20	400

Распределение тока КЗ на проверяемом участке представлено на рисунке 2.1.

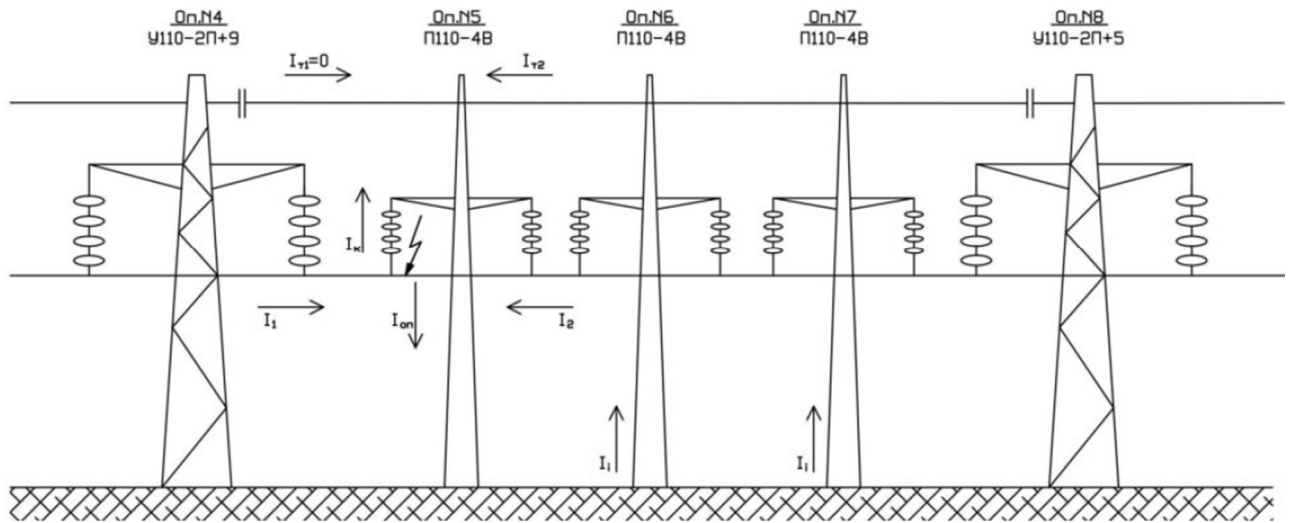


Рисунок 2.1 – Распределение однополюсного тока КЗ

Значение активного сопротивления ГТ (r) определяется по формуле, Ом:

$$r = \rho_{см} \cdot \frac{l'}{S}, \quad (2.6)$$

где $\rho_{см} = 1,203 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ – удельное активное сопротивление стальных про-

водников;

$l' = 240 \text{ м}$ – средняя длина одного пролета ГТ;

S – сечение ГТ, мм².

$$r = 1,203 \cdot \frac{240}{72,58} = 3,978 \text{ Ом}$$

Соответственно, сопротивление участка Z_C равно, Ом:

$$Z_C = \sqrt{r \cdot R_{оп}}, \quad (2.7)$$

где $R_{ОП} = 7,5 \text{ Ом}$ – сопротивление заземления опоры.

$$Z_C = \sqrt{3,978 \cdot 7,5} = 5,462 \text{ Ом.}$$

$$\gamma = \sqrt{\frac{r}{R_{ОП}}} = \sqrt{\frac{3,978}{7,5}} = 0,728.$$

Входное сопротивление цепи равно:

$$Z_{BX} = \frac{Z_m \cdot Z_C + Z_C^2 \cdot th(m \cdot \gamma)}{Z_C + Z_m \cdot th(m \cdot \gamma)}, \quad (2.8)$$

где m – количество пролетов однородного участка ВЛ;

Z_m – сопротивление, на которое замкнута однородная линия, Ом.

Для участка от портала РУ 110 кВ ПС Белогорск до анкерно-угловой опоры

№1 входные сопротивления равны:

$$Z_{BX1} = \frac{9 \cdot 10^8 \cdot 5,462 + 5,462^2 \cdot th(0 \cdot 0,728)}{5,462 + 9 \cdot 10^8 \cdot th(0 \cdot 0,728)} = 9 \cdot 10^8 \text{ Ом;}$$

$$Z_{BX2} = \frac{9 \cdot 10^8 \cdot 5,462 + 5,462^2 \cdot th(2 \cdot 0,728)}{5,462 + 9 \cdot 10^8 \cdot th(2 \cdot 0,728)} = 6,09 \text{ Ом.}$$

Суммарное сопротивление участка равно, Ом:

$$Z_Z = \frac{1}{R_{ОП}} + \frac{1}{Z_{BX1}} + \frac{1}{Z_{BX2}}, \quad (2.9)$$

$$Z_Z = 0,1333 + 0,1 \cdot 10^{-8} + 0,164 = 0,298 \text{ Ом;}$$

$$Z_0 = \frac{1}{Z_Z} = \frac{1}{0,298} = 3,36 \text{ Ом.}$$

Ток однофазного КЗ равен, А:

$$I_T = I_K \frac{Z_0}{Z_{BX}}, \quad (2.10)$$

где I_K – полный ток однофазного КЗ в повреждениях.

I_K на опоре №5 равен:

$$I_K = I_{1i} + I_{2i}, \quad (2.11)$$

где I_{1i} – ток однофазного КЗ, А, в точке i линии длиной $l = 7,2$ км, притекающей от системы, и удаленной на $l_{1i} = 0,643$ км от ОРУ1 и на $l_{2i} = 6,557$ км от ОРУ2, $I_{11} = 5264$ А, $I_{12} = 3930$ А – то же при КЗ на шинах ОРУ1 и ОРУ2 (расчет ТКЗ см. в главе 4).

I_{1i} определяется выражением:

$$I_{1i} = \frac{I_{11} \cdot I_{12}}{I_{11} \cdot \frac{l_{1i}}{l} + I_{12} \cdot \frac{l_{2i}}{l}} \quad (2.12)$$

$$I_{1i} = \frac{5264 \cdot 3930}{5264 \cdot \frac{0,643}{7,2} + 3930 \cdot \frac{6,557}{7,2}} = 5068 \text{ А.}$$

Аналогично вычисляется I_{2i} :

$$I_{2i} = \frac{4093 \cdot 4135}{4093 \cdot \frac{0,643}{7,2} + 4135 \cdot \frac{6,557}{7,2}} = 4094 \text{ А;}$$

$$I_K = 5068 + 4094 = 9162 \text{ А;}$$

$$I_{T1} = 9162 \cdot \frac{3,36}{9 \cdot 10^8} = 1,66 \cdot 10^{-5} \text{ А;}$$

$$I_{T2} = 9162 \cdot \frac{3,36}{6,09} = 5055 \text{ А.}$$

Допустимый для данного сечения ГТ при времени действия ток КЗ определяется из, кА:

$$I_{K.доп} = \frac{S \cdot 10^{-3}}{\sqrt{\frac{t}{A_V - A_0}}}, \quad (2.13)$$

где S – сечение ГТ, мм²;

$A_0 = 0,06 \cdot 10^4$ – величина, являющаяся функцией температуры ГТ до КЗ;

$A_V = 0,56 \cdot 10^4$ – величина, являющаяся функцией температуры ГТ после КЗ;

$t = 0,75$ с – полное время отключения.

$$I_{K.доп} = \frac{72,58 \cdot 10^{-3}}{\sqrt{\frac{0,75}{5600 - 600}}} = 5,926 \text{ кА};$$

$5055 \text{ А} < 5926 \text{ А}$, следовательно, грозотрос ГТК 20-0/70-11,1/87 термически устойчив.

3 ВЫБОР ПРИНЦИПАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ

Схемы РУ должны удовлетворять ряду требований (критериев). Важнейшие из них: надежность, экономичность, удобство эксплуатации, техническая гибкость, экологическая чистота, компактность, унифицированность [3].

Принятые принципиальные схемы РУ:

- РУ 110 кВ - Схема №110-4Н. Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий;
- РУ 10 кВ - Схема №10-1. Одна, секционированная выключателем, система шин.

3.1 РУ 110 кВ

РУ 110 кВ выполняется открытым, с установкой высоковольтного оборудования и элементов вспомогательных цепей на унифицированные транспортные блоки заводского изготовления, состоящих из металлического несущего каркаса. Блоки с оборудованием 110 кВ устанавливаются на незаглублённых фундаментах, уложенных на спланированную поверхность грунта.

В составе блоков КТПБ(М) предусмотрено следующее основное оборудование:

- выключатели 110 кВ — элегазовые, колонковые;
- разъединители 110 кВ — горизонтально-поворотного исполнения с двигательными приводами главных и заземляющих ножей. Двигательные приводы комплектуются шкафами дистанционного управления.
- трансформаторы напряжения 110 кВ — емкостные, антирезонансные, маломасляные;
- трансформаторы тока 110 кВ — элегазовые, выносные;
- ограничители перенапряжения 110 кВ с корпусом из взрывобезопасного материала.

В комплект поставки КТПБ(М) входят:

- высоковольтное оборудование 110 кВ;

- металлоконструкции для установки оборудования 110 кВ;
- шкафы наружной установки вспомогательных цепей высоковольтного оборудования;
- блоки опорных изоляторов 110 кВ и 10 кВ;
- площадки обслуживания выключателей 110 кВ;
- осветительные установки;
- кронштейны для установки изоляторов НН и в нейтрали трансформаторов;
- навесные металлические кабельные лотки;
- ошиновка ОРУ 110 и 10 кВ.

Схема №110-4Н простая и наглядная, электромагнитные блокировки и операции с разъединителями просты и однотипны, и как следствие минимизированы отказы по вине персонала.

Схема рекомендована СТО 56947007-29.240.30.010-2008 для тупиковых двухтрансформаторных ПС до 500 кВ питаемых по двум ВЛ и является лучшей схемой с позиций надежности и экономичности для тупиковых двухтрансформаторных подстанций при использовании современных элегазовых выключателей с пружинными приводами для подстанций 35-220 кВ.

3.2 РУ 10 кВ

В качестве РУ 10 кВ принято комплектное распределительное устройство внутренней установки (КРУ 10 кВ), с коридором обслуживания, двухрядным расположением ячеек двустороннего обслуживания в блочно-модульном здании полной заводской поставки.

РУ 10 кВ состоит из двух секций, соединённых секционным выключателем. В каждой секции шкафы КРУ 10 кВ устанавливаются в два ряда соединёнными шинным мостом. Связь между РУ 10 кВ и силовыми трансформаторами Т-1 и Т-2 выполняется сталеалюминевым проводом марки АС-300/48 (три провода в фазе).

Подключение КРУ 10 кВ к обмоткам НН силовых трансформаторов предусмотрено шинными мостами 10 кВ через шинные вводы с проходными изоляторами 10 кВ. Выход шинных вводов 10 кВ предусмотрен через технологические проёмы стены здания, с последующей заделкой и уплотнением теплоизоляционными материалами.

В шкафах КРУ предусмотрены межшкафные перегородки отсека сборных шин и разделение шкафа перегородками на отсеки СШ, отсека выключателя и линейного отсека для локализации повреждений в пределах одного отсека.

В составе КРУ 10 кВ к установке принято следующее основное оборудование:

- вакуумные выключатели с приводом типа «магнитная защёлка»;
- трансформаторы напряжения 10 кВ антирезонансные, с литой изоляцией;
- трансформаторы тока 10 кВ с литой изоляцией;
- ограничители перенапряжения нелинейные 10 кВ;
- трансформаторы тока нулевой последовательности в линейных ячейках.

Электроснабжение предусматривается от сети 0,4 кВ собственных нужд подстанции.

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ

Расчёты токов трехфазных и однофазных коротких замыканий выполнены с целью:

- проверки соответствия коммутационной аппаратуры, установленной в распределительных устройствах действующих энергетических объектов, расчётным значениям токов коротких замыканий и определения объема проведения необходимой модернизации и замены оборудования;

- разработки (при необходимости) мероприятий по ограничению токов коротких замыканий.

Расчёт токов трёхфазного и однофазного короткого замыкания выполнен на перспективу в 5 лет после ввода объекта в эксплуатацию (2020 год).

При расчете коротких замыканий в сетях напряжением свыше 1 кВ принимаются следующие допущения:

- не учитывать сдвиг по фазе ЭДС различных синхронных машин и изменение их частоты вращения, если продолжительность КЗ не превышает 0,5 с;

- не учитывать межсистемные связи, выполненные с помощью электропередачи (вставки) постоянного тока;

- не учитывать поперечную емкость воздушных линий электропередачи напряжением 110 - 220 кВ, если их длина не превышает 200 км, и напряжением 330 - 500 кВ, если их длина не превышает 150 км;

- не учитывать насыщение магнитных систем электрических машин;

- не учитывать ток намагничивания трансформаторов и автотрансформаторов;

- не учитывать влияние активных сопротивлений различных элементов исходной расчетной схемы на амплитуду периодической составляющей тока КЗ, если активная составляющая результирующего эквивалентного сопротивления расчетной схемы относительно точки КЗ не превышает 30 % от индуктивной составляющей результирующего эквивалентного сопротивления;

- приближенно учитывать затухание апериодической составляющей тока КЗ, если исходная расчетная схема содержит несколько независимых контуров;
- приближенно учитывать электроприемники, сосредоточенные в отдельных узлах исходной расчетной;
- принимать численно равными активное сопротивление и сопротивление постоянному току любого элемента исходной расчетной схемы.

4.1 Исходные данные

В соответствии со схемой присоединения ПС 110 кВ Маслозавод, приведенной на рисунке 1.1, исходная схема для расчета токов коротких замыканий примет следующий вид (см. рисунок 4.1):

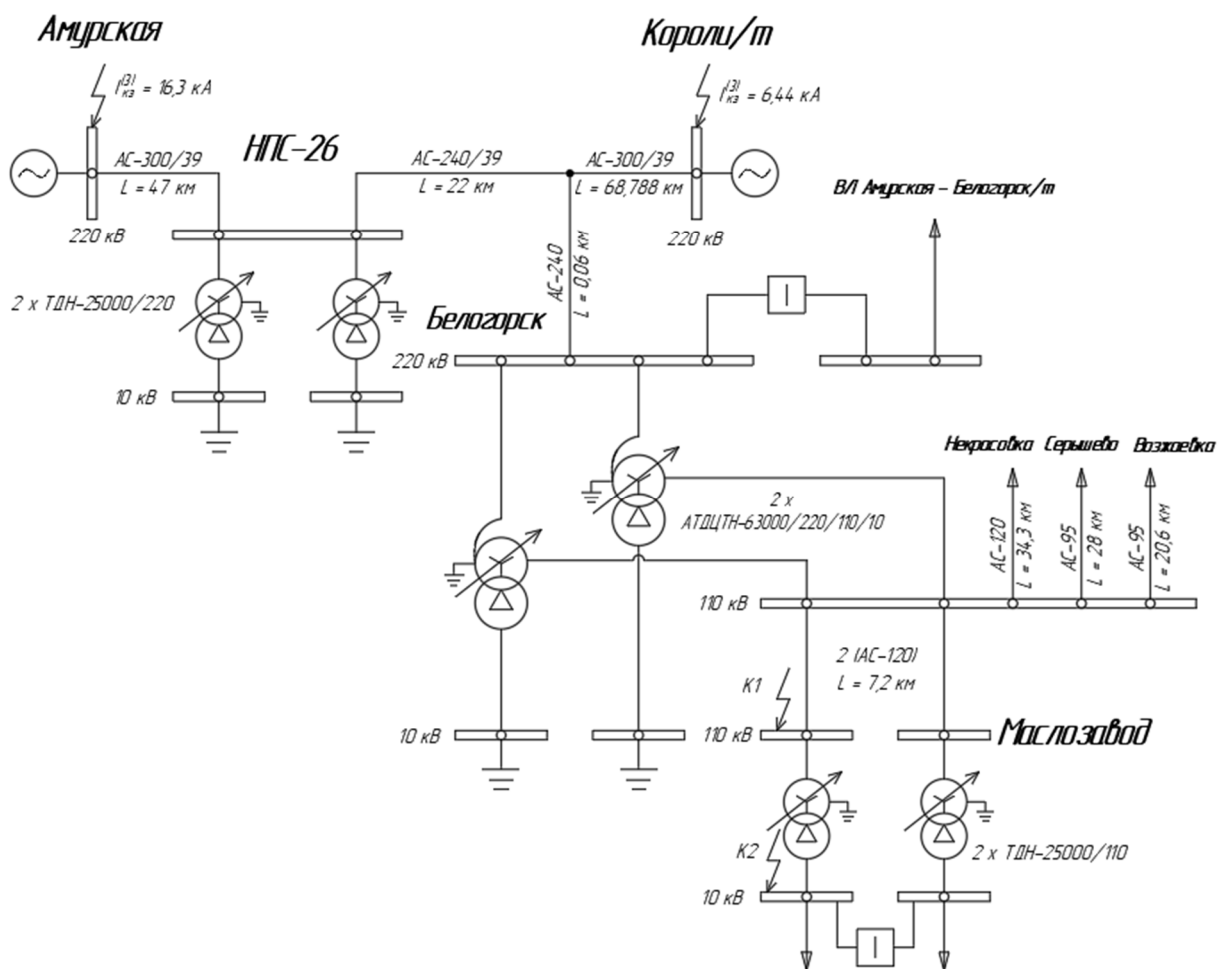


Рисунок 4.1 – Исходная схема для расчета токов коротких замыканий

Расчетные точки КЗ (К1, К2) представлены на рисунке 4.1.

Для расчета коротких замыканий необходимо определить параметры элементов электрической сети для дальнейшего расчета их эквивалентных сопротивлений. Для расчета сетей напряжением выше 1 кВ допускается строить схему замещения только реактивными сопротивлениями элементов сети.

4.1.1 Параметры системы

Наиболее удаленные от точек КЗ электроэнергетической системы допускается представлять в виде источников энергии с неизменной по амплитуде ЭДС и результирующим эквивалентным индуктивным сопротивлением.

В представленной сети система представлена двумя источниками энергии в зимнем максимальном режиме:

- Шины 220 кВ ПС 500 кВ Амурская;
- Шины 220 кВ ПС 220 кВ Короли/т.

Параметры системы приведены в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Параметры системы

Наименование	Ток трехфазного КЗ, кА
Шины 220 кВ ПС 500 кВ Амурская	16,3
Шины 220 кВ ПС 220 кВ Короли/т	6,44

4.1.2 Параметры ВЛ

Для расчета сопротивления ВЛ необходимо знать ее длина, а также удельные активное и индуктивное сопротивления, определяемое марке провода и среднегеометрическому расстоянию между фазными проводами.

Для данной сети параметры ВЛ приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Параметры ВЛ

Наименование линии	Длина L, км	Марка про- вода	Удельное актив- ное сопротивле- ние R_0 , Ом/км	Удельное индук- тивное сопротив- ление X_0 , Ом/км
1	2	3	4	5
Белогорск – Серышево	28	АС-95	0,421	0,434
Белогорск – Возжаевка	20,6			

1	2	3	4	5
Белогорск – Некрасовка	34,3	АС-120	0,249	0,427
Белогорск – Маслозавод	7,2			
НПС-26 – отп. Белогорск	22	АС-240/39	0,121	0,413
отп. Белогорск – Белогорск	0,06			
Амурская – НПС-26	47	АС-300/39	0,098	0,414
Короли/г – отп. Белогорск	68,788			

4.1.3 Параметры силовых трансформаторов

Для расчета индуктивного сопротивления трансформатора руководствуются заводскими параметрами последнего, а именно – напряжениями короткого замыкания обмоток.

Для двухобмоточных трансформаторов – это одно напряжение короткого замыкания между обмотками высшего и низшего напряжения. Для трехобмоточных и автотрансформаторов – это напряжения короткого замыкания между каждой из обмоток. Кроме того, важным является типа соединения обмоток.

Для данной сети параметры трансформаторов приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Параметры трансформаторов.

Наименование	Тип трансформатора	Тип соединения	Напряжение короткого замыкания, %		
			$u_{к\%В-Н}$	$u_{к\%В-С}$	$u_{к\%С-Н}$
АТДЦТН – 63000/220/110/10	автотрансформатор	$\lambda_0 - \Delta$	35	11	22
ТДН – 25000/220	двухобмоточный		11,5	–	–
ТДН – 25000/110	точный		10,5	–	–

4.2 Расчет сопротивлений элементов электрической сети

Расчет производится приближенным методом в относительных единицах. При этом, необходимо выбрать базисную мощность:

$$S_0 = 1000 \text{ МВА}$$

Сопротивления обратной последовательности всех пассивных элементов сети приравниваются собственным сопротивлениям прямой последовательности, так как циркуляция токов обратной последовательности остается неизменной.

Исходная схема замещения представлена на рисунке 4.2.

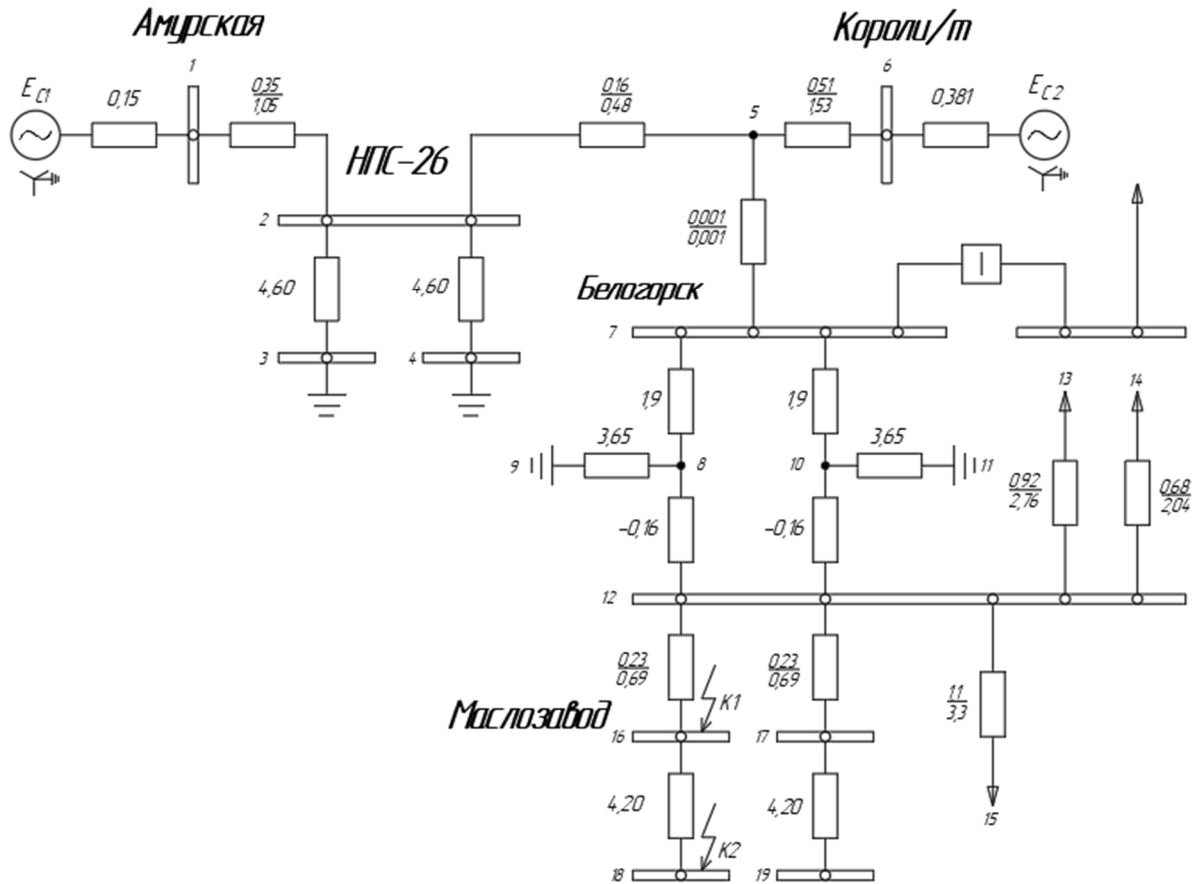


Рисунок 4.2 – Исходная схема замещения

4.2.1 Расчет сопротивления системы

Эквивалентное сопротивление системы рассчитывается по выражению (4.1):

$$X_C = \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗС}^{(3)} \cdot U_H}, \quad (4.1)$$

где $I_{кзс}^{(3)}$ – ток трехфазного короткого замыкания на шинах системы, кА;

U_n – номинальное напряжение системы, кВ.

Сопротивление нулевой $X_C^{(0)}$ последовательности зависит от режима работы замещаемой системы.

Расчет сопротивления системы для исходной схемы замещения:

$$X_{C1-1} = X_{C1}^{(1)} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 16,3 \cdot 235} = 0,15;$$

$$X_{C1}^{(0)} = X_{C1}^{(1)};$$

$$X_{C2-2} = X_{C2}^{(1)} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,44 \cdot 235} = 0,381;$$

$$X_{C2}^{(0)} = X_{C2}^{(1)}.$$

4.2.2 Расчет сопротивлений ВЛ

Расчет сопротивления воздушной линии осуществляется по выражению (4.2).

$$X_l = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_n^2}, \quad (4.2)$$

где X_0 – удельное индуктивное сопротивление ВЛ, Ом/км;

l – длина ВЛ, км.

Сопротивление нулевой последовательности линии со сталеалюминевыми грозотросами принимается в соответствии с соотношением:

$$X_l^{(0)} = 3,0 \cdot X_l^{(1)} \quad (4.3)$$

Результаты расчета сведены в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Результаты расчета сопротивлений ВЛ

Участок	Сопротивление прямой последовательности, о.е.	Сопротивление нулевой последовательности, о.е.
1 – 2	0,35	1,05
2 – 5	0,16	0,48
5 – 6	0,51	1,53
5 – 7	0,001	0,001
12 – 13	0,92	2,76
12 – 14	0,68	2,04
12 – 15	1,1	3,3
12 – 16 (17)	0,23	0,69

4.2.3 Расчет сопротивлений трансформаторов

Индуктивное сопротивление трансформатор зависит от напряжения короткого замыкания обмоток. Расчетные данные приведены в таблице 4.3.

Сопротивление двухобмоточного трансформатора определяется следующим образом:

$$X_T = \frac{u_{\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном.т.}}, \quad (4.4)$$

где $S_{ном.т.}$ – номинальная мощность силового трансформатора, МВА.

Наличие сопротивления нулевой последовательности зависит от режима работа трансформаторной нейтрали, и, в случае заземленной нейтрали, равняется сопротивлению прямой последовательности.

Для трехобмоточных трансформаторов рассчитываются сопротивления каждой из обмоток:

$$X_{TB} = 0,005 \cdot (u_{\%B-H} + u_{\%B-C} - u_{\%C-H}) \quad (4.5)$$

$$X_{TC} = 0,005 \cdot (u_{\%B-C} + u_{\%C-H} - u_{\%B-H}) \quad (4.6)$$

$$X_{TH} = 0,005 \cdot (u_{\%B-H} + u_{\%C-H} - u_{\%B-C}) \quad (4.7)$$

Результаты расчета сведены в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Результаты расчета сопротивлений трансформаторов

Участок	Сопротивление, о.е.
2 – 3 (4)	4,6
7 – 8 (10)	1,9
8 – 9 (10 – 11)	3,65
12 – 8 (10)	-0,16
16 – 18 (17 – 19)	4,2

4.3 Преобразование схемы замещения

К сопротивлениям (любой последовательности) расчетной, для токов КЗ, схемы применимы любые элементарные преобразования.

В случае расчета трехфазных коротких замыканий, схема преобразуется от точек питания к месту короткого замыкания. В случае однофазного замыкания на землю, циркуляция токов отличается. При этом, появляется нулевая последовательность. Преобразование происходит от места КЗ ко всем точкам, которые имеют связь с землей.

4.3.1 Преобразование №1

Преобразование участка С1 – 5 прямой последовательности:

$$X_{C1-5}^{(1)} = X_{C1} + X_{1-2}^{(1)} + X_{2-5}^{(1)} \quad (4.8)$$

$$X_{C1-5}^{(1)} = 0,15 + 0,35 + 0,16 = 0,66$$

Для нулевой последовательности преобразование пример следующий вид:

$$X_{C1-5}^{(0)} = X_{C1-2}^{(0)} + X_{2-5}^{(0)}, \quad (4.9)$$

где $X_{C1-2}^{(0)}$ – сопротивление нулевой последовательности участка C1 – 2,

определяемое следующим преобразованием:

$$X_{C1-2}^{(0)} = \frac{\left(X_{C1}^{(0)} + X_{1-2}^{(0)} \right) \cdot \frac{X_{2-3}^{(0)}}{2}}{\left(X_{C1}^{(0)} + X_{1-2}^{(0)} \right) + \frac{X_{2-3}^{(0)}}{2}} \quad (4.10)$$

$$X_{C1-2}^{(0)} = \frac{(0,15 + 1,05) \cdot \frac{4,6}{2}}{(0,15 + 1,05) + \frac{4,6}{2}} = 0,79$$

$$X_{C1-5}^{(0)} = 0,79 + 0,48 = 1,27$$

Преобразование участка C2 – 5:

$$X_{C2-5}^{(1)} = X_{C2} + X_{5-6}^{(1)} \quad (4.11)$$

$$X_{C2-5}^{(1)} = 0,381 + 0,51 = 0,89$$

Для нулевой последовательности:

$$X_{C2-5}^{(0)} = X_{C2} + X_{5-6}^{(0)} \quad (4.12)$$

$$X_{C2-5}^{(0)} = 0,381 + 1,53 = 1,91$$

Результат преобразование приведен на рисунке 4.3

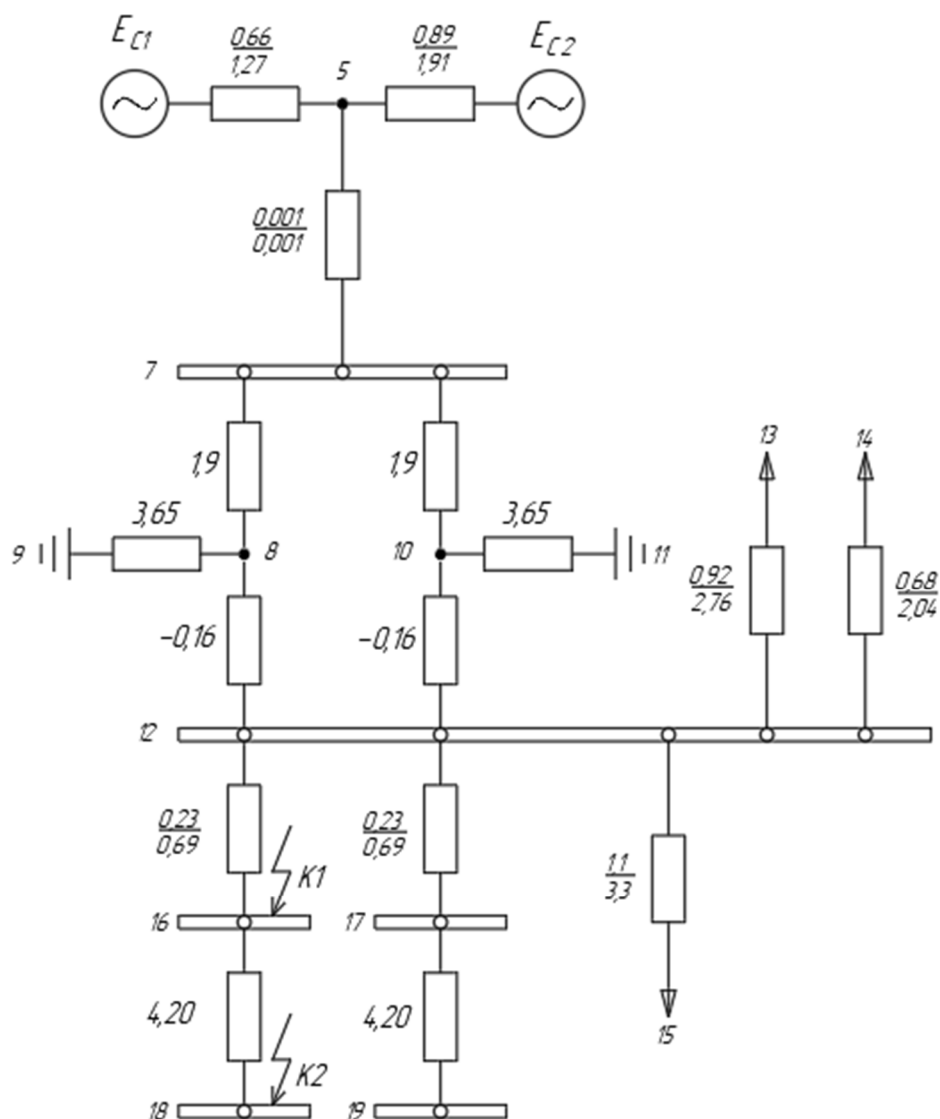


Рисунок 4.3 – Результат преобразования №1

4.3.2 Преобразование №2

Преобразование участка C1 – C2 – 7:

$$X_{C-7}^{(1)} = X_{5-7}^{(1)} + \frac{X_{C1-5}^{(1)} \cdot X_{C2-5}^{(1)}}{X_{C1-5}^{(1)} + X_{C2-5}^{(1)}} \quad (4.13)$$

$$X_{C-7}^{(1)} = 0,001 + \frac{0,66 \cdot 0,89}{0,66 + 0,89} = 0,38$$

Для нулевой последовательности преобразование примет вид:

$$X_{C-7}^{(0)} = X_{5-7}^{(0)} + \frac{X_{C1-5}^{(0)} \cdot X_{C2-5}^{(0)}}{X_{C1-5}^{(0)} + X_{C2-5}^{(0)}} \quad (4.14)$$

$$X_{C-7}^{(0)} = 0,001 + \frac{1,27 \cdot 1,91}{1,27 + 1,91} = 0,76$$

Эквивалентная ЭДС:

$$E_{\Sigma} = 1 \quad (4.15)$$

Это следует из того, что ЭДС системы, при расчете в относительных единицах, принимается равной 1.

Преобразование участка 13 – 14 – 15:

$$X_{12-15}^{(1)} = \frac{X_{12-13}^{(1)} \cdot X_{12-14}^{(1)} \cdot X_{12-15}^{(1)}}{X_{12-13}^{(1)} \cdot X_{12-14}^{(1)} + X_{12-13}^{(1)} \cdot X_{12-15}^{(1)} + X_{12-14}^{(1)} \cdot X_{12-15}^{(1)}} \quad (4.16)$$

$$X_{12-15}^{(1)} = \frac{0,92 \cdot 0,68 \cdot 1,1}{0,92 \cdot 0,68 + 0,92 \cdot 1,1 + 0,68 \cdot 1,1} = 0,29$$

Для нулевой последовательности преобразование примет вид:

$$X_{12-15}^{(0)} = \frac{X_{12-13}^{(0)} \cdot X_{12-14}^{(0)} \cdot X_{12-15}^{(0)}}{X_{12-13}^{(0)} \cdot X_{12-14}^{(0)} + X_{12-13}^{(0)} \cdot X_{12-15}^{(0)} + X_{12-14}^{(0)} \cdot X_{12-15}^{(0)}} \quad (4.17)$$

$$X_{12-15}^{(0)} = \frac{2,76 \cdot 2,04 \cdot 3,3}{2,76 \cdot 2,04 + 2,76 \cdot 3,3 + 2,04 \cdot 3,3} = 0,865$$

Результат преобразований представлен на рисунке 4.4.

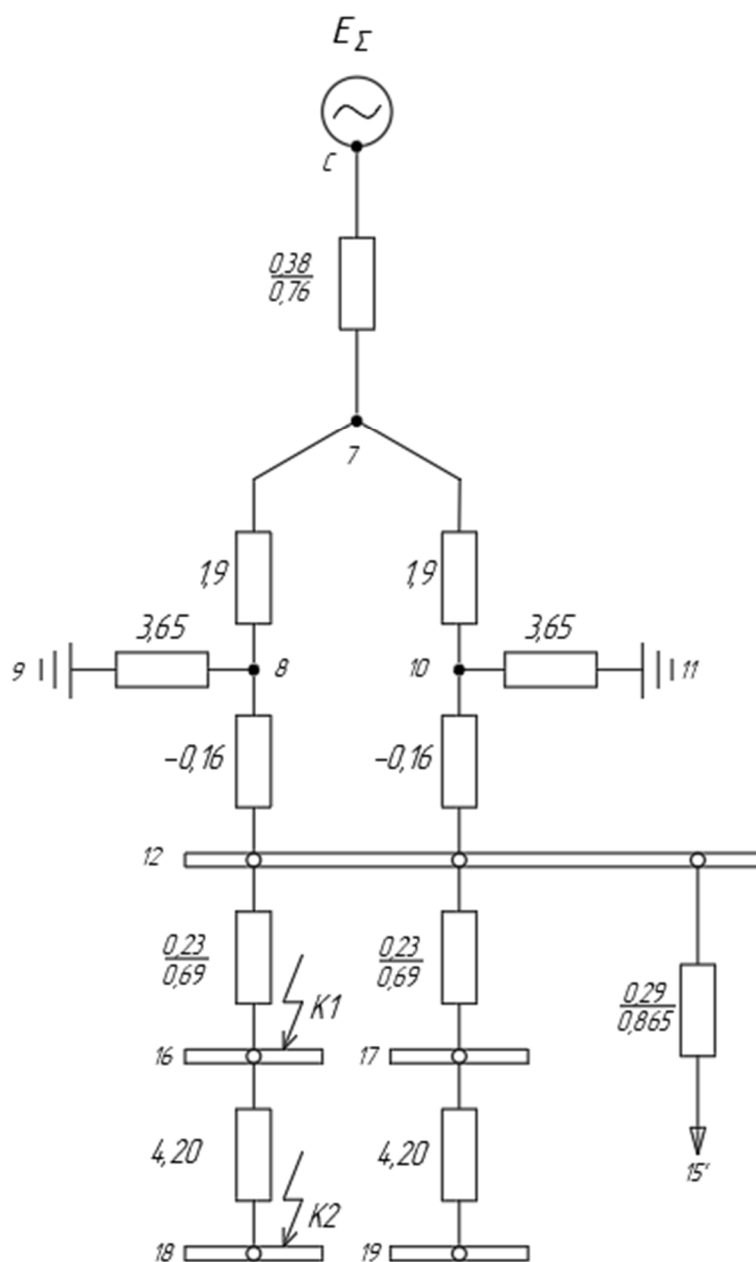


Рисунок 4.4 – Результат преобразования №2

4.3.3 Преобразование №3

Преобразование участка С – 12 – 15':

$$X_{C-12'}^{(1)} = X_{C-12}^{(1)}, \quad (4.18)$$

где $X_{C-12}^{(1)}$ – сопротивление участка С – 12, которое определяется преобразованием:

$$X_{C-12}^{(1)} = X_{C-7}^{(1)} + \frac{X_{7-8}^{(1)} + X_{8-12}^{(1)}}{2} \quad (4.19)$$

$$X_{C-12}^{(1)} = 0,38 + \frac{1,9 + (-0,16)}{2} = 1,25$$

$$X_{C-12'}^{(1)} = 1,25$$

сопротивление нулевой последовательности выражается как:

$$X_{C-12'}^{(0)} = \frac{X_{C-12}^{(0)} \cdot X_{12-15'}^{(0)}}{X_{C-12}^{(0)} + X_{12-15'}^{(0)}}, \quad (4.20)$$

где $X_{C-12}^{(0)}$ определяется по следующему преобразованию:

$$X_{C-12'}^{(0)} = X_{C-7}^{(0)} + \frac{1}{2} \left(X_{8-12}^{(0)} + \frac{X_{7-8}^{(0)} \cdot X_{8-9}^{(0)}}{X_{7-8}^{(0)} + X_{8-9}^{(0)}} \right), \quad (4.21)$$

$$X_{C-12'}^{(0)} = 0,76 + \frac{1}{2} \left(-0,16 + \frac{1,9 \cdot 3,65}{1,9 + 3,65} \right) = 0,83$$

$$X_{C-12'}^{(0)} = \frac{0,83 \cdot 0,865}{0,83 + 0,865} = 0,424$$

Результат преобразования изображен на рисунке 4.5.

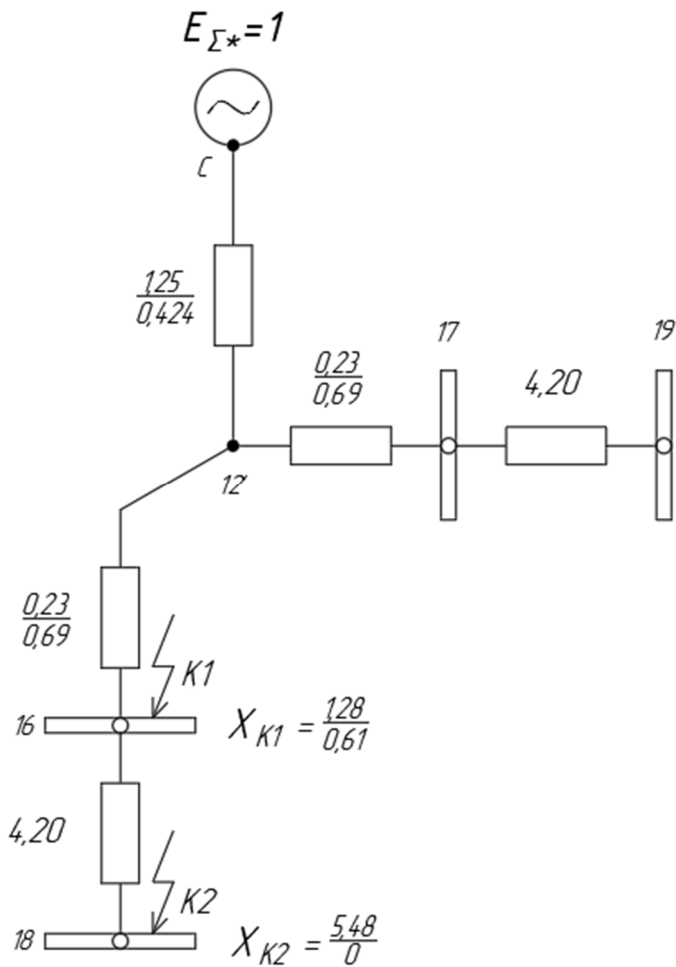


Рисунок 4.5 – Результат преобразования №3

4.4 Расчет токов КЗ

Начальная периодическая составляющая трехфазного тока короткого замыкания рассчитывается по следующему выражению:

$$I_k^{(3)} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}} \cdot I_{\delta} , \quad (4.22)$$

где E_{Σ} – эквивалентная ЭДС схемы;

X_{Σ} – эквивалентное сопротивление схемы;

I_{δ} – базисный ток, определяемый по формуле:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\mu}} \quad (4.23)$$

Ударный ток может быть вычислен с использованием следующего выражения:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0.01}{X_{\Sigma}/3,14}} \right) \quad (4.24)$$

Ток однофазного короткого замыкания вычисляется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}^{(1)} + X_{\Sigma}^{(2)} + X_{\Sigma}^{(0)}} \cdot I_{\delta} \quad (4.25)$$

4.4.1 Шины 110 кВ ПС 110 кВ Маслозавод

Базисный ток для шин 110 кВ, с номинальным напряжением:

$$I_{\delta 110} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}$$

Эквивалентные сопротивления прямой и обратной последовательностей:

$$X_{\Sigma 1}^{(1)} = X_{\Sigma 1}^{(2)} = X_{C-12'}^{(1)} + X_{12'-16}^{(1)} \quad (4.26)$$

$$X_{\Sigma 1}^{(1)} = X_{\Sigma 1}^{(2)} = 1,25 + 0,23 = 1,48$$

$$I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{1}{1,48} \cdot 5,02 = 3,39 \text{ кА}$$

$$i_{y\delta 1} = \sqrt{2} \cdot 3,39 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0.01}{1,48/3,14}} \right) = 9,49 \text{ кА}$$

$$X_{\Sigma 1}^{(0)} = \frac{X_{C-19-16}^{(0)} \cdot X_{16-18}^{(0)}}{X_{C-19-16}^{(0)} + X_{16-18}^{(0)}}, \quad (4.27)$$

где $X_{C-19-16}^{(0)}$ определяется по формуле:

$$X_{C-19-16}^{(0)} = X_{12'-16}^{(0)} + \frac{X_{C-12'}^{(0)} \cdot (X_{12'-17}^{(0)} + X_{17-19}^{(0)})}{X_{C-12'}^{(0)} + (X_{12'-17}^{(0)} + X_{17-19}^{(0)})} \quad (4.28)$$

$$X_{C-19-16}^{(0)} = 0,69 + \frac{0,424 \cdot (4,2 + 0,69)}{0,424 + (4,2 + 0,69)} = 1,08$$

$$X_{\Sigma 1}^{(0)} = \frac{1,08 \cdot 4,2}{1,08 + 4,2} = 0,86$$

$$I_{\kappa 1}^{(1)} = \frac{1}{1,48 + 1,48 + 0,86} \cdot 5,02 = 1,31 \text{ кА}$$

4.4.2 Шины 10 кВ ПС 110 кВ Маслозавод

Базисный ток для шин 10 кВ, с номинальным напряжением $U_n = 11 \text{ кВ}$:

$$I_{б10} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 52,49 \text{ кА}$$

Эквивалентное сопротивление прямой и обратной последовательностей:

$$X_{\Sigma 2}^{(1)} = X_{\Sigma 2}^{(2)} = X_{\Sigma 1}^{(1)} + X_{16-18}^{(1)} \quad (4.26)$$

$$X_{\Sigma 2}^{(1)} = X_{\Sigma 2}^{(2)} = 1,48 + 4,20 = 5,68$$

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{1}{5,68} \cdot 52,49 = 9,24 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 3,39 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{5,68/3,14}} \right) = 26 \text{ кА}$$

Так как обмотка низшего напряжения соединена в треугольник, путей протекания токов нулевой последовательности на стороне 10 кВ нет, что в свою очередь значит отсутствие токов однофазных КЗ.

$$I_{\kappa 1}^{(1)} = 0$$

4.4.3 Шины 110 кВ ПС 110 кВ Белогорск

Эквивалентное сопротивление прямой и обратной последовательностей:

$$X_{\Sigma 12}^{(1)} = X_{\Sigma 12}^{(2)} = X_{C-12}^{(1)}, \quad (4.27)$$

$$X_{\Sigma 12}^{(1)} = 1,25$$

$$I_{\kappa 12}^{(3)} = \frac{1}{1,25} \cdot 5,02 = 4,02 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial 12} = \sqrt{2} \cdot 4,02 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{1,25/3,14}} \right) = 11,23 \text{ кА}$$

Для однофазного тока КЗ эквивалентное сопротивление нулевой последовательности определяется следующим выражением:

$$X_{\Sigma 12}^{(0)} = \frac{X_{C-12}^{(0)} \cdot \frac{(X_{12'-17}^{(0)} + X_{17-19}^{(0)})}{2}}{X_{C-12}^{(0)} + \frac{(X_{12'-17}^{(0)} + X_{17-19}^{(0)})}{2}} \quad (4.28)$$

$$X_{\Sigma 12}^{(0)} = \frac{0,424 \cdot \frac{(0,69 + 4,2)}{2}}{0,424 + \frac{(0,69 + 4,2)}{2}} = 0,36$$

$$I_{\kappa 1}^{(1)} = \frac{1}{1,25 + 1,25 + 0,36} \cdot 5,02 = 1,76 \text{ кА}$$

Результаты расчётов ТКЗ приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Результаты расчета ТКЗ

Место	$I_k^{(3)}$, кА	$i_{y\partial}$, кА	$3I_k^{(1)}$
СШ 110 кВ Белогорск	4,02	11,23	5,28
СШ 110 кВ Маслозавод	3,39	9,49	3,93
СШ 10 кВ Маслозавод	9,24	26,00	0

5 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

Основное оборудование подстанции выбрано по номинальному напряжению, максимальному длительному току присоединений, по отключающей способности и стойкости к токам КЗ [11].

Максимальный рабочий ток определяется выражением:

$$I_{p.макс.} = \frac{k_{пер} \cdot S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.н}}, \quad (5.1)$$

где $k_{пер} = 1,3$ – коэффициент роста мощности в перспективе развития;

$S_{нагр} = 3825$ кВА – мощность нагрузки, принятая по максимальному зимнему режиму 2025 года;

$U_{н.н} = 10$ кВ – напряжение нагрузки.

$$I_{p.макс.} = \frac{1,3 \cdot 3825}{\sqrt{3} \cdot 10} = 261 \text{ А.}$$

Средняя температура из ежегодных абсолютных минимальных в районе подстанции равна минус 41 °С, предельное нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха минус 48 °С и верхнее рабочее значение температуры окружающего воздуха плюс 32 °С. В связи с этим открыто устанавливаемое оборудование применяется исполнения У1 по ГОСТ 15150-69.

Все оборудование соответствующей сейсмической стойкости - не менее 6 баллов по MSK 64.

Токи КЗ на ПС 110 кВ Маслозавод сведены в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Токи КЗ на ПС 110 кВ Маслозавод

Точка КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	$i_{y\partial}$, кА	$3I_{\kappa}^{(1)}$, кА
Шины 110 кВ	3,39	9,49	3,93
Шины 10 кВ	9,24	26,00	0

5.1 Выбор выключателей

Выбор выключателей производится по следующим параметрам:

- по номинальному напряжению

$$U_{ном} \geq U_{сети}; \quad (5.2)$$

- по номинальному току

$$I_{ном} \geq I_{раб.мах}, \quad (5.3)$$

где $I_{раб.мах}$ – наибольший рабочий ток максимального режима.

- по номинальному току отключения

$$I_{отк} \geq I_{н.о}, \quad (5.4)$$

где $I_{н.о}$ - значение периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени.

Проверка выключателей производится по следующим параметрам:

- коммутационной способности:
наибольший пик тока включения

$$i_{вкл} \geq i_{уд}; \quad (5.5)$$

– начальное действующее значение периодической составляющей тока
включения

$$I_{н.вкл} \geq I_{н.о}; \quad (5.6)$$

– возможность отключения полного тока короткого замыкания

$$\sqrt{2} \cdot I_{омк} \geq \sqrt{2} \cdot I_{н.о} + i_{а.τ}, \quad (5.7)$$

где $i_{а.τ}$ - расчетное значение апериодической составляющей тока КЗ в момент времени $τ$:

$$i_{а.τ} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (5.8)$$

где T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ;

t – наименьшее время от начала короткого замыкания до момента расхождения контактов:

$$t = t_{з.мин} + t_{с.в}, \quad (5.9)$$

где $t_{з.мин}$ - минимальное время срабатывания релейной защиты;

$t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя.

Термическая стойкость:

$$I_T^2 \cdot t_T \geq B_k, \quad (5.10)$$

где I_T^2 – предельный ток термической стойкости;

t_T - длительности протекания тока термической стойкости;

B_k - тепловой импульс по расчету:

$$B_k = I_{н.о}^2 \cdot (t + T_a) \quad (5.11)$$

Выбор выключателей приведен в таблицах 5.2.

Выключатели 110 кВ в цепи силовых трансформаторов выбраны, с учетом установки в перспективе силовых трансформаторов, следующих по шкале мощности.

Выбор выключателя отходящей линии 10 кВ выполнен для потребителя с максимальным рабочим током.

Таблица 5.2 – Выбор выключателей

Место установки		Паспортные данные						Тип выключателя
Наименование ячейки		$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	$I_{откл}$, $I_{п.вкл}$, кА	$i_{вкл}$, кА	$\sqrt{2} \cdot I_{откл}$, кА	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$, кА ² ·с	
ОРУ 110 кВ	Ввод 110 кВ Т-1	110	2000	40	102	56,6	4800	Выключатель элегазовый колонковый
	Ввод 110 кВ Т-2	110	2000	40	102	56,5	4800	Выключатель элегазовый колонковый
ОРУ 10 кВ	Ввод 10 кВ Т-1, Т-2	10	2000	31,5	80	44,5	2977,7	Выключатель вакуумный
	СВ 10	10	1600	31,5	80	44,5	2977,7	Выключатель вакуумный
	Линия 10 кВ	10	1000	20	51	28,28	1200	Выключатель вакуумный
	ТСН-1, 2 10 кВ	10	1000	20	51	28,28	1200	Выключатель вакуумный
Расчетные данные								
$U_{сети}$, кВ		$I_{р.макс}$, А	I_{n0} , кА	$i_{уд}$, кА	$\sqrt{2} \cdot I_{n0} + i_{ат}$, кА	B_K , кА ² ·с		
110		261	3,4	9,5	9,7	3,7		

110	261	3,4	9,5	9,7	3,7
10	1787	9,3	26,0	23,4	271,1
10	1312	9,3	26,0	23,4	178
10	222	9,3	26,0	23,4	21,5
10	16	9,3	26,0	23,4	21,5

К установке принимаем следующие выключатели:

- Вводы 110 кВ – ВГТ-110-40/2000 УХЛ1 (УХЛ1 – объединение умеренного и холодного макроклиматических районов наружного исполнения);
- Вводы 10 кВ – ВБЭ-10-31,5/2000 УХЛ3 (УХЛ3 – объединение умеренного и холодного макроклиматических районов внутреннего исполнения);
- СВ 10 кВ – ВБЭ-10-31,5/1600 УХЛ3;
- Линия 10 кВ и ТСН – ВБЭ-10-20/1000 УХЛ3.

5.2 Выбор разъединителей

В рамках принципиальной электрической схемы, выбранной для проектирования ПС 110 кВ Маслозавод, существует необходимость в выборе линейных, шинных и приводных разъединителей. Все выбираемый разъединители выбираются трехполюсными и номинальным напряжением 110 кВ.

Выбор разъединителей производится по следующим параметрам:

- по номинальному напряжению (5.2);
- по номинальному току (5.3);
- по конструкции;
- по роду установки.

Проверка разъединителей производится по следующим параметрам:

- на электродинамическую стойкость:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд} ; \quad (5.12)$$

- на термическую стойкость (5.10).

Выбор разъединителей сведен в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Выбор разъединителей

Место установки			Паспортные данные				Тип аппарата	
Наименование ячеек			$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	$I_{пр.скв}$, кА	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$, кА ² ·с		
ОРУ 110 кВ	Линейный разъед.	ВЛ 110 кВ Белогорск – Маслозавод №1	110	1000	80	31,5	Разъединитель трехполюсный с двумя заземляющими ножами	
		ВЛ 110 кВ Белогорск – Маслозавод №2	110	1000	80	31,5	Разъединитель трехполюсный с двумя заземляющими ножами	
	Шинные разъединители	ВЛ 110 кВ Белогорск – Маслозавод №1	110	1000	80	31,5	Разъединитель трехполюсный с одним заземляющим ножом	
		ВЛ 110 кВ Белогорск – Маслозавод №2	110	1000	80	31,5	Разъединитель трехполюсный с одним заземляющим ножом	
		РТН-1 110; РТН-2 110	110	1000	80	31,5	Разъединитель трехполюсный с одним заземляющим ножом	
	П разъед	Т-1, Т-2	110	1000	80	31,5	Разъединитель трехполюсный с двумя заземляющими ножами	
		СР-1 110	110	1000	80	31,5	Разъединитель трехполюсный с двумя заземляющими ножами	
		СР-2 110	110	1000	80	31,5	Разъединитель трехполюсный с двумя заземляющими ножами	
	Расчетные данные							
	$U_{сети}$, кВ			$I_{р.макс}$, А		$i_{уд}$, кА	B_K , кА ² ·с	
	110			261		9,5	3,7	

Для установки примем следующие марки разъединителей:

- Линейные – РДЗ-2-110/1000 УХЛ1;
- Шинные – РДЗ-1-110/1000 УХЛ1;
- Приводные – РГП 2-II-110/1000-УХЛ1.

5.3 Выбор ошиновки 110 и 10 кВ

Ошиновка 110 кВ в основном выполняется жесткой, поставляется комплектно в составе КТПБ(М), остальная ошиновка (ячейковые пролеты, спуски, переемычки, петли) выполняется гибкой из сталеалюминевых многожильных проводов. Выбор марки и сечения провода произведен ниже.

Заходы ЛЭП в ячейки так же выполняются с помощью сталеалюминевых многожильных проводов.

Выбор гибкой ошиновки производится по следующим критериям:

- по допустимой токовой нагрузке по нагреву;
- по термическому действию токов короткого замыкания;
- по условиям короны;
- по механической прочности.

5.3.1 Выбор сечения гибкой ошиновки по нагреву

Гибкая ошиновка ОРУ 110 кВ принята проводом АС 120/19, шинный мост 10 кВ выполняется проводом марки АС-300/48 (три провода в фазе).

Допустимый длительный ток для выше указанного провода составляет 390 А и 2070 А соответственно (для температуры +25 °С, ПУЭ-7 таблица 1.3.29). С учетом повышения температуры в летний период до +32 °С вводится поправочный коэффициент (ПУЭ-7, таблица 1.3.3) равный 0,88, т.е. длительный допустимый ток составит 343 А и 1822 А соответственно.

Максимальный расчетный ток РУ 110 кВ при установке силовых трансформаторов, следующих по шкале мощности, составит 261 А, условие $i_{р.макс} \leq i_{доп}$ выполняется.

Максимальный расчетный ток РУ 10 кВ принят 1787 А, условие $i_{р.макс} \leq i_{доп}$ также выполняется.

5.3.2 Проверка ошиновки на термическое действие токов КЗ

Термическая стойкость проводника обеспечивается, если выполняется условие:

$$S > S_{тер.мин} , \quad (5.13)$$

где $S_{тер.мин}$ – минимально допустимое сечение проводника по термической стойкости определяется по выражению:

$$S_{тер.мин} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} , \quad (5.14)$$

где B_K – тепловой импульс тока КЗ соответствующего присоединения;

$C = 90 \text{ А} \times \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ – постоянная времени, зависящая от вида изоляции и материала жил.

Минимально допустимое сечение проводника РУ 110 кВ:

$$S_{тер.мин110} = \frac{\sqrt{3,7 \cdot 10^6}}{90} = 21,38 \text{ мм}^2;$$

Минимально допустимое сечение проводника РУ 10 кВ:

$$S_{тер.мин10} = \frac{\sqrt{271,1 \cdot 10^6}}{90} = 182,95 \text{ мм}^2.$$

Условие обеспечивается, принятые типы провода термически устойчивы.

5.3.3 Проверка гибкой ошиновки на схлёстывание

Проверка не выполняется, так как $I_{кз.мах} < 50 \text{ кА}$.

5.3.4 Проверка по условиям короны

Согласно ПУЭ минимальный диаметр проводов по условиям короны для класса напряжения 110 кВ — 11,4 мм (АС 70/11) принятый проектом провод АС 120/19 не подлежит проверке по условиям образования короны.

5.3.5 Проверка гибкой ошиновки по механической прочности

Согласно таблицы 2.5.5 ПУЭ-7 и требований пункта 2.5.80, при нормативной толщине стенки гололеда менее 25 мм, минимальному значению сечения провода по механической прочности соответствует сечение 35/6,2 мм².

Таким образом, по результатам расчета, для организации ошиновки РУ 110 кВ необходимо принять сталеалюминевый провод сечением не ниже, чем 120/19 мм², ошиновка РУ 10 кВ выполняется проводом не ниже АС 300/48 (три провода в фазе).

5.4 Выбор трансформаторов тока 110 кВ

Выбор трансформаторов тока произведен по следующим параметрам:

- по номинальному напряжению (5.2);
- по номинальному току (5.3);
- по току термической стойкости:

$$I_T^2 \cdot t_T > I_{K3}^2 \cdot t_\phi ; \quad (5.15)$$

$$t_\phi = t_{\phi n} + t_{\phi a}, \quad (5.16)$$

где t_T – время термической стойкости;

t_ϕ – фиктивное время короткого замыкания;

I_{K3} – ток короткого замыкания.

- по току электродинамической стойкости:

$$i_\phi > i_{y\phi}. \quad (5.17)$$

- по классу точности;
- по конструктивному исполнению.

Результаты выбора и проверки трансформаторов тока представлены в таблице 5.4.

Принятые отпайки трансформаторов тока 110 кВ выбраны по максимальному рабочему току устанавливаемого силового трансформатора с учетом допустимой его перегрузки. При этом, в случае установки в перспективе силовых трансформаторов, следующих по шкале мощности, имеющиеся отпайки 300/5А, 400/5, 600/5 обеспечивают соответствие необходимым параметрам без замены трансформаторов тока.

Таблица 5.4 – Результаты выбора трансформаторов тока

Место установки	Паспортные данные				Тип аппарата
Наименование ячеек	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	$i_{уд}$, кА	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$, кА ² ·с	
В 110 Т-1, В 110 Т-2	110	200	80	4800	Встроенный элегазовый 300/5
В 10 Т-1, В 10 Т-2	10	2000	-	1600	Шинный с литой изоляцией 2000/5
СВ 10	10	1500	80	400	Шинный с литой изоляцией 1500/5
Линия 10 кВ	10	300	80	400	Опорный с литой изоляцией 300/55
В 10 ТСН-1, В 10 ТСН-2	10	30	80	25	Опорный с литой изоляцией 30/5
Расчетные данные					
$U_{сети}$, кВ	$I_{р.макс}$, А	$i_{уд}$, кА	$I_{КЗ}^2 \cdot t_{\phi}$, кА ² ·с		
110	163	9,5	2,4		
10	1787	26,0	202		
10	1312	26,0	159		
10	221	26,0	7,1		
10	16	26,0	3,9		

К установке принимаются следующие марки трансформаторов тока:

- Встроенный 300/5 – ТВР-110П* УХЛ2 300/5;

- Шинный с литой изоляцией 2000/5 – ТШЛ-10К УХЛ2 2000/5;
- Шинный с литой изоляцией 1500/5 – ТШЛ-10К УХЛ2 1500/5;
- Опорный с литой изоляцией 300/5 – ТОЛ-10 УХЛ2 300/5;
- Опорный с литой изоляцией 30/5 – ТОЛ-10 УХЛ2 30/5.

5.4.1 Расчет мощности вторичных обмоток трансформаторов тока

Для релейной защиты используются обмотки ТТ класса 10Р, для которой полная погрешность ТТ не должна превышать 10%.

Максимальная кратность расчетного тока по отношению к номинальному первичному току ТТ:

$$K_{расч} = \frac{I_{max}}{I_{ном.ТТ}}, \quad (5.18)$$

где I_{max} - максимальный ток, протекающий через ТТ;

$I_{ном.ТТ}$ - номинальный первичный ток ТТ.

Нагрузка, создаваемая приборами измерения и защиты, подключенными вторичным обмоткам трансформаторов тока приведена в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Определение величины I_{max} для защит различного типа

Вид защиты	I_{max}	Время действия защиты, с
ТО, МТЗ с независимой характеристикой	$1,1 \cdot I_{уст}$	Любое
МТЗ с зависимой характеристикой	Максимальное значение $I_{КЗ}$ при котором производится согласование характеристик по времени	
Дифференциальная защита	$I_{КЗ.max}$ при КЗ вне зоны действия защиты	$t_{cp} \leq 0,5$
Направленная защита	$I_{КЗ.max}$ при КЗ в месте установки защиты	$t_{cp} > 0,5$ $t_{cp} \leq 0,5$

Мощности, потребляемы приборами измерения и защиты, представлены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Мощность, потребляемая приборами измерения и защиты

Место установки	Класс точности обмотки	Наименование прибора	Мощность прибора S_{np} , ВА
В 110 Т-1, В 110 Т-2	0,5S	Учет	0,1
	0,5	МИП	0,1
	10P	ДЗТ	0,5
	10P	Резервные защиты и АУВ ввода 110 кВ	0,5
В 10 Т-1, В 10 Т-2	0,5S	Учет	0,1
	0,5	МИП	0,1
		АРКТ	0,5
	10P	Резервные защиты и АУВ ввода 10 кВ	0,5
10P	ДЗТ	0,5	
СВ 10	0,5	МИП	0,1
		АРКТ	0,5
	10P	Защита и АУВ СВ 10 кВ	0,5
В 10 (Линия 10 кВ)	0,5S	Учет	0,1
	0,5	МИП	0,1
	10P	Защита и АУВ линии 10 кВ	0,5
В 10 ТСН-1, В 10 ТСН-2	0,5S	–	–
	0,5	МИП	0,1
	10P	Защита и АУВ ввода ТСН	0,5

Допустимая нагрузка вторичной обмотки ТТ $S_{дон}$ (ВА) зависит от:

- номинального тока;
- кратности тока;
- типа ТТ.

По кривым предельной кратности или другой информации, предоставленной заводами изготовителями ТТ (S_n), определяется максимально допустимая вторичная нагрузка ТТ.

Согласно МИ 3022-2006, если фактическая нагрузка на обмотку ТТ меньше 25% от максимально допустимого значения, устанавливаются догрузочные сопротивления, для получения фактической нагрузки в диапазоне $50 \pm 10\%$ от максимально допустимой мощности обмотки.

Расчетную нагрузку вторичных обмоток ТТ, вычисляют по формулам:

Для трехфазного КЗ (схема – полная звезда):

$$S_{н.расч} = S_{каб} + S_{конт} + S_{пр}; \quad (5.19)$$

Для однофазного КЗ (схема – полная звезда):

$$S_{н.расч} = 2S_{каб} + S_{конт} + S_{пр} + S_{пр0}; \quad (5.20)$$

Для трехфазного КЗ (схема – неполная звезда):

$$S_{н.расч} = \sqrt{3}S_{каб} + S_{конт} + S_{пр} + S_{пр0}; \quad (5.21)$$

Для двухфазного КЗ (схема – неполная звезда):

$$S_{н.расч} = 2S_{каб} + S_{конт} + S_{пр} + S_{пр0}; \quad (5.22)$$

Для двухфазного КЗ за тросом (схема – неполная звезда):

$$S_{н.расч} = 3S_{каб} + S_{конт} + S_{пр} + 2S_{пр0}, \quad (5.23)$$

где $S_{каб}$ – потери мощности в кабеле, ВА;

$S_{конт}$ – потери мощности в контактах, ВА;

$S_{пр0} = 0$ ВА – мощность, потребляемая прибором по нулевому проводнику.

Не учитывается, так как ни один из трансформаторов тока не установлен на нулевой провод.

Потери мощности в кабеле определяются выражением:

$$S_{каб} = I_{2ном}^2 \cdot r_{каб}, \quad (5.24)$$

где $I_{2ном} = 5$ А – номинальный ток во вторичной цепи ТТ;

$r_{каб}$ – сопротивление кабеля, Ом.

Сопротивление кабеля высчитывается по формуле:

$$r_{каб} = \frac{k_{сх} \cdot l_{расч} \cdot \rho}{q}, \quad (5.25)$$

где $k_{сх} = 1$ – коэффициент схемы (полная звезда);

$l_{расч}$ – расчетная длина кабеля, м;

$\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ – удельное сопротивление медных кабелей;

q – сечение кабеля, мм².

Потери мощности в контактах:

$$S_{конт} = I_{2ном}^2 \cdot r_{конт}, \quad (5.26)$$

где $r_{конт} = 0,1$ Ом – сопротивление переходных контактов.

5.4.2 Расчетные нагрузки трансформаторов тока

Нагрузки трансформаторов тока на стороне 110 кВ приведен в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Нагрузки трансформаторов тока 110 кВ

Место установки	Коэффициент трансформации	Нагрузка на обмотки	Расчетная нагрузка на ТТ, ВА	Расчетная кратность тока	Допустимая нагрузка на ТТ, ВА	Номинальная вторичная нагрузка ТТ, ВА
1	2	3	4	5	6	7
Ввод 110 кВ Т-1	200/5	Учет	10,9	-	-	15/5
		МИП	10,8	-	-	15/5
Ввод 110 кВ Т-1	200/5	ДЗТ	13,7	5,2	50	20/20
		Рез. защиты и АУВ	13,7	5,2	50	20/20
Ввод 110 кВ Т-2	200/5	Учет	13,3	-	-	15/5
		МИП	12,9	-	-	15/5
		ДЗТ	15,8	5,2	50	20/20
		Рез. защиты и АУВ	15,8	5,2	50	20/20

Нагрузки трансформаторов тока на стороне 10 кВ приведен в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Нагрузки трансформаторов тока 10 кВ

Место установки	Коэффициент трансформации	Нагрузка на обмотки	Расчетная нагрузка на ТТ, ВА	Расчетная кратность тока	Допустимая нагрузка на ТТ, ВА	Номинальная вторичная нагрузка ТТ, ВА
1	2	3	4	5	6	7
Ввод 10 кВ Т-1	2000/5	Учет	4,4	-	-	10/5
		МИП, АРКТ	12,1	-	-	20/5
		РЗА	4,75	1,4	50	25/10
		ДЗТ	11,2	5,7	45	25/10
Ввод 10 кВ Т-2	2000/5	Учет	4,4	-	-	15/5
		МИП, АРКТ	12,1	-	-	15/5

1	2	3	4	5	6	7
Ввод 10 кВ Т-2	2000/5	РЗА	4,75	1,4	50	25/10
		ДЗТ	9,5	5,7	45	25/10
СВ 10	1500/5	МИП, АРКТ	11,5	-	-	20/5
		РЗА	4,75	1,4	50	25/10
В 10 (Л 10 кВ)	300/5	Учет	4,4	-	-	10/5
		МИП	4,4	-	-	10/5
		РЗА	4,8	1,1	50	10/10
В 10 ТСН-1, В 10 ТСН-2	50/5	МИП	4,4	-	-	10/5
		РЗА	4,8	0,35	40	10/10

5.5 Выбор трансформаторов напряжения

Выбор измерительных трансформаторов напряжения производится по следующим параметрам:

- По номинальному напряжению (5.2);
- По классу точности;
- По конструктивному исполнению;
- По вторичной нагрузке:

$$S_{2ном} \geq S_2, \quad (5.27)$$

где $S_{2ном}$ – номинальная мощность вторичной обмотки, ВА;

S_2 – расчетная мощность вторичной обмотки, ВА;

5.5.1 Трансформаторы напряжения 110 кВ

Нагрузки трансформаторов ТН-1 и ТН-2 принимаются идентичными.

Нагрузкой основной обмотки являются устройства релейной защиты, измерительные приборы и устройств телеизмерения. Расчет выполнен для ТН с наибольшей длинной кабельной трассы.

Нагрузки основной обмотки ТН-1 110 приведены в таблице 5.9.

Таблица 5.9 – Нагрузки основной обмотки трансформатора напряжения ТН-1

Элемент нагрузки	Кол-во	Мощность, ВА	Суммарная мощность, ВА
Нагрузка фазы А (S_a)			
Терминал резервных защит и АУВ 110 кВ	1	0,5	0,5
МИП	1	0,04	0,04
Нагрузка фазы В (S_b)			
Терминал резервных защит и АУВ 110 кВ	1	0,5	0,5
МИП	1	0,04	0,04
Нагрузка фазы С (S_c)			
Терминал резервных защит и АУВ 110 кВ	1	0,5	0,5
МИП	1	0,04	0,04
Междуфазные нагрузки (S_{bc})			
Вольтметр	1	0,1	0,1

Суммарная нагрузка на основную обмотку ТН-1 110:

$$S_a = 0,54 \text{ ВА};$$

$$S_b = 0,54 \text{ ВА};$$

$$S_c = 0,54 \text{ ВА};$$

$$S_{ab} = 0 \text{ ВА};$$

$$S_{bc} = 0,1 \text{ ВА};$$

$$S_{ac} = 0 \text{ ВА}.$$

Нагрузка наиболее нагруженной фазы ТН определяется по формуле:

$$S_{нф} = \frac{S_2}{\sqrt{3}} \sqrt{K^2 + K + 1} + S_{\phi}, \quad (5.28)$$

где $S_2 = S_{bc}$ – одна из наиболее нагруженных междуфазных нагрузок;

$S_{\phi} = S_a$ – наиболее загруженная фазная обмотка;

$$K = \frac{S_1}{S_2}, \quad (5.29)$$

где $S_1 = S_{ab}$ – наиболее загруженная междуфазная нагрузка.

$$S_{нф} = \frac{0,1}{\sqrt{3}} \sqrt{0^2 + 0 + 1 + 0,54} = 0,6 \text{ ВА.}$$

В случае, когда нагрузки 1 и 2 секции шин питаются от одного ТН $S_{обм} = 1,2 \text{ ВА.}$

Нагрузки для дополнительной обмотки приведены в таблице 5.10.

Таблица 5.10 – Нагрузки дополнительных обмоток ТН-1

Элемент нагрузки	Кол-во	Мощность, ВА	Суммарная мощность, ВА
Междуфазные нагрузки (S_{hk})			
Терминал резервных защит и АУВ 110 Т-1	1	0,5	0,5

К установке принимаются трансформаторы напряжения марки ЗНОГ - 110 УХЛ1. Параметры последнего представлены в таблице 5.11.

Таблица 5.11 – Параметры трансформатора напряжения ЗНОГ-110 5.11.

Параметр	Значение
1 Номинальное напряжение, кВ	110
2 Трансформатор напряжения	Однофазный, емкостной
3 Линейное напряжение обмоток, В	
– первичной	$110000/\sqrt{3}$
– вторичной основной	$100/\sqrt{3}$
– вторичной дополнительной	$100/\sqrt{3}$

5.5.2 Трансформатор напряжения 10 кВ

Трансформаторы напряжения 10 кВ устанавливаются в ячейках КРУ 10 кВ. К установке принимаются антирезонансные, трехфазные литые ТН.

В каждой секции 10 кВ устанавливаются по две ячейки ТН 10 кВ: один используется для измерений и РЗА, другой для коммерческого учета.

Вторичные обмотки класса 0,5 соединены в звезду, дополнительные вторичные обмотки класса 3 соединены в разомкнутый треугольник.

Нагрузки основной обмотки ТН 10 приведены в таблице 5.12

Таблица 5.12 – Нагрузки основной обмотки трансформатора напряжения ТН-1.2

Элемент нагрузки	Кол-во	Мощность, ВА	Суммарная мощность, ВА
Нагрузка фазы А (S_a)			
МП терминалы	11	0,5	5,5
МИП	11	0,04	0,44
Нагрузка фазы В (S_b)			
МП терминалы	11	0,5	5,5
МИП	11	0,04	0,44
Нагрузка фазы С (S_c)			
МП терминалы	11	0,5	5,5
МИП	11	0,04	0,44
Междуфазные нагрузки (S_{bc})			
Вольтметр	1	0,1	0,1

Суммарная нагрузка на основную обмотку ТН-1.2 10:

$$S_a = 5,94 \text{ ВА};$$

$$S_b = 5,94 \text{ ВА};$$

$$S_c = 5,94 \text{ ВА};$$

$$S_{ab} = 0 \text{ ВА};$$

$$S_{bc} = 0,1 \text{ ВА};$$

$$S_{ac} = 0 \text{ ВА}.$$

$$S_{нф} = \frac{0,1}{\sqrt{3}} \sqrt{0^2 + 0 + 1 + 5,94} = 6 \text{ ВА.}$$

К установке принимаются трансформаторы напряжения марки ЗНОЛ-СЭЩ-10.

5.6 Выбор ОПН

5.6.1 Предварительный выбор

Расчетное рабочее напряжение определяется выражением:

$$U_{РАСЧ.ОПН} = \frac{U_{\max.РАБ}}{K_B}, \text{ где} \quad (5.29)$$

где $U_{\max.РАБ}$ – максимальное рабочее напряжение;

K_B – коэффициент, определяющийся по кривым вида $K_B = f(\tau)$.

В электрических сетях напряжением 35 – 220 кВ максимальное рабочее напряжение не должно превышать величины $1,15 \cdot U_{НОМ}$.

Выбираем ОПН на 110 кВ.

Выбор производится по условию:

$$U_{\max.РАБ} = 1,15 \cdot U_{НОМ}. \quad (5.30)$$

Максимальное напряжение на подстанции 110 кВ Маслозавод в нормальном режиме составляет:

$$U_{\max.РАБ} = 1,15 \cdot 110 = 126,5 \text{ кВ.}$$

Время воздействия напряжения, равного 110 кВ, на изоляцию не более 10 минут: $\tau = 10 \cdot 60 = 600$ сек.

Изучив график можно сделать вывод: коэффициент, учитывающий величину допустимого рабочего напряжения ОПН, от времени действия защиты равен 1,21.

Тогда расчетное напряжение ОПН:

$$U_{\text{расч.опн}} = \frac{110}{1,21} = 90,9 \text{ кВ.}$$

Также для расчета необходимо учесть значение импульсного тока I_K .

Величина импульсного тока определяется:

$$I_K = \frac{(U - U_{\text{ост}})}{Z_B}. \quad (5.31)$$

Если ОПН устанавливаем на шинах питающей подстанции, то:

$$I_K = \frac{(U - U_{\text{ост}})}{Z_B} \cdot \left(1 + \frac{Z_B}{\beta \cdot L_{II}} \right), \quad (5.32)$$

где U – амплитуда неограниченных перенапряжений;

$U_{\text{ост}}$ – остающееся напряжение ОПН при токе I_K ;

Z_B – волновое сопротивление;

L_{II} – предвключенная индуктивность питающей подстанции;

β – расчетная частота;

Расчетная частота определяется:

$$\beta = \frac{\beta_1 + \omega}{2}, \quad (5.34)$$

где β_1 – наименьшая из частот свободных колебаний;

ω – частоты вынужденной ЭДС.

По справочнику значение тока ОПН для напряжения 220 кВ принимается равным 400-600 А.

5.6.2 Окончательный выбор ОПН

При окончательном выборе ОПН рассчитывается энергия, поглощаемая ограничителем:

$$\mathcal{E} = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (5.35)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений (кВ);

T – время распространения волны (мкс);

Время распространения волны:

$$T = \frac{L}{V}, \quad (5.36)$$

где L – длина линии (км);

V – скорость распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов.

Время распространения волны получим:

$$T = \frac{120}{3 \cdot 10^8 \cdot 1} = 4 \cdot 10^{-8} \text{ мкс.}$$

Величина энергии, поглощаемой ограничителем, будет следующей:

$$\mathcal{E} = \frac{(110 - 76)}{50} \cdot 76 \cdot 2 \cdot 4 \cdot 10^{-8} \cdot 2000 = 290 \text{ кДж.}$$

Удельная энергия \mathcal{E}^* :

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{НОМ}}, \quad (5.37)$$

где $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение ОПН.

Определим удельную энергию:

$$\mathcal{E}^* = \frac{290}{110} = 2,63 \text{ кДж/кВ.}$$

Выбранный ограничитель перенапряжения и его характеристики представлены в таблице 5.13.

Таблица 5.13 – Характеристики ОПН

Тип ОПН	ОПН-110 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	73
Остающееся напряжение, кВ	91
<i>Номинальный разрядный ток, кА</i>	10
Взрывобезопасность при токе КЗ длительностью 0,2с, кА	40
Максимальное значение прямоугольного импульса тока длительностью 2000 мкс, А	550
Выдерживаемый импульсный ток, кА	100
Удельная поглощаемая энергия, кДж/кА, не менее	2,7

Для стороны 10 кВ принимается к установке ОПН марки ОПНп-10 УХЛ1. В нейтраль трансформатора устанавливаются ОПНН 110 У1.

5.7 Выбор трансформаторов собственных нужд

В качестве источника собственных нужд подстанции предусмотрены два трансформатора собственных нужд (ТСН-1 и ТСН-2) типа ТМГ-160/10 напряжением 10/0,4 кВ. Трансформаторы установлены на поверхностном фундаменте спланированной поверхности грунта, на территории ОРУ, подключение выполняется от 1 и 2 секции шин 10 кВ через вакуумные выключатели.

Щит собственных нужд (ЩСН) устанавливается в помещении ОПУ и состоит из трёх шкафов:

- шкаф ввода и секционирования (ВВЗН);

– шкафы отходящих линий (ВВ2N, ВВ4N).

Распределительное устройство ЩСН (шкафы ВВ2N и ВВ4N) переменного тока имеет одну секционированную выключателем систему шин, и состоит из шкафов с коммутационными аппаратами отходящих фидеров, приборами контроля напряжения и нагрузок. Секционирование щита переменного тока производится в шкафу ВВ3N автоматическим выключателем. Каждая линия СН 0,4 кВ получает питание через свой автоматический выключатель с силовых шин ЩСН.

В нормальном режиме электроснабжения 1 и 2 секции шин 0,4 кВ питаются от своих вводов 1 и 2, соответственно. В случае нарушения электроснабжения со стороны ввода 1, питание на данную секцию шин подается путем включения секционного выключателя, при этом обе секции питаются от ввода 2. При восстановлении электроснабжения на вводе, схема электроснабжения возвращается в исходное положение. Аналогично схема АВР работает при нарушении электроснабжения на вводе 2.

Приёмниками собственных нужд являются оперативные цепи, электродвигатели приводов коммутационных аппаратов, систем охлаждения и РПН трансформаторов, обогрев приводов разъединителей и выключателей 110 кВ, освещение ОРУ 110 кВ, обогрев и освещение помещений ОПУ, КРУМ 10 кВ, связь, телемеханика, АИИС КУЭ, система охраны периметра, система охранная телевизионная, охранно-пожарная сигнализация. Напряжение данной группы потребителей - 380/220 В (фаза-ноль).

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

В данном разделе представлены решения по релейной защите и автоматике на ВЛ 110 кВ Белогорск – Маслозавод и ПС 110 кВ Маслозавод.

6.1 Основные решения по РЗА

Защита и автоматика в рамках данного проекта будет строиться на базе микропроцессорных терминалов серии «Сириус» производства фирмы «Радиус».

6.1.1 Силовой трансформатор

Трансформаторы оснащаются устройствами РЗА, позволяющими селективно отключить трансформатор, как при внешних повреждениях, так и при повреждениях в трансформаторе, своевременно сигнализировать о выходе трансформатора из допустимых режимов работы, автоматически и дистанционно управлять выключателями, систематически контролировать нагрузочный режим работы трансформатора [4].

По стороне 110 кВ действие защит каждого трансформатора предусматривается на свой выключатель ввода 110 кВ. По стороне 10 кВ действие защит трансформатора предусматривается на свой выключатель ввода 10 кВ.

Каждый шкаф защит состоит из трех комплектов.

Комплект основных защит трансформатора выполнен на базе МП терминала Сириус-Т и реализует следующие функции:

- дифференциальную токовую защиту (ДЗТ) от всех видов КЗ внутри бака;
- защиту от перегрузки;
- прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты трансформатора (ГЗТ), газовой защиты устройства РПН (ГЗ РПН), датчиков повышения температуры верхних слоев масла (на сигнал), повышения и понижения уровня масла, неисправности цепей охлаждения;
- контроль состояния изоляции оперативных цепей газовой защиты;
- пуск автоматики охлаждения;

- блокировку РПН при перегрузке по току.

Комплект резервных защит трансформатора и АУВ ввода 110 кВ выполнен на базе МП терминала Сириус-УВ и реализует следующие функции:

- максимальную токовую защиту ВН (МТЗ ВН) с комбинированным пуском;
- по напряжению от многофазных КЗ;
- токовую защиту нулевой последовательности (ТЗНП) от КЗ на землю;
- прием сигналов от газовых защит трансформатора и РПН;
- контроль состояния изоляции оперативных цепей газовой защиты;
- АУВ ВН;
- АПВ;
- УРОВ.

АПВ выполняется однократным, трехфазным (ТАПВ) с пуском при несоответствии между ранее поданной оперативной командой и отключенным положением выключателя без контроля напряжения и синхронизма. При работе основной защиты трансформатора предусматривается запрет АПВ.

УРОВ выполняется с действием «на себя», передача команд ТО на ПС 220 кВ Белогорск на отключение линейных ячеек ВЛ 110 кВ Белогорск Маслозавод №1 и №2 не предусматривается.

Комплект АРКТ выполнен на базе МП терминала Сириус-2-РН и реализует следующие функции:

- автоматическое поддержание напряжения в заданных пределах;
- ручное регулирование напряжения;
- блокировку работы РПН при обнаружении неисправности привода РПН, при перегрузках трансформатора, от внешних сигналов и по напряжению.

Терминалы защиты и автоматики вводов 10 кВ Т-1 и Т-2 устанавливаются в релейных отсеках соответствующих ячеек КРУ 10 кВ.

Комплект защит и АУВ ввода 10 кВ трансформатора выполнен на базе МП терминала Сириус-2-В и реализует следующие функции:

- трехступенчатую максимальную токовую защиту НН (МТЗ НН);
- защиту минимального напряжения;
- логическую защиту шин;
- УРОВ;
- АПВ;
- АУВ НН.

АПВ выполняется однократным, трехфазным (ТАПВ) с пуском при несоответствии между ранее поданной оперативной командой и отключенным положением выключателя без контроля напряжения и синхронизма. При работе основной защиты трансформатора предусматривается запрет АПВ.

6.1.2 Трансформатор напряжения 110 кВ

На каждой секции шин 110 кВ устанавливаются три емкостных однофазных трансформатора напряжения, каждый из которых имеет по три вторичные обмотки. Основные вторичные обмотки класса 0,2 соединены в звезду и предназначены для учета электроэнергии. Основные вторичные обмотки класса 0,5 соединены в звезду и предназначены для измерения и релейной защиты. Дополнительные вторичные обмотки класса 3 соединены в разомкнутый треугольник и предназначены для измерения напряжения нулевой последовательности.

В качестве устройств РЗА ТН 110 кВ используются комплекты, выполненные на современных электромагнитных реле.

Схема контроля и автоматики обеспечивает:

- защиту минимального напряжения (ЗМН);
- контроль наличия напряжения на секции (КН);
- контроль исправности цепей напряжения (КИ);
- секционирование цепей напряжения.

В шкафу расположены переключатели перевода цепей напряжения и цифровой многофункциональный электроизмерительный прибор типа PZ194U.

6.1.3 Секционный выключатель 10 кВ

Комплект защит и АУВ СВ 10 кВ размещается в релейном отсеке соответствующей ячейки КРУ 10 кВ.

Комплект защит и АУВ ячейки СВ 10 кВ выполнен на базе МП терминала Сириус-21-С и реализует следующие функции:

- максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
- АУВ;
- АПВ;
- автоматическое включение резерва (АВР);
- восстановление нормального режима (ВНР);
- ЛЗШ;
- УРОВ.

6.1.4 Трансформатор напряжения 10 кВ

Трансформаторы напряжения 10 кВ устанавливаются в ячейках КРУ 10 кВ. К установке приняты антирезонансные, трехфазные литые трансформаторы напряжения с двумя вторичными обмотками. В каждой секции 10 кВ устанавливаются по две ячейки ТН 10 кВ: один ТН используется для измерения и РЗА, второй - для учёта.

Основные вторичные обмотки класса 0,5 соединены в звезду, дополнительные вторичные обмотки класса 3 соединены в разомкнутый треугольник.

Комплекты РЗА ТН 10 кВ выполняются на базе МП терминалов Сириус-ТН и устанавливаются в релейных отсеках ячеек КРУ ТН 10 кВ. Каждый комплект РЗА ТН 10 кВ реализует следующие функции:

- защита минимального напряжения;
- защита от повышения напряжения;
- защита от однофазных замыканий на землю;
- пуск АВР;
- АЧР;

- ЧАПВ;
- контроль наличия напряжения на секции.

6.1.5 Линия 10 кВ

Комплекты защит и АУВ линии 10 кВ выполняются на базе МП терминалов Сириус 2-МЛ, для линий с двигательной нагрузкой приняты терминалы Сириус 21-Д, РЗА линий к ТСН выполняются на базе Сириус 21-Л. Терминалы устанавливаются в релейных отсеках соответствующих ячеек КРУ 10 кВ. Каждый комплект защит и АУВ линии 10 кВ реализует следующие функции:

- максимальная токовая отсечка;
- максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению,
- может быть выполнена направленной (не выполняется для линий к ТСН);
- защита от однофазных замыканий на землю;
- АУВ;
- АПВ;
- ЛЗШ;
- УРОВ.

Для линий с двигательной нагрузкой дополнительно предусмотрены функции:

- защита синхронных двигателей от асинхронного хода в ступени МТЗ-2;
- минимальная токовая защита;
- защита минимального напряжения (ЗМН);
- защита обратной мощности.

В случае кабельного исполнения линий функция АПВ выводится из работы.

Все отходящие присоединения 10 кВ вводятся под действие АЧР и ЧАПВ.

На каждой полусекции 10 кВ устанавливается МП устройство дуговой защиты типа ОВОД-МД производства ООО НПП «ПРОЭЛ», ячейки КРУ 10 кВ оснащаются волоконно-оптическими датчиками (ВОД) дуговой защиты.

6.1.6 Линия 110 кВ

Все ВЛ 110 кВ являются тупиковыми и имеют одностороннее питание.

В соответствии с НТП ПС СТО 56947007-29.240.10.248-2017, на тупиковых линиях 110 кВ с односторонним питанием должны устанавливаться комплекты ступенчатых защит (КСЗ) включающие в себя ДЗ, ТНЗНП и МТЗ/МТО.

Для защиты ВЛ 110 кВ предусматриваются следующие комплекты защит:

- 1 комплект ступенчатых защит (КСЗ);
- 2 комплект ступенчатых защит (КСЗ) и автоматики управления выключателем (АУВ).

Первый комплект включает в себя следующие защиты и функции:

- многоступенчатую дистанционную защиту (ДЗ) от междуфазных КЗ с блокировкой при качаниях, количество ступеней ДЗ должно быть не менее шести;
- многоступенчатую токовую направленную защиту нулевой последовательности (ТНЗНП), количество ступеней ТНЗНП должно быть не менее шести;
- максимальную токовую защиту;
- мгновенную токовую отсечку;
- контроль исправности цепей напряжения;
- оперативное ускорение защит;
- автоматическое ускорение защит при включении выключателя.

Второй комплект включает в себя следующие защиты и функции:

- многоступенчатую дистанционную защиту (ДЗ) от междуфазных КЗ с блокировкой при качаниях, количество ступеней ДЗ должно быть не менее шести;
- многоступенчатую токовую направленную защиту нулевой последовательности (ТНЗНП), количество ступеней ТНЗНП должно быть не менее шести;
- максимальную токовую защиту;
- мгновенную токовую отсечку;
- контроль исправности цепей напряжения;

- оперативное ускорение защит;
- автоматическое ускорение защит при включении выключателя;
- автоматику управления выключателем (АУВ);
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ);
- защиту электромагнитов (ЭМ) управления от длительного протекания тока;
- контроль исправности цепей ЭМ управления;
- мониторинг состояния выключателя;
- трехфазное автоматическое повторное включение (ТАПВ).

6.2 Расчет параметров срабатывания устройств РЗА

В данном разделе приводятся расчеты уставок основных и резервных защит, устанавливаемых на ПС 110 кВ Маслозавод силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 типа ТДН-25000/110 и присоединений 10 кВ, а также линии 110 кВ Белогорск – Маслозавод.

6.2.1 Силовой трансформатор

Исходные данные:

- защищаемый трансформатор — ТДН-25000/110;
- номинальные напряжения — 115/10,5 кВ;
- группа соединения обмоток — Yн/Д-11;
- пределы регулирования под нагрузкой $\pm 16\%$;
- трансформаторы тока защиты со всех сторон соединены по схеме – звезда с нулевым проводом – и имеют коэффициенты трансформации по сторонам 110/10 кВ соответственно 200/5, 2000/5.

Реально возможный диапазон регулирования от 96,6 кВ до 126 кВ, середина диапазона 115 кВ согласно ГОСТ 17544-85.

Расчет производится в следующем порядке:

Определяется минимальный ток срабатывания ДЗТ:

$$I_{Д.О} \geq K_{ОТС} \cdot I_{НБ.Расч}, \quad (6.1)$$

где $K_{ОТС} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

$I_{НБ.Расч}$ – относительный ток небаланса, определяемый по выражению:

$$I_{НБ.Расч} = K_{ОДН} \cdot K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}, \quad (6.2)$$

где $K_{ПЕР} = 2,5$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс;

$K_{ОДН} = 1$ – коэффициент однотипности трансформатора тока равный 1;

$\varepsilon = 0,1$ – относительное значение погрешности ТТ;

$\Delta U_{РПН}$ – относительная погрешность, обусловленная наличием РПН, принимается равной большему значению диапазона регулирования.

$\Delta f_{ДОБ} = 0,04$ – относительная погрешность токов плеч.

$$I_{НБ.Расч} = 1 \cdot 2,5 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04 = 0,45$$

$$I_{Д.О} \geq 1,2 \cdot 0,45$$

$$I_{Д.О} \geq 0,54$$

Определяется коэффициент торможения:

Коэффициент торможения должен обеспечить несрабатывание ступени при сквозных токах.

Рассчитывается коэффициент снижения тормозного тока $K_{СНТ}$:

$$K_{СНТ} = \sqrt{1 - I_{НБ.Расч}} \quad (6.3)$$

$$K_{СНТ} = \sqrt{1 - 0,45} = 0,74$$

Коэффициент торможения определяется в процентах:

$$K_{ТОРМ} = \frac{100 \cdot K_{ОТС} \cdot I_{НБ.Расч}}{K_{СНТ}} \quad (6.4)$$

$$K_{ТОРМ} = \frac{100 \cdot 1,2 \cdot 0,45}{0,74} = 72,97$$

Уровень блокировки по второй гармонике:

Согласно рекомендациям изготовителя, уставка принимается на уровне 12-15%.

Проверка по чувствительности в нормальном режиме:

Коэффициент чувствительности ДЗТ-2 должен быть больше 2.

Первичный ток срабатывания защиты при отсутствии торможения:

$$I_{C.3} = I_{НОМ} \cdot (K_{ОТС} \cdot I_{НБРасч}) \quad (6.5)$$

$$I_{C.3} = 126 \cdot (1,2 \cdot 0,45) = 68,04 \text{ А.}$$

Чувствительность при двухфазном КЗ на стороне НН, при минимальном ответвлении РПН:

$$K_{\text{Ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{n0}^{(3)}}{2 \cdot I_{C.3}} \quad (6.6)$$

$$K_{\text{Ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 9240}{2 \cdot 68,04} = 117$$

Расчет дифференциальной токовой отсечки:

Расчетное выражение для отстройки от тока небаланса ДЗТ-1 при внешнем КЗ в нормальном режиме:

$$\frac{I_{\text{ДИФ}}}{I_{\text{БАЗ}}} \geq I_{\text{кз.вн.макс}}^{\text{отн.ед}} \cdot K_{\text{ОТС}} \cdot (K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ДОБ}}), \quad (6.7)$$

где $K_{\text{ОТС}} = 1,5$ – коэффициент отстройки;

$K_{\text{ПЕР}} = 3,0$ – коэффициент переходного режима.

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{БАЗ}} \geq 41,9 \cdot 1,5 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,16 + 0,04) = 21,9$$

Для обеспечения отстройки от тока небаланса необходимо выполнение условия:

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{БАЗ}} \geq 6 \quad (6.8)$$

Перегрузка:

Перегрузка контролируется по току в двух обмотках трансформатора.

Уставка сигнала перегрузки рассчитывается по формуле:

$$I_{С.З} = \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НОМ}}{K_B}, \quad (6.9)$$

где $K_{ОТС} = 1,05$ – коэффициент отстройки;

$K_B = 0,9$ – коэффициент возврата;

$I_{НОМ}$ – номинальный ток, А.

На стороне 110 кВ:

$$I_{С.З} = \frac{1,05 \cdot 126}{0,9} = 147 \text{ А}$$

На стороне 10 кВ:

$$I_{С.З} = \frac{1,05 \cdot 1374,6}{0,9} = 1603,7$$

$T = 9 \text{ с.}$

Обдув:

Пуск обдува осуществляется по двум критериям – по превышении током заданной уставки и по дискретным сигналам от датчика температуры.

Контролируется три фазы тока всех сторон трансформатора. Уставки по току пуска обдува задаются отдельно для высшего и низшего напряжений.

Уставка обдува определяется по формуле:

$$I_{C.3} = 0,7 \cdot I_{НОМ} \quad (6.10)$$

На стороне ВН:

$$I_{C.3} = 0,7 \cdot 126 = 88,2 \text{ А.}$$

На стороне НН:

$$I_{C.3} = 0,7 \cdot 1374,6 = 962,2 \text{ А.}$$

$$T = 10 \text{ с.}$$

Блокировка РПН:

Контролируются три фазных тока высшей стороны трансформатора.

Уставка блокировки РПН определяется по формуле:

$$I_{C.3} = 2I_{НОМ} \quad (6.11)$$

$$I_{C.3} = 2 \cdot 126 = 252 \text{ А.}$$

$$T = 10 \text{ с.}$$

6.2.2 МТЗ выключателя ввода 110 кВ

Первичный ток срабатывания защиты, А:

$$I_{C.3} = \frac{K_{ОТС} \cdot K_{ЗАП}}{K_B} \cdot I_{НОМ}, \quad (6.12)$$

где $K_{ОТС} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

$K_{ЗАП} = 1,5$ – коэффициент запаса;

$K_B = 0,96$ – коэффициент возврата.

$$I_{C.3} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,96} \cdot 163 = 306 \text{ А.}$$

Первичный ток срабатывания МТЗ по условию согласования со ступенями защит от многофазных КЗ предыдущих элементов, установленными на сторонах более низкого напряжения защищаемого трансформатора рассчитывается по выражению:

$$I_{C.3} = K_{ОТС} \cdot K_{ТОК} \cdot I_{C3.ПРЕД}, \quad (6.13)$$

где $K_{ОТС} = 1,1$ – коэффициент отстройки;

$K_{ТОК}$ – коэффициент токораспределения, равный отношению тока в месте установки защиты к току в смежном элементе, с защитой которого производится согласование;

$I_{C3.ПРЕД}$ – первичный ток срабатывания МТЗ предыдущего элемента, с защитой которого производится согласование.

$$I_{C.310кВ} = 1,1 \cdot 1 \cdot 3200 \cdot \frac{11}{126} = 307 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания реле:

$$i_{C.P} = I_{C3} \cdot \frac{k_{cx}}{N_{ТТ}}, \quad (6.14)$$

где $k_{cx} = 1$ – коэффициент схемы;

где $N_{ТТ} = 40$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

$$i_{C.P} = 307 \cdot \frac{1}{40} = 7,7 \text{ А.}$$

Определение коэффициента чувствительности:

$$K_{Ч} = \frac{I_{К.МИН}}{I_{C3}}, \quad (6.15)$$

где $I_{K.мин}$, А – первичное значение тока минимального двухфазного КЗ на шинах 10 кВ, приведенное к стороне ВН.

Для КЗ на шинах 10 кВ:

$$K_{ч} = \frac{\sqrt{3} \cdot 827}{2 \cdot 307} = 2,3$$

Время срабатывания защиты принимается равным 1,8 с.

6.2.3 Токовые защиты присоединения 10 кВ №12

Основными защитами присоединений 10 кВ являются МТЗ и токовая отсечка.

Ток срабатывания МТЗ определяется по формуле (6.12) с коэффициентом запаса равным:

$$K_{зАП} = 1,3$$

$$I_{с.з} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,96} \cdot 222 = 361 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты должен быть не меньше 361 А.

Вторичный ток срабатывания защиты определяется выражением (6.14):

$$i_{с.з} = 361 \cdot \frac{1}{30} = 12 \text{ А.}$$

Оценка коэффициента чувствительности определяется по формуле:

$$K_{ч} = \frac{I_{р.мин}}{I_{с.з}}, \tag{6.16}$$

где $I_{р.мин}$ – минимальное значение тока при двухфазном КЗ за трансформатором, приведенное к напряжению высокой стороны, А:

$$I_{р.мин} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{к}^{(3)}}{2 \cdot n_{ТТ}} \tag{6.17}$$

$$I_{p.мин} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1790}{2 \cdot 30} = 51,7 \text{ А.}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{51,7}{12} = 4,3 > 1,5$$

Ток срабатывания МТО:

$$I_{C.3} = K_H \cdot I_{K3.МАКС}, \quad (6.18)$$

где $K_H = 1,15$ – коэффициент надежности.

$$I_{C.3} = 1,15 \cdot 1830 = 2104 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания по выражению (6.14):

$$i_{c.3} = 2104 \cdot \frac{1}{30} = 70$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 9240}{2 \cdot 2104} = 3,5 > 2$$

Расчет уставок остальных присоединений 10 кВ аналогичен.

6.2.4 МТЗ СВ 10 кВ

Уставка МТЗ определяется по согласованию со ступенями защит от многофазных КЗ предыдущих элементов.

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{C.3} = K_H \cdot (I_{МАКС.Н} + I_{C.3Л}), \quad (6.19)$$

где $I_{C.3Л}$ – расчетный ток срабатывания МТЗ отходящей линии КРУ 10 кВ №12, учетом отключения ячейки №22;

$I_{МАКС.Н}$ – максимальный ток нагрузки секции.

$$I_{C.3} = 1,1 \cdot (222 + 722) = 1038 \text{ А.}$$

Вторичный ток (6.14):

$$i_{c.з} = 1038 \cdot \frac{1}{300} = 3,5 \text{ А.}$$

$$K_{ч} = \frac{\sqrt{3} \cdot 9240}{2 \cdot 1038} = 8,3$$

Время срабатывания принимается равным 1,2 с.

6.2.5 МТЗ выключателя ввода 10 кВ

Первичный ток срабатывания защиты (6.12):

$$I_{C.з} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,96} \cdot 1706 = 3200 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания защиты определяется по выражению (6.14):

$$i_{c.з} = 3200 \cdot \frac{1}{400} = 8 \text{ А.}$$

$$K_{ч} = \frac{\sqrt{3} \cdot 9240}{2 \cdot 3200} = 2,7$$

Время срабатывания принимается равным 1,5 с.

Расчеты уставок для всех присоединений КРУМ 10 кВ сведены в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Значения уставок токовых защит ПС 110 кВ Маслозавод

Место установки	Коэфф. трансформации	Наименование защиты	Уставка, А		Уставка времени	K _ч
			Перв.	Втор.		
№12,22	300/5	МТЗ	361	12	0,9	4,3
№12,22	300/5	МТО	2104	70	0	3,5
№14,20	300/5	МТЗ	361	12	0,9	4,2
		МТО	2059	69	0	3,2
№16,18	300/5	МТЗ	359	12	0,9	4,3
		МТО	2104	70	0	3,5
№7,21	50/5	МТЗ	26	2,6	0,9	3,9
		МТО	190	19	0	44,9
СВ-10	1500/5	МТЗ	1038	3,5	1,2	7,1
№5,23	2000/5	МТЗ	3200	8	1,5	2,7
Т-1(2) 10	200/5	МТЗ	307	7,7	1,8	2,3

6.2.6 ТНЗНП линии 110 кВ Белогорск – Маслозавод

Для защиты тупиковой линии 110 кВ с односторонним питанием достаточно трех ступеней срабатывания ТНЗНП.

Ток срабатывания первой ступени (по условию замыканий на шинах ПС 110 кВ Маслозавод):

$$I_{C.3-1} = K_H \cdot 3I_{\kappa}^{(1)}; \quad (6.20)$$

$$K_H = 1,3;$$

$$I_{C.3-1} = 1,3 \cdot 2270 = 2951 \text{ А.}$$

Ток срабатывания второй ступени (условие обеспечения требуемой чувствительности по всей длине линии):

$$I_{C.3-2} = \frac{3I_{\kappa}^{(1)}}{K_H}; \quad (6.21)$$

$$K_H = 2;$$

$$I_{C.3-2} = \frac{2270}{2} = 1135 \text{ А.}$$

Время срабатывания принимается равным 0,3 с.

Ток срабатывания третьей ступени (отстройка от токов небаланса):

$$I_{C.3-3} = K_H \cdot K_{АПЕР} \cdot I_{0нб.уст}, \quad (6.22)$$

где $K_H = 1,2$ – коэффициент надежности;

$K_{АПЕР} = 1,5$ – коэффициент, учитывающий переходный режим при АПВ;

$$I_{0нб.уст} = f_T \cdot k_{одн} \cdot I_{ТТ-КЗ} \quad (6.23)$$

$$I_{0нб.уст} = 0,1 \cdot 0,5 \cdot 944 = 47 \text{ А}$$

$$I_{С.3-3} = 1,2 \cdot 1,5 \cdot 47 = 85 \text{ А}$$

Время срабатывания принимается равным 0,6 с.

6.2.7 ДЗ линии 110 кВ Белогорск – Маслозавод

Расчет первой ступени ДЗ (отстройка от 85% линии):

$$R_{ДЗ-1} = 0,85 \cdot R_0 \cdot l_{ВЛ} + R_D; \quad (6.24)$$

$$X_{ДЗ-1} = 0,85 \cdot X_0 \cdot l_{ВЛ}; \quad (6.25)$$

$$R_{ДЗ-1-втор} = \frac{R_{ДЗ-1} \cdot K_{ТТ}}{K_{ТН}}; \quad (6.26)$$

$$X_{ДЗ-1-втор} = \frac{X_{ДЗ-1} \cdot K_{ТТ}}{K_{ТН}}; \quad (6.27)$$

$$R_{ДЗ-1} = 0,85 \cdot 0,249 \cdot 7,2 + 4,93 = 6,45 \text{ Ом};$$

$$X_{ДЗ-1} = 0,85 \cdot 0,43 \cdot 7,2 = 2,63 \text{ Ом};$$

$$R_{ДЗ-1-втор} = \frac{6,45 \cdot 200}{1100} = 1,17 \text{ Ом};$$

$$X_{ДЗ-1-втор} = \frac{2,63 \cdot 200}{1100} = 0,48 \text{ Ом}.$$

Расчет второй ступени ДЗ (отстройка от КЗ на шинах ПС 110 кВ Маслозавод):

$$R_{ДЗ-2} = R_0 \cdot l_{ВЛ} + R_D \quad (6.28)$$

$$X_{ДЗ-1} = X_0 \cdot l_{ВЛ} \quad (6.29)$$

$$R_{ДЗ-2-втор} = \frac{R_{ДЗ-2} \cdot K_{ТГ}}{K_{ТН}} \quad (6.30)$$

$$X_{ДЗ-2-втор} = \frac{X_{ДЗ-2} \cdot K_{ТГ}}{K_{ТН}} \quad (6.31)$$

$$R_{ДЗ-2} = 0,249 \cdot 7,2 + 4,93 = 6,72 \text{ Ом};$$

$$X_{ДЗ-2} = 0,43 \cdot 7,2 = 3,1 \text{ Ом};$$

$$R_{ДЗ-2-втор} = \frac{6,72 \cdot 200}{1100} = 1,67 \text{ Ом};$$

$$X_{ДЗ-2-втор} = \frac{3,1 \cdot 200}{1100} = 0,56 \text{ Ом}.$$

Коэффициент чувствительности находится по выражению:

$$Z_{ДЗ-2} \geq 1,25 \cdot Z_{Л}; \quad (6.32)$$

$$49,9 \geq 4,46.$$

6.2.8 МТЗ линии 110 кВ Белогорск – Маслозавод

Первичный ток срабатывания (6.12):

$$I_{СЗ} = \frac{92 \cdot (1,2 \cdot 4)}{0,96} = 465 \text{ А}.$$

Вторичный ток срабатывания (6.14):

$$i_{СЗ} = 465 \cdot \frac{1}{200} = 2,33;$$

$$K_{Ч} = \frac{940}{465} = 2 > 1,5;$$

Время срабатывания $0,3 + t_{МТЗ}$.

7 РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПС 110 КВ МАСЛОЗАВОД

Заземляющее устройство подстанции 110 кВ Маслозавод состоит из различных видов заземлителей. В состав заземляющего устройства входят продольные и поперечные заземлители, а также вертикальные заземлители и заземляющие проводники.

К естественным заземлителям можно отнести:

- различные конструкции здания, состоящие из металлических или железобетонных частей. Все эти конструкции находятся в соприкосновении с землей;
- различные металлические трубы, находящиеся под землей: канализационные ответвления, водопровод;
- бронированные кабели состоят из металлически оболочек, которые можно использовать как естественный заземлитель;
- заземляющие устройства близлежащих опор, соединенные с подстанцией.

Контур заземления выполняют с учетом защиты человека от попадания в электрическое поле, поэтому сетку заземлителя располагают с выходом за границу на 1,5 м.

Рассчитываемая ПС 110 кВ Маслозавод имеет размеры:

$$A = 60 \text{ м,}$$

$$B = 60 \text{ м.}$$

Площадь действия заземляющего устройства:

$$S = (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5) \tag{7.1}$$

$$S = (52 + 2 \cdot 1.5) \cdot (100 + 2 \cdot 1.5) = 3969 \text{ м}^2.$$

Заземление подстанции состоит из заземляющей сетки и горизонтальных проводников, диаметр которых принимается равным 18 мм.

Выбор сечений заземляющих проводников и заземлителей необходимо согласовывать с учетом запаса на коррозию, а также с различными условиями: условия тепловой устойчивости и механической прочности.

Проверка сечения прутка по условиям механической прочности производится по формуле:

$$F_{mn} = \pi \cdot r^2 \quad (7.2)$$

Рассчитываем сечение прутка по условиям механической прочности.

$$F_{mn} = 3,14 \cdot 9^2 = 254 \text{ мм}^2.$$

Минимально допустимое сечение заземляющего проводника по термической стойкости $F_{ту}$ составляет:

$$F_{ту} = I_{кз}^{(1)} \cdot F_1 \cdot q \quad (7.3)$$

где $I_{кз}^{(1)}$ – однофазный ток короткого замыкания, кА;

F_1 – допустимое сечение для тока в 1 кА продолжительностью воздействия 1 секунда, мм²/кА. Для заземляющего проводника из стали, присоединенного к аппарату составляет 16,5 мм²/кА;

q – коэффициент, учитывающий продолжительность воздействия тока КЗ, о.е.

При $t < 1$ с, определяется по выражению:

$$q = \sqrt{t + 0,09} \quad (7.4)$$

Рассчитаем коэффициент, учитывающий продолжительность воздействия тока КЗ.

$$q = \sqrt{0,932 + 0,09} = 1,01$$

Минимальное сечение проводника по термической стойкости составляет:

$$F_{ту} = 3,93 \cdot 16,5 \cdot 1,01 = 65,5 \text{ мм}^2.$$

Эксплуатация стального заземлителя должна выдерживать срок службы до 30 лет. Но при этом происходит потеря сечения заземлителя из-за коррозии, поэтому необходимо учесть расчетное значение сечения заземлителя:

$$F_{кор} = \pi \cdot \delta_k \cdot \left(\sqrt{\frac{4 \cdot F_{ту}}{\pi}} + \delta_k \right), \quad (7.5)$$

где δ_k – величина коррозионного эффекта за срок службы 30 лет;

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 1,129 \cdot \left(\sqrt{\frac{4 \cdot 65,5}{3,14}} + 1,129 \right) = 32,6 \text{ мм}^2.$$

Полная площадь сечения заземлителя:

$$F_{полн} = F_{ту} + F_{кор}. \quad (7.6)$$

$$F_{полн} = 65,5 + 32,6 = 98,1 \text{ мм}^2.$$

Для выбора горизонтального проводника важно соблюдение условия:

$$F_{мп} \geq F_{кор} + F_{ту} \quad (7.7)$$

Исходя из (6.6):

$$254 \text{ мм}^2 \geq 98,1 \text{ мм}^2.$$

Диаметр круглого сечения:

$$D_{из} = \sqrt{\frac{4 \cdot F_{полн}}{\pi}}. \quad (7.8)$$

$$D_{uz} = \sqrt{\frac{4 \cdot 98,1}{3,14}} = 11,2 \text{ мм.}$$

При расчете заземляющей сетки расстояние между полюсами принимается по справочнику. Примем расстояние равное 6 м.

Длина полос в сетки определяется как:

$$L_{\Gamma} = \frac{B + 2 \cdot 1,5}{l_n} \cdot (A + 2 \cdot 1,5) + \frac{A + 2 \cdot 1,5}{l_n} \cdot (B + 2 \cdot 1,5) \quad (7.9)$$

Рассчитываем общую длину полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = \frac{60 + 2 \cdot 1,5}{6} \cdot (60 + 2 \cdot 1,5) + \frac{60 + 2 \cdot 1,5}{6} \cdot (60 + 2 \cdot 1,5) = 1323$$

Количество горизонтальных полос по формуле:

$$n_{\Gamma\Pi} = \frac{B + 2 \cdot 1,5}{l_n} + \frac{A + 2 \cdot 1,5}{l_n}. \quad (7.10)$$

Получим:

$$n_{\Gamma\Pi} = \frac{60 + 2 \cdot 1,5}{6} + \frac{60 + 2 \cdot 1,5}{6} = 21.$$

На подстанции 110 кВ устанавливается 21 горизонтальных заземлителей.

Определяем количество вертикальных электродов по формуле:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (7.11)$$

где a – расстояние между вертикальными электродами, равное 12.

Поэтому количество вертикальных электродов будет равным:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{3696}}{12} = 21.$$

Согласно расчету заземления, на ПС 110 кВ устанавливается стальная полоса размером 50x5 мм. Диаметр вертикального стального заземлителя 18 мм. Общее количество электродов для опор составляет 4 шт.

Заземление систем автоматики и релейной защиты осуществляется путем присоединения к зажимам заземления шкафов РЗА. Для каждого ряда шкафов прокладываются закладные полосы с шагом 4-6 метров.

С целью увеличения качества и улучшения свойств заземляющих устройств все металлические элементы здания объединяются между собой.

8 МОЛНИЕЗАЩИТА ПС 110 КВ МАСЛОЗАВОД

Площадка ПС 110 кВ Маслозавод располагается вблизи Маслоэкстракционного завода (МЭЗ), на территории которого имеется котельная и склады угля. МЭЗ также имеет выбросы в атмосферу влияющие на степень изоляции ОРУ ПС 110 кВ Маслозавод.

Исходя из расстояния от источника загрязнения, степень загрязнения атмосферы - 2 (согласно ПУЭ седьмое издание, Глава 1.1, таблица 1.9.14), с удельной длиной пути утечки на ОРУ 110 кВ не менее 2,25 см/кВ по ГОСТ 9920-89 (пункт 2.4 и табл. Приложение 2), что соответствует категории изоляции II*.

Для предотвращения феррорезонансных перенапряжений на подстанции используется следующее оборудование:

- выключатели без ёмкостных делителей напряжения;
- антирезонансные трансформаторы напряжения.

Защита оборудования ПС от прямых ударов молнии предусмотрена: молниеотводами, установленными на линейных порталах 110 кВ, отдельностоящим молниеотводом и молниеотводом установленном на прожекторной мачте.

Защита изоляции ПС от волн грозовых перенапряжений предусматривается:

- со стороны 110 кВ, ограничителями перенапряжения, установленных на заводских блоках в ячейках Т-1 и Т-2;
- со стороны 10 кВ, ограничителями перенапряжения, установленных в ячейках КРУМ 10 кВ.

Для защиты всего оборудования подстанции от прямых ударов молнии устанавливаются отдельностоящие прожекторные мачты с молниеотводами высотой 35 метров. Количество молниеотводов принимается равным 4. Расположение молниеотводов и зоны действия их защиты представлены на плане ПС 110 кВ Маслозавод.

Проектируемый объект, каким является ПС 110 кВ Маслозавод относится к объектам с ограниченной опасностью, поэтому принимается надежность молниезащиты равной 0,99 [9].

В таблице 8.1 приведены молниеприемники установленные на ПС.

Таблица 8.1 – Высота молниеотводов

Номер молниеприемника	ПМ1	ПМ2	ПМ4	ПМ5
Высота h, м	19	19	26	26

Исходные данные, необходимые для расчета зон защиты молниеприемников:

h – высота молниеотвода, приведена в таблице 8.1;

$h_{1x} = 17,4$ м – высота защищаемой зоны (линейные порталы).

$h_{2x} = 7$ м – высота защищаемой зоны (шинные порталы).

Расчетные зоны молниезащиты приняты исходя из высоты подвеса ошиновки 110 кВ.

Радиус зоны защиты одиночного молниеотвода:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (8.1)$$

где h_0 – высота конуса, равная $0,8h$;

r_0 – радиус конуса, равный $0,79h$;

r_x – радиус горизонтального сечения по высоте h_x .

Высота и радиус конуса прожекторной мачты (ПМ1):

$$h_0 = 0,8 \cdot 35 = 28 \text{ м,}$$

$$r_0 = 0,79 \cdot 35 = 27,65 \text{ м.}$$

Найдем радиус горизонтального сечения по высоте прожекторной мачты (ПМ1):

$$r_x = \frac{27,65 \cdot (28 - 17,4)}{28} = 10,5 \text{ м.}$$

Результаты расчетов приведены в таблице 8.2 и 8.3.

Таблица 8.2 – Расчет зоны молниезащиты на высоте 17,4 м одиночными стержневыми молниеприемниками

Молниеприемник	h, м	h0, м	r0, м	rx, м
ПМ1	35	28	27,65	10,5
ПМ2	35	28	27,65	10,5
ПМ3	35	28	27,65	10,5
ПМ4	35	28	27,65	10,5

Таблица 8.3 – Расчет зоны молниезащиты на высоте 7 м одиночными стержневыми молниеприемниками

Молниеприемник	h, м	h0, м	r0, м	rx, м
ПМ1	35	28	27,65	20,7
ПМ2	35	28	27,65	20,7
ПМ3	35	28	27,65	20,7
ПМ4	35	28	27,65	20,7

Размеры наружных областей h_0 и r_0 определяются, как и для одиночного молниеотвода.

Параметры внутренних областей задают минимальную высоту зоны по середине между молниеотводами h_c и ширину горизонтального сечения в центре между молниеотводами r_{cx} .

Величина минимальной высоты зоны посередине определяется:

$$h_c = \frac{L_{\max} - L}{L_{\max} - L_c} \cdot h_0, \quad (8.2)$$

где L_{\max} – максимальное расстояние между молниеотводами;

L – расстояние между молниеотводами;

L_c – предельное расстояние между молниеотводами посередине.

Входящие в него предельные расстояния L_{\max} , L_c вычисляются по эмпирическим формулам для молниеотводов высотой до 150 м [9].

При расстоянии между молниеотводами $L \leq L_c$ граница зоны не имеет провеса ($h_c = h_0$).

Предельное расстояние между молниеотводами посередине определяется:

$$L_c = 2.25 \cdot h. \quad (8.3)$$

Размеры наружных областей r_0 и r_{cx} для соседних молниеотводов определяются соответственно по формулам:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (8.4)$$

$$r_{xc} = \frac{r_0 \cdot (h_c - h_x)}{h_c}. \quad (8.5)$$

Параметр L_{\max} определяется как:

$$L_{\max} = 4,75 \cdot h. \quad (8.6)$$

Определим предельное расстояние между молниеотводами посередине прожекторной мачты (ПМ1):

$$L_c = 2,25 \cdot 35 = 78,8.$$

Найдем предельное максимальное расстояние между молниеотводами посередине прожекторной мачты (ПМ1):

$$L_{\max} = 4,75 \cdot 35 = 166,3 \text{ м.}$$

Найдем радиус горизонтального сечения по высоте прожекторной мачты (ПМ1):

$$r_x = \frac{27,65 \cdot (28 - 17,4)}{28} = 10,5 \text{ м.}$$

Результаты расчетов приведены в таблицах 8.4 и 8.5.

Таблица 8.4 – Расчет зоны молниезащиты на уровне линейных порталов двойными стержневыми молниеприемниками.

Молние-приемник	H1, м	H2, м	Lmax1, м	Lc1, м	Lmax2, м	Lc2, м	H0, м	r0, м	rcx, м
ПМ1	36	36	166,3	78,8	166,3	78,8	28	27,65	10,5
ПМ2	36	36	166,3	78,8	166,3	78,8	28	27,65	10,5
ПМ3	36	36	166,3	78,8	166,3	78,8	28	27,65	10,5
ПМ4	36	36	166,3	78,8	166,3	78,8	28	27,65	10,5

Таблица 8.5 – Расчет зоны молниезащиты на уровне шинных порталов двойными стержневыми молниеприемниками.

Молние-приемник	H1, м	H2, м	Lmax1, м	Lc1, м	Lmax2, м	Lc2, м	H0, м	r0, м	rcx, м
ПМ1	36	36	166,3	78,8	166,3	78,8	28	27,65	20,7
ПМ2	36	36	166,3	78,8	166,3	78,8	28	27,65	20,7
ПМ3	36	36	166,3	78,8	166,3	78,8	28	27,65	20,7
ПМ4	36	36	166,3	78,8	166,3	78,8	28	27,65	20,7

9 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РЗ ТРАНСФОРМАТОРА

9.1 Преимущества защит на микропроцессорной базе

Одним из наиболее значимых преимуществ микропроцессорных терминалов является их компоновка, т.е. количество, установленных защит. В выпускной квалификационной работе рассматривались следующие виды защит: дифференциальная защита, МТЗ, газовая защита, УРОВ, автоматика охлаждения.

Также микропроцессорные устройства имеют сравнительно небольшие размеры, по сравнению с устройствами РЗ и А.

Простота использования терминалов помогает быстрее ориентироваться при срабатывании защиты.

Немаловажным преимуществом является компактность терминала. Все необходимые панели для защиты оборудования, а также цепи автоматики уменьшаются вдвое.

Можно сделать вывод, что установка микропроцессорного терминала показывает значительные преимущества.

9.2 Капиталовложения в реализацию релейной защиты

Проектирование релейной защиты выполнено с помощью микропроцессорных терминалов серии «Сириус» производителя «Радиус».

Расчет капитальных вложений осуществляется с помощью капитальных вложений на проектирование релейной защиты, ее монтаж и отладку:

$$K = K_{\text{ПРОЕКТ}} + K_{\text{ОБОР}} + K_{\text{МОНТ}}, \quad (9.1)$$

где $K_{\text{ПРОЕКТ}}$ – затраты проектирование средств РЗ;

$K_{\text{ОБОР}}$ – стоимость терминалов;

$K_{\text{МОНТ}}$ – затраты на монтаж и отладку оборудования, руб.

Для защиты трансформаторов установлены терминалы микропроцессорной защиты и автоматики Сириус-Т.

Затраты на установку терминалов примем равными в 499 тыс.руб.

Таблица 9.1 – Стоимость установки и наладки комплектов релейной защиты

Тип защит, количество	Стоимость оборудования, тыс. руб.	Стоимость монтажа (40%), тыс. руб.	НДС (20%), тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
Сириус-Т, 2 шт.	2134,0	853,6	426,8	2560,8
Программное обеспечение, 1 комплект	113,0	-	22,6	135,7
Итого:	2247,0	853,6	449,4	2696,5

Определим капитальные затраты на релейную защиту:

$$K = 499 + 2696,5 + 853,6 = 4049,1 \text{ тыс. руб.}$$

Эффективность релейной защиты определяется предотвращенным ущербом за счет внедрения устройств релейной защиты и автоматики.

9.3 Расчет амортизационных и эксплуатационных издержек

Издержки – это расходы, необходимые для эксплуатации электрических сетей в течение одного года.

Ежегодные затраты на капитальный и текущий ремонты, а также техническое обслуживание оборудования отражаются через эксплуатационные издержки. Издержки на эксплуатацию релейной защиты определяются следующим образом:

$$I_{\text{ЭКС}} = \alpha_{\text{ЭКС}} \cdot K \cdot \alpha_n \quad (9.2)$$

где $\alpha_{\text{ЭКС}}$ – норма ежегодных отчислений на эксплуатацию, равная 0,0037;

α_n – поправочный коэффициент на микропроцессорные устройства РЗ и А, равный 0,9;

K – суммарные капитальные вложения в устройства РЗ.

$$I_{ЭКС} = 0,037 \cdot 4049,1 \cdot 0,9 = 134,835 \text{ тыс. руб.}$$

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукт или работу (услугу).

Цель амортизации – накопление финансовых средств для возмещения изношенных основных фондов (физический износ, моральный износ, экологический износ и др.).

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции.

Издержки на амортизацию определяются из отношения капиталовложений к сроку службы данного оборудования:

$$I_{AM} = \alpha_{AM} \cdot K, \quad (9.3)$$

где α_{AM} – ежегодные нормы отчислений на амортизацию, определяемые как:

$$\alpha_{AM} = \frac{1}{T_{СЛ}} \quad (9.4)$$

где $T_{СЛ}$ – срок службы релейной защиты, $T_{СЛ} = 20$ лет.

$$\alpha_{AM} = \frac{1}{20} = 0,05 \text{ о.е.}$$

Тогда издержки на амортизацию равны:

$$I_{AM} = 0,05 \cdot 4049,1 = 202,455 \text{ тыс.руб.}$$

9.4 Возмещение затрат на электроэнергию

Возмещение затрат на электроэнергию I_W , потребляемую устройствами РЗ определяется по следующей формуле:

$$I_W = W \cdot T_{\text{Э}} \quad (9.5)$$

где $T_{\text{Э}}$ – тарифная цена электроэнергии ($T_{\text{Э}} = 2,16$ сома = 2 руб.);

W – электроэнергия, потребляемая устройствами РЗ за год, кВт*ч, определяется как:

$$W = P_{\text{ПОТР}} \cdot T_{\text{ГОД}} \quad (9.6)$$

где $P_{\text{ПОТР}}$ – активная мощность, потребляемая устройствами РЗ, равная $4 \cdot 10^{-2}$ кВт;

$T_{\text{ГОД}}$ – период одного года, ч.

$$W = 8760 \cdot 4 \cdot 10^{-2} = 350,4 \text{ кВт.ч.}$$

$$I_W = 350,4 \cdot 2 = 700,8 \text{ тыс.руб.}$$

8.5 Прочие расходы

Прочие расходы определяются с учетом рассчитанных издержек:

$$I_{\text{ПР}} = 0,3 \cdot (I_{\text{ЭКС}} + I_{\text{АМ}} + I_W) + 0,03 \cdot K, \quad (9.7)$$

$$I_{\text{ПР}} = 0,3 \cdot (134,835 + 202,455 + 700,8) + 0,03 \cdot 4049,1 = 152,616 \text{ тыс.руб.}$$

Определим суммарные издержки по следующему выражению:

$$\sum I = I_{\text{ЭКС}} + I_{\text{АМ}} + I_W + I_{\text{ПР}}, \quad (9.8)$$

$$\sum I = 134,835 + 202,455 + 700,8 + 152,616 = 1191 \text{ тыс.руб.}$$

9.6 Расчет ущерба

Ущерб при отсутствии на объекте РЗ и А складывается из ущерба от действия КЗ и ущерба планового простоя оборудования:

$$Y = Y_{KЗ} + Y_{ПП}, \quad (9.9)$$

где $Y_{KЗ}$ – ущерб от действия короткого замыкания, руб;

$Y_{ПП}$ – ущерб от планового простоя оборудования, руб.

Ущерб от действия КЗ при наличии на объекте устройств РЗ и А рассчитывается по формуле:

$$Y^{PЗA} = Y_{ИС}^{PЗA} + Y_{ЛС}^{PЗA} + C_{PЗA}, \quad (9.10)$$

где $Y_{ИС}^{PЗA}$ – ущерб, вследствие излишних срабатываний, руб.;

$Y_{ЛС}^{PЗA}$ – ущерб, вследствие ложных срабатываний, руб.;

$C_{PЗA}$ – Затраты на установку и содержание устройств РЗ и А, руб.

Эффективность релейной защиты определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{PЗ} = Y - Y^{PЗA}, \quad (9.11)$$

Рассчитаем экономическую эффективность для продольной дифференциальной защиты силового трансформатора.

Определим ущерб, обусловленный разрушительным действием КЗ на выводе трансформатора:

$$Y_{KЗ} = P_{MAX} \cdot \alpha \cdot K_B \cdot \varepsilon, \quad (9.12)$$

где $P_{MAX} = 35714$ кВт – суммарная наибольшая активная мощность нагрузки нормального режима;

$\alpha = 7,5$ тыс.руб./кВт – расчетный годовой ущерб от аварийных ограничений электроснабжения[23];

$\varepsilon = 0,25$ – коэффициент ограничений нагрузки потребителей;

K_B – коэффициент вынужденного простоя в о.е., определяется по формуле:

$$K_B = \sum_{i=1}^n T_{Bi} \cdot \omega_i , \quad (8.13)$$

где T_{Bi} – среднее время восстановления элементов электрических сетей;

ω_i – параметр потока отказов, отказ/год.

Для трансформатора $T_B = 10 \cdot 10^{-3}$ лет/отказ, $\omega = 0,01$ отказ/год.

Для выключателей $T_B = 1,5 \cdot 10^{-3}$ лет/отказ, $\omega = 0,02$ отказ/год.

Для шин $T_B = 0,25 \cdot 10^{-3}$ лет/отказ, $\omega = 0,01$ отказ/год.

$$K_B = (10 \cdot 10^{-3} \cdot 0,01) + (1,5 \cdot 10^{-3} \cdot 0,02) + (0,25 \cdot 10^{-3} \cdot 0,01) = 0,133 \cdot 10^{-3} \text{ о.е.}$$

Подставим значения в формулу (119):

$$Y_{K3} = 35714 \cdot 7,5 \cdot 0,133 \cdot 10^{-3} \cdot 0,25 = 8,906 \text{ тыс.руб.}$$

Определим ущерб, обусловленный плановым простоем:

$$Y_{III} = P_{MAX} \cdot \beta \cdot K_{II} \cdot \varepsilon , \quad (8.14)$$

где $\beta = 4$ тыс.руб. – расчетный годовой ущерб от плановых ограничений электроснабжения;

K_{II} – коэффициент планового простоя в о.е., определяется по формуле:

$$K_{II} = K_{II}^{TP} + K_{II}^{ВЫКЛ} + K_{II}^{ШИН} , \quad (8.15)$$

Для трансформатора $K_{II}^{TP} = 40 \cdot 10^{-3}$.

$$Y_{III} = 35714 \cdot 4 \cdot (40 + 2 + 0,2) \cdot 10^{-3} \cdot 0,25 = 1507 \text{ тыс.руб.}$$

Определим ущерб, вследствие излишних срабатываний защиты:

$$Y_{ИС}^{P3A} = q_{TP} \cdot q \cdot \omega_{И} \cdot M(\Pi_{И}) \cdot 0,1, \quad (8.16)$$

где $q_{TP} = 0,985$ – вероятность отсутствия планового ремонта на трансформаторе;

$q = 0,999$ – вероятность рабочего состояния;

$\omega_{И} = 0,0007$ отказ/год – параметр потока излишних срабатываний защиты;

$M(\Pi_{И}) = 1780$ руб. – средняя цена разового излишнего срабатывания.

$$Y_{ИС}^{P3A} = 0,985 \cdot 0,999 \cdot 0,0007 \cdot 1780 \cdot 0,1 = 0,123 \text{ тыс.руб.}$$

Определим ущерб, вследствие ложных срабатываний:

$$Y_{ЛС}^{P3A} = q_{TP} \cdot q \cdot \omega_{Л} \cdot M(\Pi_{Л}) \cdot 0,1, \quad (8.17)$$

где $\omega_{Л} = 0,0005$ отказ/год – параметр потока ложных срабатываний устройств РЗ;

$M(\Pi_{Л}) = 1780$ руб. – средняя цена разового ложного срабатывания.

$$Y_{ЛС}^{P3A} = 0,985 \cdot 0,999 \cdot 0,0005 \cdot 1780 \cdot 0,1 = 0,088 \text{ тыс.руб.}$$

В итоге экономический эффект будет равен:

$$\mathcal{E}_{P3} = Y_{КЗ} + Y_{III} - Y_{ИС}^{P3A} - Y_{ЛС}^{P3A} - \sum I, \quad (8.18)$$

$$\mathcal{E}_{P3} = 8,906 + 1507 - 0,123 - 0,088 - 1191 = 324,695 \text{ тыс.руб.}$$

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС

10.1 Безопасность

10.1.1 Охрана труда и техника безопасности

За основу выполнения работы были приняты нормы и правила: правила устройства электроустановок (ПУЭ), правила технической эксплуатации электроустановок потребителей.

Для безопасного обслуживания оборудования объекта предусмотрены:

- защитное заземляющее устройство;
- электромагнитная блокировка разъединителей;
- соблюдение необходимых ремонтных расстояний до токоведущих частей;
- защитные ограждения;
- контроль изоляции.

10.1.2 Оперативное, техническое и ремонтное обслуживание

Обслуживание подстанции осуществляется рабочим персоналом ПС 110 кВ Маслозавод. Техника безопасности во время эксплуатации подстанции обеспечивается в соответствии с правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок.

Перечень необходимых мероприятий для безопасной работы сотрудников:

- необходимо грамотно поставить задачу сотрудникам перед выполнением работы, выдать наряды, разрешающие проведение работ;
- перед непосредственным выполнением работы необходимо подготовить рабочее место, отключить все установки, находящиеся под напряжением, проверить его отсутствие, наложить заземление и повесить знак, предупреждающий о проведении работ;
- непосредственный допуск к работе ответственным лицом;
- четкий контроль за выполнением работ.

На ПС 110 кВ Маслозавод применяют современное электротехническое оборудование, устройства релейной защиты и автоматики. В здании КРУМ 10 кВ предусматривается размещение персонала оперативно-выездной бригады, осуществляющего ремонт и техническое обслуживание оборудования, средств автоматики и релейной защиты, средств телемеханики и связи.

Численность оперативного и ремонтно-технического персонала с учетом территориального коэффициента 1,3 для Востока составляет 2 человека.

10.1.3 Требования к персоналу

Весь персонал должен иметь профессиональную подготовку. Во время приема на работу работники должны быть обучены в специализированных Центрах подготовки персонала.

Требования к персоналу:

- 1) весь обслуживающий персонал должен проходить медицинское освидетельствование;
- 2) ответственному лицу перед началом выполнения работ необходимо провести инструктаж по технике безопасности на объекте;
- 3) после проведения инструктажа по технике безопасности, работникам необходимо расписать в журнале по технике безопасности;
- 4) внутри коллектива, а также на рабочей площадке должна соблюдаться дисциплина и техника безопасности;
- 5) за невыполнение требований к работникам могут применяться различные методы наказания, вплоть до увольнения;
- 6) запрещается нахождение на месте работ: посторонних лиц, работников, не прошедших технику безопасности, а также лиц в нетрезвом виде.

10.2 Экологичность

10.2.1 Воздействие объекта строительства на территорию, условия землепользования и геологическую среду

Непосредственно перед началом строительства подстанции необходимо снять почвенный покров.

Во время начала самой стройки происходит вскапывание земель, монтаж необходимого оборудования, а также работа строительной техники.

Негативные воздействия на территорию строительства оказывают мероприятия, в ходе которых:

- слой почвы подвергается механическому воздействию и загрязнению выбросами строительной техники;
- осуществляется планировка территории и осуществляются вскапывания почвы;
- изменение состава грунта в связи с его загрязнением.

Во время выполнения работы наибольший ущерб приходится на растительность и почвенный покров, ландшафты. Это связано с механическими повреждениями почвы строительной техники во время выполнения земляных и монтажных работ.

При завершении работ предусматриваются мероприятия по восстановлению нарушенных территорий. После строительства ПС рельеф не будет изменен. Во время сдачи в эксплуатацию ПС 110 кВ Маслозавод не несет негативные воздействия на окружающую среду, при работе подстанции не происходит выброса вредных веществ в атмосферу. Подземные и надземные воды не загрязняются. Вынос твердых пород почвы на поверхность не происходит, так как на всей территории подстанции засыпан гравий.

10.2.2 Мероприятия по охране земель на период строительства

Во время постройки ПС 110 кВ Маслозавод предусматриваются мероприятия, учитывающие:

- состав грунта, на которой располагается подстанция;
- способы контроля и защиты площадки и конструкций подстанции от окружающей среды;
- своевременную и качественную поставку необходимого материала в период строительства;
- постройку дорог, необходимых для проезда крупной техники;
- обслуживание транспорта: мойка, заправка, стоянка и ремонт техники;

- возможность бережного хранения материалов, необходимых для строительства, а также хранение использованных материалов в пределах площадки;
- возможность вывоза отходов за пределы площадки в специальные установленные государством места;
- необходимость восстановления земель.

10.2.3 Воздействие объектов проектирования на атмосферный воздух

Во время постройки подстанции основными источниками загрязнения окружающей среды являются:

- автотранспорт, доставляющий грузы на стройплощадку;
- строительная и дорожная техника, работающая на площадке.

На все работы, связанные с монтажом и строительством, принимается определенное время для их выполнения. Это связано с тем, что выбросы вредных веществ при определенной работе сводятся к минимуму, что позволяет уменьшить издержки на восстановление окружающей среды. На площадке устанавливается специальное технологическое оборудование, которое не вызывает загрязнения атмосферного воздуха.

На подстанции 110 кВ устанавливаются элегазовые выключатели. Утечка элегаза не превышает разрешенный уровень утечек и предельно-допустимую концентрацию элегаза в воздухе.

10.2.4 Мероприятия по защите от шума

В период строительства основными источниками шумового воздействия будет являться работающая строительная техника:

- автотранспорт, доставляющий грузы на стройплощадку;
- строительная и дорожная техника, работающая на площадке.

Мероприятия, снижающие уровень шума на подстанции:

- возведение забора из стальных листов, с помощью которых уменьшается шумовое воздействие;
- во время выполнения работ вся техника располагается с учетом взаимного звукоограждения и естественных преград;

- применение малошумной строительной техники, не вызывающей большое шумовое воздействие;

- внедрение к использованию специальных амортизаторов;

- на двигатели различной строительной техники предусматривается установка защитных кожухов от шума.

Таким образом, при строительстве подстанции удалось снизить шумовое воздействие оборудования и строительной техники.

10.2.5 Мероприятия по охране подземных вод

На подстанции 110 кВ Маслозавод устанавливается цистерна с водой, заполнение которой осуществляется привозной водой. Также присутствует водоотведение.

Мероприятия, направленные на охрану подземных вод:

- ограждение площадки, с целью недопущения выброса загрязненного грунта за территорию подстанции;

- строительство временных дорог при помощи ж/б плит, с целью снижения загрязнения почвы от выброса вредных веществ техники;

- установка биотуалета для строителей;

- использование полностью исправленной техники, с целью недопущения загрязнения транспортными веществами;

- доставка на площадку бетона поэтапно в определенное время;

- хранение материалов на специальной территории;

- хранение горюче-смазочных материалов, а также заправка и стоянка строительной техники располагается на границе территории в специальных местах;

- утилизация строительных и иных отходов в строго назначенное время транспортом на специальные предприятия;

- анализ и проведение тщательного контроля над восстановлением территории подстанции и ее окраин;

- отчистка, благоустройство и озеленение территории подстанции и прилегающих к ней территориям.

С целью недопущения застоя поверхностных вод на территории подстанции предусматривают водоотведение в места ниже постройки подстанции, с помощью этого не будет нарушено качество подземных и наземных вод. Во время отведения поверхностных вод и ливневых стоков не происходит их загрязнение. Проектирование места постройки подстанции исключает ее затопление и нарушение работы во время обслуживания.

10.2.6 Охрана растительного и животного мира

Воздействие объектов строительства на животный мир.

Основное воздействие на растительность и животный мир оказывает шумовое воздействие. Основным источником шума является строительная техника. Все меры по защите от шума были рассмотрены выше.

Мероприятия по охране растительного и животного мира.

После окончания полного строительства необходимо восстанавливать территории, подвергшиеся загрязнению или нарушению их свойств. Поэтому был принят комплекс культивационных мероприятий по восстановлению нарушенных земель:

1) Техническая рекультивация – первая стадия по очистке земель, в нее входит очистка территории подстанции от строительного мусора, вывоз техники, планировка и выравнивание территории, очистка почвы от вредных выбросов строительной техники, благоустройство территории.

2) Биологическая рекультивация – вторая стадия восстановления, в нее входит удобрение земель, восстановление почвы и травянистой растительности, посадка деревьев и кустарников.

С целью недопущения гибели животных и растительного мира предусматривается:

– производство работ строго в отведенной территории, без возможности выброса вредных веществ;

– четкое планирование расстановки транспорта, с целью снижения распространения выбросов;

– строительный транспорт должен иметь минимально давление на грунт;

- на территории объекта недопустимо выжигание растительности;
- применения реагентов, гарантирующих предупреждение ухудшения среды обитания;
- движения транспорта по территории производится строго по специальным дорогам.

10.2.7 Меры для предотвращения загрязнения окружающей среды трансформаторным маслом

На трансформаторе ТДН-40000/110 УХЛ1 предусматривается установка маслоприемника. Маслоприёмник необходим при возникновении пожара, работа маслоприемника состоит в быстрой ликвидации горящего масла, с целью недопущения пожара по территории всей подстанции.

Необходимые данные для расчета маслоприемника: габариты трансформатора – длины, ширина, высота; масса трансформаторного масла. Вся необходимая информация предоставлена в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Параметры для расчета маслоприемника ТДН-40000/110 УХЛ1

Трансформатор	Масса трансформаторного масла в трансформаторе, кг	Габариты трансформатора		
		Длина А, мм	Ширина В, мм	Высота Н, мм
ТДН-40000/110 УХЛ1	17740	5830	4510	5206

В соответствии с п. 4.2.69 ПУЭ (7-я редакция), если в трансформаторе (реакторе) масса трансформаторного масла меньше 20 тонн, то маслоприемник допускается выполнять без отвода масла. По условию данной задачи масса трансформаторного масла равна 17,74 т, следовательно, выполняем маслоприемник без отвода масла заглубленной конструкции. Маслоприемник закрывается металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм.

Габариты маслоприемника при массе трансформаторного масла от 10 до 50 тонн должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на $\Delta = 1,5$ м.

1. Определяем габариты маслоприемника:

$$A_{м.п} = A + 2\Delta, \quad (10.1)$$

где $A_{м.п}$ – длина маслоприёмника, мм.

$$B_{м.п} = B + 2\Delta, \quad (10.2)$$

где $B_{м.п}$ – ширина маслоприёмника, мм.

Площадь маслоприемника:

$$S_{м.п} = A_{м.п} \cdot B_{м.п}, \text{ м}^2. \quad (10.3)$$

$$A_{м.п} = 5830 + 2 \cdot 1500 = 8830 \text{ мм};$$

$$B_{м.п} = 4510 + 2 \cdot 1500 = 7510 \text{ мм};$$

$$S_{м.п} = 8,83 \cdot 7,51 = 66,32 \text{ м}^2.$$

2. Определяем объем маслоприемника Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100 % объема масла, залитого в трансформатор, и 80 % воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью $0,2 \text{ л}/(\text{с} \cdot \text{м}^2)$ в течение 30 минут:

$$V_{м.п} = V_{Т.М} + 0,8 \cdot V_{H_2O}, \quad (10.4)$$

где $V_{Т.М}$ – объем трансформаторного масла, м^3 ;

V_{H_2O} – объем воды от средств пожаротушения, м³. Объем трансформаторного масла определяем по формуле

$$V_{T.M} = \frac{m_{T.M}}{\rho_{T.M}}, \quad (10.5)$$

где $m_{T.M}$ – масса трансформаторного масла, кг;

$\rho_{T.M}$ – плотность трансформаторного масла, кг/м³;

Принимаем для расчетов $\rho_{T.M} = 880$ кг/м³.

Объем воды от средств пожаротушения определяем по формуле

$$V_{H_2O} = I \cdot t \cdot (S_{м.п} + S_{Б.Т}), \quad (10.6)$$

где I – интенсивность пожаротушения, л/(с·м²) ($I = 0,2$ л/(с·м²));

t – нормативное время пожаротушения, мин ($t = 30$ мин = 1800 с);

$S_{Б.Т}$ – площадь боковой поверхности трансформатора, м². Площадь боковой поверхности трансформатора равна:

$$S_{Б.Т} = 2 \cdot (A + B) \cdot H ; \quad (10.7)$$

$$S_{Б.Т} = 2 \cdot (5,83 + 4,51) \cdot 5,206 = 107,66 \text{ м}^2.$$

Объем трансформаторного масла:

$$V_{T.M} = \frac{17740}{880} = 20,16 \text{ м}^3.$$

Объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (66,32 + 107,66) = 62,64 \text{ м}^3.$$

Объем маслоприемника для приема 100 % трансформаторного масла и 80 % воды:

$$V_{м.н} = 20,16 + 0,8 \cdot 62,64 = 70,272 \text{ м}^3$$

3. Определяем глубину маслоприемника

$$h_{м.н} = h_{Т.М+H_2O} + h_2 + h_6 = \frac{V_{м.н}}{S_{м.н}} + h_2 + h_6, \quad (10.8)$$

где $h_{Т.М+H_2O}$ – толщина слоя трансформаторного масла и воды, м;

h_2 – толщина слоя гравия, м;

h_6 – толщина воздушного промежутка, м.

В соответствии с требованиями ПУЭ принимаем $h_2 = 0,25$ м, $h_6 = 0,05$ м, тогда глубина маслоприемника равна:

$$h_{м.н} = \frac{70,272}{66,32} + 0,25 + 0,05 = 1,36 \text{ м.}$$

10.3 Чрезвычайная ситуация

В перечень защит пожарной безопасности входит:

- сигнализация, срабатывающая при возникновении пожара и направленная на предупреждение персонала;
- аварийное освещение;
- система автоматического пожаротушения, направленная на немедленное тушение пожара;
- индивидуальные средства защиты.

Для оповещения всего персонала подстанции предусматривается установка сигнализации о пожаре и аварийное освещение. Сигнализация должна полностью охватывать всю подстанцию, включать в себя как сигнализацию, так и звуковое оповещение о возгорании. Во всех зданиях должна устанавливаться противопожарная автоматика, а также план эвакуации и установка огнетушителей.

При установке первичных средств пожаротушения необходимо знать класс помещений и территорий по взрывопожарной и пожарной безопасности [17].

Подстанция относится к классу В-3. Должна включать в себя первичные средства пожаротушения, так как территория превышает 100 м².

Пожары подстанции относятся к классу Е. Пожар класса Е – пожар, связанный с горением электроустановок.

На территории ПС согласно нормам оснащения территорий, первичными средствами пожаротушения необходимо установить 1 пожарный щит типа ЩП - Е. В комплектацию щита входят:

- 1) Огнетушитель ручной порошковый с соотношением вместимости (л) и массы огнетушащего вещества 10/9;
- 2) Крюк с деревянной рукояткой;
- 3) Комплект для резки электропроводов: ножницы, диэлектрические боты и коврик;
- 4) Асбестовое полотно;
- 5) Совковая лопата;
- 6) Ящик с песком;

Также должны устанавливаться ящики с песком на открытых площадках подстанции. Конструкция ящика должна быть проста при извлечении песка при пожаре.

На ПС устанавливаются системы тушения трансформаторов. Система состоит из трубной обвязки трансформаторов, в которую поступает вода [19].

На подстанции 110 кВ предусматривается установка отдельного резервуара с водой, направленный на тушение пожара. Также устанавливается система питательного трубопровода, с помощью которого можно определить количество воды. максимальное время заполнения данной системы 180 с.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложен проект проектирования релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжением 110 кВ Белогорск – Маслозавод и ПС 110 кВ Маслозавод.

Было выбрано и проверено основное оборудование подстанции: ошиновка, выключатели, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, ограничители перенапряжений, высокочастотные заградители. Была разработана схема распределительного устройства.

Также было посчитано заземление и молниезащита всей подстанции.

В вопросах безопасности и экологичности проекта рассмотрены оперативное, техническое и ремонтное обслуживание переключательного пункта, мероприятия по охране растительного и животного мира, мероприятия по охране подземных вод от истощения и загрязнения, мероприятия по защите от шума, мероприятия по обеспечению пожарной безопасности и др.

Строительство подстанции позволит подключить МЭЗ «Амурский», что увеличит объем переработки сои и сыграет роль в развитии региона в целом.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Ананичева С.С., Мызин А.Л., Шелюг С.Н. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева. – Учебное электронное издание. – Екатеринбург : Изд-во ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2015 – 52 с.

2 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учеб. пособие / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 592 с.

3 Лыкин, А. В. Электроэнергетические системы и сети : учебник для вузов / А. В. Лыкин. – М. : Издательство Юрайт, 2017. – 360 с. – (Серия : Университеты России). – Режим доступа: www.biblio-online.ru/book/0708239C-0BAF4AB2-9959-ED70AFE42F7E. – Дата обращения : 19.04.2019.

4 Правила устройства электроустановок – 7-е изд. - М. : изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 704 с.

5 Приказ Министерства энергетики РФ от 1 августа 2014 г. N 495 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2014-2020 годы».

6 Растрвин. Ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – 02.01.2011. – Режим доступа : <http://www.rastrwin.ru>. – Дата обращения : 29.04.2019.

7 Савина, Н.В. Электроэнергетические системы и сети, часть первая [Электронный ресурс] : учебное пособие / Н.В. Савина. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2014. – 177 с. - Режим доступа : http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7062.pdf. – Дата обращения : 20.04.2019.

8 СО 153-34.20.118-2003. «Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем». Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281, 2003.

9 СО 153-34.21.122-2003. «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».

10 СП 10.13130.2009. Свод правил. Системы противопожарной защиты. Внутренний противопожарный водопровод. Требования пожарной безопасности (утв. Приказом МЧС РФ от 25.03.2009 N 180), 2009.

11 Старшинов, В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. [Электронный ресурс] : учеб. пособие / В.А. Старшинов, М.В. Пираторов, М.А. Козина. — Электрон. дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2015. — 296 с. — Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/72327>. – Дата обращения : 28.04.2019.

12 СТО 56947007-29.240.01.195-2014. «Типовые и технические требования к измерениям, средствам измерений и метрологическому обеспечению», 2014.

13 СТО 56947007-29.240.01.244-2017. Нормы точности измерений режимных и технологических параметров, измеряемых на объектах ПАО «ФСК ЕЭС». Методические указания по определению метрологических характеристик измерительных каналов и комплексов, 2017.

14 СТО 56947007-29.240.10.028-2009. «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ», 2009.

15 СТО 56947007-29.240.30.010. «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения», 2009.

16 СТО 56947007-29.240.30.047-2010. «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ», 2010.

17 ППБ 01-03: Определение необходимого количества первичных средств пожаротушения. / Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий. – М.: 2003. – 54 с.

18 Техника высоких напряжений. Грозовые перенапряжения и защита от них [Электронный ресурс]: учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 191 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7361.pdf. – Дата обращения : 10.05.2019.

19 Федеральный закон от 22.07.2009 № 123-ФЗ. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

20 Электротехнический справочник. Том 3: Производство, передача и распределение электрической энергии. [Электронный ресурс] : справ. – Электрон. дан. – М. : Издательский дом МЭИ, 2009. – 964 с. – Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/72341>. – Дата обращения : 10.04.2019.

21 СТО 56947007-29.240.037-2010. Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании.

22 СТО 34.01-23-005-2019. Методические указания по диагностированию элегазового оборудования.

23 СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий, и на территории жилой застройки.