

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

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2022 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование релейной защиты и автоматики на подстанции  
напряжением 110/10 кВ Зарева в Ивановском районе Амурской области

Исполнитель

студент группы 842 об4

\_\_\_\_\_ (подпись, дата)

М.В. Попков

Руководитель

профессор, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_ (подпись, дата)

Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_ (подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_ (подпись, дата)

А.Н. Козлов

Благовещенск 2022

Министерство образования и науки 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  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2022 г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Попкова Максима Владиленовича

1. Тема выпускной квалификационной работы Проектирование релейной защиты и автоматики на подстанции напряжением 110/10 кВ Зарева в ивановском районе Амурской области

2. Срок сдачи студентом законченной работы 14.06.22

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Однолинейная схема ПС, перечень потребителей, нормативно справочная литература, ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ, ПТБ.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района проектирования. 2. Выбор силовых трансформаторов и расчёт токов короткого замыкания. 3. Выбор оборудования. 4. Релейная Защита и автоматика. 5. Молниезащита и заземление. 6. Организационно экономическая часть. 7. Безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.):

1. Однолинейная схема ЭС. 2. Однолинейная схема ПС 3. Защита шин ПС. 4. Защита трансформатора. 5. Сетевая автоматика выключателей. 6. Результаты расчётов токов КЗ.

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

7. Дата выдачи задания 15.03.2022

Руководитель выпускной квалификационной работы:

Мясоедов Юрий Викторович, профессор, канд.техн.наук

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

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

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Работа содержит 108 с., 15 рисунков, 26 таблиц, 32 источника.

ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ПОДСТАНЦИЯ, РЕКОНСТРУКЦИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, СЕТЕВАЯ АВТОМАТИКА, ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ТОК, НАПРЯЖЕНИЕ, ТЕРМИНАЛ ЗАЩИТ, УСТАВКА, НАГРУЗКА, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ.

В данной работе произведена реконструкция устройств релейной защиты и сетевой автоматики подстанции, подключаемой к существующей сети 110 кВ: воздушной линии 110 кВ Сергеевка – Силикатная.

Помимо объемов работ по реконструкции релейной защиты и автоматики в работе рассмотрены другие важные задачи: выбор и проверка подстанционного оборудования, разработка систем молниезащиты и заземление открытой части подстанции, расчет электрических нагрузок.

В работе также освещены вопросы безопасности и экологичности на объекте электроэнергетики и выполнена экономическая оценка проведенной реконструкции.

## СОДЕРЖАНИЕ

Термины, определения, обозначения и сокращения	7
Введение	8
1 Характеристика района реконструкции	10
1.1 Климатогеографическая характеристика района реконструкции	10
1.2 Обоснование и оценка объемов реконструкции	10
1.3 Технико-экономическая оценка объемов реконструкции	11
2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	16
2.1 Выбор и проверка силовых трансформаторов	16
3 Расчет токов короткого замыкания	19
3.1 Расчет симметричных КЗ	19
3.2 Расчет несимметричных КЗ	25
3.3 Расчет токов для выбора и проверки оборудования	30
4 Выбор и проверка оборудования	32
4.1 Разработка вариантов конструктивного исполнения распределительных устройств	32
4.2 Разработка однолинейной схемы подстанции	33
4.3 Выбор и проверка гибкой ошиновки	35
4.4 Выбор и проверка выключателей	36
4.5 Выбор и проверка разъединителей	37
4.6 Выбор и проверка трансформаторов тока	38
4.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	41
4.8 Система электроснабжения собственных нужд постоянного тока	43
4.9 Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд	45
5 Релейная защита и сетевая автоматика	47
5.1 Расстановка комплексов релейной защиты и автоматики	47
5.2 Расчет параметров настройки выбранных защит	48
5.3 Расчет параметров сетевой автоматики	60
6 Молниезащита и заземление	63

6.1 Расчет системы заземления подстанции	63
6.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	68
6.3 Выбор и проверка ОПН	70
7 Безопасность и экологичность	74
7.1 Безопасность	74
7.2 Экологичность	76
7.3 Чрезвычайные ситуации	81
Заключение	87
Библиографический список	88
Приложение А. Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования	91
Приложение Б. Расчеты РЗА	126
Приложение В. Расчеты молниезащиты и заземления	139
Приложение Г. Технико-экономический расчет	149

## ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВЛ – воздушная линия;

ВОЛС – волоконно-оптическая линия связи;

ВЧЗ – высокочастотный заградитель;

ДЗЛ – дифференциальная защита линии;

ДФЗ – дифференциально-фазная защита;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

ЗВУ – зарядно-выпрямительное устройство;

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ЛЭП – линия электропередач;

КРУН – комплектное распределительное устройство наружного исполнения;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

ПА – противоаварийная автоматика;

РА – режимная автоматика;

РЗА – релейная защита и автоматика.

## ВВЕДЕНИЕ

Транзит электроснабжения, состоящий из двух крупных узловых подстанций 220 кВ – ПС 220 кВ Благовещенская – ПС 220 кВ Белогорск насчитывает в своем составе 6 важных электросетевых объекта, обеспечивающих питание Благовещенского, Ивановского и Белогорского районов Амурской области: ПС 110 кВ Силикатная, ПС 110 кВ Птицефабрика, ПС 110 кВ Среднебелая, ПС 110 кВ Некрасовка.

Наряду с перспективным проектом замыкания в транзит по нормальной схеме линий электропередач, входящих в данный транзит, в 2023 году планируется подключение новой подстанции 110/10 кВ Зарева в рассечку ВЛ 110 кВ Среднебелая – Силикатная. Данная реконструкция повлечет за собой образование новых связей: ВЛ 110 кВ Силикатная – Зарева и ВЛ 110 кВ Среднебелая – Зарева.

Итак, основная цель работы – спроектировать систему релейной защиты и сетевой автоматики вновь подключаемой подстанции 110/10 кВ Зарева.

Актуальность работы состоит в необходимости реконструкции первичного оборудования в условиях роста электропотребления Амурской области и необходимостью реконструкции соответствующих устройств релейной защиты, сетевой автоматики.

При осуществлении цели работы требуется выполнить ряд обязательных к исполнению задач:

- 1 охарактеризовать район реконструкции в части геологических, климатических и географических параметров;
- 2 произвести расчет электрических нагрузок в условиях перспективы роста энергопотребления до 2027 года;
- 3 произвести выбор трансформаторного оборудования;
- 4 произвести выбор и проверку основного силового оборудования вновь возводимой подстанции;

5 выполнить анализ и расстановку устройств РЗА подстанционного оборудования проектируемой подстанции;

6 произвести расчет уставок выбранных устройств релейной защиты и сетевой автоматики, составить бланки параметризования терминалов, разработать алгоритмы функционирования и логику работы устройств;

7 выполнить расчет системы молниезащиты открытой части вновь возводимой подстанции;

8 выполнить расчет системы заземления объектов открытой части вновь возводимой подстанции;

9 рассмотреть вопросы безопасной и экологичной эксплуатации вновь возводимого объекта электроэнергетики, рассчитать систему маслоприемника на открытой части подстанции и безопасную его эксплуатацию;

10 произвести экономическую оценку объемов произведенной реконструкции и модернизации.

Ожидаемый результат выполненной работы – предложить инвестиционно привлекательный проект по модернизации устройств РЗА вновь образуемых воздушных линий транзита 110 кВ Сергевка – Зарева – Силикатная.

В работе для достижения поставленных задач и выполнения основной цели использованы вычислительные комплексы: MS Office Word, MS Office Excel, MS Office Visio, Mathcad. В работе применены методики научного исследования, математического и графического моделирования.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ

## 1.1 Климатогеографическая характеристика района реконструкции

Рассматриваем район реконструкций – Амурская область. Основные климатогеографические расчетные параметры, необходимые для дальнейшего проектирования представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатогеографические характеристики

Характеристика	Значение
1	2
Район, край, область	Амурская область
Район по ветру	I
Район по гололеду	I
Нормативное ветровое давление на высоте 10 м над поверхностью земли $W_0$ , Па (скорость ветра $V_0$ , м/сек)	650 (32)
Среднеэксплуатационная температура воздуха $t_{экс}$ , °C	-2,5
Высшая температура воздуха $t_{+max}$ , °C	+35
Низшая температура воздуха $t_{-min}$ , °C	-42
Температура воздуха при гололеде $t_g$ , °C	-10
Температура воздуха при максимальном ветре $t_B$ , °C	-10
Температура наиболее холодной пятидневки, °C	-43
Среднегодовая продолжительность гроз, ч	20 – 40
Степень загрязнения атмосферы	1

## 1.2 Обоснование и оценка объемов реконструкции

Согласно задания на проектирование, ПС 110 кВ Зарева будет обеспечивать электроснабжение энергопринимающих устройств и объектов ОАО «Ок-тет Сервис», а именно: комплекс промышленных зданий сухого порта Благовещенск с устройством ТП 10 кВ, расположенных в Амурской области Ивановского района, вблизи с. Березовка.

Максимальная мощность присоединения энергопринимающих устройств составит 15 МВт по I и II категориям надежности потребления.

Таким образом, согласно задания на проектирование и техническим условиям, ПС 110 кВ Зарева подключается по типу заходов на распределительное устройство высшего напряжения от сетей АО «ДРСК» Амурские электрические сети, а именно от ВЛ 110 кВ Силикатная – Среднебелая. Основные технико-экономические показатели данного варианта представлены в таблице 1, схема подключения представлена на рисунке 1.

Таблица 1 – Техничко-экономическая оценка для схемы подключения ПС 110 кВ Зарева

Линия	Число цепей	Суммарная длина новых ЛЭП, км	Количество новых выключателей	Длина новой трассы, км
1	2	3	4	5
ВЛ 110 кВ Среднебелая – Зарева	1	26	5	57
ВЛ 110 кВ Силикатная – Зарева	1	31		

Таким образом, резюмируя: схема питания ПС 110 кВ Зарева – транзитная. Питание выполнено от существующей ЛЭП с выполнением заходов на ПС 110 кВ Зарева: ВЛ 110 кВ Силикатная – Зарева и ВЛ 110 кВ Среднебелая – Зарева. Не требуется сооружение дополнительных линейных ячеек на ПС 110 кВ Среднебелая и ПС 110 кВ Силикатная.

### 1.3 Техничко-экономическая оценка объемов реконструкции

Выполним технико-экономическую оценку объемов реконструкций.

Сначала рассчитаем капиталовложения в проект.

Составляющие суммарных капиталовложений – капитальные затраты на возведение подстанции и воздушных линий.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (1)$$

Капиталовложения на возведение подстанции:

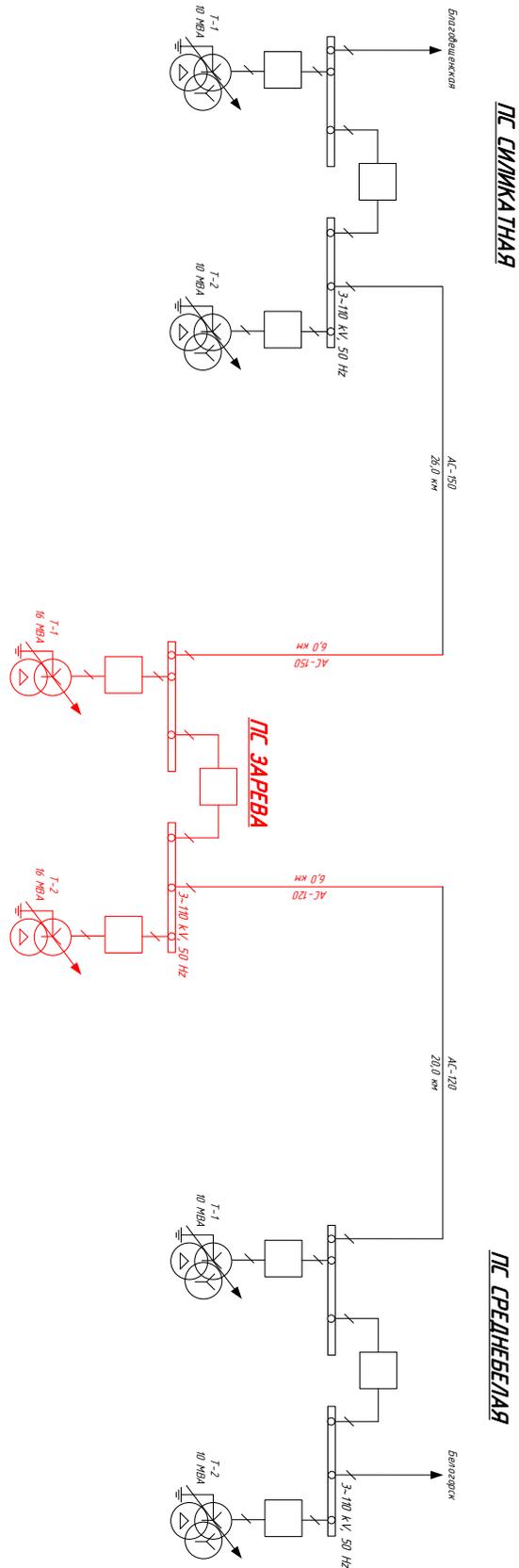


Рисунок 1 – Вариант подключения ПС 110 кВ Зарева к существующим сетям  
АО «ДРСК»

$$K_{ПС} = K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (2)$$

Капиталовложения на возведение линий электропередач:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot K_{инф} \cdot K_{зон} \cdot l \quad (3)$$

Выполним расчет на основании укрупненных стоимостных показателей.

$$K_{ВЛ} = 7,508 \cdot 10^4 \cdot 2,4 \cdot 1,4 = 2,52 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{ПС} = 2,4 \cdot (26000 + 25800) = 1,24 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$K = 2,52 \cdot 10^5 + 1,24 \cdot 10^5 = 3,77 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Далее выполним расчет потерь электрической энергии. Основная составляющая для нашей сети – потери в линиях.

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{(P_{ЭФ}^3)^2 + (Q_{НЕЕК.ЭФ}^3)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_3 + \frac{(P_{ЭФ}^Л)^2 + (Q_{НЕЕК.ЭФ}^Л)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_Л + \Delta W_K \quad (4)$$

Потери энергии на коронирование в проводах:

$$\Delta W_K = \Delta P_K \cdot L_n \cdot 8760 \quad (5)$$

Покажем пример:

$$\Delta W_K = \Delta P_K \cdot L_n \cdot 8760 = 0,008 \cdot 57 \cdot 8760 = 3995 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{ВЛ1} = \frac{(12)^2 + (3)^2}{110^2} \cdot 6,32 \cdot 4800 + \frac{(12)^2 + (3)^2}{110^2} \cdot 6,32 \cdot 3960 = 626,83 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{ВЛ2} = \frac{(12)^2 + (3)^2}{110^2} \cdot 5,30 \cdot 4800 + \frac{(12)^2 + (3)^2}{110^2} \cdot 5,30 \cdot 3960 = 564,9 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W = 626,8 + 564,9 + 3995 = 5186 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Выполним расчет суммарных издержек, которые состоят из амортизации, затрат на ремонт и прочего.

$$I = I_{AM} + I_{PЭО} + I_{\Delta W} \quad (6)$$

Итак, определим составляющие:

$$I_{PЭО} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (7)$$

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}} \quad (8)$$

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (9)$$

$$I_{\Delta W} = 5186 \cdot 2,69 = 1,395 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$I_{AM} = \frac{3,766 \cdot 10^5}{20} = 1,883 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$I_{PЭО} = 0,008 \cdot 2,52 \cdot 10^5 + 0,059 \cdot 1,243 \cdot 10^5 = 9,353 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб}$$

$$I = 1,883 \cdot 10^4 + 9,353 \cdot 10^3 + 1,395 \cdot 10^4 = 42,134 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб}$$

Определим суммарные затраты на эксплуатацию:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (10)$$

$$Z = 0,1 \cdot 3,766 \cdot 10^5 + 42,134 \cdot 10^3 = 79,793 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные капиталовложения:

$$K = 3,77 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Итак, по результатам проведения технико-экономической оценки можно сделать количественный вывод об инвестиционной привлекательности реконструкции в сооружение заходов на вновь подключаемую ПС 110 кВ Зарева к существующим сетям АО «ДРСК».

## 2 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

### 2.1 Выбор и проверка силовых трансформаторов

В качестве исходных данных будут выбраны результаты контрольных замеров на часы максимума от 16.12.2021 на, соответственно, шинах потребителя ПС 110 кВ Зарева. Вычислим расчетную мощность потребления с перспективой на 5 лет по формуле сложных процентов.

В качестве примера покажем расчет для ПС 110 кВ Зарева, подробный расчет представлен в приложении А. Итак, в качестве начального приближения принимаем величину активной мощности потребления на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Зарева.

$$P_{н.кз} = 15 \text{ МВт}$$

$$\cos \varphi = 0,85$$

Рассчитаем активную максимальную мощность через 5 лет:

$$P_{\max} = P_{н.кз} \cdot (1 + 0,019)^{t_i - t_j} \quad (11)$$

Средние значения мощности равны:

$$P_{cp} = \frac{P_{\max}}{K_{\max}} \quad (12)$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (13)$$

$$P_{\max} = 15 \cdot (1 + 0,019)^{2027 - 2021} = 16,8 \text{ МВт}$$

$$P_{cp} = \frac{16,8}{1,2} = 14 \text{ МВт}$$

$$Q_{cp} = 14 \cdot 0,62 = 8,7 \text{ Мвар}$$

$$Q_{макс} = 16,8 \cdot 0,62 = 10,4 \text{ Мвар}$$

Для компенсации реактивной мощности требуется:

$$Q_{ку.треб} = P_{cp} \cdot (tg\phi_{нагр} - tg\phi_{норм}) \quad (14)$$

$$Q_{ку.треб} = 14 \cdot (0,62 - 0,4) = 3,1 \text{ Мвар}$$

Мощность, оставшаяся некомпенсированной:

$$Q_{неск} = Q_p - Q_{ку.треб} \quad (15)$$

$$Q_{неск} = 10,4 - 3,1 = 7,3 \text{ Мвар}$$

Итоговая искомая величина мощности:

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_m)^2 + (Q_{неск} + \Delta Q_m)^2} \quad (16)$$

$$S_p = \sqrt{(16,8 + 0,367)^2 + (7,3 + 1,8)^2} = 19,5 \text{ МВА}$$

Мощность будущего трансформатора:

$$S_{тр} = \frac{S_p}{N \cdot K_3} \quad (17)$$

$$S_{тр} = \frac{19,5}{2 \cdot 0,7} = 13,9 \text{ МВА}$$

Выберем два новых силовых трансформатора ТДН-16000/110/10 У1 производства АО «ЭЛЕКТРОЗАВОД». Проверим выбранные силовые трансформаторы по коэффициентам загрузки:

$$K_3^{норм} = \frac{13,9}{2 \cdot 16} = 0,43$$

$$K_3^{авар} = \frac{13,9}{16} = 0,87$$

Установленные силовые трансформаторы удовлетворяют требуемым нормативным величинам коэффициентом загрузки.

Принимается к установке трансформаторы мощностью 16 МВА.

Технические характеристики представлены в табличной форме 2.

Таблица 2 – Технические характеристики выбранных трансформаторов на ПС 110 кВ Зарева

Параметр	Значение
1	2
Марка	ТДН-16000/110/10 УХЛ1
Номинальная мощность, МВА	16
Номинальная мощность обмотки НН, МВА	16
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	121
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	10,5
Напряжение КЗ ВН-НН, %	11

### 3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

При осуществлении токов коротких замыканий требуется выполнить расчет симметричных и несимметричных замыканий в расчетных точках. Расчетные точки выбраны исходя из требований к расчету устройств РЗА линии.

При расчете симметричных и несимметричных замыканий требуется рассчитать периодическую составляющую тока КЗ, аperiodическую составляющую тока КЗ и ударный ток КЗ, предварительно выполнив оценку величины утроенного тока нулевой последовательности.

#### 3.1 Расчет симметричных КЗ

Принципиальная схема рассматриваемого участка сети представлена на рисунке 2.

Для определения необходимых параметров сетевых элементов, составлена схема замещения прямой последовательности. В расчетах распределительных сетей допускается сопротивление прямой последовательности эквивалентировать с сопротивлениями обратной последовательности.

Для дальнейшего анализа требуется выполнить расчет сопротивлений на основании исходных практических данных.

Исходные данные – технические параметры линий электропередач и технические параметры силовых трансформаторов.

Вся информация представлена в таблицах 2 и 3.

На рисунке 2 изображен граф электрической рассматриваемой сети.

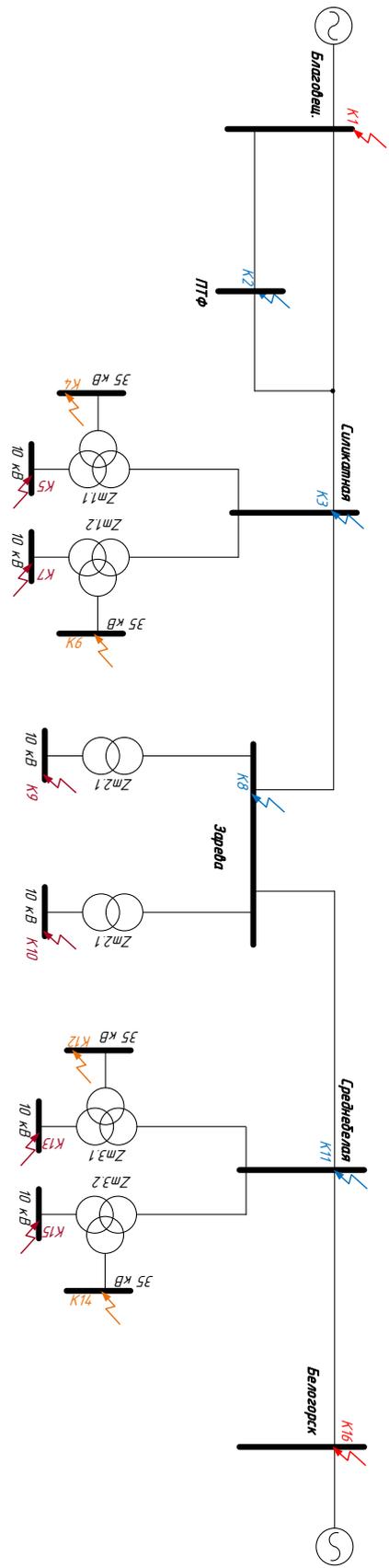


Рисунок 2 – Принципиальная схема сети для расчета токов короткого замыкания

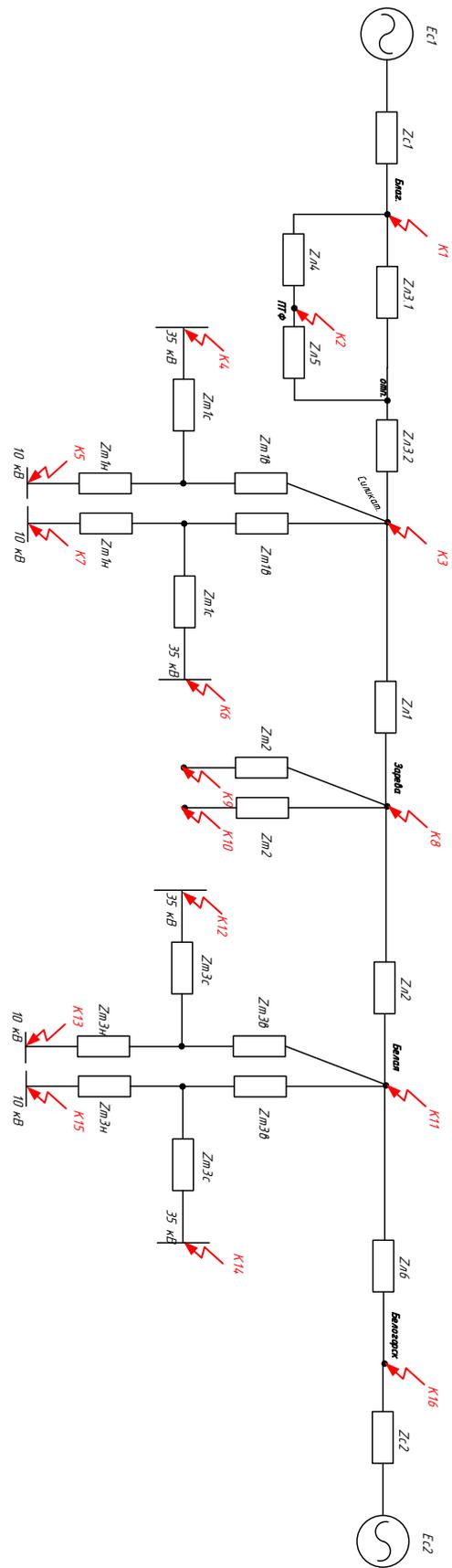


Рисунок 3 – Схема замещения прямой (обратной) последовательности

Таблица 3 – Параметры ЛЭП

Наименование ЛЭП	Марка и сечение провода	Длина ЛЭП, км	X <sub>0</sub> , Ом	R <sub>0</sub> , Ом
1	2	3	4	5
ВЛ 110 кВ Благовещенская – Силикатная с отпайкой на ПС Птицефабрика	АС-120/19	28,1	0,427	0,249
ВЛ 110 кВ Благовещенская – Птицефабрика	АС-95/19	5,3	0,234	0,33
ВЛ 110 кВ Силикатная – Зарева	АС-120/19	21,0	0,427	0,249
ВЛ 110 кВ Среднебелая – Зарева	АС-150/24	31,0	0,358	0,198
ВЛ 110 кВ Белогорск – Среднебелая с отпайкой на ПС Некрасовка	АС-120/19	31,0	0,427	0,249

Формула для определения параметра системы:

$$Z_c = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз.с}}, \quad (18)$$

Формула для определения сопротивления линий электропередач:

$$Z_{вл} = z_0 \cdot L_{вл}, \quad (19)$$

Определение сопротивлений обмоток трансформатора начинается с определения напряжений КЗ его обмоток:

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кв-н\%} + u_{кв-с\%} - u_{кв-н\%}) \quad (20)$$

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кв-н\%} + u_{кв-с\%} - u_{кв-н\%}) \quad (21)$$

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кв-н\%} + u_{кв-н\%} - u_{кв-с\%}) \quad (22)$$

Искомый параметр обмотки:

$$Z_m = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}, \quad (23)$$

Далее покажем пример расчета для точки короткого замыкания на шинах рассматриваемой подстанции:

$$I_{кз.с2} = 14,9 \text{ кА}$$

$$Z_{с1} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 14,9} = 4,26 \text{ Ом}$$

$$X_{л.1} = 21 \cdot 0,427 = 8,97 \text{ Ом}$$

$$R_{л.1} = 0,249 \cdot 21 = 5,23 \text{ Ом}$$

$$Z_{л.1} = \sqrt{8,97^2 + 5,23^2} = 10,4 \text{ Ом}$$

$$u_{к\%} = \frac{1}{2} \cdot (18 + 7,5 - 11) = 7,25 \%$$

$$u_{к\%} = \frac{1}{2} \cdot (11 + 7,5 - 18) = 0,25 \%$$

$$u_{к\%} = \frac{1}{2} \cdot (11 + 18 - 7,5) = 10,75 \%$$

$$Z_{m1.б} = \frac{7,25}{100} \cdot \frac{121^2}{10000} = 106,1 \text{ Ом}$$

$$Z_{m1.с} = \frac{0,25}{100} \cdot \frac{35^2}{10000} = 0,306 \text{ Ом}$$

$$Z_{m1.л} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{10,5^2}{10000} = 1,19 \text{ Ом}$$

Схема замещения для данного расчета изображена на рисунке 4.

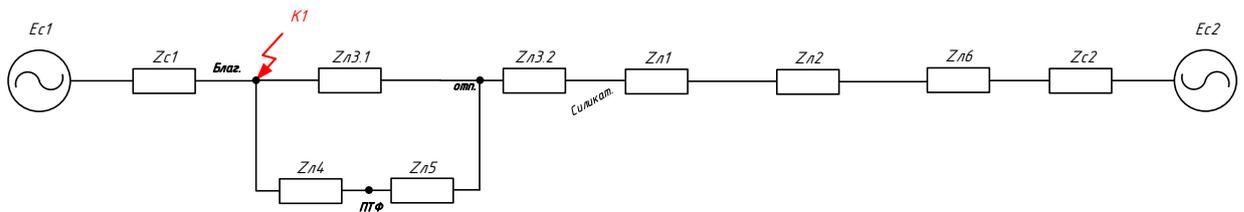


Рисунок 4 – Расчетная схема замещения прямой последовательности для расчетной точки К-1

Отметим, что в дальнейших расчетах используются величины сопротивлений, приведенных к стороне, на которой рассматривается расчетное короткое замыкание. Для схемы, представленной выше на рисунке 3.1.3:

$$Z_1 = Z_{c2.110} + Z_{л6} + Z_{л2} + Z_{л1} + Z_{л3.2} + \frac{Z_{л3.1} \cdot (Z_{л4} + Z_{л5})}{Z_{л3.1} + Z_{л4} + Z_{л5}} \quad (24)$$

$$Z_1 = 10,1 + 32,6 + 12,7 + 10,4 + 13,05 + \frac{0,84 \cdot (2,14 + 14,98)}{0,84 + 2,14 + 14,98} = 79,6 \text{ Ом}$$

$$Z_2 = Z_{c1.110} \quad (25)$$

$$Z_2 = 4,3 \text{ Ом}$$

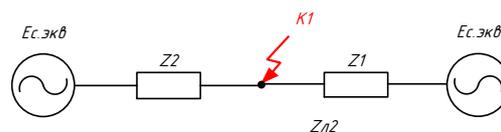


Рисунок 5 – Расчетная схема замещения прямой последовательности для расчетной точки К-1

$$Z_{экв.К1} = \frac{1}{\frac{1}{79,6} + \frac{1}{4,3}} = 4,05 \text{ Ом}$$

Остальные расчеты токов КЗ представлен в приложении А. Далее выполнен расчет периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания для каждой расчетной точки. Покажем приме для той же точки:

$$I_{1.n} = \frac{E_{ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{сумм}} \quad (26)$$

$$I_{1.n} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 4,05} = 15,7 \text{ кА}$$

### 3.2 Расчет несимметричных КЗ

В данном разделе представлен расчет токов нулевой последовательности при однофазных КЗ на землю в сети с глухозаземленной нейтралью. Для расчета необходимо построить схему замещения нулевой последовательности, параметры которой представляют собой сопротивления нулевой последовательности соответствующих элементов схемы. Из схемы исключены ЭДС, а также обмотки силовых трансформаторов с изолированной нейтралью, собранных в звезду

Исходными данными для параметрирования схемы нулевой последовательности является все тоже, что и для схемы прямой последовательности, однако с некоторыми оговорками и разнице в соотношениях.

Все это рассчитано и представлено в приложении А. На следующем рисунке представлена требуемая схема без учета ЭДС.

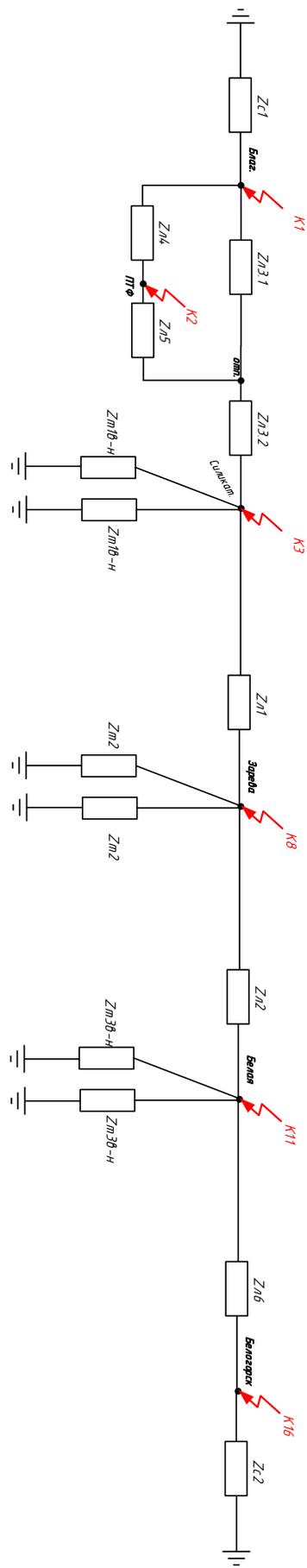


Рисунок 6 – Схема замещения нулевой последовательности

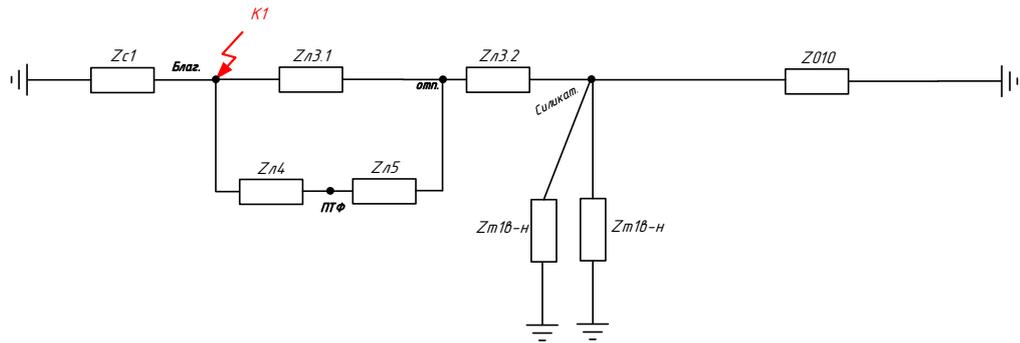


Рисунок 7 – Расчетная схема замещения нулевой последовательности для расчетной точки К-1

Для данной схемы (все сопротивления приведены к стороне КЗ):

$$Z_{06} = Z_{0л6} + Z_{0с2.110} \quad (27)$$

$$Z_{06} = 97,9 + 8,7 = 106,6 \text{ Ом}$$

$$Z_{08} = \frac{Z_{06} \cdot \frac{Z_{m3в} + Z_{m3н}}{2}}{Z_{06} + \frac{Z_{m3в} + Z_{m3н}}{2}} \quad (28)$$

$$Z_{08} = \frac{106,6 \cdot \frac{99,2 + 129,5}{2}}{106,6 + \frac{99,2 + 129,5}{2}} = 93,2 \text{ Ом}$$

$$Z_{010} = \frac{Z_{08} \cdot \frac{Z_{m2}}{2}}{Z_{08} + \frac{Z_{m2}}{2}} + Z_{л01} \quad (29)$$

$$Z_{010} = \frac{93,2 \cdot \frac{110,7}{2}}{93,2 + \frac{110,7}{2}} + 31,1 = 65,9 \text{ Ом}$$

$$Z_{012} = \frac{Z_{010} \cdot \frac{Z_{m1\epsilon} + Z_{m1H}}{2}}{Z_{010} + \frac{Z_{m1\epsilon} + Z_{m1H}}{2}} + Z_{\lambda 03.2} + \frac{Z_{\lambda 03.1} \cdot (Z_{\lambda 04} + Z_{\lambda 05})}{Z_{\lambda 03.1} + (Z_{\lambda 04} + Z_{\lambda 05})} \quad (30)$$

$$Z_{012} = \frac{65,9 \cdot \frac{106,1 + 129,5}{2}}{65,9 + \frac{106,1 + 129,5}{2}} + 39,1 + \frac{2,52 \cdot (6,43 + 44,9)}{2,52 \cdot (6,43 + 44,9)} = 83,8 \text{ Ом}$$

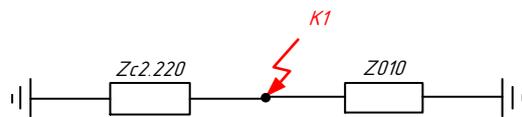


Рисунок 8 – Расчетная схема замещения нулевой последовательности для расчетной точки К-1

$$Z_{0\text{эв.}K1} = \frac{1}{\frac{1}{83,8} + \frac{1}{3,8}} = 3,64 \text{ Ом}$$

Аналогично с предыдущим разделом, выполним расчет периодической составляющей суммарного значения утроенного тока нулевой последовательности на шинах:

$$3I_{0.n} = \frac{3 \cdot E_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot Z_{\text{эв}Ki} + Z_{0\text{эв}Ki})} \quad (31)$$

$$3I_{0.n.K1} = \frac{3 \cdot 110}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot 4,05 + 3,64)} = 16,2 \text{ кА}$$

Ток двухфазного КЗ при этом равен:

$$I_{2.n} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.n} \quad (32)$$

$$I_{2,n} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 15,7 = 13,6 \text{ кА}$$

Итоговые искомые значения расчета для всех расчетных точек короткого замыкания, минимального и максимального режимов работы рассматриваемой сети при однофазном, двухфазном и трёхфазном замыканиях представлен далее в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты расчета токов КЗ

Расчетная точка	Ток 3ф КЗ, кА	Ток 2ф КЗ, кА	Ток 1ф КЗ, кА
1	2	3	4
Режим 1			
К-1	15,7	13,6	16,2
К-2	10,7	9,3	9,0
К-3	4,5	3,9	5,6
К-4	1,5	1,3	-
К-5	2,5	2,2	-
К-6	1,5	1,3	-
К-7	2,5	2,2	-
К-8	3,4	2,9	3,5
К-9	4,9	4,2	-
К-10	4,9	4,2	-
К-11	3,0	2,6	2,4
К-12	1,5	1,3	-
К-13	2,5	2,2	-
К-14	1,5	1,3	-
К-15	2,5	2,2	-
К-16	7,2	6,2	7,3
Режим 2			
К-1	11,9	10,3	12,1
К-2	8,8	7,6	7,6
К-3	4,2	3,6	5,1
К-4	1,5	1,3	-

1	2	3	4
К-5	2,5	2,2	-
К-6	1,5	1,3	-
К-7	2,5	2,2	-
К-8	3,2	2,8	3,0
К-9	4,8	4,2	-
К-10	4,8	4,2	-
К-11	2,9	2,5	2,2
К-12	1,5	1,3	-
К-13	2,5	2,2	-
К-14	1,5	1,3	-
К-15	2,5	2,2	-
К-16	5,5	4,8	5,9

### 3.3 Расчет токов для выбора и проверки оборудования

На электрическое оборудование, которое предстоит выбрать и проверить, ток КЗ воздействует термически, динамически и электрически. Выполним расчет составляющих тока КЗ.

Ударный ток:

$$I_{i,y0} = k_{y0} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{i,n} \quad (33)$$

Апериодическая часть тока:

$$I_{i,a} = \sqrt{2} \cdot I_{i,n} \quad (34)$$

$$I_{3,a} = \sqrt{2} \cdot 3,37 = 4,8 \text{ кА}$$

В таблице приведены значения токов на шинах подстанции Зарева.

Таблица 5 – Результаты расчета токов КЗ для выбора и проверки основного первичного подстанционного оборудования

Расчетная точка	Расчетный вид КЗ	Периодическая составляющая тока КЗ, кА	Аперриодическая составляющая тока КЗ, кА	Ударный ток КЗ, кА
1	2	3	4	5
К-8 (35 кВ)	3-фазное	3,38	4,77	8,5
К-10 (10 кВ)	3-фазное	4,87	6,89	12,75

Таблица 6 – Результаты расчета максимальных рабочих токов присоединений по сторонам силового трансформатора

Ввод силового трансформатора	Величина тока, А
1	2
ВН	76,3
НН	924

## 4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ

В данной главе выполнена разработка однолинейной схемы, выбор и проверка нового оборудования ПС 110/10 кВ Зарева.

### 4.1 Разработка вариантов конструктивного исполнения распределительных устройств

На стороне 110 кВ ПС 110 кВ Зарева, исходя из количества присоединений принимается к установке ОРУ 110 кВ по 5АН – «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов».

Требования к установке КРУЭ на рассматриваемом объекте отсутствуют по причине отсутствия необходимости экономии пространства и экономии средств на капитальные затраты.

На стороне 10 кВ ПС 110 кВ Зарева применяется комплектное распределительное устройство отечественного производства с укомплектованными в полном объеме ячейками типа К-59, технические параметры которого представлены далее в таблице 7.

Таблица 7 – Основные параметры КРУН К-59

Параметры	Оборудование
1	2
Вакуумные выключатели	ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-40/1600 У2
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10
Трансформаторы напряжения	НАМН-10 У2
Ограничитель перенапряжения	ОПНп-10/12/10/600 УХЛ1

## 4.2 Разработка однолинейной схемы подстанции

Покажем на рисунке 9 принятую схему ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Зарева.

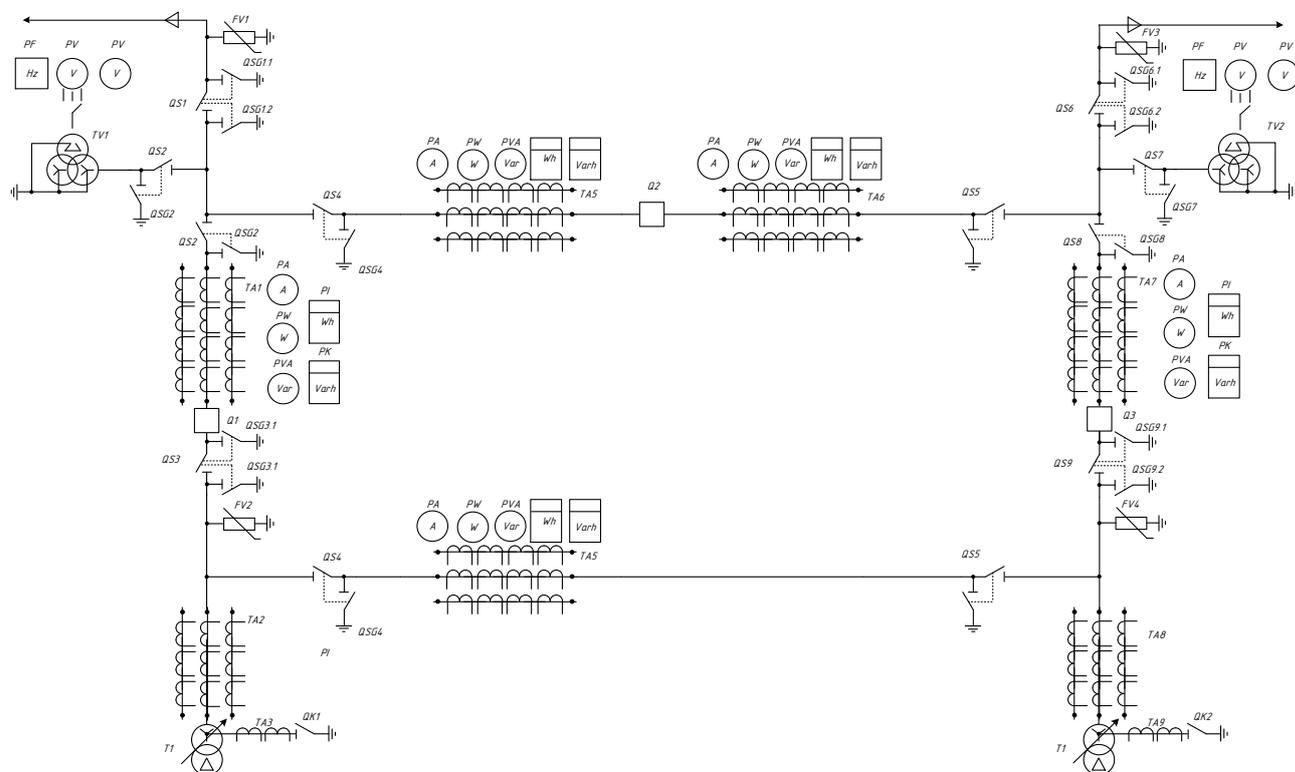


Рисунок 9 – Однолинейная схема ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Зарева

Схема, применяемая на проектируемой подстанции, называется «Мостик с выключателями в цепях силовых трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» и является наиболее экономически и технически обоснованным решением для такого типа подстанции.

Причиной выбора такой схемы, в основном, является ремонтпригодность силового оборудования при сохранении транзита через ремонтную перемычку при необходимости.

На стороне 10 кВ схема наиболее простая и рекомендована для большинства вариантов компоновки шин потребителей – одна рабочая, секционированная выключателем система шин.

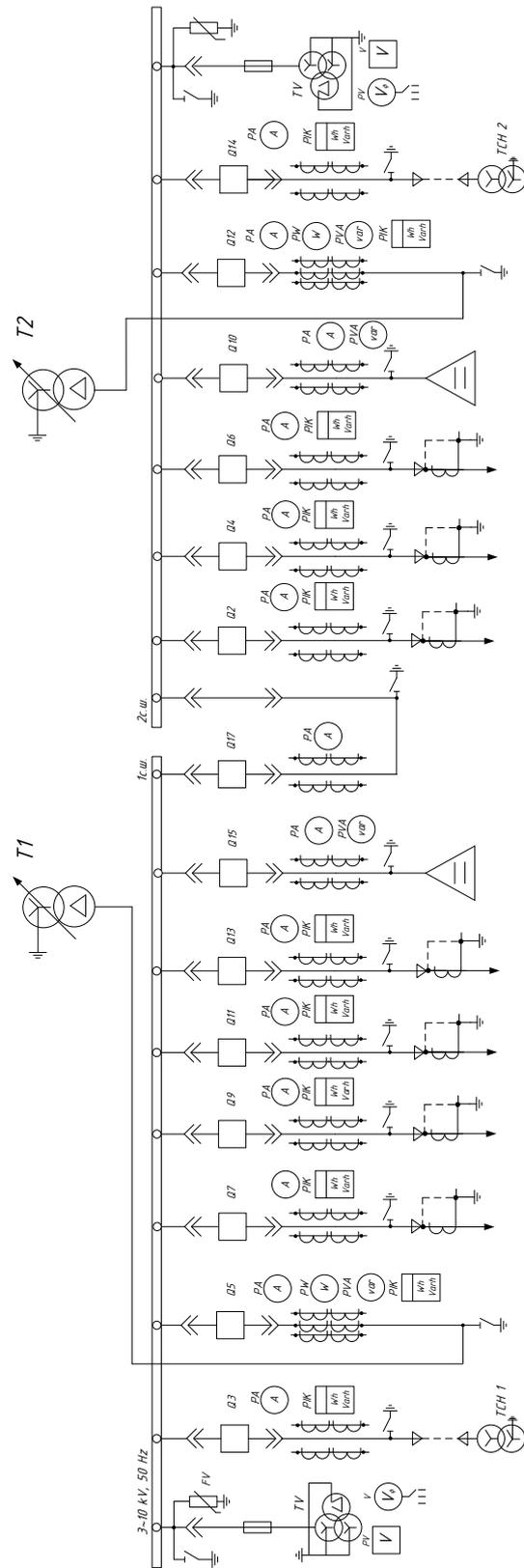


Рисунок 10 – Однолинейная схема КРУН 10 кВ ПС 110 кВ Зарева

### 4.3 Выбор и проверка гибкой ошиновки

Ошиновка гибких связей 110 кВ выключателей, разъединителей, трансформаторов напряжения выполняется сталеалюминевыми проводами и располагается на существующих и вновь смонтированных ячейковых и шинных металлических порталах.

Основное условие проверки ошиновки:

$$1,07E \geq 0,9E_0, \quad (35)$$

Начальное критическое значение напряженности:

$$E_0 = 30,3m \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (36)$$

Установившееся значение напряженности вблизи провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{D} \cdot \lg \frac{cp}{r_0} \quad (37)$$

Принимаем элементы гибкой ошиновки из сталеалюминиевого провода АС-240/24.

Выполним расчет:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left( 1 - \frac{0,299}{\sqrt{0,7}} \right) = 34,2 \text{ кВ/см},$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 500}{0,7 \cdot \lg \frac{500}{0,7}} = 38,98 \text{ кВ/см}.$$

$$41,7 \geq 30,78$$

#### 4.4 Выбор и проверка выключателей

Выключатели 110 кВ и разъединители 110 кВ устанавливаются на заводские опорные металлоконструкции. При выборе и проверке силовых выключателей следует производить выбор по номинальному напряжению, а проверку выполнять на электродинамические и термические усилия при аварийных режимах работы, например при КЗ или обрывах.

Плотность тока термического воздействия:

$$B_k = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (38)$$

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{отклвыкл}, \quad (39)$$

Доля присутствия апериодической части тока при отключении максимально возможного тока КЗ:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}, \quad (40)$$

Пример расчета для высокой стороны:

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

$$B_k = 3,47^2 (5,06 + 0,02) = 61,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,6 \text{ кА}$$

Подробная этапность расчета для силовых выключателей представлена подробнее в приложении А.

Произведем сравнительный анализ расчетных данных и данных из паспортов выключателей и сведем данные в табличные формы, рекомендованные изготовителем устройств.

Таблица 8 – Результат выбора выключателей 110 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Марка выключателя	ВГТ-110Ш-1К-ОП-25/1600 УХЛ1	
Номинальное напряжение, кВ	126	110
Номинальный ток, А	1600	76
Номинальный ток включения/отключения, кА	25	3,47
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	14,14	4,77
Ток термической стойкости, кА	25	3,47
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	8128	61,1
Ток динамической стойкости, кА	120	8,5

Таблица 9 – Результат выбора выключателей 10 кВ ПС 110 кВ Зарева

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Марка выключателя	ВВУ-СЭЦ-ПЗ-10-40/1600 У2	
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Номинальный ток, А	1600	924
Номинальный ток включения/отключения, кА	40	4,87
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	9,9	6,89
Ток термической стойкости, кА	20	4,87
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	8176	121
Ток динамической стойкости, кА	60	12,75

#### 4.5 Выбор и проверка разъединителей

Выполним проверку для разъединителей трёхполюсных РГ-2-110Ш/1600-40 УХЛ1 для ОРУ 110 кВ, соответственно. Технические параметры и условия выбора разъединителей сведены в таблицу 10.

Устройства создания видимого разрыва, входящие в состав ячеек КРУН К-405 и К-59 проверке не подлежат по причине отсутствия отдельных требований к выкатным элементам ячеек КРУ.

Таблица 10 – Результат выбора разъединителей 110 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Марка разъединителя	РГ-2-110П/1000-40 УХЛ1	
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток, А	1000	76
Ток термической стойкости, кА	40	3,47
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	4800	61,1
Ток динамической стойкости, кА	40	8,5

#### 4.6 Выбор и проверка трансформаторов тока

Основное условие для проверки ТТ – величина нагрузки цепей вторичной коммутации:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}} , \quad (41)$$

Активная и полная нагрузка во вторичных токовых цепях эквивалентны:

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}} \quad (42)$$

Покажем состав основной нагрузки на цепи вторичной обмотки измерительных трансформаторов тока по сторонам.

В большинстве своем на цепи вторичной обмотки измерительного трансформатора тока приходится основная часть измерительных приборов и приборов учета.

Релейная защита является слабوتочным потребителем и в учебном проекте не будем ее учитывать.

Таблица 11 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока ПС 110 кВ Зарева

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
<b>Ввода 110 кВ трансформаторов</b>					
Амперметр	2	EKF AD-723	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	EKF PD-723	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	EKF QD-723	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	EKF WD-723	1,0	1,0	1,0
<b>Линии 110 кВ</b>					
Амперметр	3	EKF AD-723	2,0	2,0	2,0
Ваттметр	3	EKF PD-723	0,4	0,4	0,4
Варметр	3	EKF QD-723	0,4	0,4	0,4
Счетчик комплексный	3	EKF WD-723	2,0	2,0	2,0
<i>Итого</i>	-	-	7,2	7,2	7,2
<b>Ввода 10 кВ трансформаторов</b>					
Амперметр	2	EKF AD-723	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	EKF PD-723	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	EKF QD-723	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	EKF WD-723	1,0	1,0	1,0
<b>Линии 10 кВ</b>					
Амперметр	8	EKF AD-723	4,0	4,0	4,0
Ваттметр	8	EKF PD-723	0,8	0,8	0,8
Варметр	8	EKF QD-723	0,8	0,8	0,8
Счетчик комплексный	8	EKF WD-723	4,0	4,0	4,0
<i>Итого</i>	-	-	12	12	12

Вторичная номинальная нагрузка состоит из трех составляющих:

$$Z_{2 \text{ ном}} \geq \sum(Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}). \quad (43)$$

$$Z_2 = r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (44)$$

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (45)$$

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2\text{н}}^2}, \quad (46)$$

Общая формула для расчета сечения проводника:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (47)$$

Отсюда:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S_{\text{пр}}}, \quad (48)$$

Покажем пример для стороны высокого напряжения:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{12}{5^2} = 0,48 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{ПР}} = 20 - 0,48 - 0,05 = 19,47 \text{ Ом}$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 1000}{19,47} = 0,9 \text{ мм}^2$$

Для цепей тока принимаем кабель из меди с сечением 2,5 мм<sup>2</sup>.

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 1000}{2,5} = 7,0 \text{ Ом}$$

$$Z_2 = 0,48 + 7 + 0,05 = 7,53 \text{ Ом}$$

Таблица 12 - Результат выбора ТТ 110 кВ ПС 110 кВ Зарева

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Марка трансформатора тока	ТОГФ-110II УХЛ1	
Номинальное напряжение, кВ	126	110
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	50-300	76
Односекундный ток термической стойкости, кА	40	3,47
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	120	8,5
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	7,53

Таблица 13 - Результат выбора ТТ 10 кВ ПС 110 кВ Зарева

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Марка трансформатора тока	ТОЛ-СЭЦ-10 У2	
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	800-1500	924
Односекундный ток термической стойкости, кА	20	4,87
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	50	12,75
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	7,53

#### 4.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Измерительные трансформаторы напряжения выбирают по номинальному напряжению, проверка сводится к расчету нагрузки вторичной обмотки, куда подключаются цепи вторичной коммутации по напряжению.

Таблица 14 - Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения ПС 110 кВ Зарева

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка Р, Вт
1	2	3	4
<b>Шины 110 кВ</b>			
Вольтметр	2	EKF VD-721	5
Вольтметр <u>пофазный</u>	2	EKF VD-723	5
Варметр	2	EKF QD-723	8
Счетчик комплексный	2	EKF WD-723	8
Итого	-	-	26
<b>Шины 10 кВ</b>			
Вольтметр	2	EKF VD-721	5
Вольтметр <u>пофазный</u>	2	EKF VD-723	5
Варметр	2	EKF QD-723	8
Счетчик комплексный	2	EKF WD-723	8
Итого	-	-	26

В качестве примера, покажем расчет для ПС 110 кВ Зарева. На стороне 110 кВ ПС 110 кВ Зарева проверке подлежит трансформатор напряжения элегазовый марки ЗНОГ-110П\*-0,5/3Р УХЛ1. Результаты расчета трансформатора напряжения на ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Зарева представлены в далее таблице 4.7.2.

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{26^2 + (26 \cdot 0,65)^2} = 31 \text{ ВА}$$

Подробный расчет представлен в приложении А. Результаты расчета трансформаторов напряжения всех классов напряжения представлен далее в таблицах 15 – 16.

Таблица 15 - Результат выбора ТН 110 кВ ПС 110 кВ Зарева

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Марка трансформатора напряжения	ЗНОГ-110П*-0,5/3Р УХЛ1	
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	126
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	110	110
Предельная мощность ТН, ВА	210	31

Таблица 16 - Результат выбора ТН 10 кВ ПС 110 кВ Зарева

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Марка трансформатора напряжения	НАМН-10 У2	
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12	11,5
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	10	10
Предельная мощность ТН, ВА	180	31

#### 4.8 Система электроснабжения собственных нужд постоянного тока

Питание цепей приводов выключателей, управления, сигнализации, защит, оперативной блокировки, автоматики предусматривается от соответствующих фидеров существующего щита постоянного тока.

Система постоянного тока организуется на выпрямительных зарядно-подзарядных устройствах типа ВАЗП, в качестве источника питания постоянного тока выступают необслуживаемые батареи типа СК. В данном разделе требуется произвести выбор числа и емкости аккумуляторных батарей и тип и мощность выпрямительного зарядно-подзарядного устройства.

Расчет покажем для ПС 110 кВ Зарева.

Количество элементов в одной батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{IIA}}, \quad (49)$$

Количество элементов в одной батарее:

- при постоянном заряде:

$$n_0 = \frac{110}{2,15} = 56,$$

- при поддержании номинала напряжения:

$$n = \frac{110}{1,75} = 63.$$

Количество дополнительных секций батареи:

$$n_{доб} = n - n_0, \quad (50)$$

$$n_{доб} = 63 - 56 = 7.$$

Итак, определим типовой номер:

$$N = 1.05 \cdot \frac{I_{ас}}{j}, \quad (51)$$

$$N = 1.05 \cdot \frac{118}{18} = 6,56.$$

Проверим СК-7. Должно выполняться условие:

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax}, \quad (52)$$

$$46 \cdot N = 46 \cdot 7 = 322 \text{ A}$$

$$N \geq \frac{322}{45} = 7,2.$$

Окончательный типовой номер – 8.

Выбор параметров зарядно-подзарядного выпрямительного устройства:

$$I_p = \frac{I_{Tmax}}{N} \text{ A.} \quad (53)$$

$$I_p = \frac{I_{Tmax}}{N} = \frac{54}{8} = 6,75$$

$$I_{пз} \geq 0,15 \cdot N + I_p \quad (54)$$

$$I_{пз} \geq 0,15 \cdot 8 + 6,75 = 8 \text{ A.}$$

$$U_{пз} \geq 2,2 \cdot n_0 \quad (55)$$

$$U_{пз} \geq 2,2 \cdot 108 = 238 \text{ B}$$

$$I_3 = 5 \cdot N + I_p,$$

$$I_3 = 5 \cdot 8 + 6,75 = 47 \text{ A A.}$$

$$U_{пз} = 2,75 \cdot n, \quad (56)$$

$$U_{пз} = 2,75 \cdot 126 = 347 \text{ B}$$

По всем параметрам подходит типовое ЗВУ отечественного производства: ВАЗП-380/260-40/80-УХЛ4-2.

#### **4.9 Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд**

В связи с установкой дополнительного оборудования на ПС 110 кВ Зарева, следует произвести проверку и выбор новых трансформаторов собственных нужд. Стандартный набор нагрузок для обеспечения базовых собственных нужд подстанции представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Вид	cos	Руст, кВт	Q, квар
1	2	3	4
Охлаждение трансформаторов	0,73	20	18,5
Насосная пожаротушения	0,8	48	59,5
Подогрев РУ	1	38	-
Освещение и вентиляция	1	15	-
Отопление и освещение ОПУ	1	35	-
Освещение территории	1	30	-
Прочее	1	41,4	-
Итого		268	78

$$S_{рас} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,9, \quad (57)$$

$$S_{рас} = 0,9 \cdot \sqrt{268^2 + 78^2} = 251 \text{ кВА}.$$

$$K_3^{норм} = \frac{251}{2 \cdot 250} = 0,5$$

$$K_3^{авар} = \frac{251}{250} = 1,0$$

Принимаем к установке ТСН в количестве двух мощностью 250 кВА.

## 5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И СЕТЕВАЯ АВТОМАТИКА

ПС 110 кВ Зарева оснащается современными микропроцессорными комплексами релейной защиты и автоматики подстанционного оборудования.

В данной главе произведен выбор терминалов с необходимым набором функционала, а также выполнен расчет их параметров настройки и алгоритмов функционирования.

### 5.1 Расстановка комплексов релейной защиты и автоматики

На ПС 110 кВ Зарева, устанавливается два одинаковых комплекта релейной защиты и автоматики силовых трансформаторов. Графическая упрощенная поясняющая схема подключения защит к присоединениям представлена на рисунке 5.1.1.

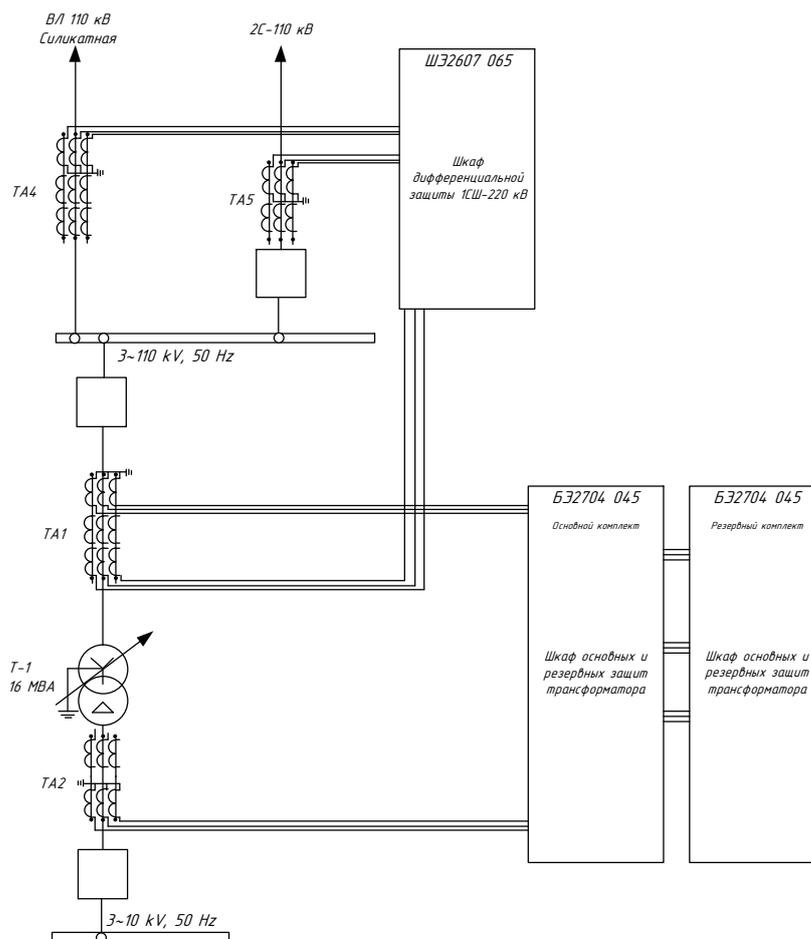


Рисунок 11 –Схема расстановки устройств РЗА

## 5.2 Расчет параметров настройки выбранных защит

### 5.2.1 Расчет основных защит трансформаторов

При расчете дифференциальных защит требуется выполнить оценку входных параметров и определить коэффициенты трансформации для измерительных трансформаторов тока по сторонам силового защищаемого трансформатора.

Таблица 18 – Предварительный расчет ДЗТ

Наименование величины	Числовое значение для стороны	
	220 кВ	10 кВ
1	2	3
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	76	880
Коэффициент трансформации трансформатора тока	200/5	1200/5
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	2,0	3,85
Размах РПН, %	16	

Первым этапом необходимо выполнить расчет дифференциальной отсечки ДЗТ:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq k_{\text{отс}} k_{\text{нб}} I_{\text{кЗвнешМАХ}}^* \quad (58)$$

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \frac{3400}{1000} = 3,0.$$

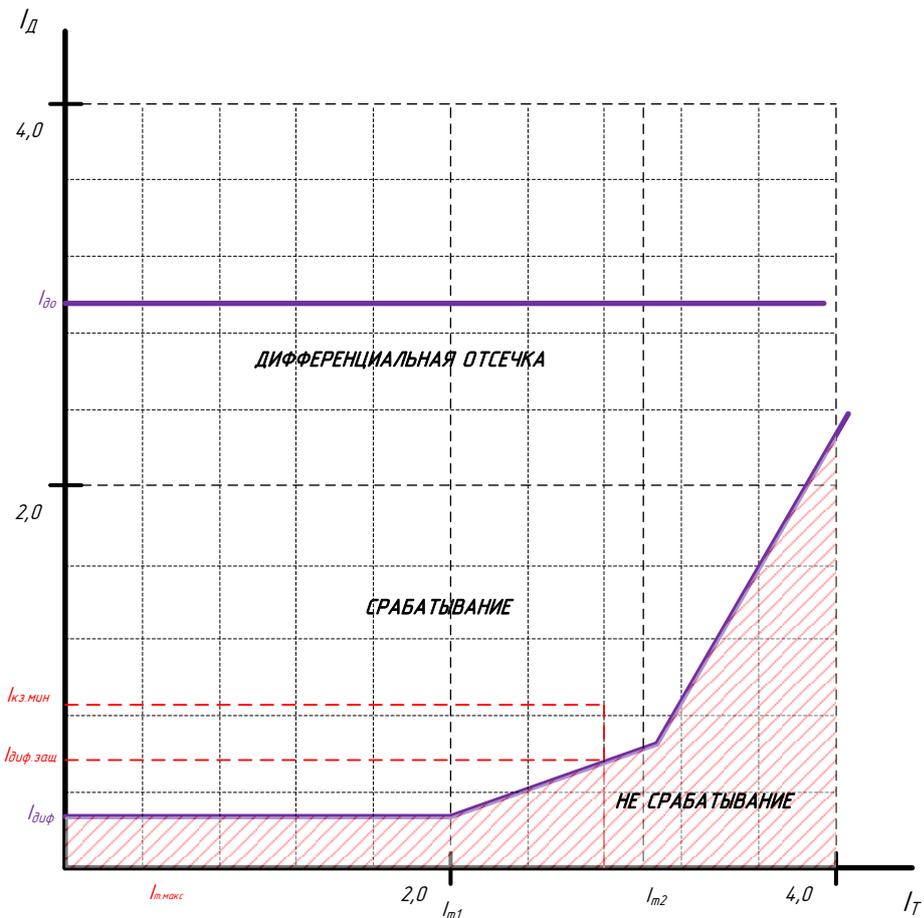


Рисунок 12 – Характеристика работы ДЗТ БЭ

Для построения характеристики, представленной выше, требуется выполнить расчет параметров данной кривой.

Ток небаланса в наиболее тяжелом нагрузочном режиме:

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}} = (k_{\text{ПЕР}} k_{\text{ОДН}} \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ДОБ}}) I_{\text{СКВ}}, \quad (59)$$

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) I_{\text{СКВ}} = 0,24 I_{\text{СКВ}}.$$

Минимальный ток срабатывания ДЗТ с учетом небаланса в плечах:

$$I_{\text{ДИФ}} = k_{\text{ОТС}} I_{\text{НБ.РАСЧ}}, \quad (60)$$

$$I_{ДИФ} = 1,3 \cdot 0,24 I_{СКВ} = 0,312 I_{СКВ},$$

Коэффициент, снижающий ток срабатывания при внешнем коротком замыкании:

$$k_{CH.T} = \frac{I_{ТОРМ}}{I_{СКВ}} = 1 - 0,5(k_{ПЕР} k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) \quad (61)$$

$$k_{CH.T} = 1 - 0,5(1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) = 0,88.$$

Тормозной коэффициент:

$$k_{ТОРМ} = 100 \frac{I_{ДИФ}}{I_{ТОРМ}} = 100 k_{ОТС} (k_{ПЕР} k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) / k_{CH.T} \quad (62)$$

$$k_{ТОРМ} = 100 \cdot 1,3(1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) / 0,8 = 35,4.$$

На характеристике срабатывания две точки излома.

Расчёт первой точки:

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = \frac{I_{\partial 1}}{I_{НОМ}} \frac{100}{k_{ТОРМ}} \quad (63)$$

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = 0,5 \frac{100}{35,4} = 0,846,$$

Расчет второй точки:

$$\frac{I_{m2}}{I_{НОМ}} = 3,0 > \frac{I_{m1}}{I_{НОМ}}.$$

Таблица 19 – Таблица настройки ДЗТ

Параметр	Единица измерения	Диапазон	Значение первичное	Значение вторичное
1	2	3	4	5
Базисный ток	А	1 – 9000	1000	
Уставка срабатывания дифференциальной отсечки	А/о.е.	0,1 – 450000 0 – 50	3000	3,0
Уставка срабатывания дифференциальной защиты	А/о.е.	0,01 – 9000 0 – 10	300	0,3
Коэффициент торможения	%	0 – 90	35	
Первая точка излома характеристики	А/о.е.	0,1 – 450000 0 – 50	2000	2,0
Вторая точка излома характеристики	А/о.е.	0,1 – 450000 0 – 50	3000	3,0
Уставка блокировки от 2 гармоник	А/о.е.	0,1 – 450000 0 – 50	150	0,15
Ток срабатывания сигнализации небаланса в плечах защиты	А/о.е.	0,1 – 450000 0 – 50	100	0,1
Выдержка времени срабатывания сигнализации небаланса в плечах защиты	с	0 – 600	10	
Выдержка времени срабатывания дифференциальной защиты	с	0 – 10	0,05	

### 5.2.2 Расчет резервных защит трансформаторов

Резервные защиты силового трансформатора представляют собой набор ступенчатых защит, представленных в виде максимальной токовой защиты по сторонам, обеспечивающей ближнее и дальнее резервирование.

Первая ступень максимальной токовой защиты низкой стороны выбирается по двум условиям. Первое условие:

$$I_{\text{мто}} = k_{\text{БТН}} \cdot I_{\text{ном.транс}} \quad (64)$$

$$I_{\text{мто.НН}} = 3 \cdot 880 = 2640 \text{ А}$$

Второе условие:

$$I_{\text{мто}} = k_{\text{отс}} \cdot k_a \cdot I_{\text{КЗ.внеш}} \quad (65)$$

$$I_{\text{мто.НН}} = 1,1 \cdot 1,2 \cdot 3400 = 4500 \text{ А}$$

Максимальная токовая защита (2 ступень) стороны высокого напряжения выбирается по условию согласования с защитой предыдущего участка:

$$I_{\text{МТЗ}} = k_c \cdot k_{\text{ток}} \cdot I_{\text{МТЗ.пред}} \quad (66)$$

$$I_{\text{МТЗ}} = 1,2 \cdot 0,3 \cdot 410 = 150 \text{ А}$$

Второе условие – отстройка от наиболее неблагоприятного нагрузочного режима работы силового трансформатора:

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{k_{\text{над}} \cdot k_{\text{сам.зан}}}{k_B} \cdot I_{\text{р.мах}} \quad (67)$$

$$I_{\text{МТЗ.ВН}} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 76 = 145 \text{ А}$$

Выполним расчет чувствительности максимального значения:

$$k_{\text{ч}} = \frac{439}{250} = 1,76 \geq 1,2$$

Выполним расчет выдержки времени работы ступени:

$$t_{\text{МТЗ}} = t_{\text{пред}} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1,0 \text{ с}$$

Далее выполним расчет защиты от перегрузки.

$$I_{\text{сз.п}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{с}}} \cdot I_{\text{ном}} \quad (68)$$

$$I_{\text{сз.п}} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 76 = 88 \text{ A}$$

Время работы данной защиты – 9 с. Сама защита не имеет выходной цепи на отключение, только на сигнализацию «перегрузка».

Сведем результаты расчета в табличную форму бланка уставок, представленную в таблице 20.

Таблица 20 – Бланк уставок для резервных защит трансформатора

Параметр	Единица измерения	Диапазон	Значение первичное	Значение вторичное
1	2	3	4	5
Уставка срабатывания 1 ступени МТЗ ВН	А	0,01 – 50000	230	5,75
Уставка срабатывания 2 ступени МТЗ ВН	А	0,01 – 25000	150	3,75
Уставка срабатывания 1 ступени МТЗ СН	А	0,01 – 50000	-	-
Уставка срабатывания 2 ступени МТЗ СН	А	0,01 – 25000	-	-
Уставка срабатывания 1 ступени МТЗ НН	А	0,01 – 25000	4500	18,75
Уставка срабатывания 2 ступени МТЗ НН	А	0,01 – 25000	-	-
Выдержка времени 1 ступени МТЗ ВН	с	0,00 – 60000,00	0,05	
Выдержка времени 2 ступени МТЗ ВН	с	0,00 – 60000,00	1,0	
Выдержка времени 1 ступени МТЗ СН	с	0,00 – 60000,00	0,05	

1	2	3	4	5
Выдержка времени 2 ступени МТЗ СН	с	0,00 – 60000,00	-	
Выдержка времени 1 ступени МТЗ НН	с	0,00 – 60000,00	0,05	
Выдержка времени 2 ступени МТЗ НН	с	0,00 – 60000,00	-	
Режим работы 1 ступени МТЗ ВН	-	-	Введена постоянно	
Режим работы 2 ступени МТЗ ВН	-	-	Введена постоянно	
Режим работы 1 ступени МТЗ СН	-	-	Выведена	
Режим работы 2 ступени МТЗ СН	-	-	Выведена	
Режим работы 1 ступени МТЗ НН	-	-	Введена постоянно	
Режим работы 2 ступени МТЗ НН	-	-	Выведена	
Контроль напряжения нулевой последовательности	-	-	Предусмотрен	
Контроль тока нулевой последовательности	-	-	Не предусмотрен	
Уставка срабатывания ступени защиты от перегрузки	А	0,01 – 25000	88	2,2
Выдержка времени срабатывания ступени защиты от перегрузки	с	0,00 – 60000,00	9,0	

### 5.2.3 Описание газовой защиты трансформатора

Газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла или возникновении ускоренного потока масла из бака трансформатора в расширитель, должна быть предусмотрена для трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более.

Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла. В некоторых случаях опасных

внутренних повреждений трансформаторов («пожар стали» межвитковых замыканий и т.п.) действует только газовая защита, а электрические защиты трансформатора не работают из-за недостаточной чувствительности.

При бурном газообразовании и резких толчках масла возможен отскок контактов газового реле после срабатывания, поэтому газовое реле должно действовать на отключение через промежуточное реле по схеме с самоудержанием.

Для защиты контакторного устройства РПН с разрывом дуги в масле, сопровождающихся возникновением ускоренного потока масла из бака контактора в расширитель, следует предусматривать отдельное газовое (струйное) реле.

Время работы газовой защиты на отключение – 0 с.

Время работы газовой защиты на сигнал – 5 с.

#### 5.2.4 Расчет защиты шин 110 кВ

Расчет ведем на основании руководящих указаний по РЗ, а также с рекомендациями завода изготовителя НПП ЭКРА. Расчет производится в относительных единицах, используемых в терминале.

Начальный ток срабатывания защиты ошиновки по условию отстройки от максимального тока нагрузки равен:

$$I_{\partial 0} = k_{отс} \cdot I_{нагр.макс} \quad (69)$$

$$I_{нагр.макс} = k_{отс} \cdot I_{ном} \quad (70)$$

$$I_{нагр.макс} = 1,4 \cdot 76 = 106,9 \text{ A}$$

$$I_{\partial 0} = 1,2 \cdot 106,9 = 128 \text{ A}$$

$$I_{\partial 0*} = \frac{128}{1000} = 0,128$$

Начальный ток срабатывания защиты ошиновки по условию отстройки от максимального тока небаланса равен:

$$I_{\text{д0}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.торм.расч}} \quad (71)$$

Принятое значение уставки – 0,4 о.е.

Максимальный ток нагрузки через шины транзитом равен:

$$I_{\text{скв.нагр.макс}} = \frac{I_{\text{нагр.макс}}}{I_{\text{баз}}} \quad (72)$$

$$I_{\text{скв.нагр.макс}} = \frac{920}{1000} = 0,92$$

Суммарный ток КЗ в минимальном режиме на шинах подстанции:

$$I_{\text{кз.мин.ошин}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{баз}}} \quad (73)$$

$$I_{\text{кз.мин.ошин}} = \frac{3000}{1000} = 3,0$$

Посчитаем соответствующий тормозной ток:

$$I_{\text{т.макс}} = 0,5 \cdot I_{\text{кз.мин.ошин}} + I_{\text{скв.нагр.макс}} \quad (74)$$

$$I_{\text{т.макс}} = 0,5 \cdot 3,0 + 0,92 = 2,42$$

Определим чувствительность графически:

$$I_{\text{д.граф}} = 0,9$$

$$k_q = \frac{I_{кз.мин.ошин}}{I_{д.граф}} \quad (75)$$

$$k_q = \frac{3,0}{0,9} = 3,3 \geq 2,0$$

Выполним аналогичный расчет при опробовании шин от наиболее ненагруженного присоединения в режиме очувствления:

$$I_{ч0} = I_{д0} = 0,4$$

$$I_{кз.мин.опроб} = \frac{I_{кз.мин}}{I_{баз}} \quad (76)$$

$$I_{кз.мин.опроб} = \frac{1200}{1000} = 1,2$$

$$I_{т.макс} = 0,5 \cdot 1,2 + 0 = 0,6$$

$$k_q = \frac{1,2}{0,4} = 3,0 \geq 2$$

Использование отдельной функции очувствления не требуется.

Отдельно выполним расчет тока блокировки при разрыве токовых цепей плеча защиты. Воспользуемся соотношениями:

$$I_{сп} = k_{отс} \cdot \frac{I_{нб}}{k_{тт}} \quad (77)$$

$$I_{нб} = k_{нб} \cdot I_{нагр.макс} \quad (78)$$

$$I_{нб} = 0,03 \cdot 920 = 27,6 \text{ А}$$

$$I_{ср} = 1,2 \cdot \frac{27,6}{200 / 5} = 0,2 \text{ А}$$

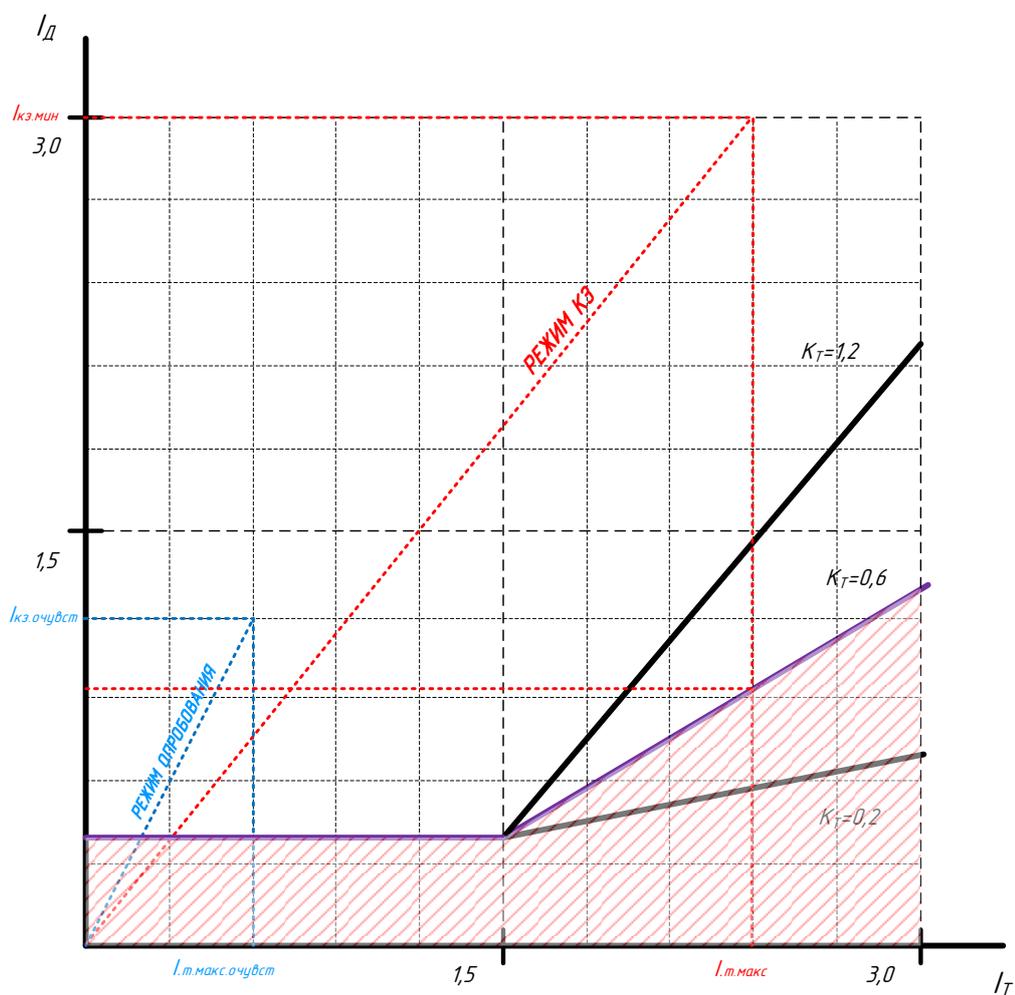


Рисунок 13 – Характеристика срабатывания ДЗО 1С-110 кВ

Характеристика для второй секции представлена на рисунке 14.

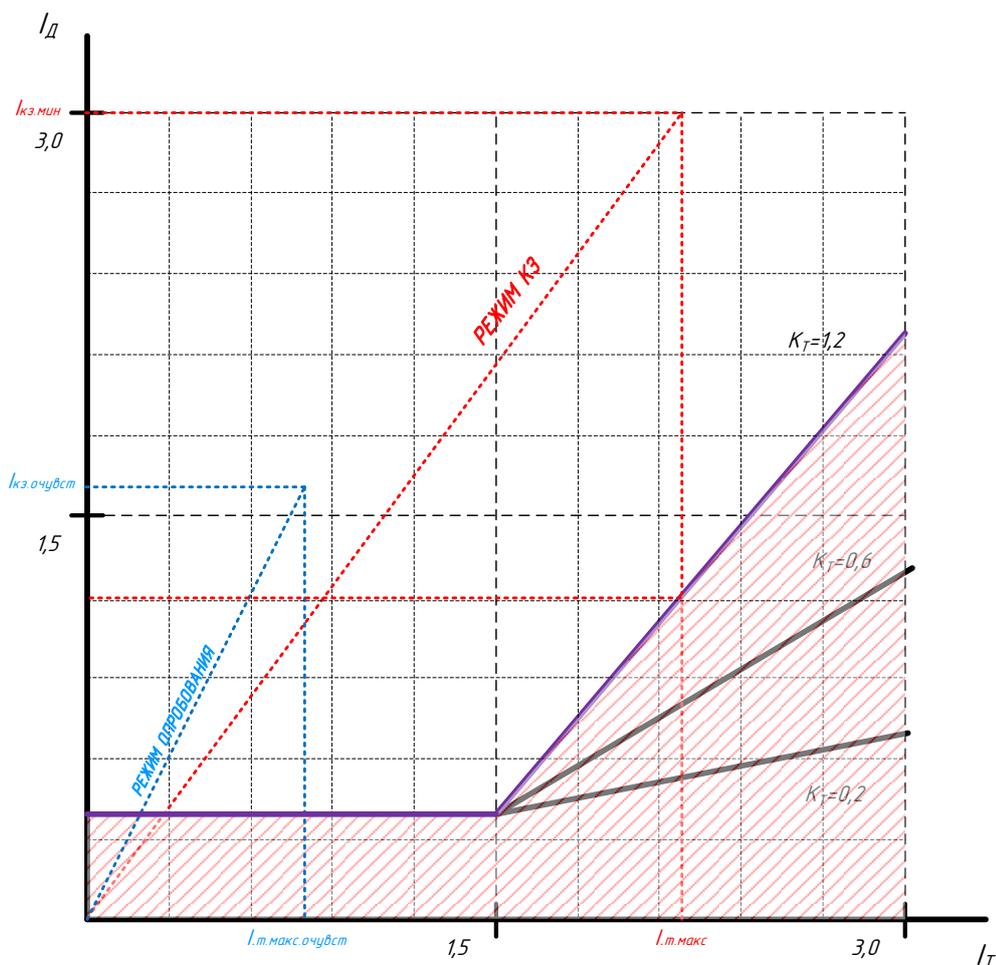


Рисунок 14 – Характеристика срабатывания ДЗО 2С-110 кВ

Таблица 21 – Бланк уставок ДЗО 1С-110 кВ

Параметр	Величина	Значение
1	2	3
Базисный ток	А	1000
Начальный ток срабатывания ДЗО	<u>о.е.</u>	0,4
Ток начала торможения	<u>о.е.</u>	1,5
Коэффициент торможения	<u>о.е.</u>	0,6
Начальный ток срабатывания ДЗО при очувствлении	<u>о.е.</u>	0,4
Ток срабатывания реле контроля исправности цепей переменного тока	А	0,2
Выдержка времени блокировки при исправности цепей переменного тока	с	2,5
Режим очувствления	-	Не предусмотрено

Таблица 22 – Бланк уставок ДЗО 2С-110 кВ

Параметр	Величина	Значение
1	2	3
Базисный ток	А	1000
Начальный ток срабатывания ДЗО	о.е.	0,4
Ток начала торможения	о.е.	1,5
Коэффициент торможения	о.е.	1,2
Начальный ток срабатывания ДЗО при очувствлении	о.е.	0,4
Ток срабатывания реле контроля исправности цепей переменного тока	А	0,13
Выдержка времени блокировки при исправности цепей переменного тока	с	2,5
Режим очувствления	-	Не предусмотрено

### 5.3 Расчет параметров сетевой автоматики

Для реализации автоматики управления выключателями 110 кВ на объекте реконструкции в рамках данной работы для каждого выключателя предусматривается свой МП терминал АУВ, выполняющий следующие функции:

- автоматика управления выключателем;
- трехфазное автоматическое повторное включение, с пуском по цепи несоответствия и от защит, с контролем наличия синхронизма напряжения на линии и на шинах, с контролем отсутствия напряжения на линии и наличия напряжения на шинах, а также отсутствия напряжения на шинах и наличия напряжения на линии. Для контроля напряжения на линии предусматривается установка шкафа отбора напряжения;
- устройства резервирования отказа выключателя (индивидуальное УРОВ).

#### 5.3.1 АПВ отходящих присоединений

Выполним расчет времени срабатывания автоматики при фиксации отключенного состояния ЛЭП до момента его включения автоматическим:

$$t_{АПВ-1} \geq t_{з.н.} + t_{зан.}; \quad (79)$$

$$t_{АПВ-1} \geq t_{д.с.} - t_{вкл.Q} + t_{зан.}; \quad (80)$$

$$t_{АПВ-1} \geq t_{защ.2.мах} - t_{защ.1.мин} + t_{откл.Q2} - t_{откл.Q1} - t_{вкл.Qi} + t_{д.с} + t_{зан.}; \quad (81)$$

$$t_{АПВ-1} \geq 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с};$$

$$t_{АПВ-1} \geq 0,3 - 0,8 + 0,5 = 0 \text{ с};$$

$$t_{АПВ-1} \geq 3,5 - 0,05 + 0,06 - 0,06 - 0,8 + 0,3 + 0,5 = 3,5 \text{ с};$$

Таким образом:

$$t_{АПВ-1} = 3,5 \text{ с}$$

### 5.3.2 АВР 10 кВ

Устройства АВР должны предусматриваться для восстановления питания потребителей путем автоматического присоединения резервного источника питания при отключении рабочего источника питания, приводящем к обесточению электроустановок потребителя. Устройства АВР должны предусматриваться также для автоматического включения резервного оборудования при отключении рабочего оборудования, приводящем к нарушению нормального технологического процесса.

Устройства АВР также рекомендуется предусматривать, если при их применении возможно упрощение релейной защиты, снижение токов КЗ и удешевление аппаратуры за счет замены кольцевых сетей радиально-секционированными и т. п.

Устройства АВР могут устанавливаться на трансформаторах, линиях, секционных и шиносоединительных выключателях, электродвигателях и т. п.

Устройство АВР, как правило, должно обеспечивать возможность его действия при исчезновении напряжения на шинах питаемого элемента, вызванном любой причиной, в том числе КЗ на этих шинах.

Устройство АВР при отключении выключателя рабочего источника питания должно включать, как правило, без дополнительной выдержки времени, выключатель резервного источника питания. При этом должна быть обеспечена однократность действия устройства.

$$U_{c.p.1} = (0,25 \div 0,4) \cdot U_{ном} \quad (82)$$

$$U_{c.p.1} = 0,3 \cdot 10 = 3 \text{ кВ}$$

$$t_{1AKQ} = t'_{рз.макс} + \Delta t, \quad (83)$$

$$t_{1AKQ} = t''_{рз.макс} + \Delta t, \quad (84)$$

$$t_{1AKQ} = 3,5 + 0,5 = 4,0 \text{ с};$$

$$t_{1AKQ} = 1,1 + 0,5 = 1,6 \text{ с}$$

Уставка по напряжению на резерве:

$$U_{cp2} \geq \frac{U_{мин.раб}}{k'_n \cdot k'_e}, \quad (85)$$

$$U_{cp2} \geq \frac{0,8 \cdot 10}{1,25 \cdot 1,25} = 5,3 \text{ кВ}$$

$$t_{РОВ} = t_{вкл.Q} + t_{зап.}, \quad (86)$$

$$U_{cp} = 5,3 \text{ кВ}$$

$$t_{cp} = 4 \text{ с}$$

## 6 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

Для защиты оборудования и ошиновки от прямых ударов молнии применены молниеотводы, установленные непосредственно на стойках ячейковых порталов, концевых линейных опорах и шинных порталах

Защита оборудования ОРУ от перенапряжений, в том числе трансформаторов, предусмотрена при помощи ограничителей перенапряжений ОПН.

Общий контур заземления и заземление корпусов электрооборудования и металлоконструкций ОРУ выполнено стальной полосой сечением 40х4 мм<sup>2</sup>, вертикальные электроды заземления выполнены из угловой стали 50х50х4 мм.

Портальные конструкции для подвески ошиновки и установки подвесных разъединителей выполнены металлическими.

Оборудование установлено на унифицированных опорах из железобетонных стоек и свай с металлическими марками для крепления аппаратов.

### 6.1 Расчет системы заземления подстанции

Определение величины стационарного сопротивления заземления контура ОРУ.

Удельное эквивалентное сопротивление грунта с учетом коэффициента сезонности.

$K_c = 1,4$  - для расчета грозозащиты при средней влажности грунта.

$$\rho_{\text{э}} = \rho_{\text{изм}} K_c \quad (89)$$

$$\rho_{\text{э}} = 140 \cdot 1,4 = 140 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

В целях улучшения растекания тока, заземлители закладываются в грунт на глубину 0,5 – 0,7 м (для вертикальных заземлителей это глубина закладки верхней кромки), т.к. на глубине грунт в меньшей степени подвержен высыханию в жаркие летние месяцы года.

Выбираем заземлитель опоры в виде двух горизонтальных лучей и трех вертикальных электродов длиной 5 м и диаметром 20 мм.

Сопротивление горизонтальных электродов

$$R_{\Gamma} = \left( \frac{\rho_3}{\pi \cdot l} \right) \left( \ln \left( \frac{1,5l}{h_3 d} \right) \right) \quad (90)$$

$$R_{\Gamma} = \left( \frac{140}{3,14 \cdot 5} \right) \left( \ln \frac{1,5 \cdot 5}{\sqrt{0,7 \cdot 0,02}} \right) = 37 \text{ Ом.}$$

Сопротивление вертикальных электродов

$$R_B = \frac{\rho_3}{2\pi \cdot l} \cdot \ln \frac{4l(2h_3 + l)}{d(4h_3 + l)} \quad (91)$$

$$R_B = \frac{140}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \ln \frac{4 \cdot 5(2 \cdot 0,7 + 5)}{0,02(4 \cdot 0,7 + 5)} = 30 \text{ Ом.}$$

Сопротивление n-лучевого заземлителя с вертикальными электродами рассчитывается по формуле:

$$R_M = \frac{R_B R_{\Gamma}}{n_B R_{\Gamma} + n_{\Gamma} R_B} \quad (92)$$

$$R_M = \frac{37 \cdot 30}{3 \cdot 37 + 2 \cdot 30} = 6,5 \text{ Ом.}$$

Рассчитаем контур сетки заземлителя, расположенного с выходом за границы оборудования минимум на 1,5 м (для того чтобы человек при прикос-

новении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя). Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана (см. графическую часть).

$$A = 50 \text{ м}; B = 60 \text{ м.}$$

Тогда площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1.5)(B + 2 \cdot 1.5) \quad (93)$$

$$S = (50 + 2 \cdot 1.5)(60 + 2 \cdot 1.5) = 3339 \text{ м}^2$$

Принимаем нормативное расстояние между полосами сетки, равное 5 м.

Тогда общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_r = (A + 2 \cdot 1.5) \left( \frac{B + 2 \cdot 1.5}{a} \right) + (B + 2 \cdot 1.5) \left( \frac{A + 2 \cdot 1.5}{a} \right) \quad (94)$$

$$L_r = (50 + 2 \cdot 1.5) \left( \frac{60 + 2 \cdot 1.5}{5} \right) + (60 + 2 \cdot 1.5) \left( \frac{50 + 2 \cdot 1.5}{5} \right) = 1336 \text{ м}$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной  $\sqrt{S}$ .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (95)$$

$$m = \frac{1336}{2 \cdot \sqrt{3339}} = 11,6.$$

Принимаем  $m=12$ .

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2\sqrt{S} (m + 1) \quad (96)$$

$$L = 2\sqrt{3339} (12 + 1) = 1502 \text{ м}$$

Определяем количество вертикальных электродов

$$n_B = \frac{4\sqrt{S}}{a} \quad (97)$$

$$n_B = \frac{4\sqrt{3339}}{5} = 46.$$

При достаточной густоте сетки, что характерно для современных подстанций,  $R$  практически не зависит от диаметра и глубины укладки электродов и подсчитывается по эмпирической формуле:

$$R_{ПС} = \rho_s \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B l_B} \right) \quad (98)$$

где  $L$  – длина горизонтальных электродов;

$A$  - коэффициент подобия, принимается по справочным данным [17] и зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0.04, \text{ принимаем } A=0,15.$$

$$R_{ПС} = 140 \left( \frac{0,15}{\sqrt{3339}} + \frac{1}{1336 + 46 \cdot 5} \right) = 0,444 \text{ Ом}$$

Контур заземлителя сетки, расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя). Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана (см. графическую часть).

Стационарное сопротивление заземления подстанции:

$$R_{\text{стац}} = \frac{R_{\text{ест}} \cdot R_{\text{иск}}}{R_{\text{ест}} + R_{\text{иск}}} \quad (99)$$

$$R_{\text{стац}} = \frac{6,5 \cdot 0,444}{6,5 + 0,444} = 0,416 < 0,5 \text{ Ом.}$$

Далее определим импульсное сопротивление заземляющего контура во время грозового сезона. Для этого следует определить импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_s + 320) \cdot (I_m + 45)}} \quad (100)$$

где  $I_m = 55 \text{ А}$  – среднестатистическое значение тока молнии

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{3339}}{(140 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 1,4,$$

Импульсное сопротивление заземляющего контура:

$$R_u = \alpha_u \cdot R_{\text{стац}} \quad (101)$$

$$R_u = 1,4 \cdot 0,416 = 0,571 \text{ Ом}$$

## 6.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Расчёт зоны защиты молниеотводов.

Размеры открытой части рассматриваемого распределительного устройства ПС 110 кВ Зарева – 50х60 м. Территория распределительного устройства подстанции защищается от прямых ударов молнии двумя отдельно стоящими стержневыми молниеотводами, установленными на базе мачтовых опор ПМ-30, высотой 30,6 м и одним молниеприёмником, установленным на линейном портале, высотой 26,5 м.

Покажем расчет зон защиты молниеотводом на примере молниеотвода М01 и М02. Подробный расчет представлен в приложении В, масштабное отображение расчетных значений показано в графической части выпускной квалификационной работы.

Высота молниеотводов:

$$h_1 = 30,6 \text{ м,}$$

$$h_2 = 26,5 \text{ м,}$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{12} = 55 \text{ м,}$$

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{\text{эф}i} = 0,85h_i \tag{102}$$

$$h_{\text{эф}1} = 0,85 \cdot 30,6 = 26,01 \text{ м;}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_{0i} = (1.1 - 0.002h_i)h_i \quad (103)$$

$$r_{01} = (1.1 - 0.002 \cdot 30.6)30.6 = 31.8 \text{ м.}$$

Далее покажем расчет зоны защиты молниеотвода М01 на уровне ввода трансформатора. Высота защищаемого объекта:  $h_x=4,9$  м. Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{xi} = r_{0i} \left( 1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}i}} \right) \quad (104)$$

$$r_{x1} = 31.8 \left( 1 - \frac{7.3}{26.01} \right) = 22.9 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между М01 и М02:

$$h_{\text{cxij}'} = h_{\text{эф}i} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} h_i)(L_{ij} - h_i) \quad (105)$$

$$h_{\text{cxij}''} = h_{\text{эф}j} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} h_j)(L_{ij} - h_j) \quad (106)$$

$$h_{\text{cxij}} = \frac{h_{\text{cxij}'} + h_{\text{cxij}''}}{2} \quad (107)$$

Остальные параметры, как было отмечено, рассчитаны в Приложении В. Сведем результаты расчета в таблицу 23.

Таблица 23 – Результаты расчета зон молниезащиты

Параметр	Значение		
	2	3	4
1			
Молниеотвод	М01	М02	М03
Высота, м	30,6	26,5	26,5
Эффективная высота, м	26,01	22,5	22,5
Радиус зоны защиты на уровне земли, м	31,8	27,7	27,7
Радиус зоны защиты на уровне защищаемого трансформатора, м	22,8	18,8	18,8
Радиус зоны защиты на уровне линейного портала, м	18,3	14,2	14,2

#### 6.4 Выбор и проверка ОПН

Для проверки на ПС 110 кВ Зарева принимаем следующие типы ОПН по сторонам:

- на стороне 110 кВ: ОПН типа ОПН-110/126/10/900;
- на стороне 35 кВ: ОПН типа ОПНп-35/40,5/10/760 УХЛ1;
- на стороне 10 кВ: ОПН типа ОПНп-10/12/10/600 УХЛ1.

Далее выполним расчет для проверки выбранных ОПН. Для примера представим расчет ОПН на стороне 110 кВ, подробный расчет остальных ОПН приведен в приложении В. Наибольшее рабочее напряжение сети в соответствии с ПУЭ:

$$U_{нрс} = 1,15 \cdot U_{ном} , \quad (116)$$

$$U_{нрс} = 1,15 \cdot 110 = 126 \text{ кВ}$$

Соответствующие минимальное длительное рабочее напряжение ОПН:

$$U_{нро} = \frac{U_{нрс}}{\sqrt{3}} , \quad (117)$$

С учетом максимального по ПУЭ (для сети с эффективно заземлённой

нейтрально) значения коэффициента замыкания на землю (1,4).

$$U_{нро} = 1,4 \cdot 1,05 \cdot \frac{126}{\sqrt{3}} = 107 \text{ кВ}$$

Остающееся напряжение ограничителя при грозовых перенапряжениях при импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой 10000 А при номинальном напряжении 110 кВ составляет 335 кВ. Остающееся напряжение ограничителя при коммутационных перенапряжениях при импульсе тока с длительностью фронта 30 мкс и при амплитуде тока 1000 А (500 А):

$$U_{ост.к} = \frac{U_{ки}}{1,2} \quad (118)$$

$$U_{ост.к} = \frac{340}{1,2} = 284 \text{ кВ}$$

где  $U_{ки}$  - уровень коммутационных перенапряжений.

$$U_{ки} = k_u \cdot k_k \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исн50} \quad (119)$$

$$U_{ки} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 198 = 340 \text{ кВ}$$

где  $U_{исн50}$  - одноминутное испытательное напряжение [19], кВ;

$k_u$  - коэффициент ионизации (1,35);

$k_k$  - коэффициент кратности тока (0,9).

Значение тока взрывобезопасности:

$$I_{об} = 1,2 \cdot I_{но} \quad (120)$$

$$I_{об} = 1,2 \cdot 2,66 = 3,2 \text{ кА}$$

Длина пути утечки ОПН определяется по формуле:

$$L_{ут} = 1,2 \cdot L_{ут.обор} \quad (121)$$

где  $L_{ут.обор}$  - длина утечки оборудования.

$$L_{ут.обор} = \lambda_3 \cdot U_{нр} \quad (122)$$

где  $\lambda_3$  - 2,8 см/кВ для I степени загрязнения.

$$L_{ут.обор} = 1,2 \cdot 2,8 \cdot 126 = 425 \text{ см}$$

Результаты расчета для остальных классов напряжения приведен в приложении В. Технические параметры выбранных ОПН представлены в таблицах 24 – 25.

Таблица 24 – Технические характеристики ОПН-110/126/10/900

Параметр	Заводское значение	Расчетное значение
1	2	3
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	126	126
Длительное рабочее напряжение, кВ	126	126
Номинальное напряжения ОПН, кВ	110	110
Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях, кВ	900	340
Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях, кВ	900	440

1	2	3
Ток взрывобезопасности, кА	30	2,97
Длина пути утечки оборудования, см	1000	850
Класс энергоёмкости ОПН, кДж	До 10	5,1

Таблица 25 – Технические характеристики ОПНп-10/12/10/600 УХЛ1

Параметр	Заводское значение	Расчетное значение
1	2	3
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	12	11,5
Длительное рабочее напряжение, кВ	12	11,5
Номинальное напряжения ОПН, кВ	10	10
Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях, кВ	70	30,5
Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях, кВ	70	25,8
Ток взрывобезопасности, кА	30	7,1
Длина пути утечки оборудования, см	300	38,6
Класс энергоёмкости ОПН, кДж	До 7	2,1

## 7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 7.1 Безопасность

Применяемые на ПС 110 кВ Зарева электрооборудование, электротехнические изделия и материалы соответствуют требованиям государственных стандартов или технических условий, утвержденных в установленном порядке.

Конструкция, исполнение, способ установки, класс и характеристики изоляции применяемых машин, аппаратов, приборов и прочего электрооборудования, а также кабелей и проводов соответствуют параметрам сети или электроустановки, режимам работы, условиям окружающей среды и требованиям соответствующих глав ПУЭ [7].

Все применяемые электроустановки и связанные с ними конструкции устойчивы в отношении воздействия окружающей среды или защищены от этого воздействия [7].

На ПС 110 кВ Зарева обеспечена возможность легкого распознавания частей, относящихся к отдельным элементам (простота и наглядность схем, надлежащее расположение электрооборудования, надписи, маркировка, расцветка).

Электроустановки на ПС 110 кВ Зарева по условиям электробезопасности разделяются на электроустановки напряжением до 1 кВ и электроустановки напряжением выше 1 кВ (по действующему значению напряжения).

Безопасность обслуживающего персонала и посторонних лиц должна обеспечиваться выполнением мер защиты – заземлением и защитными мерами безопасности, а также следующих мероприятий [7]:

- соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей или путем закрытия, ограждения токоведущих частей;
- применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;

- применение предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов;
- применение устройств для снижения напряженности электрических и магнитных полей до допустимых значений;
- использование средств защиты и приспособлений, в том числе для защиты от воздействия электрического и магнитного полей в электроустановках, в которых их напряженность превышает допустимые нормы.

В электропомещениях с установками напряжением до 1 кВ допускается применение незащищенных и защищенных токоведущих частей без защиты от прикосновения, если по местным условиям такая защита не является необходимой для каких-либо иных целей (например, для защиты от механических воздействий). При этом доступные прикосновению части должны располагаться так, чтобы нормальное обслуживание не было сопряжено с опасностью прикосновения к ним [7].

В жилых, общественных и других помещениях устройства для ограждения и закрытия токоведущих частей должны быть сплошные; в помещениях, доступных только для квалифицированного персонала, эти устройства могут быть сплошные, сетчатые или дырчатые [7].

Ограждающие и закрывающие устройства должны быть выполнены так, чтобы снимать или открывать их можно было только при помощи ключей или инструментов [7].

Все ограждающие и закрывающие устройства должны обладать требуемой (в зависимости от местных условий) механической прочностью. При напряжении выше 1 кВ толщина металлических ограждающих и закрывающих устройств должна быть не менее 1 мм [7].

Для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током, от действия электрической дуги и т.п. все электроустановки должны быть снабжены средствами защиты, а также средствами оказания первой помощи в соответствии с действующими правилами применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках [7].

## 7.2 Экологичность

Электроустановки должны удовлетворять требованиям действующих нормативных документов об охране окружающей природной среды по допустимым уровням шума, вибрации, напряженностей электрического и магнитного полей, электромагнитной совместимости. В электроустановках должны быть предусмотрены сбор и удаление отходов: химических веществ, масла, мусора, технических вод и т.п. В соответствии с действующими требованиями по охране окружающей среды должна быть исключена возможность попадания указанных отходов в водоемы, систему отвода ливневых вод, овраги, а также на территории, не предназначенные для хранения таких отходов. [7]

В данном разделе рассмотрен вопрос экологичности при эксплуатации силового трансформаторного оборудования с болим содержанием масла в баке. В качестве расчета, приведем пример для трансформаторов 35 кВ ТДН-10000/10 У1.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований [7]:

1) габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора (реактора) не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе от 2 до 10 т; 1,5 м при массе от 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора (реактора) на расстоянии менее 2 м.

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100% объема масла, залитого в трансформатор (реактор), и 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м<sup>2</sup>; в течение 30 мин;

3) устройство маслоприемников и маслоотводоов должно исключать переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и др. подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т.п.;

4) маслоприемники под трансформаторы (реакторы) с объемом масла до 20 т допускается выполнять без отвода масла. Маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм.

Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла должно предусматриваться передвижными средствами. При этом рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике;

Незаглубленный маслоприемник следует выполнять в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки.

Дно маслоприемника (заглубленного и незаглубленного) должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону приемка и быть засыпано чисто промытым гранитным (либо другой непористой породы) гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Верхний уровень гравия (щебня) должен быть не менее чем на 75 мм ниже верхнего края борта (при устройстве маслоприемников бортовыми ограждениями) или уровня окружающей планировки (при устройстве маслоприемников без бортовых ограждений).

Допускается не производить засыпку дна маслоприемников по всей площади гравием. При этом на системах отвода масла от трансформаторов (реакторов) следует предусматривать установку огнепреградителей;

б) при установке маслonaполненного электрооборудования на железобетонном перекрытии здания (сооружения) устройство маслоотвода является обязательным;

7) маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, автоматическим стационарными устройствами и гидрантами на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений: 50% масла и полное количество воды должны удаляться не более чем за 0,25 ч. Маслоотводы могут выполняться в виде подземных трубопроводов или открытых кюветов и лотков;

8) маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла единичного оборудования (трансформаторов, реакторов), содержащего наибольшее количество масла, а также 80% общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, ограждения маслоприемника и маслосборника должны быть защищены маслостойким покрытием.

Параметры трансформатора представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Параметры рассматриваемого силового трансформатора

Параметр	Значение
1	2
Марка	ТДН-16000/110/10 У1
Мощность, МВА	16
Масса полная, т	26
Масса масла, т	7
Высота, м	4,82
Длина, м	4,92
Ширина, м	3,39

На ПС 110 кВ Зарева планируется к установке маслоприёмник без отвода масла. Объем масла вычисляется по выражению [12]:

$$V = \frac{m}{\rho_m} \quad (123)$$

где  $\rho_m$  - плотность трансформаторного масла, для масла марки Т-750 –

$$\rho_m = 895 \text{ кг} / \text{м}^3.$$

$$V = \frac{7}{0,895} = 7,8 \text{ м}^3,$$

Для трансформатора на ПС Базовая принимаем прямоугольный незаглубленный маслоприёмник емкостью 7,8 м<sup>3</sup> с установкой металлической решетки на нём, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м.

Зная объем, который занимает масло и площадь, отводимая под маслоприемник можно определить высоту забора маслоприемника.

Площадь маслоприёмника:

$$S = L' \cdot B', \quad (124)$$

Длина маслоприемника:

$$L' = L + \Delta \quad (125)$$

где  $L$  - длина трансформатора, м;

$\Delta$  - размер выступа за габариты единичного электрооборудования, зависящий от массы трансформаторного масла, находящегося в электрооборудовании, м.

$$L' = 4,92 + 1 \cdot 2 = 6,92 \text{ м}$$

Ширина маслоприемника:

$$B' = B + \Delta \tag{126}$$

где  $B$  - длина трансформатора, м.

$$B' = B + \Delta = 3,39 + 2 \cdot 1 = 5,39 \text{ м}$$

$$S = 6,92 \cdot 5,39 = 37,3 \text{ м}^2$$

Зная габариты трансформатора, найдём площадь поверхности, на которую поступает вода на пожаротушение.

$$S' = 2 \cdot [(H \cdot B) + (H \cdot L)] \tag{127}$$

$$S' = 2 \cdot [(4,82 \cdot 3,39) + (4,82 \cdot 4,92)] = 80,1 \text{ м}^2$$

Зная площадь поверхности, на которую поступает вода и её количество, можно найти объём воды необходимый на пожаротушение.

$$V' = 0,8 \cdot l \cdot t \cdot (S' + S) \tag{128}$$

$$V' = 0,8 \cdot 0,2 \cdot 1800 \cdot (37,3 + 80,1) = 33,8 \text{ м}^3$$

Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм. Отсюда глубина маслоприемника равна:

$$h = \frac{V}{S} + \frac{V'}{S} + h_1 + h_2 \tag{129}$$

где  $h_1 = 0,25$  м – толщина гравийной засыпки.

$$h = \frac{7,8}{37,3} + \frac{33,8}{37,3} + 0,25 + 0,05 = 1,42 \text{ м}$$

### 7.3 Чрезвычайные ситуации

Линии электропередач служат, в первую очередь, для передачи электрической энергии по проводам. При их отключении снижается надёжность передачи, снижается пропускная способность системообразующих связей и иным негативным последствиям. Следует отметить, что одним из важнейших моментов при возникновении или угрозе возникновения рисков нарушения электроснабжения потребителя является организационная работа по обеспечению безопасности электроснабжения [35].

Правительственная комиссия по обеспечению безопасности электроснабжения (федеральный штаб) является координационным органом, образованным для обеспечения согласованности действий федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, штабов по обеспечению безопасности электроснабжения, создаваемых в субъектах Российской Федерации в соответствии с Федеральным законом "Об электроэнергетике", организаций топливно-энергетического комплекса, транспорта и других заинтересованных организаций целях реализации государственной политики в области обеспечения безопасности электроснабжения.

Федеральный штаб осуществляет свою деятельность во взаимодействии с федеральными органами исполнительной власти, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, региональными штабами и организациями.

Основными задачами федерального штаба являются:

а) координация деятельности региональных штабов;

б) обеспечение согласованности действий федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации и организаций при решении вопросов предотвращения и ликвидации последствий нарушения электроснабжения, организации безопасной эксплуатации объектов электроэнергетики и энергетических установок потребителей электрической энергии;

в) координация оперативного информационного обмена между федеральными органами исполнительной власти, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации и субъектами электроэнергетики в случае возникновения внештатных ситуаций на объектах электроэнергетики.

Федеральный штаб с целью выполнения возложенных на него задач осуществляет следующие функции:

а) организует взаимодействие с региональными штабами, субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии, в том числе в случае созыва в установленном порядке заседаний региональных штабов при возникновении режима с высокими рисками нарушения электроснабжения, возникновении или угрозе возникновения аварийных электроэнергетических режимов на территории двух или более субъектов Российской Федерации;

б) рассматривает прогнозы развития ситуации в условиях режима с высокими рисками нарушения электроснабжения либо при возникновении или угрозе возникновения аварийных электроэнергетических режимов;

в) рассматривает оперативные вопросы обеспечения безопасности электроснабжения;

г) организует проведение согласительных процедур по урегулированию разногласий между субъектами электроэнергетики, потребителями электрической энергии и поставщиками топлива при возникновении либо угрозе возникновения аварийных электроэнергетических режимов.

Федеральный штаб в пределах своей компетенции имеет право:

а) запрашивать у федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органов местного

самоуправления, региональных штабов и организаций необходимые материалы и информацию;

б) заслушивать на своих заседаниях представителей федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления, региональных штабов и организаций;

в) привлекать для участия в своей работе представителей федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления, региональных штабов и организаций;

г) вносить в установленном порядке в Правительство Российской Федерации предложения по вопросам, требующим решения Президента Российской Федерации или Правительства Российской Федерации;

д) направлять федеральным органам исполнительной власти, органам исполнительной власти субъектов Российской Федерации и организациям рекомендации по принятию мер для предотвращения и ликвидации последствий нарушения электроснабжения, а также при необходимости давать указания федеральным органам исполнительной власти и региональным штабам.

Решения федерального штаба, принимаемые в соответствии с его компетенцией, являются обязательными для всех органов исполнительной власти и региональных штабов.

Состав федерального штаба утверждается Правительством Российской Федерации. Руководителем федерального штаба является Министр энергетики Российской Федерации, который организует работу федерального штаба и несет ответственность за выполнение возложенных на него задач. Руководитель федерального штаба имеет заместителей.

Заседания федерального штаба созываются по решению руководителя федерального штаба или его заместителя и проводятся по мере необходимости. Заседания федерального штаба проводит руководитель федерального

штаба или по его поручению один из его заместителей. Члены федерального штаба принимают участие в его заседаниях без права замены.

Решения федерального штаба принимаются большинством голосов присутствующих на заседании членов федерального штаба. В случае равенства голосов решающий голос принадлежит руководителю федерального штаба или его заместителю, председательствующему на заседании штаба. Решения федерального штаба оформляются протоколами, которые подписываются руководителем федерального штаба или его заместителем, председательствующим на заседании штаба. Федеральный штаб осуществляет свою деятельность в соответствии с регламентом, который утверждается на заседании федерального штаба и подписывается руководителем федерального штаба.

Организационно-техническое обеспечение деятельности федерального штаба осуществляет Министерство энергетики Российской Федерации.

Несмотря на активное применение элегазового оборудования, которое является относительно безопасным с точки зрения пожарной и взрывобезопасности, технологический процесс на такой крупной и мощной ПС 35 кВ Зарева сопровождается высоким риском возникновения ряда чрезвычайных ситуаций, связанных с возгоранием масла и маслонаполненного оборудования выключателей или силовых трансформаторов.

Система предотвращения пожара - комплекс организационных мероприятий и технических средств, исключающих возможность возникновения пожара на объекте защиты [18]. Система противопожарной защиты - комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на защиту людей и имущества от воздействия опасных факторов пожара и (или) ограничение последствий воздействия опасных факторов пожара на объект защиты (продукцию).

Итак, основываясь на одном из основных Федеральных законов, а именно, на основании Технического регламента о требованиях пожарной безопасности, следует заключить основные требования пожарной безопасности, выполняющихся на ПС 110 кВ Зарева. Данные требования регламентированы

в статье закона, указанного выше [18] «Требования пожарной безопасности к электроустановкам зданий и сооружений».

Электроустановки ПС Зарева соответствуют классу пожаровзрывоопасной зоны, в которой они установлены, а также категории и группе горючей смеси. Для обеспечения бесперебойного энергоснабжения систем противопожарной защиты, установленных в зданиях класса функциональной пожарной опасности с круглосуточным пребыванием людей, должны предусматриваться автономные резервные источники электроснабжения [18].

Кабельные линии и электропроводка систем противопожарной защиты, средств обеспечения деятельности подразделений пожарной охраны, систем обнаружения пожара, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре, аварийного освещения на путях эвакуации, аварийной вентиляции и противодымной защиты, автоматического пожаротушения, внутреннего противопожарного водопровода, лифтов для транспортировки подразделений пожарной охраны в зданиях и сооружениях должны сохранять работоспособность в условиях пожара в течение времени, необходимого для выполнения их функций и эвакуации людей в безопасную зону [18]. Все кабели от силового оборудования ПС Зарева до вводно-распределительных устройств проложены в отдельных огнестойких каналах или иметь огнезащиту. Кабели, прокладываемые открыто, исключают поддержание горения.

Горизонтальные и вертикальные каналы для прокладки силовых, контрольных кабелей и проводов на территории ПС Зарева имеют защиту от распространения пожара. В местах прохождения кабельных каналов, коробов, кабелей и проводов через строительные конструкции с нормируемым пределом огнестойкости должны быть предусмотрены кабельные проходки с пределом огнестойкости не ниже предела огнестойкости данных конструкций [18].

Линии электроснабжения помещений зданий и сооружений на территории ПС Зарева имеют устройства защитного отключения, предотвращающие

возникновение пожара. Распределительные щиты имеют защиту, исключающую распространение горения за пределы щита из слаботочного отсека в силовой и наоборот [18].

Светильники аварийного освещения на путях эвакуации с автономными источниками питания обеспечены устройствами для проверки их работоспособности при имитации отключения основного источника питания [18].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе произведено проектирование устройств РЗА подстанционного оборудования вновь возводимой подстанции 110/10 кВ Зарева, подключаемой к сетям АО «ДРСК» Амурские электрические сети в Ивановском районе Амурской области, а именно к ВЛ 110 кВ Силикатная – Среднебелая.

В работе выполнена технико-экономическая оценка варианта внешнего электроснабжения, предложенного согласно задания на проектирование и техническим условиям на присоединение потребителей, снабжаемых от ПС 110 кВ Зарева.

Основная цель работы выполнена – спроектирована система релейной защиты и сетевой автоматики подстанционного оборудования ПС 110 кВ Зарева.

В работе также решены следующие объемы задач:

– выполнен расчет электрических нагрузок с учетом перспективного роста энергопотребления ПС 110 кВ Зарева до 2027 года;

– выполнены выбор и проверка новых силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Зарева;

– произведены расчеты токов короткого замыкания на ПС 110 кВ Зарева и в прилегающей сети для различных режимов работы электросетевого оборудования;

– выбрано и проверено новое оборудования ПС 110 кВ Зарева;

– выполнен выбор и расстановка устройств релейной защиты и сетевой автоматики ВЛ 110 кВ Силикатная – Зарева и ВЛ 110 кВ Среднебелая – Зарева на ПС 110 кВ Зарева;

– выполнен расчет параметров настройки и алгоритмов функционирования устройств релейной защиты и сетевой автоматики ВЛ 110 кВ Силикатная – Зарева и ВЛ 110 кВ Среднебелая – Зарева на ПС 110 кВ Зарева.

Работа может быть использована для дальнейшей проработки и для магистерской диссертации.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ./А.В. Беляев – М.: Энергоатомиздат, 2015. – 176 с.
- 2 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 2014, – 86 с.
- 3 Мясоедов, Ю.В. Электроснабжение городов. Методические указания к курсовому проектированию / сост. : Мясоедов Ю.В. – Благовещенск. : Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с.
- 4 Кабышев, А.В. Низковольтные автоматические выключатели./А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов – Томск: Том.политех.ун-т, 2016. – 346 с.
- 5 Козлов, В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие./В.А. Козлов – Ленинград: Энергия, 2015. – 280 с.
- 6 Иванов, А.Н. Силовое оборудование станций и подстанций: пособие для вузов и ссузов./А.Н. Иванов и др. – М., 2018. – 608 с.
- 7 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов./Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.
- 8 Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Москва: Издательство «Энергосоюз», 2016. – 465 с.
- 9 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 2014 – 576 с.
- 10 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Стандарт организации. Открытое акционерное общество «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы». СТО 56947007-29.240.30.047-2010. – 128 с.
- 11 РЗА.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <http://www.rza.ru/catalog/zashchita-i-avtomatika-prisoedineniy-vvodov-i-bsk-dla-setey-6-35-kv/sirius-2-1-i-sirius-21-1.php>. (дата обращения 17.04.2020).

12 Конюхова, Е.А. Электроснабжение: учебник для вузов. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. – М. : Издательский дом МЭИ, 2014. – 510 с. – Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/723>. (дата обращения 17.04.2020).

13 Новое электрооборудование в системах электроснабжения/ Справочник. Составитель – Ополева Г.Н. – Иркутск: Издательство Иркутского Государственного Университета, 2015

14 Вебсор.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: [https://www.websor.ru/va\\_99m.html](https://www.websor.ru/va_99m.html). (дата обращения 02.04.2020).

15 РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд–во НЦ ЭНАС, 2017.

16 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.–Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2010. – 353 с.

17 Сибикин, Ю. Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий / Ю.Д. Сибикин. – М. : Издательский центр «Академия», 2008. – 368 с.

18 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М. : Энергоатомиздат, 2010. – 576 с.

19 Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М. : Энергоатомиздат, 2007. – 368 с.

20 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. - М. : ФОРУМ, 2009. – 480 с.

21 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : Высшая школа, 2010. – 366 с.

22 БалтЭнергоМаш.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <https://www.baltenergomash.ru>. (дата обращения 29.05.2020).

23 Рябков, Е. Я. Заземление в установках высокого напряжения. М.: ЭНЕРГОИЗДАТ, 2014.

24 ООО «Исследовательский центр «Бреслер». Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» – Чебоксары : ФСК ЕЭС, 2014. –184с.

25 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.

26 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов./П.П. Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев и др.– Москва, 2–е изд. испр. и доп. М.: Высш. шк., 2013. – 319 с.

27 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). – Москва.: Издательство «НЦ ЭНАС», 2015.

28 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ). – Москва: Издательство «Э», 2016. – 176 с.

29 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с.

30 Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии".

31 Пастухова, И.В., Насановский Л.Г. Особенности расчетов электрокабелей высокого напряжения: Информационный вестник №3 (14)

ПРИЛОЖЕНИЕ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

**Прогнозирование нагрузок**

$$P_{Н1} := 15 \quad \text{МВт}$$

$$P_{Н1.прог} := P_{Н1} \cdot (1 + 0.019)^{2027-2021} = 16.793 \quad \text{МВт}$$

**Расчет электрических нагрузок**

$$\cos\varphi_{\text{сист}} := 0.95$$

$$\cos\varphi_{\text{нагр}} := 0.85$$

Максимальная мощность потребления, МВт:

$$P_{\text{макс}} := P_{Н1.прог} = 16.793$$

$$\varphi_{\text{нагр}} := \arccos(\cos\varphi_{\text{нагр}}) = 0.555$$

$$\tan(\varphi_{\text{нагр}}) = 0.62$$

Далее определим среднюю активую и реактивную мощности:

$$P_{\text{ср}} := \frac{P_{\text{макс}}}{1.2} = 13.994 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{ср}} := P_{\text{ср}} \cdot \tan(\varphi_{\text{нагр}}) = 8.673$$

Максимальная реактивная мощность потребления, Мвар:

$$Q_{\text{макс}} := P_{\text{макс}} \cdot \tan(\varphi_{\text{нагр}}) = 10.408$$

Далее определим требуемую мощность КУ:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

$T_{\text{м.исп}} := 3800$  ч - время использования максимальных нагрузок

$T_{\text{г}} := 5840$  ч - годовое число смен

$P_{\text{ср}} = 13.994$  МВт

$\tan\varphi_{\text{ном}} := 0.4$

$Q_{\text{ку.треб}} := P_{\text{ср}} \cdot (\tan(\varphi_{\text{нагр}}) - \tan\varphi_{\text{ном}}) = 3.075$  Мвар

Нескомпенсированная мощность:

$Q_{\text{неск}} := Q_{\text{макс}} - Q_{\text{ку.треб}} = 7.332$  Мвар

Потери мощности в КУ:

$\Delta P_{\text{ку}} := 0.002 \cdot Q_{\text{ку.треб}} = 6.15 \times 10^{-3}$  МВт

Общая активная мощность, с учетом потерь:

$P_{\text{р.общ}} := P_{\text{макс}} + \Delta P_{\text{ку}} = 16.799$  МВт

Расчетная нагрузка на шинах с учетом компенсации РМ:

$S'_{\text{р}} := \sqrt{P_{\text{р.общ}}^2 + Q_{\text{неск}}^2} = 18.33$  МВА

Потери мощности в трансформаторах:

$\Delta P_{\text{т}} := 0.02 \cdot S'_{\text{р}} = 0.367$  МВт

$\Delta Q_{\text{т}} := 0.1 \cdot S'_{\text{р}} = 1.833$  Мвар

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

Полная расчетная мощность на стороне ВН:

$$S_{p.\Sigma} := \sqrt{(P_{\text{макс}} + \Delta P_T)^2 + (Q_{\text{неск}} + \Delta Q_T)^2} = 19.454 \quad \text{МВА}$$

$$S_{T.\text{расч}} := \frac{S_{p.\Sigma}}{2 \cdot 0.7} = 13.896 \quad \text{МВА}$$

**Выбор новых силовых трансформаторов**

$$S_{T.\text{расч}} := \frac{S_{p.\Sigma}}{2 \cdot 0.7} = 13.896 \quad \text{МВА}$$

$$S_T := 16 \quad \text{МВА}$$

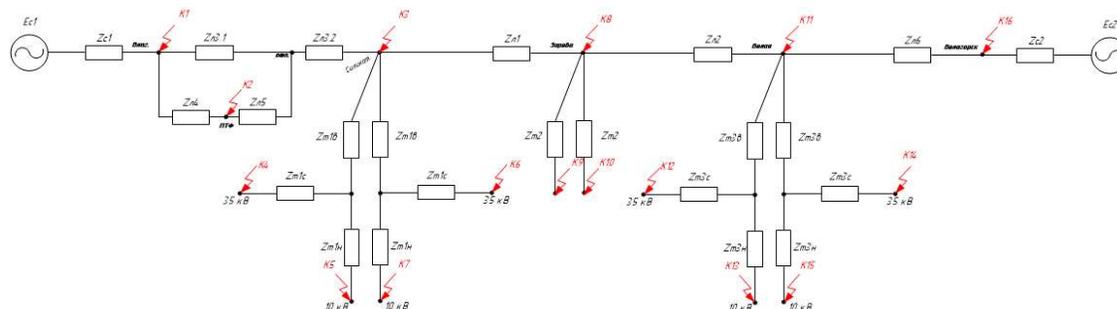
$$k_{\text{загр.норм}} := \frac{S_{T.\text{расч}}}{2S_T} = 0.434$$

$$k_{\text{загр.авар}} := \frac{S_{T.\text{расч}}}{S_T} = 0.868$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

**Расчет симметричных КЗ.**

Схема замещения прямой (обратной) последовательности



**Расчет параметров схемы замещения**

*Расчет параметров трансформаторов на ПС 110 кВ Силикатная*

$$S_{T1.ном.ВН} := 10000 \quad U_{T1.ном.ВН} := 121$$

$$S_{T1.ном.СН} := 10000 \quad U_{T1.ном.СН} := 35$$

$$S_{T1.ном.НН} := 10000 \quad U_{T1.ном.НН} := 10.5$$

$$I_{\text{раб.макс.т1.ВН}} := \frac{S_{T1.ном.ВН}}{U_{T1.ном.ВН} \cdot \sqrt{3}} = 47.715$$

$$I_{\text{раб.макс.т1.СН}} := \frac{S_{T1.ном.СН}}{U_{T1.ном.СН} \cdot \sqrt{3}} = 164.957$$

$$I_{\text{раб.макс.т1.НН}} := \frac{S_{T1.ном.НН}}{U_{T1.ном.НН} \cdot \sqrt{3}} = 549.857$$

$$u_{\text{кв\_н\%}} := 18$$

$$u_{\text{кв\_с\%}} := 7.5$$

$$u_{\text{кв\_н\%}} := 11$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

$$u_{\text{КВ}\%} := \frac{1}{2} \cdot (u_{\text{КВ\_Н}\%} + u_{\text{КВ\_С}\%} - u_{\text{КС\_Н}\%}) = 7.25$$

$$u_{\text{КС}\%} := \frac{1}{2} \cdot (u_{\text{КС\_Н}\%} + u_{\text{КВ\_С}\%} - u_{\text{КВ\_Н}\%}) = 0.25$$

$$u_{\text{КН}\%} := \frac{1}{2} \cdot (u_{\text{КС\_Н}\%} + u_{\text{КВ\_Н}\%} - u_{\text{КВ\_С}\%}) = 10.75$$

$$Z_{\text{Т1В}} := \frac{u_{\text{КВ}\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{Т1.НОМ.ВН}}^2 \cdot 1000}{S_{\text{Т1.НОМ.ВН}}} = 106.147$$

$$Z_{\text{Т1С}} := \frac{u_{\text{КС}\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{Т1.НОМ.СН}}^2 \cdot 1000}{S_{\text{Т1.НОМ.СН}}} = 0.306$$

$$Z_{\text{Т1Н}} := \frac{u_{\text{КН}\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{Т1.НОМ.НН}}^2 \cdot 1000}{S_{\text{Т1.НОМ.НН}}} = 1.185$$

***Расчет параметров трансформаторов на ПС 110 кВ Среднебелая***

$$S_{\text{Т3.НОМ.ВН}} := 10000 \quad U_{\text{Т3.НОМ.ВН}} := 115$$

$$S_{\text{Т3.НОМ.СН}} := 10000 \quad U_{\text{Т3.НОМ.СН}} := 37.5$$

$$S_{\text{Т3.НОМ.НН}} := 10000 \quad U_{\text{Т3.НОМ.НН}} := 11$$

$$I_{\text{раб.макс.Т3.ВН}} := \frac{S_{\text{Т3.НОМ.ВН}}}{U_{\text{Т3.НОМ.ВН}} \cdot \sqrt{3}} = 50.204$$

$$I_{\text{раб.макс.Т3.СН}} := \frac{S_{\text{Т3.НОМ.СН}}}{U_{\text{Т3.НОМ.СН}} \cdot \sqrt{3}} = 153.96$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

$$I_{\text{раб.макс.т3.НН}} := \frac{S_{\text{Т3.НОМ.НН}}}{U_{\text{Т3.НОМ.НН}} \cdot \sqrt{3}} = 524.864$$

$$u_{\text{КВ\_Н\%}} := 17.5$$

$$u_{\text{КВ\_С\%}} := 8$$

$$u_{\text{КС\_Н\%}} := 10.5$$

$$u_{\text{КВ\%}} := \frac{1}{2} \cdot (u_{\text{КВ\_Н\%}} + u_{\text{КВ\_С\%}} - u_{\text{КС\_Н\%}}) = 7.5$$

$$u_{\text{КС\%}} := \frac{1}{2} \cdot (u_{\text{КС\_Н\%}} + u_{\text{КВ\_С\%}} - u_{\text{КВ\_Н\%}}) = 0.5$$

$$u_{\text{КН\%}} := \frac{1}{2} \cdot (u_{\text{КС\_Н\%}} + u_{\text{КВ\_Н\%}} - u_{\text{КВ\_С\%}}) = 10$$

$$Z_{\text{Т3В}} := \frac{u_{\text{КВ\%}} \cdot U_{\text{Т3.НОМ.ВН}}^2 \cdot 1000}{100 \cdot S_{\text{Т3.НОМ.ВН}}} = 99.188$$

$$Z_{\text{Т3С}} := \frac{u_{\text{КС\%}} \cdot U_{\text{Т3.НОМ.СН}}^2 \cdot 1000}{100 \cdot S_{\text{Т3.НОМ.СН}}} = 0.703$$

$$Z_{\text{Т3Н}} := \frac{u_{\text{КН\%}} \cdot U_{\text{Т3.НОМ.НН}}^2 \cdot 1000}{100 \cdot S_{\text{Т3.НОМ.НН}}} = 1.21$$

*Расчет параметров трансформаторов на ПС 110 кВ Зарева*

$$S_{\text{Т2.НОМ}} := 16000 \quad U_{\text{Т2.НОМ}} := 121$$

$$I_{\text{раб.макс.т2}} := \frac{S_{\text{Т2.НОМ}}}{U_{\text{Т2.НОМ}} \cdot \sqrt{3}} = 76.344$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

$$u_k\% := 12.1$$

$$Z_{T2} := \frac{u_k\%}{100} \cdot \frac{U_{T2.НОМ}^2 \cdot 1000}{S_{T2.НОМ}} = 110.723$$

**Расчет параметров ВЛ 110 кВ Силикатная - Зарева (АС-120/19), Ом:**

$$L_{л1} := 21 \quad x_{0л1} := 0.427 \quad r_{0л1} := 0.249$$

$$X_{л1} := x_{0л1} \cdot L_{л1} = 8.967$$

$$R_{л1} := r_{0л1} \cdot L_{л1} = 5.229$$

$$Z_{л1} := \sqrt{X_{л1}^2 + R_{л1}^2} = 10.38$$

**Расчет параметров ВЛ 110 кВ Среднебелая - Зарева (АС-150/24), Ом:**

$$L_{л2} := 31 \quad x_{0л2} := 0.358 \quad r_{0л2} := 0.198$$

$$X_{л2} := x_{0л2} \cdot L_{л2} = 11.098$$

$$R_{л2} := r_{0л2} \cdot L_{л2} = 6.138$$

$$Z_{л2} := \sqrt{X_{л2}^2 + R_{л2}^2} = 12.682$$

**Расчет параметров ВЛ 110 кВ Благовещенская - Силикатная (АС-120/19), Ом:**

$$L_{л3.1} := 1.7 \quad x_{0л3.1} := 0.427 \quad r_{0л3.1} := 0.249$$

$$X_{л3.1} := x_{0л3.1} \cdot L_{л3.1} = 0.726$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

$$R_{Л3.1} := r_{0Л3.1} \cdot L_{Л3.1} = 0.423$$

$$Z_{Л3.1} := \sqrt{X_{Л3.1}^2 + R_{Л3.1}^2} = 0.84$$

$$L_{Л3.2} := 26.4 \quad x_{0Л3.2} := 0.427 \quad r_{0Л3.2} := 0.249$$

$$X_{Л3.2} := x_{0Л3.2} \cdot L_{Л3.2} = 11.273$$

$$R_{Л3.2} := r_{0Л3.2} \cdot L_{Л3.2} = 6.574$$

$$Z_{Л3.2} := \sqrt{X_{Л3.2}^2 + R_{Л3.2}^2} = 13.049$$

**Расчет параметров ВЛ 110 кВ Благовещенская - Птицефабрика (АС-95/19), Ом:**

$$L_{Л4} := 5.3 \quad x_{0Л4} := 0.234 \quad r_{0Л4} := 0.33$$

$$X_{Л4} := x_{0Л4} \cdot L_{Л4} = 1.24$$

$$R_{Л4} := r_{0Л4} \cdot L_{Л4} = 1.749$$

$$Z_{Л4} := \sqrt{X_{Л4}^2 + R_{Л4}^2} = 2.144$$

**Расчет параметров ВЛ 110 кВ Птицефабрика - Силикатная (АС-120/19), Ом:**

$$L_{Л5} := 30.3 \quad x_{0Л5} := 0.427 \quad r_{0Л5} := 0.249$$

$$X_{Л5} := x_{0Л5} \cdot L_{Л5} = 12.938$$

$$R_{Л5} := r_{0Л5} \cdot L_{Л5} = 7.545$$

$$Z_{Л5} := \sqrt{X_{Л5}^2 + R_{Л5}^2} = 14.977$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

**Расчет параметров ВЛ 110 кВ Белогорск - Среднебелая (АС-120/19),  
Ом:**

$$L_{л6} := 66 \quad x_{0л6} := 0.427 \quad r_{0л6} := 0.249$$

$$X_{л6} := x_{0л6} \cdot L_{л6} = 28.182$$

$$R_{л6} := r_{0л6} \cdot L_{л6} = 16.434$$

$$Z_{л6} := \sqrt{X_{л6}^2 + R_{л6}^2} = 32.624$$

**Расчет параметров Системы 1**

$$I_{кз.с1.110} := 14.9 \quad \text{кА}$$

$$U_{с1.110} := 110 \quad \text{кВ}$$

$$Z_{с1.110} := \frac{U_{с1.110}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз.с1.110}} = 4.262 \quad \text{Ом}$$

**Расчет параметров Системы 2**

$$I_{кз.с2.110} := 6.3 \quad \text{кА}$$

$$U_{с2.110} := 110 \quad \text{кВ}$$

$$Z_{с2.110} := \frac{U_{с2.110}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз.с2.110}} = 10.081 \quad \text{Ом}$$

**Максимальный режим. Все оборудование включено.**

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К1**

$$Z_1 := Z_{с2.110} + Z_{л6} + Z_{л2} + Z_{л1} + Z_{л3.2} + \frac{Z_{л3.1} \cdot (Z_{л4} + Z_{л5})}{Z_{л3.1} + Z_{л4} + Z_{л5}} = 79.617$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

$$Z_2 := Z_{c1.110} = 4.262$$

$$z_{\text{ЭКВ.К1}} := \frac{1}{\frac{1}{Z_1} + \frac{1}{Z_2}} = 4.046$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К2**

$$Z_3 := Z_{c2.110} + Z_{\text{Л6}} + Z_{\text{Л2}} + Z_{\text{Л1}} + Z_{\text{Л3.2}} = 78.816$$

$$Z_4 := Z_{c1.110} = 4.262$$

$$Z_5 := \frac{Z_{\text{Л3.1}} \cdot Z_{\text{Л4}}}{Z_{\text{Л3.1}} + Z_{\text{Л4}} + Z_{\text{Л5}}} = 0.1$$

$$Z_6 := \frac{Z_{\text{Л3.1}} \cdot Z_{\text{Л5}}}{Z_{\text{Л3.1}} + Z_{\text{Л4}} + Z_{\text{Л5}}} = 0.701$$

$$Z_7 := \frac{Z_{\text{Л4}} \cdot Z_{\text{Л5}}}{Z_{\text{Л3.1}} + Z_{\text{Л4}} + Z_{\text{Л5}}} = 1.788$$

$$Z_8 := Z_4 + Z_5 = 4.363$$

$$Z_9 := Z_3 + Z_6 = 79.517$$

$$z_{\text{ЭКВ.К2}} := \frac{Z_8 \cdot Z_9}{Z_8 + Z_9} + Z_7 = 5.924$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К3**

$$Z_{10} := Z_{c2.110} + Z_{\text{Л6}} + Z_{\text{Л2}} + Z_{\text{Л1}} = 65.767$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

$$Z_{11} := Z_{л3.2} + \frac{Z_{л3.1} \cdot (Z_{л4} + Z_{л5})}{Z_{л3.1} + Z_{л4} + Z_{л5}} + Z_{с1.110} = 18.113$$

$$z_{\text{ЭКВ.К3}} := \frac{1}{\frac{1}{Z_{10}} + \frac{1}{Z_{11}}} = 14.202$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К4**

$$z_{\text{ЭКВ.К4}} := z_{\text{ЭКВ.К3}} \cdot \left(\frac{37.5}{115}\right)^2 + Z_{Т1В} \cdot \left(\frac{37.5}{115}\right)^2 + Z_{Т1С} = 13.103$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К5**

$$z_{\text{ЭКВ.К5}} := z_{\text{ЭКВ.К3}} \cdot \left(\frac{11}{115}\right)^2 + Z_{Т1В} \cdot \left(\frac{11}{115}\right)^2 + Z_{Т1Н} = 2.286$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К6**

$$z_{\text{ЭКВ.К6}} := z_{\text{ЭКВ.К4}} = 13.103$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К7**

$$z_{\text{ЭКВ.К7}} := z_{\text{ЭКВ.К5}} = 2.286$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К8**

$$Z_{12} := Z_{л3.2} + \frac{Z_{л3.1} \cdot (Z_{л4} + Z_{л5})}{Z_{л3.1} + Z_{л4} + Z_{л5}} + Z_{с1.110} + Z_{л1} = 28.493$$

$$Z_{13} := Z_{с2.110} + Z_{л2} + Z_{л6} = 55.387$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

$$z_{\text{ЭКВ.К8}} := \frac{Z_{12} \cdot Z_{13}}{Z_{12} + Z_{13}} = 18.814$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К9**

$$z_{\text{ЭКВ.К9}} := (z_{\text{ЭКВ.К8}} + Z_{\text{T2}}) \cdot \left(\frac{11}{115}\right)^2 = 1.185$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К10**

$$z_{\text{ЭКВ.К10}} := z_{\text{ЭКВ.К9}} = 1.185$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К11**

$$Z_{14} := Z_{\text{Л3.2}} + \frac{Z_{\text{Л3.1}} \cdot (Z_{\text{Л4}} + Z_{\text{Л5}})}{Z_{\text{Л3.1}} + Z_{\text{Л4}} + Z_{\text{Л5}}} + Z_{\text{с1.110}} + Z_{\text{Л1}} + Z_{\text{Л2}} = 41.175$$

$$Z_{15} := Z_{\text{с2.110}} + Z_{\text{Л6}} = 42.704$$

$$z_{\text{ЭКВ.К11}} := \frac{Z_{14} \cdot Z_{15}}{Z_{14} + Z_{15}} = 20.963$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К12**

$$z_{\text{ЭКВ.К12}} := z_{\text{ЭКВ.К11}} \cdot \left(\frac{37.5}{115}\right)^2 + Z_{\text{T3В}} \cdot \left(\frac{37.5}{115}\right)^2 + Z_{\text{T3С}} = 13.479$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К13**

$$z_{\text{ЭКВ.К13}} := z_{\text{ЭКВ.К11}} \cdot \left(\frac{11}{115}\right)^2 + Z_{\text{T3В}} \cdot \left(\frac{11}{115}\right)^2 + Z_{\text{T3Н}} = 2.309$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К14**

$$z_{\text{ЭКВ.К14}} := z_{\text{ЭКВ.К12}} = 13.479$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К15**

$$z_{\text{ЭКВ.К15}} := z_{\text{ЭКВ.К13}} = 2.309$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К16**

$$Z_{16} := Z_{\text{Л3.2}} + \frac{Z_{\text{Л3.1}} \cdot (Z_{\text{Л4}} + Z_{\text{Л5}})}{Z_{\text{Л3.1}} + Z_{\text{Л4}} + Z_{\text{Л5}}} + Z_{\text{с1.110}} + Z_{\text{Л1}} + Z_{\text{Л2}} + Z_{\text{Л6}} = 73.799$$

$$Z_{17} := Z_{\text{с2.110}} = 10.081$$

$$z_{\text{ЭКВ.К16}} := \frac{Z_{16} \cdot Z_{17}}{Z_{16} + Z_{17}} = 8.869$$

**Расчет токов 3-фазных КЗ в расчетных точках для максимального режима, кА:**

$$E_{\text{НОМ1}} := 110$$

$$E_{\text{НОМ2}} := 35$$

$$E_{\text{НОМ3}} := 10$$

$$I_{1.К1} := \frac{E_{\text{НОМ1}}}{\sqrt{3} \cdot z_{\text{ЭКВ.К1}}} = 15.698$$

$$I_{1.К9} := \frac{E_{\text{НОМ3}}}{\sqrt{3} \cdot z_{\text{ЭКВ.К9}}} = 4.871$$

$$I_{1.К2} := \frac{E_{\text{НОМ1}}}{\sqrt{3} \cdot z_{\text{ЭКВ.К2}}} = 10.721$$

$$I_{1.К10} := \frac{E_{\text{НОМ3}}}{\sqrt{3} \cdot z_{\text{ЭКВ.К10}}} = 4.871$$

$$I_{1.К3} := \frac{E_{\text{НОМ1}}}{\sqrt{3} \cdot z_{\text{ЭКВ.К3}}} = 4.472$$

$$I_{1.К11} := \frac{E_{\text{НОМ1}}}{\sqrt{3} \cdot z_{\text{ЭКВ.К11}}} = 3.03$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

$$I_{1.K4} := \frac{E_{НОМ2}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K4}} = 1.542$$

$$I_{1.K12} := \frac{E_{НОМ2}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K12}} = 1.499$$

$$I_{1.K5} := \frac{E_{НОМ3}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K5}} = 2.525$$

$$I_{1.K13} := \frac{E_{НОМ3}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K13}} = 2.5$$

$$I_{1.K6} := \frac{E_{НОМ2}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K6}} = 1.542$$

$$I_{1.K14} := \frac{E_{НОМ2}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K14}} = 1.499$$

$$I_{1.K7} := \frac{E_{НОМ3}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K7}} = 2.525$$

$$I_{1.K15} := \frac{E_{НОМ3}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K15}} = 2.5$$

$$I_{1.K8} := \frac{E_{НОМ1}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K8}} = 3.376$$

$$I_{1.K16} := \frac{E_{НОМ1}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K16}} = 7.161$$

**Минимальный режим.**

**Расчет параметров Системы 1**

$$I_{кз.с1.110} := 11.1 \quad \text{кА}$$

$$U_{с1.110} := 110 \quad \text{кВ}$$

$$Z_{с1.110} := \frac{U_{с1.110}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз.с1.110}} = 5.721 \quad \text{Ом}$$

**Расчет параметров Системы 2**

$$I_{кз.с2.110} := 4.7 \quad \text{кА}$$

$$U_{с2.110} := 110 \quad \text{кВ}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

$$Z_{c2.110} := \frac{U_{c2.110}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз.c2.110}} = 13.512 \text{ Ом}$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К1**

$$Z_{1'} := Z_{c2.110} + Z_{л6} + Z_{л2} + Z_{л1} + Z_{л3.2} + \frac{Z_{л3.1} \cdot (Z_{л4} + Z_{л5})}{Z_{л3.1} + Z_{л4} + Z_{л5}} = 83.049$$

$$Z_{2'} := Z_{c1.110} = 5.721$$

$$Z_{\text{ЭКВ.К1}'} := \frac{1}{\frac{1}{Z_1} + \frac{1}{Z_2}} = 5.353$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К2**

$$Z_{3'} := Z_{c2.110} + Z_{л6} + Z_{л2} + Z_{л1} + Z_{л3.2} = 82.248$$

$$Z_{4'} := Z_{c1.110} = 5.721$$

$$Z_{5'} := \frac{Z_{л3.1} \cdot Z_{л4}}{Z_{л3.1} + Z_{л4} + Z_{л5}} = 0.1$$

$$Z_{6'} := \frac{Z_{л3.1} \cdot Z_{л5}}{Z_{л3.1} + Z_{л4} + Z_{л5}} = 0.701$$

$$Z_{7'} := \frac{Z_{л4} \cdot Z_{л5}}{Z_{л3.1} + Z_{л4} + Z_{л5}} = 1.788$$

$$Z_{8'} := Z_{4'} + Z_{5'} = 5.822$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

$$Z_9 := Z_3 + Z_6 = 82.949$$

$$z_{\text{ЭКВ.К2}'} := \frac{Z_8 \cdot Z_9}{Z_8 + Z_9} + Z_7 = 7.228$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К3**

$$Z_{10} := Z_{\text{с2.110}} + Z_{\text{Л6}} + Z_{\text{Л2}} + Z_{\text{Л1}} = 69.199$$

$$Z_{11} := Z_{\text{Л3.2}} + \frac{Z_{\text{Л3.1}} \cdot (Z_{\text{Л4}} + Z_{\text{Л5}})}{Z_{\text{Л3.1}} + Z_{\text{Л4}} + Z_{\text{Л5}}} + Z_{\text{с1.110}} = 19.572$$

$$z_{\text{ЭКВ.К3}'} := \frac{1}{\frac{1}{Z_{10}} + \frac{1}{Z_{11}}} = 15.257$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К4**

$$z_{\text{ЭКВ.К4}'} := z_{\text{ЭКВ.К3}'} \cdot \left(\frac{37.5}{115}\right)^2 + Z_{\text{Т1В}} \cdot \left(\frac{37.5}{115}\right)^2 + Z_{\text{Т1С}} = 13.215$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К5**

$$z_{\text{ЭКВ.К5}'} := z_{\text{ЭКВ.К3}'} \cdot \left(\frac{11}{115}\right)^2 + Z_{\text{Т1В}} \cdot \left(\frac{11}{115}\right)^2 + Z_{\text{Т1Н}} = 2.296$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К6**

$$z_{\text{ЭКВ.К6}'} := z_{\text{ЭКВ.К4}'} = 13.215$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К7**

$$z_{\text{ЭКВ.К7}} := z_{\text{ЭКВ.К5}} = 2.296$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К8**

$$Z_{12} := Z_{\text{Л3.2}} + \frac{Z_{\text{Л3.1}} \cdot (Z_{\text{Л4}} + Z_{\text{Л5}})}{Z_{\text{Л3.1}} + Z_{\text{Л4}} + Z_{\text{Л5}}} + Z_{\text{с1.110}} + Z_{\text{Л1}} = 29.952$$

$$Z_{13} := Z_{\text{с2.110}} + Z_{\text{Л2}} + Z_{\text{Л6}} = 58.818$$

$$z_{\text{ЭКВ.К8}} := \frac{Z_{12} \cdot Z_{13}}{Z_{12} + Z_{13}} = 19.846$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К9**

$$z_{\text{ЭКВ.К9}} := (z_{\text{ЭКВ.К8}} + Z_{\text{T2}}) \cdot \left( \frac{11}{115} \right)^2 = 1.195$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К10**

$$z_{\text{ЭКВ.К10}} := z_{\text{ЭКВ.К9}} = 1.195$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К11**

$$Z_{14} := Z_{\text{Л3.2}} + \frac{Z_{\text{Л3.1}} \cdot (Z_{\text{Л4}} + Z_{\text{Л5}})}{Z_{\text{Л3.1}} + Z_{\text{Л4}} + Z_{\text{Л5}}} + Z_{\text{с1.110}} + Z_{\text{Л1}} + Z_{\text{Л2}} = 42.634$$

$$Z_{15} := Z_{\text{с2.110}} + Z_{\text{Л6}} = 46.136$$

$$z_{\text{ЭКВ.К11}} := \frac{Z_{14} \cdot Z_{15}}{Z_{14} + Z_{15}} = 22.158$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К12**

$$Z_{\text{ЭКВ.К12}'} := Z_{\text{ЭКВ.К11}} \cdot \left(\frac{37.5}{115}\right)^2 + Z_{\text{ТЗВ}} \cdot \left(\frac{37.5}{115}\right)^2 + Z_{\text{ТЗС}} = 13.479$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К13**

$$Z_{\text{ЭКВ.К13}'} := Z_{\text{ЭКВ.К11}} \cdot \left(\frac{11}{115}\right)^2 + Z_{\text{ТЗВ}} \cdot \left(\frac{11}{115}\right)^2 + Z_{\text{ТЗН}} = 2.309$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К14**

$$Z_{\text{ЭКВ.К14}'} := Z_{\text{ЭКВ.К12}} = 13.479$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К15**

$$Z_{\text{ЭКВ.К15}'} := Z_{\text{ЭКВ.К13}} = 2.309$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К16**

$$Z_{16} := Z_{\text{Л3.2}} + \frac{Z_{\text{Л3.1}} \cdot (Z_{\text{Л4}} + Z_{\text{Л5}})}{Z_{\text{Л3.1}} + Z_{\text{Л4}} + Z_{\text{Л5}}} + Z_{\text{С1.110}} + Z_{\text{Л1}} + Z_{\text{Л2}} + Z_{\text{Л6}} = 75.258$$

$$Z_{17} := Z_{\text{С2.110}} = 13.512$$

$$Z_{\text{ЭКВ.К16}'} := \frac{Z_{16} \cdot Z_{17}}{Z_{16} + Z_{17}} = 11.456$$

**Расчет токов 3-фазных КЗ в расчетных точках для минимального режима, кА:**

$$E_{\text{НОМ1}} := 110$$

$$E_{\text{НОМ2}} := 35$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

$$E_{НОМ3} := 10$$

$$I_{1.K1'} := \frac{E_{НОМ1}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K1'}} = 11.865$$

$$I_{1.K9'} := \frac{E_{НОМ3}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K9'}} = 4.833$$

$$I_{1.K2'} := \frac{E_{НОМ1}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K2'}} = 8.787$$

$$I_{1.K10'} := \frac{E_{НОМ3}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K10'}} = 4.833$$

$$I_{1.K3'} := \frac{E_{НОМ1}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K3'}} = 4.163$$

$$I_{1.K11'} := \frac{E_{НОМ1}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K11'}} = 2.866$$

$$I_{1.K4'} := \frac{E_{НОМ2}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K4'}} = 1.529$$

$$I_{1.K12'} := \frac{E_{НОМ2}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K12'}} = 1.499$$

$$I_{1.K5'} := \frac{E_{НОМ3}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K5'}} = 2.515$$

$$I_{1.K13'} := \frac{E_{НОМ3}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K13'}} = 2.5$$

$$I_{1.K6'} := \frac{E_{НОМ2}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K6'}} = 1.529$$

$$I_{1.K14'} := \frac{E_{НОМ2}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K14'}} = 1.499$$

$$I_{1.K7'} := \frac{E_{НОМ3}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K7'}} = 2.515$$

$$I_{1.K15'} := \frac{E_{НОМ3}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K15'}} = 2.5$$

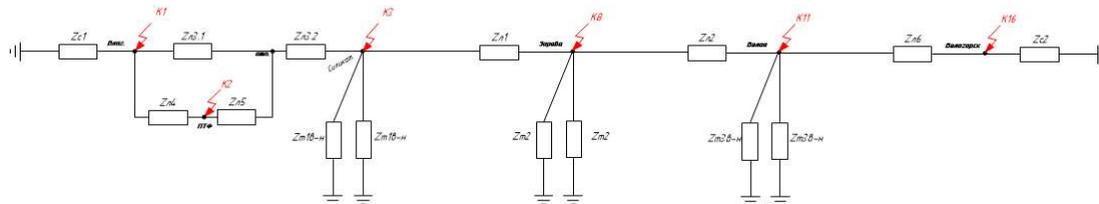
$$I_{1.K8'} := \frac{E_{НОМ1}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K8'}} = 3.2$$

$$I_{1.K16'} := \frac{E_{НОМ1}}{\sqrt{3} \cdot z_{ЭКВ.K16'}} = 5.544$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

**Расчет несимметричных КЗ.**

Схема замещения нулевой последовательности



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

$$Z_{л01} := Z_{л1} \cdot 3 = 31.141$$

$$Z_{л02} := 3 \cdot Z_{л2} = 38.047$$

$$Z_{л03.1} := 3 \cdot Z_{л3.1} = 2.521$$

$$Z_{л03.2} := 3 \cdot Z_{л3.2} = 39.148$$

$$Z_{л04} := 3 \cdot Z_{л4} = 6.432$$

$$Z_{л05} := 3 \cdot Z_{л5} = 44.932$$

$$Z_{л06} := 3 \cdot Z_{л6} = 97.871$$

$$I_{кз.0с1.110} := 16.7 \text{ кА}$$

$$U_{0с1.110} := 110 \text{ кВ}$$

$$Z_{0с1.110} := \frac{U_{0с1.110}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз.0с1.110}} = 3.803 \quad \text{Ом}$$

$$I_{кз.0с2.110} := 7.3 \text{ кА}$$

$$U_{0с2.110} := 110 \text{ кВ}$$

$$Z_{0с2.110} := \frac{U_{0с2.110}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз.0с2.110}} = 8.7 \quad \text{Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

**Максимальный режим. Все оборудование включено.**

$$k_{T01} := \left(\frac{115}{11}\right)^2 \quad k_{T02} := \left(\frac{115}{37.5}\right)^2$$

$$Z_{T1H'} := Z_{T1H} \cdot k_{T01} = 129.538$$

$$Z_{T1C'} := Z_{T1C} \cdot k_{T02} = 2.88$$

$$Z_{T3H'} := Z_{T1H} \cdot k_{T01} = 129.538$$

$$Z_{T3C'} := Z_{T1C} \cdot k_{T02} = 2.88$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К1**

$$Z_{06} := Z_{0c} \cdot 2.110 + Z_{\Pi 06} = 106.571$$

$$Z_{07} := \frac{Z_{T3B} + Z_{T3H'}}{2} = 114.363$$

$$Z_{08} := \frac{Z_{06} \cdot Z_{07}}{Z_{06} + Z_{07}} + Z_{\Pi 02} = 93.212$$

$$Z_{09} := \frac{Z_{T2}}{2} = 55.361$$

$$Z_{010} := \frac{Z_{08} \cdot Z_{09}}{Z_{08} + Z_{09}} + Z_{\Pi 01} = 65.873$$

$$Z_{011} := \frac{Z_{T1B} + Z_{T1H'}}{2} = 117.843$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

$$Z_{012} := \frac{Z_{010} \cdot Z_{011}}{Z_{010} + Z_{011}} + Z_{\text{л}03.2} + \frac{Z_{\text{л}03.1} \cdot (Z_{\text{л}04} + Z_{\text{л}05})}{Z_{\text{л}03.1} + Z_{\text{л}04} + Z_{\text{л}05}} = 83.805$$

$$z_{0.\text{экв.К1}} := \frac{Z_{012} \cdot Z_{0\text{с}1.110}}{Z_{012} + Z_{0\text{с}1.110}} = 3.638$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К2**

$$Z_{013} := \frac{Z_{010} \cdot Z_{011}}{Z_{010} + Z_{011}} + Z_{\text{л}03.2} = 81.402$$

$$Z_{014} := Z_{0\text{с}1.110} = 3.803$$

$$Z_{015} := \frac{Z_{\text{л}03.1} \cdot Z_{\text{л}04}}{Z_{\text{л}03.1} + Z_{\text{л}04} + Z_{\text{л}05}} = 0.301$$

$$Z_{016} := \frac{Z_{\text{л}03.1} \cdot Z_{\text{л}05}}{Z_{\text{л}03.1} + Z_{\text{л}04} + Z_{\text{л}05}} = 2.102$$

$$Z_{017} := \frac{Z_{\text{л}04} \cdot Z_{\text{л}05}}{Z_{\text{л}03.1} + Z_{\text{л}04} + Z_{\text{л}05}} = 5.364$$

$$Z_{018} := Z_{014} + Z_{015} = 4.104$$

$$Z_{019} := Z_{013} + Z_{016} = 83.504$$

$$z_{0.\text{экв.К2}} := \frac{Z_{018} \cdot Z_{019}}{Z_{018} + Z_{019}} + Z_{017} = 9.275$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К3**

$$Z_{020} := \frac{Z_{010} \cdot Z_{011}}{Z_{010} + Z_{011}} = 42.254$$

$$Z_{021} := Z_{0c1.110} + \frac{Z_{л03.1} \cdot (Z_{л04} + Z_{л05})}{Z_{л03.1} + Z_{л04} + Z_{л05}} = 6.206$$

$$z_{0.экв.К3} := \frac{Z_{020} \cdot Z_{021}}{Z_{020} + Z_{021}} = 5.411$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К8**

$$Z_{022} := \frac{Z_{08} \cdot Z_{09}}{Z_{08} + Z_{09}} = 34.733$$

$$Z_{023} := Z_{0c1.110} + \frac{\left[ \frac{Z_{л03.1} \cdot (Z_{л04} + Z_{л05})}{Z_{л03.1} + Z_{л04} + Z_{л05}} + Z_{л03.2} \right] \cdot Z_{011}}{\frac{Z_{л03.1} \cdot (Z_{л04} + Z_{л05})}{Z_{л03.1} + Z_{л04} + Z_{л05}} + Z_{л03.2} + Z_{011}} = 34.523$$

$$z_{0.экв.К8} := \frac{Z_{022} \cdot Z_{023}}{Z_{022} + Z_{023}} = 17.314$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К11**

$$Z_{024} := Z_{023} + Z_{л01}$$

$$Z_{025} := Z_{08} = 93.212$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

$$z_{0.эқв.К11} := \frac{Z_{024} \cdot Z_{025}}{Z_{024} + Z_{025}} = 38.525$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К16**

$$Z_{026} := \frac{(Z_{024} + Z_{л02}) \cdot Z_{07}}{Z_{024} + Z_{л02} + Z_{07}} + Z_{л06} = 152.259$$

$$Z_{027} := Z_{0с2.110} = 8.7$$

$$z_{0.эқв.К16} := \frac{Z_{026} \cdot Z_{027}}{Z_{026} + Z_{027}} = 8.23$$

**Расчет токов 1-фазных и 2-фазных КЗ в расчетных точках для максимального режима, кА:**

$$E_{ном1} := 110 \quad I_{1.К1} = 15.698$$

$$I_{2.К1} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.К1} = 13.595$$

$$I_{2.К9} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.К9} = 4.219$$

$$I_{2.К2} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.К2} = 9.285$$

$$I_{2.К10} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.К10} = 4.219$$

$$I_{2.К3} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.К3} = 3.873$$

$$I_{2.К11} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.К11} = 2.624$$

$$I_{2.К4} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.К4} = 1.336$$

$$I_{2.К12} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.К12} = 1.298$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

$$I_{2.K5} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.K5} = 2.187 \quad I_{2.K13} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.K13} = 2.165$$

$$I_{2.K6} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.K6} = 1.336 \quad I_{2.K14} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.K14} = 1.298$$

$$I_{2.K7} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.K7} = 2.187 \quad I_{2.K15} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.K15} = 2.165$$

$$I_{2.K8} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.K8} = 2.923 \quad I_{2.K16} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.K16} = 6.201$$

$$I_{0.K1} := \frac{3E_{НОМ1}}{\sqrt{3} \cdot (2z_{ЭКВ.K1} + z_{0.ЭКВ.K1})} = 16.244$$

$$I_{0.K2} := \frac{3E_{НОМ1}}{\sqrt{3} \cdot (2z_{ЭКВ.K2} + z_{0.ЭКВ.K2})} = 9.02$$

$$I_{0.K3} := \frac{3E_{НОМ1}}{\sqrt{3} \cdot (2z_{ЭКВ.K3} + z_{0.ЭКВ.K3})} = 5.634$$

$$I_{0.K8} := \frac{3E_{НОМ1}}{\sqrt{3} \cdot (2z_{ЭКВ.K8} + z_{0.ЭКВ.K8})} = 3.468$$

$$I_{0.K11} := \frac{3E_{НОМ1}}{\sqrt{3} \cdot (2z_{ЭКВ.K11} + z_{0.ЭКВ.K11})} = 2.368$$

$$I_{0.K16} := \frac{3E_{НОМ1}}{\sqrt{3} \cdot (2z_{ЭКВ.K16} + z_{0.ЭКВ.K16})} = 7.337$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

**Минимальный режим**

$$I_{кз.0с1.110} := 12.1 \text{ кА}$$

$$U_{0с1.110} := 110 \text{ кВ}$$

$$Z_{0с1.110} := \frac{U_{0с1.110}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз.0с1.110}} = 5.249 \text{ Ом}$$

$$I_{кз.0с2.110} := 6.4 \text{ кА}$$

$$U_{0с2.110} := 110 \text{ кВ}$$

$$Z_{0с2.110} := \frac{U_{0с2.110}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз.0с2.110}} = 9.923 \text{ Ом}$$

$$k_{Т01} := \left( \frac{115}{11} \right)^2 \quad k_{Т02} := \left( \frac{115}{37.5} \right)^2$$

$$Z_{Т1Н'} := Z_{Т1Н} \cdot k_{Т01} = 129.538$$

$$Z_{Т1С'} := Z_{Т1С} \cdot k_{Т02} = 2.88$$

$$Z_{Т3Н'} := Z_{Т1Н} \cdot k_{Т01} = 129.538$$

$$Z_{Т3С'} := Z_{Т1С} \cdot k_{Т02} = 2.88$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К1**

$$Z_{0с6} := Z_{0с2.110} + Z_{л06} = 107.794$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

$$Z_{07} := Z_{Т3В} + Z_{Т3Н'} = 228.726$$

$$Z_{08} := \frac{Z_{06} \cdot Z_{07}}{Z_{06} + Z_{07}} + Z_{Л02} = 111.312$$

$$Z_{09} := Z_{Т2} = 110.723$$

$$Z_{010} := \frac{Z_{08} \cdot Z_{09}}{Z_{08} + Z_{09}} + Z_{Л01} = 86.649$$

$$Z_{011} := Z_{Т1В} + Z_{Т1Н'} = 235.685$$

$$Z_{012} := \frac{Z_{010} \cdot Z_{011}}{Z_{010} + Z_{011}} + Z_{Л03.2} + \frac{Z_{Л03.1} \cdot (Z_{Л04} + Z_{Л05})}{Z_{Л03.1} + Z_{Л04} + Z_{Л05}} = 104.908$$

$$z_{0.экв.К1'} := \frac{Z_{012} \cdot Z_{0с1.110}}{Z_{012} + Z_{0с1.110}} = 4.999$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К2**

$$Z_{013} := \frac{Z_{010} \cdot Z_{011}}{Z_{010} + Z_{011}} + Z_{Л03.2} = 102.505$$

$$Z_{014} := Z_{0с1.110} = 5.249$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

$$Z_{015} := \frac{Z_{л03.1} \cdot Z_{л04}}{Z_{л03.1} + Z_{л04} + Z_{л05}} = 0.301$$

$$Z_{016} := \frac{Z_{л03.1} \cdot Z_{л05}}{Z_{л03.1} + Z_{л04} + Z_{л05}} = 2.102$$

$$Z_{017} := \frac{Z_{л04} \cdot Z_{л05}}{Z_{л03.1} + Z_{л04} + Z_{л05}} = 5.364$$

$$Z_{018} := Z_{014} + Z_{015} = 5.55$$

$$Z_{019} := Z_{013} + Z_{016} = 104.607$$

$$z_{0.эКВ.К2}' := \frac{Z_{018} \cdot Z_{019}}{Z_{018} + Z_{019}} + Z_{017} = 10.633$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ КЗ**

$$Z_{020} := \frac{Z_{010} \cdot Z_{011}}{Z_{010} + Z_{011}} = 63.356$$

$$Z_{021} := Z_{0с1.110} + \frac{Z_{л03.1} \cdot (Z_{л04} + Z_{л05})}{Z_{л03.1} + Z_{л04} + Z_{л05}} = 7.652$$

$$z_{0.эКВ.К3}' := \frac{Z_{020} \cdot Z_{021}}{Z_{020} + Z_{021}} = 6.827$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К8**

$$Z_{022} := \frac{Z_{08} \cdot Z_{09}}{Z_{08} + Z_{09}} = 55.508$$

$$Z_{023} := Z_{0c1.110} + \frac{\left[ \frac{Z_{л03.1} \cdot (Z_{л04} + Z_{л05})}{Z_{л03.1} + Z_{л04} + Z_{л05}} + Z_{л03.2} \right] \cdot Z_{011}}{\frac{Z_{л03.1} \cdot (Z_{л04} + Z_{л05})}{Z_{л03.1} + Z_{л04} + Z_{л05}} + Z_{л03.2} + Z_{011}} = 40.572$$

$$z_{0.эКВ.К8'} := \frac{Z_{022} \cdot Z_{023}}{Z_{022} + Z_{023}} = 23.44$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К11**

$$Z_{024} := Z_{023} + Z_{л01}$$

$$Z_{025} := Z_{08} = 111.312$$

$$z_{0.эКВ.К11'} := \frac{Z_{024} \cdot Z_{025}}{Z_{024} + Z_{025}} = 43.614$$

**Расчет эквивалентного сопротивления для ТКЗ К16**

$$Z_{026} := \frac{(Z_{024} + Z_{л02}) \cdot Z_{07}}{Z_{024} + Z_{л02} + Z_{07}} + Z_{л06} = 172.039$$

$$Z_{027} := Z_{0c2.110} = 9.923$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

$$Z_{0.эКВ.К16'} := \frac{Z_{026} \cdot Z_{027}}{Z_{026} + Z_{027}} = 9.382$$

**Расчет токов 1-фазных и 2-фазных КЗ в расчетных точках для минимального режима, кА:**

$$E_{НОМ1} := 110 \quad I_{1.К1'} = 11.865$$

$$I_{2.К1'} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.К1'} = 10.275 \quad I_{2.К9'} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.К9'} = 4.185$$

$$I_{2.К2'} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.К2'} = 7.609 \quad I_{2.К10'} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.К10'} = 4.185$$

$$I_{2.К3'} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.К3'} = 3.605 \quad I_{2.К11'} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.К11'} = 2.482$$

$$I_{2.К4'} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.К4'} = 1.324 \quad I_{2.К12'} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.К12'} = 1.298$$

$$I_{2.К5'} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.К5'} = 2.178 \quad I_{2.К13'} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.К13'} = 2.165$$

$$I_{2.К6'} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.К6'} = 1.324 \quad I_{2.К14'} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.К14'} = 1.298$$

$$I_{2.К7'} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.К7'} = 2.178 \quad I_{2.К15'} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.К15'} = 2.165$$

$$I_{2.К8'} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.К8'} = 2.771 \quad I_{2.К16'} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.К16'} = 4.801$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

$$I_{0.K1'} := \frac{3E_{НОМ1}}{\sqrt{3} \cdot (2z_{ЭКВ.K1'} + z_{0.ЭКВ.K1'})} = 12.132$$

$$I_{0.K2'} := \frac{3E_{НОМ1}}{\sqrt{3} \cdot (2z_{ЭКВ.K2'} + z_{0.ЭКВ.K2'})} = 7.594$$

$$I_{0.K3'} := \frac{3E_{НОМ1}}{\sqrt{3} \cdot (2z_{ЭКВ.K3'} + z_{0.ЭКВ.K3'})} = 5.102$$

$$I_{0.K8'} := \frac{3E_{НОМ1}}{\sqrt{3} \cdot (2z_{ЭКВ.K8'} + z_{0.ЭКВ.K8'})} = 3.018$$

$$I_{0.K11'} := \frac{3E_{НОМ1}}{\sqrt{3} \cdot (2z_{ЭКВ.K11'} + z_{0.ЭКВ.K11'})} = 2.167$$

$$I_{0.K16'} := \frac{3E_{НОМ1}}{\sqrt{3} \cdot (2z_{ЭКВ.K16'} + z_{0.ЭКВ.K16'})} = 5.9$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

**Расчет токов для выбора и проверки оборудования, кА:**

$$k_{уд.110} := 1.78$$

$$I_{1.K8} = 3.376$$

$$k_{уд.10} := 1.85$$

$$I_{1.K10} = 4.871$$

$$I_{1.K8.a} := \sqrt{2} \cdot I_{1.K8} = 4.774$$

$$I_{1.K10.a} := \sqrt{2} \cdot I_{1.K10} = 6.889$$

$$I_{1.K8.уд} := k_{уд.110} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1.K8} = 8.497$$

$$I_{1.K10.уд} := k_{уд.10} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1.K10} = 12.745$$

**Выбор и проверка выключателей:**

*На стороне 110 кВ:*

$$t_{откл.выкл} := 0.06$$

$$\Delta t := 5$$

$$t_{откл} := t_{откл.выкл} + \Delta t = 5.06$$

$$I_{0.K8} = 3.468$$

$$T_a := 0.02$$

$$B_{к.ВН} := I_{0.K8}^2 \cdot (T_a + t_{откл}) = 61.089$$

$$\beta_H := 40$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

$$I_{\text{откл}} := 40$$

$$i_{\text{а.ном}} := \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{н}}}{100} \cdot I_{\text{откл}} = 22.627$$

**На стороне 10 кВ в составе КРУН:**

$$t_{\text{откл.выкл}} := 0.09$$

$$\Delta t := 5$$

$$t_{\text{откл}} := t_{\text{откл.выкл}} + \Delta t = 5.09$$

$$T_{\text{а}} := 0.02$$

$$B_{\text{к.сн}} := I_{1.к10}^2 \cdot (T_{\text{а}} + t_{\text{откл}}) = 121.265$$

$$\beta_{\text{н}} := 35$$

$$I_{\text{откл}} := 20$$

$$i_{\text{а.ном}} := \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{н}}}{100} \cdot I_{\text{откл}} = 9.899$$

**Выбор и проверка ТТ**

**110 кВ**

$$S_{\text{приб}} := 12$$

$$r_{\text{приб}} := \frac{S_{\text{приб}}}{5^2} = 0.48$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования

$$r_{\text{пр.расч}} := 20 - r_{\text{приб}} - 0.05 = 19.47$$

$$q := \frac{0.0175 \cdot 1000}{r_{\text{пр.расч}}} = 0.899$$

$$S_{\text{пр}} := 2.5$$

$$r_{\text{пр}} := \frac{0.0175 \cdot 1000}{S_{\text{пр}}} = 7$$

$$r_2 := r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + 0.05 = 7.53$$

**КРУН 10 кВ**

$$S_{\text{приб}} := 12$$

$$r_{\text{приб}} := \frac{S_{\text{приб}}}{5^2} = 0.48$$

$$r_{\text{пр.расч}} := 20 - r_{\text{приб}} - 0.05 = 19.47$$

$$q := \frac{0.0175 \cdot 1000}{r_{\text{пр.расч}}} = 0.899$$

$$S_{\text{пр}} := 2.5$$

$$r_{\text{пр}} := \frac{0.0175 \cdot 1000}{S_{\text{пр}}} = 7$$

$$r_2 := r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + 0.05 = 7.53$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б  
Расчеты РЗА

**Расчет параметров сетевого оборудования.**

**Расчет параметров трансформатора.**

Расчетные параметры трансформатора на ПС 110 кВ Зарева

$$S_{Т.НОМ.ВН} := 16000 \quad U_{Т.НОМ.ВН} := 121$$

$$S_{Т.НОМ.НН} := 16000 \quad U_{Т.НОМ.НН} := 10.5$$

$$I_{\text{раб.макс.транс.ВН}} := \frac{S_{Т.НОМ.ВН}}{U_{Т.НОМ.ВН} \cdot \sqrt{3}} = 76.344$$

$$I_{\text{раб.макс.транс.НН}} := \frac{S_{Т.НОМ.НН}}{U_{Т.НОМ.НН} \cdot \sqrt{3}} = 879.772$$

**Расчет защит трансформатора на ПС 110 кВ Зарева**

**Расчет ДЗТ на базе терминала БЭ**

Первичные номинальные токи трансформатора

$$I_{НОМ.ВН} := I_{\text{раб.макс.транс.ВН}} = 76.344 \quad \text{А}$$

$$I_{НОМ.НН} := I_{\text{раб.макс.транс.НН}} = 879.772 \quad \text{А}$$

$$I_{\text{баз}} := 1000$$

Коэффициенты трансформации ТТ

$$k_{\text{ТТ.ВН}} := \frac{200}{5} = 40$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты РЗА

$$k_{\text{ТТ.НН}} := \frac{1200}{5} = 240$$

Коэффициенты схемы ТТ

$$k_{\text{СХ.ВН}} := 1$$

$$k_{\text{СХ.НН}} := 1$$

Вторичные номинальные токи трансформатора

$$I_{\text{НОМ.ВН.втор}} := 1.05 \frac{I_{\text{НОМ.ВН}} \cdot k_{\text{СХ.ВН}}}{k_{\text{ТТ.ВН}}} = 2.004 \quad \text{А}$$

$$I_{\text{НОМ.НН.втор}} := 1.05 \cdot \frac{I_{\text{НОМ.НН}} \cdot k_{\text{СХ.НН}}}{k_{\text{ТТ.НН}}} = 3.849 \quad \text{А}$$

$$I_{\text{НОМ.втор}} := 5$$

Дифференциальная отсечка

$$k_{\text{ОТС}} := 1.2$$

$$k_{\text{НБ}} := 0.7$$

$$I_{\text{КЗ.внеш.макс}} := 3400$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты РЗА

$$I_{\text{ДИФ.расч}} := k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{нб}} \cdot \frac{I_{\text{кз.внеш.макс}}}{I_{\text{баз}}} = 2.856$$

$$I_{\text{ДИФ}} := 3$$

Дифференциальная защита (ДЗТ-2)

Базовая уставка, о.е.:

$$I_{\text{д1}} := 0.3$$

Расчетный коэффициент небаланса, о.е.:

$$k_{\text{пер}} := 1$$

$$k_{\text{одн}} := 1$$

$$\varepsilon := 0.1$$

$$\Delta U_{\text{рпн}} := 0.1$$

$$\Delta f_{\text{доб}} := 0.04$$

$$I_{\text{нб.расч}} := k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}} = 0.24$$

Дифференциальный ток, о.е.:

$$k_{\text{отс}} := 1.3$$

$$I_{\text{диф}} := k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 0.312$$

Коэффициент снижения тормозного тока, о.е.:

$$k_{\text{сн.т}} := 1 - 0.5 \cdot (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}}) = 0.88$$

Коэффициент торможения, %:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты РЗА

$$k_{\text{торм}} := \frac{100 \cdot k_{\text{отс}} \cdot (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}})}{k_{\text{сн.т}}} = 35.455$$

$$\text{atan}\left(\frac{k_{\text{торм}}}{100}\right) \cdot \frac{180}{\pi} = 19.522$$

Первая точка излома тормозной характеристики, о.е.:

$$I_{\text{т1}} := I_{\text{д1}} \cdot \frac{100}{k_{\text{торм}}} = 0.846 \quad I_{\text{т1}} := 2$$

Уставка блокировки от 2 гармоники, о.е.:

$$I_{\text{блок.г.2}} := 0.15$$

Вторая точка излома тормозной характеристики, о.е.:

$$I_{\text{т2}} := 3 > I_{\text{т1}} = 2$$

Проверка чувствительности:

$$I_{\text{кз.мин}} := \frac{2 \cdot 439}{I_{\text{баз}}} = 0.878$$

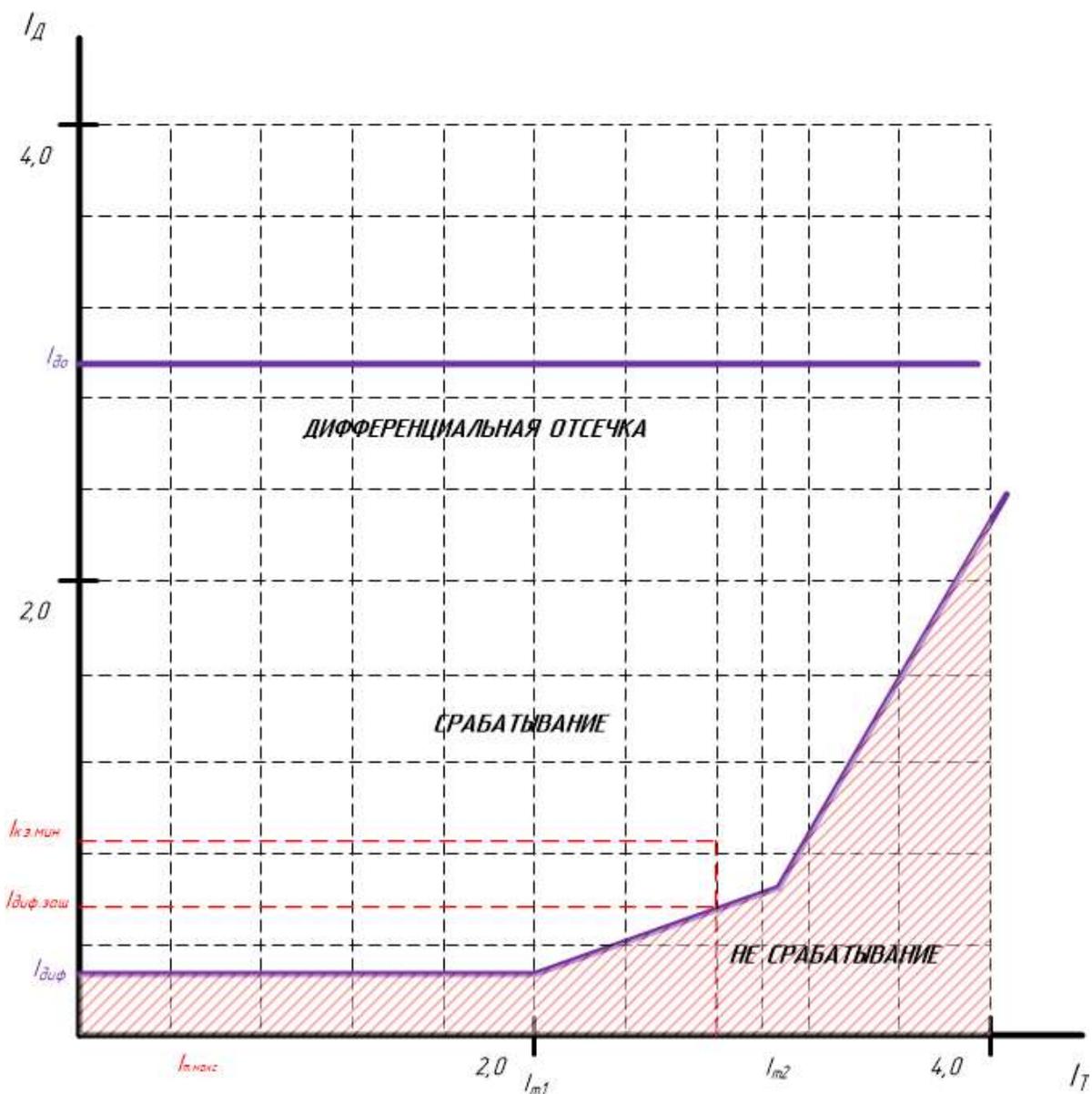
$$I_{\text{скв}} := \frac{3200}{I_{\text{баз}}} = 3.2$$

$$I_{\text{т}} := I_{\text{скв}} \cdot \sqrt{1 - I_{\text{нб.расч}}} = 2.79$$

$$I_{\text{диф.торм}} := I_{\text{д1}} = 0.3$$

$$k_{\text{ч.дзт}} := \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{диф.торм}}} = 2.927$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты РЗА



**Максимальная токовая защита стороны НН (защита ввода 10 кВ)**

Отстройка от броска тока намагничивания

$$I_{\text{раб.макс.т}} := I_{\text{раб.макс.транс.НН}} = 879.772$$

$$I_{\text{мто.НН.расч1}} := 3 \cdot I_{\text{раб.макс.т}} = 2.639 \times 10^3$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты РЗА

Отстройка от максимального тока внешнего КЗ

$$I_{\text{макс.кз.внеш}} := 3400$$

$$k_{\text{отс}} := 1.1$$

$$k_a := 1.2$$

$$I_{\text{мто.нн.расч2}} := k_a \cdot k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{макс.кз.внеш}} = 4.488 \times 10^3$$

Выбираем наибольшее значение:

$$I_{\text{мтз.нн}} := 4500$$

Токовая отсечка работает с минимальной выдержкой времени

$$t_{\text{мтз.нн}} := 0.05$$

### Максимальная токовая защита стороны ВН

#### 1 ступень МТЗ ВН

Отстройка от броска тока намагничивания

$$I_{\text{раб.макс.т}} := I_{\text{раб.макс.транс.ВН}} = 76.344$$

$$I_{\text{мто.ВН.расч1}} := 3 \cdot I_{\text{раб.макс.т}} = 229.032$$

$$I_{\text{мтз.ВН}} := 230$$

Токовая отсечка работает с минимальной выдержкой времени

$$t_{\text{мтз.ВН}} := 0.05$$

#### 2 ступень МТЗ ВН

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты РЗА

Отстройка от максимального тока нагрузки. Нагрузочный режим обусловлен только максимальной нагрузкой силового трансформатора Т1 (Сном).

$$k_{отс} := 1.2$$

$$k_{сз} := 1.5$$

$$I_{раб.макс.транс.ВН} = 76.344$$

$$k_{в} := 0.95$$

$$I_{МТЗ.ВН.расч1} := \frac{k_{отс} \cdot k_{сз}}{k_{в}} \cdot I_{раб.макс.транс.ВН} = 144.651$$

Согласование с МТЗ предыдущего участка. Кток=1

$$I_{МТЗ.пред1} := I_{МТЗ.НН} \cdot \frac{10}{110} = 409.091$$

$$K_{с} := 1.2 \quad k_{ток} := 0.3$$

$$I_{МТЗ.ВН.расч2} := K_{с} \cdot k_{ток} \cdot I_{МТЗ.пред1} = 147.273$$

Выбираем наибольшее значение:

$$I_{МТЗ.ВН} := 150$$

Проверка чувствительности.

Минимальный ток в защите при КЗ в конце зоны резервирования (далее резервирование).

$$I_{кз.мин} := 439$$

$$k_{ч} := \frac{I_{кз.мин}}{I_{МТЗ.ВН}} = 2.927 > 1,2$$

Выдержка времени согласуется с временем срабатывания ступени МТЗ предыдущих элементов.

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты РЗА

$$t_{\text{МТЗ.пред}} := 0.5 \quad \Delta t := 0.5$$

$$t_{\text{МТЗ.ВН}} := t_{\text{МТЗ.пред}} + \Delta t = 1$$

**Защита от перегруза**

Реле тока ЗП установлено на основной стороне силового трансформатора (ВН).

$$k_{\text{отс}} := 1.1 \quad \text{- коэффициент отстройки (1.05-1.1);}$$

$$k_{\text{В}} := 0.95$$

$$I_{\text{сз.ЗП}} := \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{ном.ВН}} = 88.398 \quad \text{А} \quad I_{\text{ном.ВН}} = 76.344$$

$$I_{\text{сз.ЗП.втор}} := \frac{I_{\text{сз.ЗП}} \cdot k_{\text{сх.ВН}}}{k_{\text{тт.ВН}}} = 2.21 \quad \text{А}$$

**Расчет защит 1СШ-110 кВ на ПС 110 кВ Зарева**

$$I_{\text{баз}} := 1000 \quad k_{\text{тт}} := \frac{1000}{5} = 200$$

**Начальный ток срабатывания ДЗО**

По условию отстройки от разрыва токовых цепей.

За максимальный нагрузочный ток примем номинальный ток трансформатора:

$$I_{\text{нагр.макс}} := 1.4 \cdot I_{\text{ном.ВН}} = 106.881$$

$$I_{\text{д0}} := 1.2 \cdot I_{\text{нагр.макс}} = 128.258$$

$$\frac{I_{\text{д0}}}{I_{\text{баз}}} = 0.128$$

По условию отстройки от расчетного первичного тока небаланса в режиме начала торможения:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты РЗА

$$I_{\text{нб.торм.расч}} := 0.15$$

$$I_{\text{д0}} := 1.5 \cdot I_{\text{нб.торм.расч}} = 0.225$$

Принимаем максимальное значение уставки:

$$I_{\text{д0}} := 0.4 \quad I_{\text{д0.перв}} := I_{\text{д0}} \cdot I_{\text{баз}} = 400$$

**Уставка по длине начального участка характеристики срабатывания**

В качестве начального приближения принимаем

$$I_{\text{T0}} := 1.5 \quad k_{\text{торм}} := 0.6$$

Уставки очувствления и коэффициент торможения определяются графически

Минимальный ток КЗ на шинах:

$$I_{\text{кз.мин.ошин}} := \frac{3000}{I_{\text{баз}}} = 3$$

Максимальный сквозной ток нагрузки (ДДТН для ВЛ 110 кВ):

$$I_{\text{скв.нагр.макс}} := \frac{920}{I_{\text{баз}}} = 0.92$$

$$I_{\text{T.макс}} := 0.5 \cdot I_{\text{кз.мин.ошин}} + I_{\text{скв.нагр.макс}} = 2.42$$

$$I_{\text{д.граф}} := 0.9$$

$$k_{\text{ч.ДЗО}} := \frac{I_{\text{кз.мин.ошин}}}{I_{\text{д.граф}}} = 3.333 > 2$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты РЗА

Минимальный ток КЗ при опробовании со стороны ПС Среднебелая

$$I_{\text{кз.мин}} := \frac{1200}{I_{\text{баз}}} = 1.2$$

Сквозной ток нагрузки при опробовании шин отсутствует

$$I_{\text{т.макс}} := 0.5 \cdot I_{\text{кз.мин}} + 0 = 0.6$$

Проверка чувствительности при отсутствии очувствления:

$$I_{\text{ч0.расч}} := I_{\text{д0}} = 0.4$$

$$k_{\text{ч.дзо.очувст}} := \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{ч0.расч}}} = 3 > 2$$

Ввод очувствления не требуется.

**Уставки реле контроля исправности цепей переменного тока**

$$I_{\text{нагр.макс}} := I_{\text{скв.нагр.макс}} \cdot I_{\text{баз}} = 920$$

$$k_{\text{нб}} := 0.03$$

$$I_{\text{нб}} := k_{\text{нб}} \cdot I_{\text{нагр.макс}} = 27.6$$

$$k_{\text{отс}} := 1.2$$

$$I_{\text{ср}} := k_{\text{отс}} \cdot \frac{I_{\text{нб}}}{k_{\text{тт}}} = 0.166$$

**Выдержка времени элемента задержки, действующего на сигнал и блокировку ДЗО при обрыве цепей тока**

$$t_{\text{кач}} := 2.0$$

$$\Delta t := 0.5$$

$$t_{\text{в}} := t_{\text{кач}} + \Delta t = 2.5$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты РЗА

**Расчет защит 2СШ-110 кВ на ПС 110 кВ Зарева**

$$I_{\text{баз}} := 1000 \quad k_{\text{тт}} := \frac{1000}{5} = 200$$

**Начальный ток срабатывания ДЗО**

По условию отстройки от разрыва токовых цепей.

За максимальный нагрузочный ток примем номинальный ток трансформатора:

$$I_{\text{нагр. макс.}} := 1.4 \cdot I_{\text{ном. ВН}} = 106.881$$

$$I_{\text{д0}} := 1.2 \cdot I_{\text{нагр. макс.}} = 128.258$$

$$\frac{I_{\text{д0}}}{I_{\text{баз}}} = 0.128$$

По условию отстройки от расчетного первичного тока небаланса в режиме начала торможения:

$$I_{\text{нб. торм. расч.}} := 0.15$$

$$I_{\text{д0}} := 1.5 \cdot I_{\text{нб. торм. расч.}} = 0.225$$

Принимаем минимально возможную уставку:

$$I_{\text{д0}} := 0.4 \quad I_{\text{д0. перв.}} := I_{\text{д0}} \cdot I_{\text{баз}} = 400$$

**Уставка по длине начального участка характеристики срабатывания**

В качестве начального приближения принимаем

$$I_{\text{т0}} := 1.5 \quad k_{\text{торм.}} := 1.2$$

Уставки очувствления и коэффициент торможения определяются графически

Минимальный ток КЗ на шинах:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты РЗА

$$I_{\text{кз.мин.ошин}} := \frac{3000}{I_{\text{баз}}} = 3$$

Максимальный сквозной ток нагрузки (ДДТН для ВЛ 110 кВ):

$$I_{\text{скв.нагр.макс}} := \frac{720}{I_{\text{баз}}} = 0.72$$

$$I_{\text{т.макс}} := 0.5 \cdot I_{\text{кз.мин.ошин}} + I_{\text{скв.нагр.макс}} = 2.22$$

$$I_{\text{д.граф}} := 1.2$$

$$k_{\text{ч.дзо}} := \frac{I_{\text{кз.мин.ошин}}}{I_{\text{д.граф}}} = 2.5 > 2$$

Минимальный ток КЗ при опробовании со стороны ПС Силикатная

$$I_{\text{кз.мин}} := \frac{1600}{I_{\text{баз}}} = 1.6$$

Сквозной ток нагрузки при опробовании шин отсутствует

$$I_{\text{т.макс}} := 0.5 \cdot I_{\text{кз.мин}} + 0 = 0.8$$

Проверка чувствительности при отсутствии очувствления:

$$I_{\text{ч0.расч}} := I_{\text{д0}} = 0.4$$

$$k_{\text{ч.дзо.очувст}} := \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{ч0.расч}}} = 4 > 2$$

Ввод очувствления не требуется.

**Уставки реле контроля исправности цепей переменного тока**

$$I_{\text{нагр.макс}} := I_{\text{скв.нагр.макс}} \cdot I_{\text{баз}} = 720$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчеты РЗА

$$k_{нб} := 0.03$$

$$I_{нб} := k_{нб} \cdot I_{нагр.макс} = 21.6$$

$$k_{отс} := 1.2$$

$$I_{ср} := k_{отс} \cdot \frac{I_{нб}}{k_{тт}} = 0.13$$

**Выдержка времени элемента задержки, действующего на сигнал и блокировку ДЗО при обрыве цепей тока**

$$t_{кач} := 2.0$$

$$\Delta t := 0.5$$

$$t_{в} := t_{кач} + \Delta t = 2.5$$

ПРИЛОЖЕНИЕ В  
Расчет молниезащиты и заземления

**Расчет молниезащиты**

Размеры ОРУ:

$$A := 50$$

$$B := 60$$

Высота молниеотводов:

$$h_1 := 30.6$$

$$h_2 := 26.5$$

$$h_3 := 26.5$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{12} := 55$$

$$L_{23} := 46$$

$$L_{13} := 50$$

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{эф1} := 0.85 \cdot h_1 = 26.01$$

$$h_{эф2} := 0.85 \cdot h_2 = 22.525$$

$$h_{эф3} := 0.85 \cdot h_3 = 22.525$$

Радиусы зон защиты на уровне земли:

$$r_{01} := (1.1 - 0.002 \cdot h_1)h_1 = 31.787$$

$$r_{02} := (1.1 - 0.002 \cdot h_2)h_2 = 27.746$$

$$r_{03} := (1.1 - 0.002 \cdot h_3)h_3 = 27.746$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
Расчет молниезащиты и заземления

Высота защищаемого объекта:

$$h_x := 7.3$$

Радиусы зон защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{x1} := r_{01} \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}1}} \right) = 22.866$$

$$r_{x2} := r_{02} \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}2}} \right) = 18.754$$

$$r_{x3} := r_{03} \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}3}} \right) = 18.754$$

Высота линейного портала:

$$h_{x1} := 11$$

Радиусы зон защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{x1.2} := r_{01} \cdot \left( 1 - \frac{h_{x1}}{h_{\text{эф}1}} \right) = 18.344$$

$$r_{x2.2} := r_{02} \cdot \left( 1 - \frac{h_{x1}}{h_{\text{эф}2}} \right) = 14.196$$

$$r_{x3.2} := r_{03} \cdot \left( 1 - \frac{h_{x1}}{h_{\text{эф}3}} \right) = 14.196$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
Расчет молниезащиты и заземления

Наименьшие высоты внутренних зон:

- между M01 и M02:

$$h_{cx12'} := h_{\text{эф}1} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1\right) \cdot (L_{12} - h_1) = 21.638$$

$$h_{cx12''} := h_{\text{эф}2} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_2\right) \cdot (L_{12} - h_2) = 17.453$$

$$h_{cx12} := \frac{h_{cx12'} + h_{cx12''}}{2} = 19.546$$

- между M03 и M02:

$$h_{cx23'} := h_{\text{эф}2} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_2\right) \cdot (L_{23} - h_2) = 19.055$$

$$h_{cx23''} := h_{\text{эф}3} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_3\right) \cdot (L_{23} - h_3) = 19.055$$

$$h_{cx23} := \frac{h_{cx23'} + h_{cx23''}}{2} = 19.055$$

- между M03 и M01:

$$h_{cx13'} := h_{\text{эф}3} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_3\right) \cdot (L_{13} - h_3) = 18.343$$

$$h_{cx13''} := h_{\text{эф}1} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1\right) \cdot (L_{13} - h_1) = 22.534$$

$$h_{cx13} := \frac{h_{cx13'} + h_{cx13''}}{2} = 20.439$$

Наименьшая ширина внутренних зон на уровне защищаемого объекта:

- между M01 и M02:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
Расчет молниезащиты и заземления

$$r_{cx12'} := r_{01} \cdot \frac{h_{cx12'} - h_x}{h_{cx12'}} = 21.063$$

$$r_{cx12''} := r_{02} \cdot \frac{h_{cx12''} - h_x}{h_{cx12''}} = 16.141$$

$$r_{cx12} := \frac{r_{cx12'} + r_{cx12''}}{2} = 18.602$$

- между M02 и M03:

$$r_{cx23'} := r_{02} \cdot \frac{h_{cx23'} - h_x}{h_{cx23'}} = 17.116$$

$$r_{cx23''} := r_{03} \cdot \frac{h_{cx23''} - h_x}{h_{cx23''}} = 17.116$$

$$r_{cx23} := \frac{r_{cx23'} + r_{cx23''}}{2} = 17.116$$

- между M03 и M01:

$$r_{cx13'} := r_{03} \cdot \frac{h_{cx13'} - h_x}{h_{cx13'}} = 16.704$$

$$r_{cx13''} := r_{01} \cdot \frac{h_{cx13''} - h_x}{h_{cx13''}} = 19.137$$

$$r_{cx13} := \frac{r_{cx13'} + r_{cx13''}}{2} = 17.92$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
Расчет молниезащиты и заземления

**Расчет заземляющего устройства**

Площадь, используемая под заземлитель:

$$S := (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5) = 3.339 \times 10^3$$

Расстояние между полюсами сетки:

$$a := 5$$

Общая длина горизонтальных полюсов в сетке:

$$L_r := (A + 2 \cdot 1.5) \cdot \left( \frac{B + 2 \cdot 1.5}{a} \right) + (B + 2 \cdot 1.5) \cdot \left( \frac{A + 2 \cdot 1.5}{a} \right) = 1.336 \times 10^3$$

Уточняем длину горизонтальных полюсов при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной  $\sqrt{S}$

Число ячеек:

$$m_{\text{расч}} := \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} = 11.557$$

$$m := 12$$

Длина горизонтальных полюсов в расчетной модели:

$$L := 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 1.502 \times 10^3$$

Число вертикальных электродов:

$$n_B := \text{round} \left( \frac{4 \sqrt{S}}{a} \right) = 46$$

При достаточной густоте сетки, что характерно для современных подстанций,  $R$  практически не зависит от диаметра и глубины укладки электродов и подсчитывается по эмпирической формуле:

$l_B := 5$  - длина вертикальных электродов

$$R_{\text{ПС}} := 140 \cdot \left( \frac{0.15}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right) = 0.444 \quad \frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0.087$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
Расчет молниезащиты и заземления

Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находится за пределами заземлителя).  
Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана.  
Стационарное сопротивление заземления ПС:

$$R_{\text{стац}} := \frac{6.5 \cdot R_{\text{ПС}}}{6.5 + R_{\text{ПС}}} = 0.416$$

Импульсное сопротивление заземляющего контура во время грозового сезона.

$$I_{\text{молн}} := 55$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_{\text{имп}} := \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(140 + 320) \cdot (I_{\text{молн}} + 45)}} = 1.373$$

Импульсное сопротивление заземляющего контура:

$$R_{\text{имп}} := \alpha_{\text{имп}} \cdot R_{\text{стац}} = 0.571$$

**Выбор ОПН:**

$$U_{\text{ном.ВН}} := 220$$

$$U_{\text{нрс.ВН}} := 1.15 \cdot U_{\text{ном.ВН}} = 253$$

$$U_{\text{нро.ВН}} := 1.4 \cdot 1.05 \frac{U_{\text{нрс.ВН}}}{\sqrt{3}} = 214.722$$

$$U_{\text{ки.ВН}} := 1.35 \cdot 0.9 \cdot \sqrt{2} \cdot (U_{\text{ном.ВН}} \cdot 1.8) = 680.435$$

$$U_{\text{ост.к.ВН}} := \frac{U_{\text{ки.ВН}}}{1.2} = 567.029$$

$$I_{\text{К1}} := 4.65$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
Расчет молниезащиты и заземления

$$I_{\text{вб.ВН}} := 1.2 \cdot I_{\text{К1}} = 5.58$$

$$L_{\text{ут.обор.ВН}} := 1.2 \cdot 2.8 \cdot U_{\text{нрс.ВН}} = 850.08$$

$$U_{\text{ном.СН}} := 35$$

$$U_{\text{нрс.СН}} := 1.15 \cdot U_{\text{ном.СН}} = 40.25$$

$$U_{\text{нро.СН}} := 1.4 \cdot 1.05 \frac{U_{\text{нрс.СН}}}{\sqrt{3}} = 34.16$$

$$U_{\text{ки.СН}} := 1.35 \cdot 0.9 \cdot \sqrt{2} \cdot (U_{\text{ном.СН}} \cdot 1.8) = 108.251$$

$$U_{\text{ост.к.СН}} := \frac{U_{\text{ки.СН}}}{1.2} = 90.209$$

$$I_{\text{К2}} := 6.7$$

$$I_{\text{вб.СН}} := 1.2 \cdot I_{\text{К2}} = 8.04$$

$$L_{\text{ут.обор.СН}} := 1.2 \cdot 2.8 \cdot U_{\text{нрс.СН}} = 135.24$$

$$U_{\text{ном.НН}} := 10$$

$$U_{\text{нрс.НН}} := 1.15 \cdot U_{\text{ном.НН}} = 11.5$$

$$U_{\text{нро.НН}} := 1.4 \cdot 1.05 \frac{U_{\text{нрс.НН}}}{\sqrt{3}} = 9.76$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
Расчет молниезащиты и заземления

$$U_{\text{ки.НН}} := 1.35 \cdot 0.9 \cdot \sqrt{2} \cdot (U_{\text{ном.НН}} \cdot 1.8) = 30.929$$

$$U_{\text{ост.к.НН}} := \frac{U_{\text{ки.НН}}}{1.2} = 25.774$$

$$I_{\text{КЗ}} := 6.29$$

$$I_{\text{вб.НН}} := 1.2 \cdot I_{\text{КЗ}} = 7.548$$

$$L_{\text{ут.обор.НН}} := 1.2 \cdot 2.8 \cdot U_{\text{нрс.НН}} = 38.64$$

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г Технико-экономический расчет

Схема №4

Длина вновь возводимых участков ЛЭП:

$L_1 := 31$  км - ЛЭП от ПС Силикатная

$L_2 := 26$  км - ЛЭП от ПС Среднебелая

### Капиталовложения

Капиталовложения в строительство линий

$K_{\text{инфл}} := 2.4$      $K_{\text{зон}} := 1.4$

Стальные опоры

Для ВЛ 110-220 кВ

сечение 120-150     $k_{110.1} := 1211$  тыс.руб/км

$K_1 := L_1 \cdot k_{110.1} = 3.754 \times 10^4$  тыс.руб

$K_2 := L_2 \cdot k_{110.1} = 3.754 \times 10^4$  тыс.руб

Суммарные вложения в линии

$K_{\text{ВЛ}} := (K_1 + K_2) \cdot K_{\text{инфл}} \cdot K_{\text{зон}} = 2.5227552 \times 10^5$

Капиталовложения в ОРЧ

$K_{\text{ору.А}} := 25800 = 2.58 \times 10^4$

Суммарные вложения в ОРЧ

$K_{\text{ору}} := (K_{\text{ору.А}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 6.192 \times 10^4$

Капиталовложения в постоянные затраты

$K_{\text{пост.А}} := 26000$  тыс.руб

Суммарные вложения в постоянные затраты

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г  
Технико-экономический расчет

$$K_{\text{пост}} := (K_{\text{пост.А}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 6.24 \times 10^4$$

Суммарные капиталовложения в ПС

$$K_{\text{ПС}} := K_{\text{пост}} + K_{\text{ору}} = 1.243 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Общие капиталовложения

$$K_{\text{е}} := K_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} = 3.766 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Издержки на потери

Потери на корону

$$\Delta P_{\text{к}} := 0.008 \quad L_{\text{тр}} := L_1 + L_2 = 57$$

$$\Delta W_{\text{к}} := \Delta P_{\text{к}} \cdot L_{\text{тр}} \cdot 8760 = 3.995 \times 10^3$$

$$T_3 := 4800 \text{ ч}$$

$$T_{\text{л}} := 3960 \text{ ч}$$

$$r_{1500} := 0.204 \text{ Ом/км}$$

$$R_1 := r_{1500} \cdot L_1 = 6.324$$

$$R_2 := r_{1500} \cdot L_2 = 5.304$$

$$U_{\text{НОМ}} := 110$$

$$R_{\text{ВЛ}} := R_1 + R_2 = 11.628$$

$$P_1 := 12$$

$$P_2 := 12$$

$$Q_1 := 3$$

$$Q_2 := 3$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП1}} := \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_1 \cdot T_3 + \frac{(P_1 \cdot 0.876)^2 + (Q_1 \cdot 0.876)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_1 \cdot T_{\text{л}} = 626.827$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП2}} := \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_2 \cdot T_3 + \frac{(P_2 \cdot 0.876)^2 + (Q_2 \cdot 0.876)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_1 \cdot T_{\text{л}} = 564.919$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г  
Технико-экономический расчет

$$\Delta W_{ВЛ} := \Delta W_{ЛЭП1} + \Delta W_{ЛЭП2} + \Delta W_{К} = 5.186 \times 10^3$$

Общие потери

$$\Delta W := \Delta W_{ВЛ} = 5.186 \times 10^3$$

$$\Delta W = 5.186 \times 10^3$$

издержки на потери электро энергии  $c_0 := 2.69$

$$И_{\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W = 1.395 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$\alpha_{рэовл} := 0.008 \quad \alpha_{рэопс} := 0.059$$

$$И_{рэо} := \alpha_{рэовл} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{рэопс} \cdot K_{ПС} = 9.353 \times 10^3$$

$$T_{сл} := 20$$

$$И_{ам} := \frac{K_{\epsilon}}{T_{сл}} = 1.883 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Общие издержки

$$И := И_{ам} + И_{рэо} + И_{\Delta W} = 42134.025 \text{ тыс.руб}$$

Затраты

$$E := 0.1$$

$$K_{\epsilon} = 3.766 \times 10^5$$

Затраты

$$E := 0.1$$

$$З_2 := E \cdot K_{\epsilon} + И = 79793.577$$