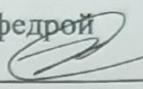


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

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

«14» 06 2023 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

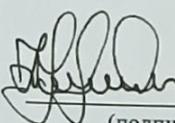
на тему: Проектирование релейной защиты и автоматики для нового центра питания в Амурской области

Исполнитель  
студент группы 942-об4

  
01.06.2023  
(подпись, дата)

А.П. Касьян

Руководитель  
доцент, канд.техн.наук

  
01.06.2023  
(подпись, дата)

Ю.В. Мясоедов

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

  
01.06.2023  
(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
старший преподаватель

  
01.06.2023  
(подпись, дата)

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 19 » 04 2023 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Касьяна Алексея Павловича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Проектирование релейной защиты и автоматики для нового центра питания в Амурской области

(утверждено приказом от 05.03.2022 № 1048-Уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта)

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы проектирования и предпроектной практики

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

Качество питающего напряжения, выбор силовых трансформаторов и расчет

токов КЗ, выбор и проверка шибкового оборудования, релейная защита и автоматика

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 9 рисунков, 51 таблица, 34 источника, 2 приложения

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность - А. В. Буланов, доцент, канд. тех. наук

7. Дата выдачи задания 19.04.2023

Руководитель выпускной квалификационной работы: Юрий Викторович Мельников

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

профессор, канд. техн. наук

Задание принял к исполнению (дата): 19.04.2023

Кас Касьян А. П.  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Работа содержит 159 с., 9 рисунков, 51 таблица, 34 источника, 2 приложения.

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА ШИН, ЗАЩИТА ОТ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ, УСТАВКА СРАБАТЫВАНИЯ, МИКРОПРОЦЕССОРНЫЙ ТЕРМИНАЛ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА.

В бакалаврской работе выполнена проектировка релейной защиты и автоматики для трансформаторной подстанции Новый ЦП 110 кВ с использованием третьего трансформатора.

Актуальность работы заключается в создании согласованной релейной защиты и автоматики для подстанции Новый ЦП с тремя трансформаторами, а также выбором уставок для данной подстанции.

Цель работы – проектирование релейной защиты подстанции, отвечающей всем необходимым требованиям по надёжности, быстродействию и селективности.

Помимо релейной защиты в проекте рассмотрены вопросы выбора электротехнического оборудования подстанции, молниезащиты и заземления; затронуты вопросы обеспечения безопасности жизнедеятельности и экологичности проекта, произведено экономическое обоснование проекта.

Результаты данной работы демонстрируют возможность использование современной релейной защиты на подстанциях с тремя трансформаторами.

## СОДЕРЖАНИЕ

Термины, определения, обозначения и сокращения	7
Введение	8
1 Характеристика района проектирования	9
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района проектирования	9
1.2 Характеристика существующего оборудования и определение объемов проектирования	10
2 Выбор силовых трансформаторов и расчет токов короткого замыкания	12
2.1 Выбор и проверка силовых трансформаторов	12
2.2 Расчет симметричных коротких замыканий	13
2.3 Расчет несимметричного короткого замыкания	21
2.4 Расчет токов для выбора и проверки оборудования	26
3 Выбор и проверка первичного оборудования	27
3.1 Разработка вариантов конструктивного исполнения РУ 110 кВ	27
3.2 Разработка однолинейной схемы ПС	28
3.3 Выбор и проверка гибкой ошиновки	30
3.4 Выбор и проверка выключателей	33
3.5 Выбор и проверка разъединителей	38
3.6 Выбор и проверка трансформаторов тока	39
3.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	47
3.8 Характеристика сборных шин и изоляторов КРУЭ 110 кВ	51
4 Релейная защита и автоматика	53
4.1 Расстановка комплектов релейной защиты и автоматики	53
4.2 Расчет уставок релейной защиты и автоматики на стороне 110 кВ	56
4.2.1 ДЗТ Т1, Т2, Т3 110 кВ	56
4.2.2 МТЗ Т1, Т2, Т3 110 кВ	61
4.2.3 Защита от перегрузки Т1, Т2, Т3 ПС 110 кВ Новый ЦП	63
4.3 Расчет уставок релейной защиты и автоматики на стороне 35 кВ	64

4.3.1	МТЗ СВ 35кВ ПС 110 кВ Новый ЦП	65
4.3.2	МТЗ Т-1(Т-2,Т-3) ввода35кВПС 110 кВ Новый ЦП	67
4.3.3	УРОВ присоединений 35 кВ	70
4.3.4	ДЗШ 35 кВ	71
4.3.5	ЗДЗ 35 кВ	76
4.3.6	АВР 35 кВ	77
4.3.7	ЗМН 35 кВ	78
4.3.8	ЗОЗЗ 35 кВ	79
4.4	Расчет уставок релейной защиты и автоматики на стороне 10 кВ	81
4.4.1	ТО 10 кВ ПС 110 кВ Новый ЦП	81
4.4.2	МТЗ присоединений 10 кВ	89
4.4.3	Защита от перегрузки присоединений 10 кВ	99
4.4.4	УРОВ присоединений 10 кВ	100
4.4.5	ЛЗШ 10 кВ ПС 110 кВ Новый ЦП	102
4.4.6	ЗДЗ 10 кВ	103
4.4.7	ЗМН 10 кВ	103
4.4.8	АВР 10 кВ	104
4.4.9	ЗОЗЗ 10 кВ	105
5	Организационно-экономическая часть	107
5.1	Капиталовложения в реализацию проекта	108
5.2	Расчёт эксплуатационных издержек	110
5.3	Технико-экономическая оценка результатов	111
6	Молниезащита и заземление	113
6.1	Конструктивное исполнение заземления и его расчет	113
6.2	Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	118
6.3	Выбор и проверка ОПН	121
6.4	Оценка надежности молниезащиты	124
7	Безопасность и экологичность электрической сети	128
7.1	Безопасность	128
7.2	Экологичность	133

7.3 Безопасность при возникновении чрезвычайных ситуаций	148
Заключение	155
Библиографический список	156
Приложение А. Расчеты ТКЗ	160
Приложение Б. Расчеты РЗА	161

## ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- ВН – высокое напряжение;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВЧЗ – высокочастотный заградитель;
- ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;
- ДЗО – дифференциальная защита ошиновки;
- ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
- ЗВУ – зарядно-выпрямительное устройство;
- КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;
- КЛ – кабельная линия;
- КРУ – комплектное распределительное устройство
- КЗ – короткое замыкание;
- НН – низкое напряжение;
- ОПН – ограничитель перенапряжения;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РЗА – релейная защита и автоматика;
- СН – среднее напряжение;
- СЭС – система электроснабжения;
- ТП – трансформаторная подстанция;
- ТСН – трансформатор собственных нужд;
- УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности.

## ВВЕДЕНИЕ

Тема данной выпускной квалификационной работы была выбрана в соответствии с предложенным списком тем от ПАО «РусГидро».

Актуальность работы заключается в создании согласованной релейной защиты и автоматики на базе микропроцессорных терминалов нового поколения для подстанции с тремя трансформаторами.

Цель работы – проектирование релейной защиты подстанции, отвечающей всем необходимым требованиям по надёжности, быстродействию и селективности.

Так же данная работа позволит показать все преимущество современной релейной защиты на базе микропроцессорных терминалов нового поколения.

Основными задачами в данной работе является выбор РЗА, а так же уставок, выбор первичного оборудования, выбор заземления и молниезащиты, расчет безопасности подстанции.

В первом разделе дается характеристика района проектирования. Во втором разделе приведен расчет токов КЗ и выбор силовых трансформаторов. В третьем разделе приведён выбор первичного оборудования, такого как трансформаторы тока и напряжения. В четвертом разделе приведен подробный выбор релейной защиты и расчет уставок. В пятом разделе приведен расчет экономической части диплома. В шестом разделе описан выбор заземления и молниезащит. В седьмом разделе расписана безопасность, а так же приведен расчет экологичности.

Район проектирования является одним из районов ТОП. В данном районе основными потребителями является АГХК и ГПЗ.

В работе используются следующие программные комплексы: Microsoft Office Visio 2016, MathCad 15. Дополнительно представлено 6 листов графической части.

## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Краткая характеристика района проектирования требуется для выполнения корректного отображения и дальнейшего анализа данных по климатогеографическим показателям, необходимым для проверки и выбора основного оборудования, расчета молниезащиты и заземления ПС.

Также в данном разделе необходимо произвести оценку существующего оборудования на предмет необходимости его проектирования.

### **1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района проектирования**

Климат рассматриваемой территории характеризуется резкой континентальностью, которая выражается в больших годовых (45-50 °С) и суточных (до 20 °С) колебаниях температуры воздуха. Разность температур самого холодного и самого теплого месяцев равна 42 – 50° С.

Влияние материка проявляется главным образом зимой. В это время сухой охлаждённый воздух проникает далеко на юг в виде зимнего муссона. Вследствие этого наблюдаются холодные малоснежные зимы с преобладанием ясной погоды. Зимние осадки составляют всего 5—7 % от годовых. Высота снежного покрова незначительна. Средняя температура самого холодного месяца — января —  $-24,4$  °С. Самый сильный мороз за всё время наблюдения достиг отметки  $-52,1$  °С. Благодаря сухости воздуха и слабым ветрам мороз переносится сравнительно легко. Вследствие незначительности снежного покрова и низких температур наблюдаются глубокие промерзания почв (до 2—2,5 м). Весна поздняя и засушливая. Безморозный период наступает в мае, за исключением нескольких аномальных случаев, когда слабые заморозки отмечались в начале июня. Влияние Тихого океана проявляется в основном летом, когда с моря проникает летний муссон. Лето жаркое и дождливое. Среднемесячная температура июля —  $20,7$  °С, наиболее высокие температуры достигают  $+42$  °С (25 июня 2010

года). Максимальное количество осадков выпадает в июле-августе (100—300 мм за месяц)

Сводная информация по наиболее значимым метеорологическим характеристикам, по метеостанциям представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Расчетные климатические условия

Характеристика	Значение
Район, край, область	Амурская область
Район по ветру	III
Район по гололеду	III
Нормативное ветровое давление на высоте 10 м над поверхностью земли $W_0$ , Па (скорость ветра $V_0$ , м/сек)	650 (32)
Среднеэксплуатационная температура воздуха $t_{экс}$ , °С	-1,1
Высшая температура воздуха $t_{+max}$ , °С	+39,3
Низшая температура воздуха $t_{-min}$ , °С	-50
Температура воздуха при гололеде $t_r$ , °С	-8,2
Температура воздуха при максимальном ветре $t_B$ , °С	-8,2
Температура наиболее холодной пятидневки, °С	-35
Среднегодовая продолжительность гроз, ч	20 – 40
Степень загрязнения атмосферы	1

## 1.2 Характеристика существующего оборудования и определение объемов проектирования

ПС 500 кВ Амурская и ПС 110 кВ Новый ЦП – подстанции, находящиеся в зоне эксплуатационного обслуживания АО “ДРСК”.

ПС Новый ЦП будет осуществлять питание больших объемов промышленной нагрузки. Преобладающим потребителем электроэнергии в

Свободнинском районе является – АГХК и АГПЗ. На территории ПС Новый ЦП будут расположены КРУЭ 110 кВ, КРУ 35 кВ и КРУ 10 кВ связанные тремя трехобмоточными трансформаторами, мощностью 40 МВА каждый.

## 2 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В данном разделе требуется произвести расчет токов КЗ на рассматриваемом участке электрической сети. В частности, будет рассмотрена ВЛ 110 кВ и 35 кВ Амурская – Новый ЦП и подстанция Новый ЦП 110 кВ.

Для расчета токов КЗ необходимо выбрать силовые трансформаторы на ПС Новый ЦП 110 кВ.

### 2.1 Выбор силовых трансформаторов

ПС Новый ЦП обеспечивает питанием потребителей трех категорий – первая, вторая и третья. В соответствии с ТУ максимальная активная мощность потребителей ПС 110 кВ ЦП составляет 40,4424 МВт. С учётом  $\cos \varphi = 0,89$  (соответствует  $\tan \varphi = 0,5$ ), регламентируемого Приказом Министерства энергетики РФ от 23.06.2015 № 380 полная мощность потребителей подстанции составляет

$$S = P / \cos \varphi, \quad (2.1.1)$$

$$S = 40,4424 / 0,89 = 45,4409 \quad (2.1.2)$$

В соответствии с техническим заданием на ПС Новый ЦП установлены три трехобмоточных трансформатора ТДТН-40000/110/35/10, мощность каждого трансформатора составляет 40 МВА, суммарная трансформаторная мощность ПС с трансформаторами собственных нужд, данная проектным заданием, составит 80,32 МВА. В таблице 2 приведены все необходимые характеристики данных трансформаторов.

Таблица 2 – Технические характеристики выбранного трансформатора 110 кВ

Параметр	Значение
1	2
Марка	ТДТН-40000/110/35/10 У1
Номинальная мощность, МВА	40
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	115
Номинальное напряжение обмотки СН, кВ	38,5
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	11
Напряжение КЗ ВН-СН, %	10,5
Напряжение КЗ ВН-НН, %	17,5
Напряжение КЗ СН-НН, %	6,5
Полная масса, т	76,8

## 2.2 Расчет симметричных коротких замыканий

Для расчета токов КЗ предварительно необходимо составить схему замещения. Для этого следует составить упрощенный граф уже реконструированной сети, включая третий трансформатор ТДТН-40000/110 на ПС Новый ЦП.

Исходные данные для расчета токов КЗ приняты на основании прохождения преддипломной практики на базе Амурского Государственного университета. В частности, мощности системы, длины и марки проводов ЛЭП, технические данные трансформаторного оборудования.

Подпитка токов прямой и обратной последовательностей от сети 10 кВ не учитывается. Считаем, что для расчета уставок проектируемых устройств РЗА ВЛ 110 кВ Амурская – Новый ЦП, подпитка от вышеуказанной сети ничтожно мала. Питание по ВЛ 35 кВ Амурская – Новый ЦП осуществляется только в аварийном режиме.

. На рисунке 1 представлена схема сети для расчета токов КЗ с учетом рассматриваемых реконструкций.

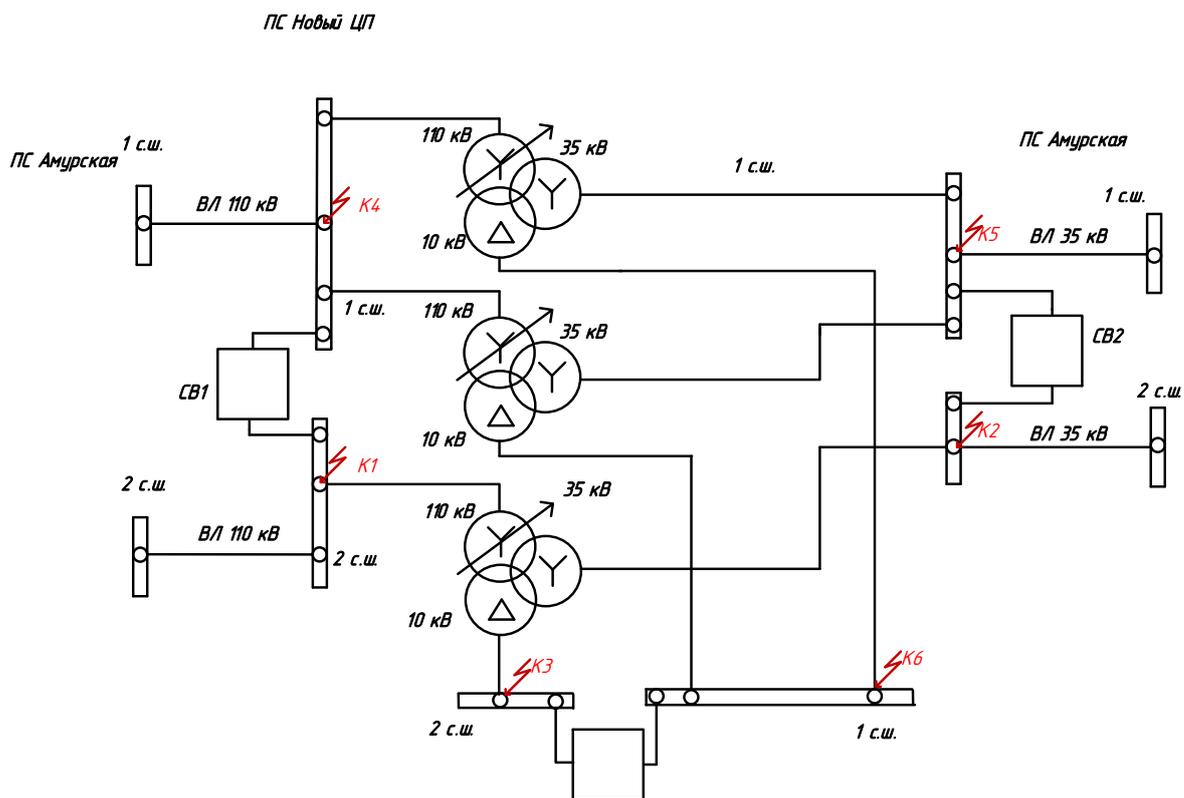


Рисунок 1 – Схема сети для расчета токов КЗ

Далее составим схему замещения прямой последовательности, заменив элементы сети эквивалентными сопротивлениями. Полная схема замещения представлена на рисунке 2.

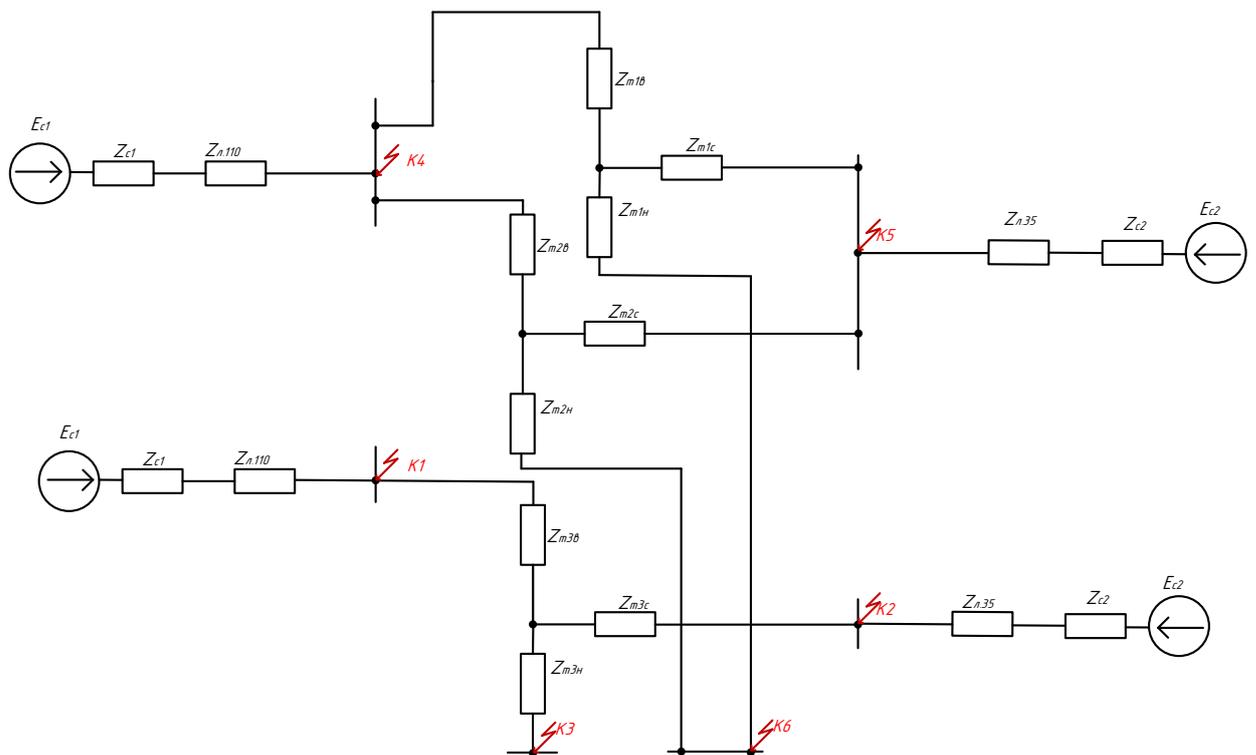


Рисунок 2 – Схема замещения прямой последовательности

В качестве исходных данных для расчета токов КЗ необходимы параметры проводов и длины ЛЭП, параметры силовых трансформаторов.

Данные по линиям приведены в таблице 3. Параметры силовых трансформаторов представлены в таблице 4.

Таблица 3 – Параметры ЛЭП

Наименование ЛЭП	Марка и сечение провода	Длина ЛЭП, км	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
1	2	3	4	5	6
ВЛ 110 кВ Амурская – Новый ЦП	АС-120/19	1,7	0,249	0,427	-
ВЛ 35 кВ Амурская – Новый ЦП	АС-150/34	1,7	0,198	0,565	-

Таблица 4 – Технические характеристики трансформаторов

Параметр	Значение
1	2
ПС Новый ЦП Т-1, Т-2, Т-3	
Марка	ТДТН-40000/110/35/10 У1
Номинальная мощность, МВА	40
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	115
Номинальное напряжение обмотки СН, кВ	38,5
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	11
Напряжение КЗ ВН-СН, %	10,5
Напряжение КЗ ВН-НН, %	17,5
Напряжение КЗ СН-НН, %	6,5

На основании исходных данных выполним расчет сопротивлений элементов схемы замещения:

– сопротивление системы, Ом:

$$Z_c = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз.с}}, \quad (2.2.1)$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение системы, кВ;

$I_{кз.с}$  – уровень токов КЗ на шинах системы, кА.

Сопротивление ВЛ, Ом:

$$X_{вл} = x_0 \cdot L_{вл}, \quad (2.2.2)$$

где  $x_0$  – удельное сопротивление ЛЭП, Ом/км;

$L_{вл}$  – протяженность ЛЭП, км.

Сопротивление трехобмоточного или автотрансформатора. Сначала определяются напряжения КЗ каждой обмотки, %:

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кв-н\%} + u_{кв-с\%} - u_{кв-н\%}) \quad (2.2.3)$$

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кв-н\%} + u_{кв-с\%} - u_{кв-н\%}) \quad (2.2.4)$$

$$u_{кн\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кв-н\%} + u_{кв-н\%} - u_{кв-с\%}) \quad (2.2.5)$$

Далее определяем сопротивления каждой обмотки, Ом:

$$X_m = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}, \quad (2.2.6)$$

Где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение трансформатора, кВ;

$S_{ном}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА;

$u_{к\%}$  – напряжение КЗ, %.

Выполним расчет параметров для схемы замещения прямой последовательности. В качестве примера покажем расчет для одной из ветвей, остальные параметры схемы замещения определяются аналогично, полный расчет приведен в приложении А.

Значение уровней токов КЗ системы получено в ходе преддипломной практики в отделе расчетов Службы РЗА. Для примера выполним расчет для точки К1:

$$I_{кз.с1} = 4,3 \text{ кА}$$

$$Z_{c1} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз.с}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 4,3} = 14,7 \text{ Ом}$$

Значения для остальных параметров системы приведены в приложении А. Далее покажем расчет сопротивления ЛЭП на примере ВЛ 110 кВ ПС Амурская - ПС Новый ЦП

$$X_{л.110} = x_0 \cdot L_{вл} \tag{2.2.7}$$

$$X_{л.110} = 0,427 \cdot 1,7 = 0,726 \text{ Ом}$$

$$R_{л.110} = r_0 \cdot L_{вл} \tag{2.2.8}$$

$$R_{л.110} = 0,249 \cdot 1,7 = 0,423 \text{ Ом}$$

Полное сопротивление линии:

$$Z_{л.110} = \sqrt{X_{л.110}^2 + R_{л.110}^2} \tag{2.2.9}$$

$$Z_{л.110} = \sqrt{0,726^2 + 0,423^2} = 0,84 \text{ Ом}$$

Значения для остальных параметров ЛЭП приведены в приложении А. Далее покажем расчет сопротивлений обмоток трансформатора на примере Т-1.

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кв-н\%} + u_{кв-с\%} - u_{кн-н\%}) = \frac{1}{2} \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75 \%$$

$$u_{кн\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кн-н\%} + u_{кв-с\%} - u_{кв-н\%}) = \frac{1}{2} \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25 \%$$

$$u_{кн\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кн-н\%} + u_{кв-н\%} - u_{кв-с\%}) = \frac{1}{2} \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75 \%$$

$$X_{m1.в} = \frac{u_{кв\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 35,54 \text{ Ом}$$

$$X_{m1.с} = \frac{u_{кн\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} = \frac{-0,25}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = -0,83 \text{ Ом}$$

$$X_{m1.н} = \frac{u_{кн\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 22,32 \text{ Ом}$$

Далее в качестве примера покажем расчет тока КЗ для расчетной точки К1.

Исходную схему замещения, изображенную на рисунке 2, приводим к виду, изображенному на рисунке 3, исключая возможность подпитки междуфазного КЗ от сети 10 кВ.

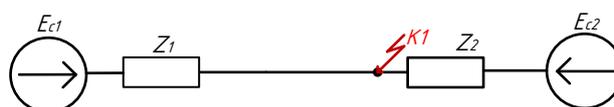


Рисунок 3– Расчетная схема замещения прямой последовательности для расчетной точки К-1

Данная схема позволяет сразу определить суммарное сопротивление до точки КЗ:

$$Z_1 = Z_{c1} + Z_{л.110} \quad (2.2.10)$$

$$Z_1 = 14,7 + 0,84 = 15,54 \text{ Ом}$$

$$Z_2 = Z_{c2} + Z_{л.35} + Z_{m3с.} \quad (2.2.11)$$

$$Z_2 = (4,16 + 1,02) \cdot \left(\frac{115}{37}\right)^2 - 0,83 + 35,54 = 84,75 \text{ Ом}$$

$$Z_{сумм} = \frac{Z_1 \cdot Z_2}{Z_1 + Z_2} \quad (2.2.12)$$

$$Z_{сумм} = \frac{84,75 \cdot 15,54}{84,75 + 15,54} = 13,13 \text{ Ом}$$

Значение эквивалентных сопротивлений для остальных точек КЗ приведены в приложении А. Далее осуществляется расчет тока трёхфазного КЗ. Выполним расчет тока для точки К1. Рассчитываем периодическую составляющую тока КЗ.

$$I_{1.n} = \frac{E_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot Z_{СУММ}} \quad (2.2.13)$$

где  $E_{НОМ}$  – номинальное значение ЭДС, кВ;

$Z_{СУММ}$  – суммарное значение сопротивления для расчетной точки КЗ, Ом.

$$I_{1.n} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 13,13} = 5,06 \text{ кА}$$

Подробный расчет остальных токов КЗ приведен в дипломе. Результаты расчета токов КЗ приведены в таблице 5.

### 2.3 Расчет несимметричного короткого замыкания

Составим также схему замещения нулевой последовательности для расчета токов КЗ на землю в сети с заземленной нейтралью. Схема замещения нулевой последовательности включает в себя обмотки силовых трансформаторов, соединенных в треугольник. Схема представлена на рисунке 4.

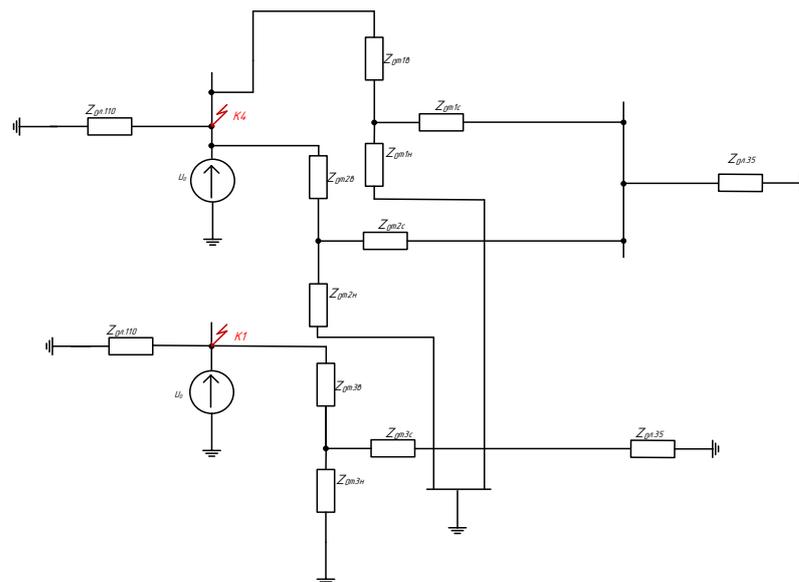


Рисунок 4 – Схема замещения нулевой последовательности

Далее необходимо определить параметры схемы замещения нулевой последовательности. В справочной литературе [9] имеется возможность применения прямой связи параметров схемы замещения прямой и нулевой последовательностей, воспользовавшись которыми можно упростить расчет рассматриваемой сети. Расчет параметров схемы нулевой последовательности представлен в дипломе.

Расчет тока КЗ покажем в качестве примера для точки К1. После расчета параметров схемы замещения нулевой последовательности, преобразуем схему к виду, изображенному на рисунке 5.

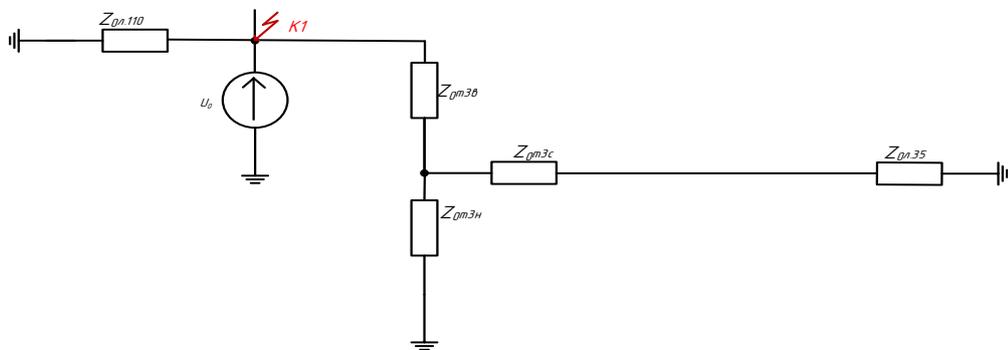


Рисунок 5 – Расчетная схема замещения нулевой последовательности для расчетной точки К-1

Выполним преобразования методом последовательного преобразования для приведения схемы замещения к виду, показанному на рисунке 6.

$$Z_{01} = Z_{0c1} + Z_{0л110} \quad (2.3.1)$$

$$Z_{01} = 14,7 + 0,84 = 15,54 \text{ Ом}$$

$$Z_{02} = (Z_{0л35} + Z_{0м3с} + Z_{0c2}) \cdot k_{mp} \quad (2.3.2)$$

$$Z_{02} = (4,16 + 1,02) \cdot 3,11 - 0,83 = 15,28 \text{ Ом}$$

$$Z_{03} = \frac{Z_{02} \cdot Z_{0m3н}}{Z_{02} + Z_{0m3н}} + Z_{0m3в} \quad (2.3.3)$$

$$Z_{03} = \frac{15,28 \cdot 22,32}{15,28 + 22,32} + 35,54 = 44,61 \text{ Ом}$$

Итак, получим схему замещения, представленную на рисунке 6.



Рисунок 6 – Расчетная схема замещения прямой последовательности для расчетной точки К-1

Эквивалентное сопротивление нулевой последовательности для расчетной точки К1 равно:

$$Z_{0эkv.K1} = \frac{Z_{01} \cdot Z_{03}}{Z_{01} + Z_{03}} \quad (2.3.4)$$

$$Z_{0эkv.K1} = \frac{15,54 \cdot 44,61}{15,54 + 44,61} = 11,53 \text{ Ом}$$

Значение эквивалентных сопротивлений для остальных точек КЗ приведены в приложении А. Далее осуществляется расчет утроенного тока нулевой последовательности при КЗ на землю. Выполним расчет тока для точки К1. Рассчитываем периодическую составляющую тока КЗ.

$$3I_{0.n} = \frac{3 \cdot E_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot Z_{эkvKi} + Z_{0эkvKi})} \quad (2.3.5)$$

где  $E_{ном}$  – номинальное значение ЭДС, кВ;

$Z_{эквKi}$  – суммарное значение сопротивления прямой последовательности для расчетной точки КЗ, Ом;

$Z_{0эквKi}$  – суммарное значение сопротивления нулевой последовательности для расчетной точки КЗ, Ом.

$$3I_{0.n.K1} = \frac{3 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot 15,54 + 11,53)} = 4,67 \text{ кА}$$

Выполним также расчет периодической составляющей двухфазного КЗ:

$$I_{2.n} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.n} \quad (2.3.6)$$

где  $I_{1.n}$  - периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ, кА.

Для точки расчетной точки К-1:

$$I_{2.n} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,06 = 4,38 \text{ кА}$$

В процессе выбора нового оборудования необходимо выполнить расчет на его устойчивость токам КЗ в момент возникновения аварии. Для этого необходимо рассчитать ток, оказывающий наибольшее динамические и электростатические воздействия на первичное оборудование.

Из рассчитанных в п.2.2 токов выбираем наибольшие в расчетных точках для дальнейшего рассмотрения.

Расчет покажем для примера в расчетной точке К-1. Наибольшим токов здесь является периодическая составляющая тока 3-фазного КЗ. В первую очередь, выполним расчет ударного тока КЗ.

$$I_{i,y\delta} = k_{y\delta} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{i,n} \quad (2.3.7)$$

где  $k_{y\delta}$  - ударный коэффициент. Допускается принять из справочных данных [5]. Для каждого класса напряжения представлен в приложении А.

$I_{i,n}$  - периодическая составляющая расчетного вида КЗ, кА.

$$I_{1,y\delta} = 1,78 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,06 = 12,73 \text{ кА}$$

Рассчитываем апериодическую составляющую тока КЗ.

$$I_{1,a} = \sqrt{2} \cdot I_{1,n} \quad (2.3.8)$$

$$I_{1,a} = \sqrt{2} \cdot 5,06 = 7,16 \text{ кА}$$

Аналогично выполняется расчет для остальных расчетных точек. Подробный расчет приведен в приложении А.

Подробный расчет остальных токов КЗ приведен в приложении А. Результаты расчета токов КЗ приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты расчета токов КЗ

Расчетная точка	Периодическая составляющая тока 3-фазного КЗ, кА	Периодическая составляющая тока 2-фазного КЗ, кА	Периодическая составляющая тока 1-фазного КЗ, кА	Периодическая составляющая тока КЗ, кА	Апериодическая составляющая тока КЗ, кА	Ударный ток КЗ, кА
1	2	3	4	5	6	7

1	2	3	4	5	6	7
К-1	5,06	4,38	4,67	5,06	7,15	12,73
К-2	2,65	2,29	-	2,65	3,74	6,66
	8,69	7,53	-	8,69	12,29	21,88
К-4	5,26	4,55	4,96	5,26	7,43	13,23
К-5	3,34	2,89	-	3,34	4,73	8,42
	10,99	9,51	-	10,99	15,54	27,66
К-6	2,14	1,85	-	2,14	3,02	5,37
	22,32	19,23	-	22,32	31,56	56,18
К-3	1,4	1,21	-	1,4	1,98	3,53
	14,64	12,68	-	14,64	20,71	36,86

#### 2.4 Расчет наибольших рабочих токов

Далее произведём расчет наибольших рабочих токов по присоединениям для оценки правильности работы оборудования в номинальном режиме загрузки.

Рассчитаем наибольший рабочий ток через силовые трансформаторы.

$$I_{\text{раб.т}} = \frac{S_{\text{тр}} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.тр}}} \quad (2.4.1)$$

где  $S_{\text{тр}}$  - номинальная мощность стороны силового трансформатора, кВА;

$U_{\text{ном.тр}}$  - номинальное напряжение стороны силового трансформатора, кВ.

Рабочие токи через стороны Т-1(2,3):

$$I_{\text{т.в}} = \frac{40000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281,2 \text{ A}$$

$$I_{\text{т.с}} = \frac{40000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 37} = 873,8 \text{ A}$$

$$I_{\text{т.н}} = \frac{40000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2940 \text{ A}$$

### 3 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ПЕРВИЧНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Добавлению третьего трансформатора на ПС Новый ЦП требует соответствующей реконструкции на ПС Новый ЦП с образованием новых распределительных устройств 110 кВ.

В объем, рассмотренный в ВКР, входит также проверка оборудования распределительных устройств 35 кВ и 10 кВ на ПС Новый ЦП.

#### **3.1 Разработка вариантов конструктивного исполнения РУ 110 кВ**

На сегодняшний день наиболее надежным из всех представленных типов распределительных устройств на рынке высоковольтного оборудования электроэнергетики является КРУЭ – распределительное устройство с элегазовой изоляцией. Данный тип РУ выполняется для классов напряжения от 35 до 750 кВ. Одним из особенностей выполнения распределительного устройства в виде КРУЭ является экономия пространства на территории ПС, что особенно актуально для уже построенных объектов и особенностей уже сложившегося рельефа.

Таким образом, на ПС Новый ЦП, для класса напряжения 110 кВ распределительное устройство выполняется в виде КРУЭ. К установке примем КРУЭ фирмы 145 SP-2 ООО «Хендэ Электросистемы». Технические данные ячеек выбранного оборудования указаны в таблице 6.

КРУЭ 110 кВ исполнения 145 SP-2 отвечает требованиям потребителей по экономической эффективности, компактности, высокой надежности, низким эксплуатационным затратам и долговечности. Выключатель оснащен хорошо зарекомендовавшим себя гидравлическим приводом. Благодаря горизонтальному расположению выключатель экономит занимаемое пространство и гарантирует легкость обслуживания.

Особенности:

– Высокая теплоизоляция и надежность, металлический корпус заполнены газом SF<sub>6</sub>

- Улучшенная стабильность проводящих частей установки внутри корпуса
- Компактный дизайн
- Сертифицированы по стандартам IEC и ГОСТ
- Простота в транспортировке, установке и обслуживании

Таблица 6 – Основные параметры КРУЭ HYUNDAI 145 SP-2

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	110
Номинальный ток сборных шин и присоединений, А	4000
Номинальный ток отключения, кА	63
Ток электродинамической стойкости, кА	120
Ток термической стойкости, кА/с	63

### 3.2 Разработка однолинейной схемы ПС

Перед производством проектирования электрической части РУ 110 кВ, выбора и проверки первичного оборудования требуется разработать однолинейную схему объекта.

Для ПС Новый ЦП требуется выбрать однолинейную схему для КРУЭ 110 кВ. Как было указано ранее, для ввода третьего трансформатора на ПС Новый ЦП необходимо выбрать схему 110-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». Данная схема изображена на рисунке 7.

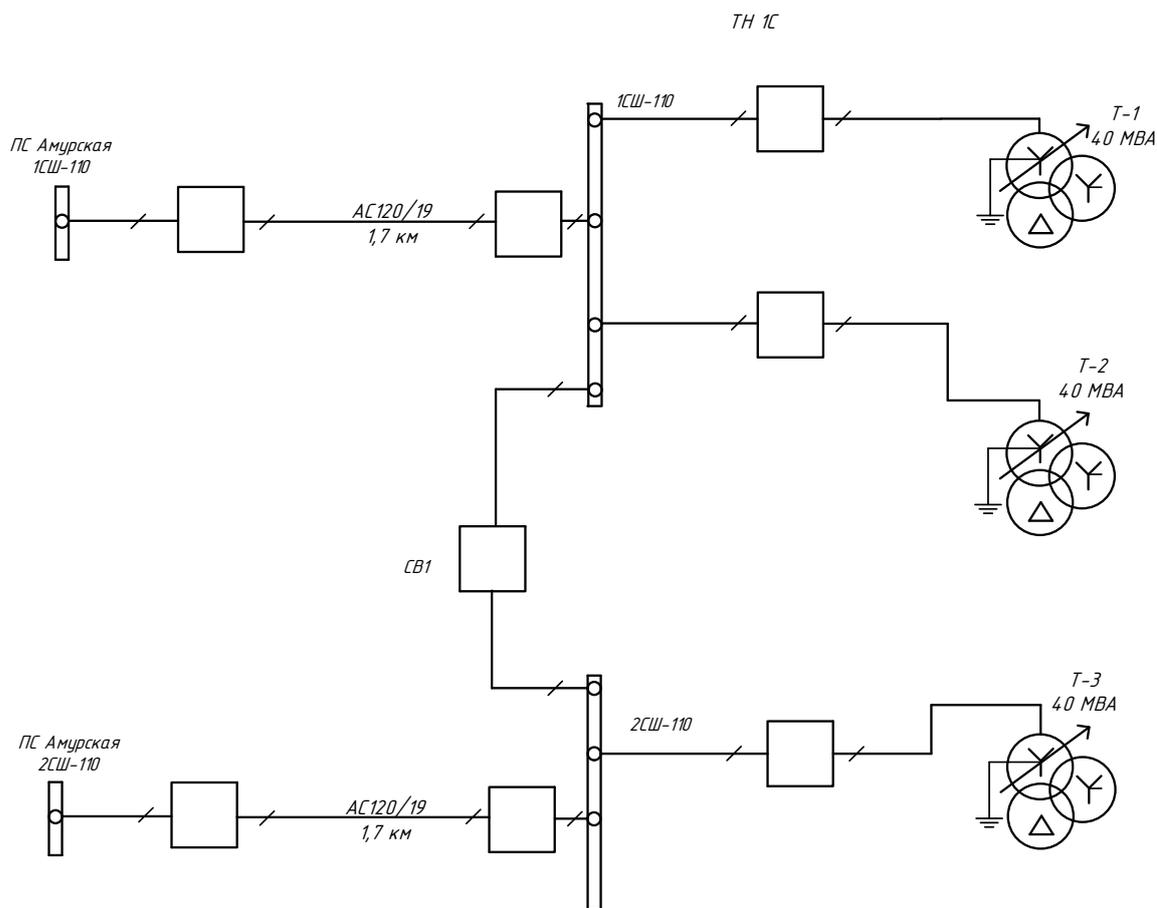


Рисунок 7 – Схема РУ 110 кВ на ПС Новый ЦП

Далее рассмотрим схему существующих распределительных устройств подстанций 35 и 10 кВ. На ПС Новый ЦП на напряжении 35 кВ установлено КРУ 35 кВ, где используется типовая схема 9 «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин». Используется В РУ с 4-мя присоединениями, не допускающими даже кратковременную потерю напряжения на присоединении при плановом выводе выключателей из работы. Данная схема изображена на рисунке 8.

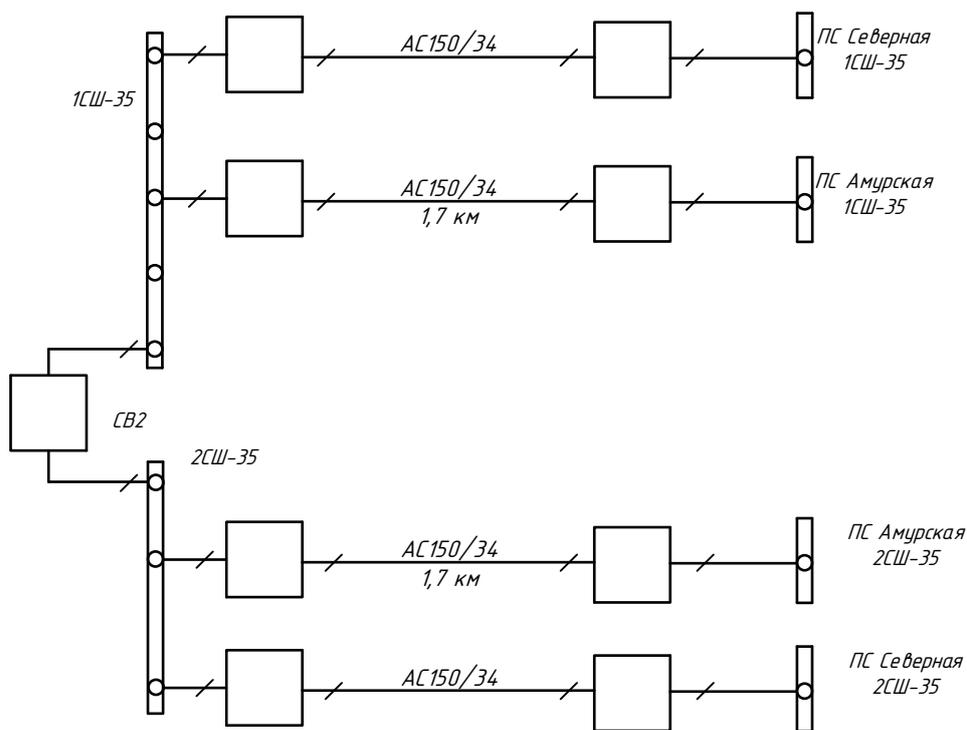


Рисунок 8 – Схема КРУ 35 кВ ПС Новый ЦП

На стороне 10 кВ установлено КРУ 10 кВ, где используется типовая схема 10-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин». Данная схема изображена на рисунке 9.

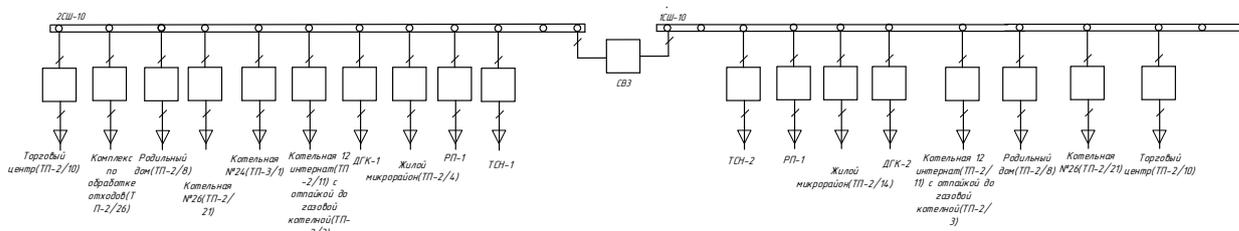


Рисунок 9 – Схема КРУ 10 кВ ПС Новый ЦП

### 3.3 Выбор и проверка гибкой ошиновки

Шинные конструкции на подстанции представляют собой совокупность жесткой и гибкой ошиновки. На открытой части подстанции отсутствуют элементы жестких шин. Гибкая ошиновка представляет собой набор проводов марки АС, которые соединяют первичное оборудование, с силовыми трансформаторами. Помимо этого, часть гибкой ошиновки пролегает по

открытой части распределительного устройства от силовых трансформаторов к зданию КРУЭ.

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: при 500 кВ – 10 м; 220 кВ – 4 м; 110 кВ – 3 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут на столько сблизится друг с другом, что произойдет их схлестывание.

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода сначала отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу, Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса, чем больше длительность протекания и ток КЗ.

При проверке шин на динамическую устойчивость расчет сводится к механическому расчету на изгиб многопролетных балок, лежащих на нескольких опорах

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки АС - 120/19, допустимый ток которых  $I_{доп} = 390$  А [1].

Проверка шин на схлестывание не производится так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА [9].

Проверка по условиям коронирования

Условие проверки:

$$1,07E \leq 0,9E_0, \quad (3.3.1)$$

где  $E_0$  – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, определяется по формуле:

$$E_o = 30,3m(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_o}}), \quad (3.3.2)$$

где  $m$  – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов  $m = 0,82$ );

$r_o$  – радиус провода;

$E$  - напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{D_{CP} \cdot \lg \frac{CP}{r_o}} \quad (3.3.3)$$

где  $D_{CP}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз.

При горизонтальном расположении фаз:

В результате расчета получим следующие значения напряженностей

$$E_o = 30,3 \cdot 0,82(1 - \frac{0,299}{\sqrt{0,76}}) = 33,4 \text{ кВ/см},$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,76 \cdot \lg \frac{1,26 + 200}{0,76}} = 20,3 \text{ кВ/см}.$$

Проверяем по условию:

$$1,07E \leq 0,9E_o$$

$$1,07 \cdot 20,3 \leq 0,9 \cdot 33,4$$

$$21,75 \leq 30,03$$

Таким образом, гибкая ошиновка принята в виде АС-120/19 для КРУЭ 110. Выбор и проверка ошиновки на другие РУ приведены в приложении А.

### 3.4 Выбор и проверка выключателей

Выбор выключателей производится по значению номинального напряжения. Проверку следует производить по термической устойчивости. Также необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для определенного момента времени. Помимо этого, производится проверка по динамической стойкости, сравнивая значение завода со значением ударного тока КЗ.

Итак, проверку по термической стойкости производят по следующей формуле:

$$B_k = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (3.4.1)$$

где  $t_{откл}$  - время отключения выключателя;

$T_a$  - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Тепловой импульс на для проверки выключателя на термическую стойкость необходимо проводить для 2 и 3 ступени селективности, для этого нужно учесть выдержку времени для срабатывания релейной защиты. Таким образом время отключения равно:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{отклвыкл}, \quad (3.4.2)$$

где  $t_{pz}$  - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты, в данном случае принимаем максимальную выдержку времени ступени, обеспечивающей дальнейшее резервирование – 5 с.

Проверку по способности отключения апериодической составляющей тока КЗ производят по следующей формуле:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл} \quad (3.4.3)$$

где  $\beta_n$  - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе.

$I_{откл}$  - отключающий номинальный ток.

Центральным элементом распрестройства с элегазовой изоляцией является модуль силового выключателя с однополюсной изоляцией, состоящий из двух компонентов:

- дугогасительной камеры
- пружинотомторный привода.

Благодаря современным производственным технологиям возможно размещение привода в компактном корпусе. Расположение пружин включения и выключения в блоке привода обеспечивает простоту и надежность конструкции. За счет этого снижается количество компонентов, приводимых в движение. Использование в приводе подшипников качения и не требующего технического обслуживания механизма взвода пружины является предпосылкой для его надежной эксплуатации в течение нескольких десятилетий. Также, применяются хорошо зарекомендовавшие себя конструктивные решения, например, такие, как вибростойкие защелки и не требующее механической энергии устройство деблокировки механизма взвода пружины.

В дугогасительной камере, предназначенной для гашения дуги в силовом выключателе, используется автокомпрессионный принцип. Вследствие малой энергии привода, необходимой для коммутаций, необходимы небольшие механические усилия, что положительно сказывается на нагрузке выключателя и корпуса.

Таким образом, предварительно, выбираем элегазовый выключатель 110 кВ в составе КРУЭ марки 145 SP-2. Для данного выключателя ток отключения составляет 63 кА, доля апериодической составляющей – 40%, полное время отключения – 0,048 с. Выполним расчеты, согласно формул 3.4.1 – 3.4.3.

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{отклвыкл}$$

$$t_{откл} = 5,0 + 0,048 = 5,048 \text{ с}$$

$$B_k = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a)$$

$$B_k = 5,26^2 (5,048 + 0,02) = 140,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{B_n}{100} \cdot I_{откл}$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 63 = 35,6 \text{ кА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 7.

Таблица 7 - Сравнение каталожных и расчетных данных для Выключателей 110 кВ на ПС Новый ЦП

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток, А	4000	281
Номинальный ток включения/отключения, кА	63	5,26
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	35,6	7,15
Ток термической стойкости, кА	63	5,26
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	4800	140,2
Ток динамической стойкости, кА	120	12,73

Таким образом, выключатель 145 SP-2 удовлетворяет произведенным проверкам и может быть принят к установке в выбранное КРУЭ 110 кВ 145 SP-2 ООО «Хендэ Электросистемы».

На РУ 35 кВ установлено КРУ-СВЭЛ-К-3.1 в состав ячейки которой входит вакуумный выключатель VF40 от компании Элтехника. На данном выключателе используется пружинный привод, независимого действия, использующий механическую энергию предварительно взведенной пружины. Пружинный механизм обеспечивает перемещение тяг подвижных контактов ВДК с требуемыми характеристиками скорости и хода. Взвод пружины может осуществляться двумя способами:

- автоматически, с помощью мотор-редуктора (рабочий режим);
- вручную, с помощью рукоятки.

Оперирование выполняется посредством кнопок, расположенных на лицевой панели, либо электромагнитами управления. Органы управления приводом и информационные указатели выведены на лицевую панель.

Индикатор взвода пружины отображает ее текущее состояние: взведена/не взведена.

Для выключателей типа VF40:

- номинальный ток отключения – 31,5 кА;
- доля апериодической составляющей – 45 %;
- полное время отключения – 0,075 с.

Техническое сравнение параметров приведено в таблице 8.

Таблица 8 - Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателей 35 кВ на ПС Новый ЦП

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
Номинальное напряжение, кВ	38,5	38,5
Номинальный ток, А	1250	874
Номинальный ток включения/отключения, кА	31,5	10,9
Ток термической стойкости, кА	31,5	10,9
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	35,6	15,53
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	4800	602,2
Ток динамической стойкости, кА	64	27,7

На РУ 10 кВ установлено КРУ-К-1.4 в состав ячейки которой входит вакуумный выключатель VF12. Привод выключателя пружинный, независимого действия, использующий механическую энергию предварительно взведенной пружины. Пружинный механизм обеспечивает перемещение тяг подвижных контактов ВДК с требуемыми характеристиками скорости и хода. Взвод пружины может осуществляться двумя способами:

- автоматически, с помощью мотор-редуктора (рабочий режим);
- вручную, с помощью рукоятки.

Оперирование выполняется посредством кнопок, расположенных на лицевой панели, либо электромагнитами управления. Органы управления приводом и информационные указатели выведены на лицевую панель.

Индикатор взвода пружины отображает ее текущее состояние: взведена/не взведена.

Для выключателей типа VF12:

- номинальный ток отключения – 31,5 кА;
- доля апериодической составляющей – 45 %;
- полное время отключения – 0,075 с.

Сравнение расчетных и каталожных данных в таблице 9.

Таблица 9 - Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателей 10 кВ на ПС Новый ЦП

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
Номинальное напряжение, кВ	11	11
Номинальный ток, А	3150	2940
Номинальный ток включения/отключения, кА	31,5	22,3
Ток термической стойкости, кА	31,5	22,3
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	35,6	2,51
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	3000	2520
Ток динамической стойкости, кА	64	56,2

Таким образом, делаем вывод, что установленные выключатели на КРУ 35 кВ и 10 кВ удовлетворяют проверкам и могут эксплуатироваться.

### **3.5 Выбор и проверка разъединителей**

Расчет разъединителей аналогичен расчету для выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под нагрузкой.

Что касается разъединителей и заземлителей КРУЭ, они поставляются совместно с ячейками и не подлежат проверке на электродинамическую стойкость, поскольку выключатели прошли данную проверку.

У КРУЭ фирмы 145 SP-2 ООО «Хендэ Электросистемы» и штифтовой контакт заземлителя имеет изолированный от корпуса вывод. В таком исполнении они применяются преимущественно в комбинации с разъединителем, однако возможно и исполнение в собственном корпусе в качестве отдельного модуля. Находящийся под потенциалом земли, подвижный штифтовой контакт входит в неподвижный контакт. Если заземлитель быстродействующий, он оснащается пружинным приводом. Пружина, сохраняющая необходимую энергию, оснащена встроенным электродвигателем, а в аварийном случае взводится вручную.

Общие признаки разъединителей и заземлителей:

1. Три фазы одной ячейки имеют надежное механическое соединение через тягу привода вне корпуса, поэтому все три фазы приводятся в движение одним приводом.
2. Контакты вспомогательного переключателя и указатель коммутационного положения надежно соединены механически непосредственно с приводным валом.
3. В разъединителях и рабочих заземлителях используются отдельные, но одинаковые приводы.
4. Возможно аварийное включение/отключение вручную.
5. По желанию заказчика корпус может быть оснащен смотровыми окнами.

### **3.6 Выбор и проверка трансформаторов тока**

Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}} , \quad (3.6.1)$$

где  $Z_2$  - вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2НОМ}$  - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому принимаем равенство  $Z_2 \approx R_2$ .

Вторичная нагрузка  $R_2$  состоит из сопротивления приборов  $R_{ПРИБ}$ , сопротивления соединительных проводов  $R_{ПР}$  и переходного сопротивления контактов  $R_K$ :

$$R_2 = R_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_K \quad (3.6.2)$$

Необходимо определить число и тип измерительных приборов. Их минимальные сечения должны быть  $2,5 \text{ мм}^2$  для меди. Максимальные сечения, соответственно –  $6 \text{ мм}^2$ . Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что  $Z_{ПРОВ}=R_{ПРОВ}$ . Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 10.

Таблица 10 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
<b>ПС Новый ЦП</b>					
Ввода 110 кВ трансформаторов					
Амперметр	3	ЦП 8501/10	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	3	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Варметр	3	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3

Счетчик комплексный	3	СЕ 304	1,5	1,5	1,5
<i>Итого</i>	-	-	3,6	3,6	3,6
Линии 110 кВ					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1,0	1,0	1,0
<i>Итого</i>	-	-	2,4	2,4	2,4
Ввода 35 кВ трансформаторов					
Амперметр	3	ЦП 8501/10	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	3	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Варметр	3	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Счетчик комплексный	3	СЕ 304	1,5	1,5	1,5
<i>Итого</i>	-	-	3,6	3,6	3,6
Линии 35 кВ					
Амперметр	4	ЦП 8501/10	2,0	2,0	2,0
Ваттметр	4	ЦП 8506/120	0,4	0,4	0,4
Варметр	4	ЦП 8506/120	0,4	0,4	0,4
Счетчик комплексный	4	СЕ 304	2,0	2,0	2,0
<i>Итого</i>	-	-	4,8	4,8	4,8
Ввода 10 кВ трансформаторов					
Амперметр	3	ЦП 8501/10	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	3	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Варметр	3	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Счетчик комплексный	3	СЕ 304	1,5	1,5	1,5
<i>Итого</i>	-	-	3,6	3,6	3,6
Линии 10 кВ					
Амперметр	8	ЦП 8501/10	4,0	4,0	4,0
Ваттметр	8	ЦП 8506/120	0,8	0,8	0,8
Варметр	8	ЦП 8506/120	0,8	0,8	0,8
Счетчик комплексный	8	СЕ 304	4,0	4,0	4,0
<i>Итого</i>	-	-	9,6	9,6	9,6

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2 \text{ ном}} \geq \sum(Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}). \quad (3.6.3)$$

$$Z_2 = r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (3.6.4)$$

$$r_{\text{пр}} = z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (3.6.5)$$

где  $r_{\text{ПР}}$  - сопротивление проводов;

$r_{2 \text{ ном}} = 20$  Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$r_{\text{ПРИБ}}$  - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2 \text{ Н}}^2}, \quad (3.6.6)$$

где  $S_{\text{ПРИБ}}$  - мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным  $R_{\text{К}} = 0,05$  Ом.

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (3.6.7)$$

где  $l$  - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,0175$  - удельное сопротивление материала (медь).

Сопротивление провода будет равно [1]:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S_{np}}, \quad (3.6.8)$$

В качестве примера приведем расчет для стороны 110 кВ, согласно формул 11-16. Предварительно выберем для проверки трансформаторы тока 145 SP-2 в составе одноименного КРУЭ. Трансформатор тока монтируется обычно со стороны отходящей линии силового выключателя. Однако, при необходимости, модуль трансформатора тока может быть также встроен в любом месте ячейки или установки. Токопроводы высокого напряжения образуют первичную обмотку. Сердечники со вторичными обмотками рассчитываются в соответствии с требованиями к количеству ответвлений, классу точности и мощности. Переключение на различные коэффициенты трансформации происходит на клеммах вторичной обмотки трансформатора, выведенных через газонепроницаемую вводную плиту. Элегаз, находящийся под давлением в модуле, образует первичную изоляцию. Герметичная конструкция трансформатора тока обеспечивает высокий класс электромагнитной совместимости.

$$r_{ПРИБ} = \frac{S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2}$$

$$r_{ПРИБ} = \frac{3,6}{5^2} = 0,144 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{лр}} = 20 - 0,144 - 0,05 = 19,806 \text{ Ом}$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{19,80} = 0,08 \text{ мм}^2$$

Принимаем сечение кабеля: КВВГНг-3х2,5. Уточняем сопротивление провода:

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом}$$

$$Z_2 = 0,144 + 0,7 + 0,05 = 0,89 \text{ Ом}$$

Расчеты для остальных классов напряжения приведены в приложении А. Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторов тока представлены в таблицах 11 - 16.

Таблица 11 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ КРУЭ 110 кВ на ПС Новый ЦП ввода трансформатора

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	1000-300	282
Односекундный ток термической стойкости, кА	31,5	5,26

1	2	3
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	80	13,23
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	0,89

Таблица 12 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ КРУЭ 110 кВ на ПС Сковородино линии

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	1000-300	282
Односекундный ток термической стойкости, кА	31,5	5,26
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	80	13,23
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	0,85

Таким образом, принимаем к установке трансформаторы тока 145 SP-2 в составе КРУЭ 110 кВ на ПС Новый ЦП

Таблица 13 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ КРУ 35 кВ на ПС Новый ЦП ввода трансформатора

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	1500-1000-800-600-400	874
Односекундный ток термической стойкости, кА	25	10,97

1	2	3
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	64	27,66
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	0,89

Таблица 14 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ КРУ 35 кВ на ПС Новый ЦП линии

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	1500-1000-800-600-400	874
Односекундный ток термической стойкости, кА	25	10,97
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	64	27,66
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	0,94

Выбираем трансформаторы тока марки ТОЛ-СВЭЛ-35 от компании СВЭЛ.

Таблица 15 - Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторов тока КРУ 10 кВ на Новый ЦП для вводов трансформатора

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	От 3000 до 25	2940
Односекундный ток термической стойкости, кА	25	22,3

1	2	3
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	1000	56,2
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	0,89

Таблица 16 - Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторов тока КРУ 10 кВ на Новый ЦП линии

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	От 3000 до 25	2940
Односекундный ток термической стойкости, кА	25	22,3
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	1000	56,2
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	1,13

Выбираем трансформаторы тока марки ТОЛ-СВЭЛ-10 от компании СВЭЛ.

### 3.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 17.

Таблица 17 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка Р, Вт
1	2	3	4
<b>ПС Новый ЦП</b>			
<b>Шины 110 кВ</b>			
Вольтметр	3	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	3	ЦП 8501/17	5
Варметр	3	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	3	СЕ 304	8
<b>Линии 110 кВ</b>			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	8
<i>Итого</i>	-	-	<i>104</i>
<b>Шины 35 кВ</b>			
Вольтметр	3	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	3	ЦП 8501/17	5
Варметр	3	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	3	СЕ 304	8
<b>Линии 35 кВ</b>			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8
1	2	3	4
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	8
<i>Итого</i>	-	-	<i>104</i>
<b>Линии 10 кВ</b>			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8

1	2	3	4
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	8
<i>Итого</i>	-	-	52
Шины 10 кВ			
Вольтметр	3	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	3	ЦП 8501/17	5
Варметр	3	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	3	СЕ 304	8
<i>Итого</i>	-	-	104

В КРУЭ фирмы 145 SP-2 ООО «Хендэ Электросистемы» каждый индуктивный трансформатор напряжения с однополюсной изоляцией монтируется в отдельном корпусе и образует тем самым отдельный газонепроницаемый модуль. Трансформатор напряжения состоит из:

- первичной;
- одной или нескольких вторичных обмоток на каркасе;
- обмотки стального сердечника.

Находящийся под давлением внутри герметично закрытого корпуса элегаз образует вместе с изоляцией обмоток высоковольтную изоляцию. Высоковольтное присоединение к распределительному устройству реализовано через первичную обмотку, закрепленную на герметичном проходном изоляторе.

Выполним расчет вторичной нагрузки ТН 110 кВ:

$$S_P = \sqrt{P^2 + Q^2} \tag{3.7.1}$$

$$S_P = \sqrt{104^2 + (104 \cdot 0,65)^2} = 147 \text{ ВА}$$

Расчет вторичной нагрузки трансформатора напряжения 110 кВ на ПС Новый ЦП выполняется аналогично и приведен в приложении А.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 18 и 19, 20.

Таблица 18 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН 110 кВ на ПС Новый ЦП

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	115	110
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	110	110
Предельная мощность ТН, ВА	300	147

Таблица 19 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН 35 кВ на ПС Новый ЦП

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	38,5	35
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	35	35
Предельная мощность ТН, ВА	200	147

Таблица 20 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН 10 кВ на ПС Новый ЦП

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	11	10
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	10	10
Предельная мощность ТН, ВА	200	147

Принимаем к установке трансформаторы напряжения ЗНОЛ(П)-СВЭЛ-35 и ЗНОЛ(П)-6(10) для РУ 35 и 10 кВ соответственно.

### **3.8 Характеристика сборных шин и изоляторов КРУЭ 110 кВ**

Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией представляет собой трехфазное секционированное КРУЭ заводской готовности с использованием вакуумных выключателей.

Все части герметически защищены и изолированы от прикосновения к токоведущим частям, закрытым металлическим заземленным корпусом. (Токоведущие части защищены от прикосновения герметичным металлическим заземлённым корпусом.) Герметическая система, находящаяся под давлением, соответствует нормам утечки МЭК № 60694. Утечка элегаза составляет меньше чем 0,1 % в год.

Элегаз служит исключительно как изоляционная среда, а не как среда гашения дуги. Изоляционные расстояния достигаются исключительно за счет использования элегаза без использования других изолирующих материалов. Степень защиты первичных цепей составляет IP65. Секционирование достигается за счет использования литых корпусов, выполненных из коррозионностойкого алюминия.

Установка силового выключателя внутри ячейки выполнена таким образом, чтобы все ремонтные и эксплуатационные работы могли бы быть произведены в самые короткие сроки. Сборные шины при этих работах могут без отключения и без каких-либо ограничений находиться в эксплуатации. Каждая отдельная секция имеет свои собственные предохранительные мембраны, которые в случае возникновения внутренней дуги предотвращают неконтролируемый разрыв корпуса КРУЭ и ведут к направленному отводу находящихся под высоким давлением горячих газов. Предохранительные разрывные мембраны работают по следующему принципу: при возникновении аварийных режимов с нарастанием давления выше предельно допустимых

значений мембрана разрезается скрещенными ножами, встроенными в корпус. При этом разница в давлении, выдерживаемом корпусом (10 000 hPa), и давлении срабатывания мембраны (3 600 hPa) имеет достаточный запас надежности.

За счет минимального использования пластиковых изоляторов уменьшается вероятность пожара в случае возникновения дуги.

Все три полюса одной ячейки находятся на одном уровне друг за другом. При этом корпуса отдельных полюсов, куда встраиваются вакуумные камеры силового выключателя, находятся в вертикальном положении. Над ними находятся корпуса отсеков разъединителя и системы сборных шин. Отсеки силового выключателя и сборных шин изолированы друг от друга газоиолирующей перегородкой.

Под отсеком силового выключателя находится отсек для проведения кабельных подключений. Эти отсеки составляют один газовый объем, который монтируется на несущей раме. На раме размещаются все три полюса. Лицевая панель представляет собой привод выключателя и трехпозиционного разъединителя-заземлителя с установленным наверху низковольтным шкафом.

Отсеки изготовлены из коррозионностойкого алюминия и смонтированы в один корпус с помощью уплотнительных колец, установленных между отдельными отсеками. Корпуса являются несущей конструкцией для частей, находящихся под напряжением.

## 4 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

В данной главе произведен выбор устройств РЗА для проектируемой ПС Новый ЦП 110 кВ. Выбраны комплексы микропроцессорных терминалов среди отечественных производителей, осуществляющие функции основных, резервных защит и сетевой автоматики, и управления выключателями 110 кВ.

Выполнен расчет параметров настройки выбранных защит и сетевой автоматики. Расчет произведен на основании методических указаний производителей [23], руководящих указаний по расчету релейной защиты и автоматики [13], норм нормативно технической документации, ПУЭ, ПТЭ.

### 4.1 Расстановка комплектов защиты и автоматики

ПС 110 кВ Новый ЦП является тупиковой подстанцией и в нормальном режиме работы получает питание по двум параллельным ВЛ 110 кВ Амурская – Новый ЦП I, II цепь.

В соответствии с нормами технологического проектирования (НТП) подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ на всех ЛЭП 110 кВ с односторонним питанием должны устанавливаться два комплекта ступенчатых защит.

Установка комплектов ступенчатых защит ВЛ 110 кВ Амурская – Новый ЦП I, II цепь производится с питающей стороны на ПС 500 кВ Амурская по отдельному титулу «Проектно-изыскательские работы по реконструкции ПС 500 кВ Амурская (строительство РУ 110 кВ для ТП энергопринимающих устройств АО «ДРСК»»).

На ПС 110 кВ Новый ЦП линейных защит не предусматривается.

Протяженность ВЛ 110 кВ Амурская – Новый ЦП I, II цепь составляет менее 20 км, поэтому в соответствии с п.4.1 СТО 56947007-29.240.55.159.2013 от 28.11.2013

ПАО «ФСК ЕЭС» «Типовая инструкция по организации работ для определения мест повреждений воздушных линий электропередачи

напряжением 110 кВ и выше» установка отдельных устройств ОМП не требуется.

В соответствии с нормами технологического проектирования (НТП) подстанций

переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ комплекс защит трансформатора должен включать в себя:

- дифференциальную токовую с торможением защиту от всех видов КЗ трансформатора (ДЗТ);

- цепи газовой защиты трансформатора (ГЗ трансформатора) с контролем изоляции газовой защиты (КИГЗ);

- цепи газовой защиты устройства РПН трансформатора (ГЗ РПН) с контролем изоляции газовой защиты устройства РПН (КИГЗ РПН);

- максимальную токовую защиту от перегрузки обмоток трансформатора (защита от перегрузки);

- максимальную токовую защиту на стороне низшего напряжения трансформатора (МТЗ НН);

- максимальную токовую защиту на стороне среднего напряжения трансформатора (МТЗ СН);

- максимальную токовую защиту на стороне высшего напряжения трансформатора (МТЗ ВН);

- цепи технологических защит трансформатора (защита от повышения/понижения уровня масла в баке, температура обмоток, температура масла, защита от потери охлаждения и т.п.);

- автоматику регулирования коэффициента трансформации (АРКТ).

Кроме того, так как вводы 35 кВ от трансформаторов в ЗРУ 35 кВ выполняются кабельной вставкой из сшитого полиэтилена, в соответствии с п. 63 приказа №101 Министерства энергетики Российской Федерации необходимо предусмотреть дифференциальную защиту ошиновки стороны СН (ДЗО СН) для каждого трансформатора.

Для кабельных вставок также необходимо предусмотреть защиту от замыканий на землю (ЗОЗЗ) с действием на отключение, причём как со стороны трансформатора, так и со стороны вводных ячеек 35 кВ, так как возможны режимы питания как по сети 110 кВ, так и по сети 35 кВ. В ячейках ввода 35 кВ ЗОЗЗ реализуется в составе терминала РЗА ячейки, который подключается к трансформатору тока нулевой последовательности ячейки (ТТНП). Со стороны трансформатора ЗОЗЗ реализуется в составе терминала ДЗТ, который подключается к керну встроенного в трансформатор ТТ и программно вычисляет величину тока  $3I_0$ , ввиду невозможности установки ТТНП.

Выключатели 110 кВ трансформаторов оснащаются комплектом автоматики управления выключателем (АУВ) с функцией автоматического повторного включения (АПВ) и устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ).

АПВ выключателей 110 кВ предусматривается только при работе резервных защит трансформаторов, в случае срабатывания защит от внутренних повреждений трансформаторов происходит запрет АПВ.

В нормальном режиме действие УРОВ предусматривается на отключение трансформатора и передачу сигнала ТО на противоположный конец соответствующей

В режиме ремонта одной из ВЛ 110 кВ и питания обоих трансформаторов по одной ВЛ 110 кВ при включенной неавтоматической перемычке дополнительно к вышеописанному действию УРОВ добавляется воздействие на отключение смежного трансформатора и передача сигнала ТО на противоположный конец смежной ВЛ 110 кВ посредством УПАСК по ВОЛС.

Управление выключателями 110 кВ предусматривается как дистанционное с АРМ РЗА, так и местное со шкафов АУВ. Все расчеты произведены для терминалов и реле от компании АО «РАДИУС Автоматика»

## 4.2 Расчет уставок релейной защиты и автоматики на стороне 110 кВ.

### 4.2.1 ДЗТ Т1, Т2, Т3 110 кВ.

ДЗТ используется в качестве основной защиты от внутренних повреждений и от повреждений на выводах трансформатора и действует на отключение всех выключателей трансформатора.

Расчет параметров срабатывания существующих защит трансформатора Т1 приведен в таблице 21.

Таблица 21- Расчет базовых величин ДЗТ.

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны		
		3		
1	2	ВН	СН	НН
Первичный ток на сторонах защищаемого тр-ра, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{ном.перв} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 200,8$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 599,8$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2099,5$
Коэффициент трансформации тр-ра тока	$K_{ТТ}$ ( $I_{ПЕРВ.ТТ} / I_{ВТОР.ТТ}$ )	1000/1	1500/1	3000/1
Схема соединения трансформатора	Y, Δ	Y	Y	Δ
Схема соединения трансформатора в тока	Y, Δ	Y	Y	Y

1	2	3		
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого тра-ра, А	$I_{ном.втор} = \frac{I_{ном.перв} \cdot k_{сх}}{k_{ТТ}}$ <p>, где <math>K_{сх}=1</math>, так как вторичные обмотки ТТ собраны в «звезду»</p>	$\frac{200,8 \cdot 1}{1000/1} = 0,2$	$\frac{599,8 \cdot 1}{1500/1} = 0,4$	$\frac{2099,5 \cdot 1}{3000/1} = 0,7$

Рассчитаем ток срабатывания ДЗТ

$$I_{Д.0} = K_{отс} \cdot I_{нб.расч} \quad (4.2.1)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки,  $K_{отс} = 1,1 \div 1,3$ , принимается  $K_{отс} = 1,3$ ;

$I_{нб.расч}^*$  – относительное значение тока небаланса:

$$I_{нб.расч}^* = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{выр} + \Delta f_{птт}, \quad (4.2.2)$$

где  $K_{пер}$  – коэффициент, учитывающий переходной режим,  $K_{пер} = 2$ ;

$K_{одн}$  – коэффициент однотипности высоковольтных тр-ров тока в плечах ДЗТ,  $K_{одн}=1$ ;

$\varepsilon$  – относительное значение полной погрешности ТТ в уст. режиме,  $\varepsilon = 0,1$ ;

$\Delta U_{рпн}$  – относительная погрешность, обусловленная наличием

РПН, так как диапазон регулирования  $\pm 9 \cdot 1,78$ , то  $\Delta U_{рпн}=0,16$ ;

$\Delta f_{выр}$  – относительная погрешность выравнивания токов «плеч» ДТЗ,  $\Delta f_{выр} = 0,02$ ;

$\Delta f_{птт}$  – относительная погрешность внешнего выравнивающего Т,  $\Delta f_{птт} = 0$  о.е., т.к. внешний промежуточный выравнивающий трансформатор или

автотрансформатор не используется.

$$I_{НБ,РАСЧ*} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02 = 0,38$$

$$I_{Д,0*} = 1,3 \cdot 0,38 = 0,494 \text{ о.е.},$$

принято  $I_{Д,0*} = 0,5 \text{ о.е}$

Начальный ток срабатывания ДЗТ (рассчитывается по току плеча ВН при КЗ в зоне своей защиты):

$$I_{ср.ДЗТ} = \frac{I_{Д,0*} \cdot I_{ном.втор.вн} \cdot k_{ГТ}}{k_{сх}} \quad (4.2.3)$$

$$I_{ср.ДЗТ} = \frac{0,5 \cdot 0,2 \cdot 1000}{1 \cdot 1} = 100 \text{ А}$$

$$I_{ср.ДЗТ} = \frac{0,5 \cdot 0,4 \cdot 1500}{1 \cdot 1} = 300 \text{ А} - \text{ аварийный режим работы}$$

Проверка чувствительности по наименьшему двухфазному КЗ на стороне 10 кВ:

$$I_{КЗmin}^2 = 551 \text{ А при раздельной работе Т1 (Т2,Т3)}$$

$$k_{ч} = \frac{I_{КЗmin}^2}{I_{ср.ДЗТ}^2} \quad (4.2.4)$$

$$k_{ч} = \frac{551}{100} = 5,5 > 2$$

$$k_{ч} = \frac{2523}{300} = 8,41 > 2 - \text{ аварийный режим работы}$$

Ток начала торможения ДЗТ принимается 1 о.е.

Определим ток торможения блокировки ДЗТ

Относительный ток торможения блокировки

$$I_{Т.БЛ}^* = K_{ОТС} \cdot K_{ПРЕД.НАГР} \quad (4.2.5)$$

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

$K_{ПРЕД.НАГР}$  – коэффициент, определяющий предельную, нагрузочную способность тр-ра,

$$K_{ПРЕД.НАГР} = 1,8$$

$$I_{Т.БЛ}^* = 1,1 \cdot 1,8 = 1,98 \text{ о.е.}$$

Принимаем  $I_{Т.БЛ}^* = 2 \text{ о.е.}$

Ток торможения блокировки первичный

$$I_{Т.БЛ} = I_{Т.БЛ}^* \cdot I_{НОМ.БАЗ.ВН} \quad (4.2.6)$$

$$I_{Т.БЛ} = 2 \cdot 200,8 = 401,6 \text{ А}$$

Определим коэффициент торможения ДЗТ

Относительный максимальный первичный ток, протекающий через защищаемый трансформатор при внешнем КЗ

$I_{КЗmax}^3$  - ток КЗ СН, приведенный к стороне ВН

$I_{КЗmax}^3 = 973 \text{ А}$  - нормальная схема сети

$I_{КЗmax}^3 = 2952 \text{ А}$  – аварийная схема сети

$$I_{СКВ} = \frac{I_{КЗ\max}^3}{I_{ном.баз.ВН}} \quad (4.2.7)$$

$$I_{СКВ} = \frac{973}{200,8} = 4,8 \text{ о.е.}$$

$$I_{СКВ} = \frac{2952}{599,8} = 4,9 \text{ о.е.}$$

$$I_{Д} = (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫР} + \Delta f_{ПТТ}) \cdot I_{СКВ} \quad (4.2.8)$$

$$I_{Д} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) \cdot 4,8 = 1,824 \text{ о.е.}$$

$$I_{Д} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) \cdot 4,9 = 1,862 \text{ о.е.}$$

$$I_{Т} = \sqrt{I_{СКВ} \cdot (I_{СКВ} - I_{Д}) \cdot \cos \beta} \quad (4.2.9)$$

$$I_{Т} = \sqrt{4,8 \cdot (4,8 - 1,824) \cdot \cos 15^\circ} = 3,7 \text{ о.е.}$$

$$I_{Т} = \sqrt{4,9 \cdot (4,9 - 1,824) \cdot \cos 15^\circ} = 3,8 \text{ о.е.}$$

$$K_{Т} \geq \frac{K_{отс} \cdot I_{Д} - I_{Д0}}{I_{Т} - I_{Т0}} \quad (4.2.10)$$

$$K_{Т} \geq \frac{1,1 \cdot 1,824 - 0,5}{3,7 - 1} = 0,56$$

$$K_{Т} \geq \frac{1,1 \cdot 1,862 - 0,5}{3,8 - 1} = 0,55$$

Коэффициент торможения ДЗТ принимаем равным 0,6

Далее определяем ток срабатывания дифференциальной

1) Отстройка от броска тока намагничивания силового трансформатора:

$$I_{\text{отс}} \geq 6,5 \text{ о.е.}$$

2) Отстройка от максимального тока небаланса при внешнем

КЗ:

$$I_{\text{отс}} = 1,5 \cdot I_{\text{СКВ}} \cdot (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ВЫР}} + \Delta f_{\text{ПТТ}}) \quad (4.2.11)$$

$k_{\text{пер}} = 3$  – коэффициент, учитывающий переходный режим.

$$I_{\text{отс}} = 1,5 \cdot 4,8 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) = 3,46 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{отс}} = 1,5 \cdot 4,9 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) = 3,53 \text{ о.е.}$$

Принимаем  $I_{\text{отс}} = 6,5$  о.е. отсеки в относительных единицах

Уровень блокировки по второй гармонике принимаем равным 0,1 о.е.

Нормативная чувствительность ДЗТ, предусмотренной к установке на Т1 (Т2,Т3) ПС 110 кВ Новый ЦП, обеспечивается во всех режимах работы сети.

#### 4.2.2 МТЗ Т1, Т2, Т3 110 кВ.

1) Отстройка от максимального рабочего тока

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{сзп}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{РАБmax}} \quad (4.2.12)$$

где  $k_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки,  $k_{\text{отс}} = 1,1$ ;

$k_{\text{сзп}}$  – коэффициент замозапуска  $k_{\text{сзп}} = 1,3$ ;

$k_{\text{в}}$  – коэффициент возврата,  $k_{\text{в}} = 0,95$ ;

$I_{\text{РАБmax}}$  – величина тока, протекающего через место установки МТЗ в максимальном нагрузочном режиме, А.

$I_{РАБmax} = 286 \text{ А}$  в соответствии с 680-ОТР-ЭП-02

$$I_{C3} = \frac{1,1 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 286 = 431 \text{ А}$$

2) Согласование с МТЗ НН

$$I_{C3} = k_{Н.С.} \cdot I_{C3 \text{ МТЗ НН}} \quad (4.2.13)$$

где  $k_{Н.С.} = 1,1$  – коэффициент надежности, согласования;

$$I_{C3} = 1,1 \cdot 3150 \cdot \frac{10,5}{115} = 316 \text{ А}$$

3) Согласование с МТЗ СН

$$I_{C3} = k_{Н.С.} \cdot I_{C3 \text{ МТЗ СН}} \quad (4.2.14)$$

где  $k_{Н.С.} = 1,1$  – коэффициент надежности, согласования;

$$I_{C3} = 1,1 \cdot 933 \cdot \frac{37}{115} = 330,2 \text{ А}$$

Выбираем наибольшее из полученных значений.

$$I_{C3} = 331 \text{ А.}$$

Проверка чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к3min}}^2}{I_{C3}^2} \quad (4.2.15)$$

где  $I_{K3min}^2$  – минимальное значение тока в месте установки защиты при металлическом двухфазном КЗ в расчётной точке, А

1) КЗ на выводах ВН Т

$$I_{K3min}^2 = 3378 \text{ А (приложение Б, режим 9)}$$

$$k_q = \frac{3378}{330} = 10,21 > 1,5$$

2) КЗ на выводах НН Т

$$I_{K3min}^3 = 551 \text{ А (приложение Б, режим 10)}$$

$$k_q = \frac{551}{330} = 1,66 > 1,5$$

3) КЗ на выводах СН Т

$$I_{K3min}^2 = 820 \text{ А (приложение Б, режим 11)}$$

$$k_q = \frac{820}{330} = 2,5 > 1,5$$

Чувствительность обеспечивается.

Время срабатывания МТЗ ВН принимается равным максимальному времени срабатывания МТЗ НН (МТЗ СН) с учетом ступени селективности равной 0,3 с.

$$t_{cp \text{ МТЗ ВН}} = t_{cp \text{ МТЗ НН}} + \Delta t \quad (4.2.17)$$

$$t_{cp \text{ МТЗ ВН}} = 2,9 + 0,3 = 3,2 \text{ сек.}$$

#### 4.2.3 Защита от перегрузки Т1, Т2, Т3 ПС 110 кВ Новый ЦП

1) Ток срабатывания ВН

$$I_{ЗП\_ВН} = \frac{I_{НОМ\_ВН}}{K_{ТТ\_ВН}} \cdot \frac{K_{ОТС}}{K_B} \quad (4.2.18)$$

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

$K_B$  – коэффициент возврата реле тока ЗП,  $K_B = 0,9$ ;

$K_{ТТ\_ВН}$  – коэффициент трансформации ТТ соответствующей стороны трансформатора;

$I_{НОМ\_ВН}$  – номинальный первичный ток обмотки соответствующей стороны трансформатора.

$$I_{ЗП\_ВН} = \frac{200,8}{1000/1} \cdot \frac{1,05}{0,9} = 0,23 \text{ А}$$

Пользуясь формулой 4.2.18 определим ток срабатывания для средней и низкой стороны:

$$I_{ЗП\_СН} = \frac{599,8}{1500/1} \cdot \frac{1,05}{0,9} = 0,47 \text{ А}$$

$$I_{ЗП\_НН} = \frac{2099,5}{3000/1} \cdot \frac{1,05}{0,9} = 0,82 \text{ А}$$

$t_{ср\ ПЕР} = 9$  сек. с действием на сигнал.

### 4.3 Расчет уставок релейной защиты и автоматики на стороне 35 кВ.

Параметры срабатывания сети 35 кВ ПС 110 кВ Новый ЦП рассчитаны с учётом нормального и аварийного режимов. Схема нормального режима работы: питание ПС 110 кВ Новый ЦП со стороны ВЛ 110 кВ Амурская – Новый ЦП I (II) цепь. Схема аварийного режима работы: питание ПС 110 кВ Новый ЦП со стороны КВЛ 35 кВ Амурская – Новый ЦП I (II) цепь.

#### 4.3.1 МТЗ СВ 35 кВ ПС 110 кВ Новый ЦП.

Максимальный ток срабатывания СВ 35 кВ ПС 110 кВ Новый ЦП выбирается по условиям:

- отстройка от максимального рабочего тока

$$I_{CЗ} = \frac{k_{отс} \cdot k_{сзп}}{k_B} \cdot I_{РАБmax} \quad (4.3.1)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки,  $k_{отс} = 1,2$ ;

$k_{сзп}$  – коэффициент замозапуска,  $k_{сзп} = 1,5$ ;

$k_B$  – коэффициент возврата,  $k_B = 0,95$ ;

$I_{РАБmax}$  – величина тока, протекающего через защиту в максимальном нагрузочном

режиме, принята сумма токов нагрузки отходящих присоединений ( $I_{НОМ.ВЛ35кВ\_НовыйЦП-Северная}$ ), А.

$I_{РАБmax} = 671$  А, в соответствии с 680-ОТР-ЭП-02

$$I_{CЗ} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 671 = 1272 \text{ А}$$

- согласование с МТЗ отходящих присоединений 35 кВ

$$I_{CЗ} = k_{н.с.} \cdot I_{CЗCM} \quad (4.3.2)$$

где  $k_{н.с.} = 1,1$  – коэффициент надежности, согласования;

$I_{CЗCM}$ , - ток срабатывания смежной защиты.

$I_{CЗCM} = 493$  А – ток срабатывания МТЗ ВЛ 35 кВ Новый ЦП – Северная со стороны ПС 110 кВ Новый ЦП;

$I_{CЗCM} = 493$  А – ток срабатывания МТЗ ВЛ 35 кВ Новый ЦП – Амурская со стороны ПС 110 кВ Новый ЦП.

$$I_{C3} = 1,1 \cdot 493 = 542,3 \text{ А}$$

Принимаем  $I_{C3} = 1272 \text{ А}$ .

Проверка чувствительности:

$$k_q = \frac{I_{K3min}^2}{I_{C3}^2} \quad (4.3.3)$$

Где  $I_{K3min} = 2549 \text{ А}$  – минимальное значение тока в месте установки защиты при металлическом двухфазном КЗ в расчётной точке.

Проверка чувствительности для схемы нормального режима работы (питание ПС 110 кВ Новый ЦП со стороны ВЛ 110 кВ Амурская – Новый ЦП I(II) цепь):

$$k_q = \frac{2549}{1272} = 2 > 1,5$$

Проверка чувствительности для схемы аварийного режима работы (питание ПС 110 кВ Новый ЦП со стороны ВЛ 35 кВ Амурская – Новый ЦП I(II) цепь):

$$k_q = \frac{1975}{1272} = 1,55 > 1,5$$

Время срабатывания МТЗ СВ 35 кВ принимается равным максимальному времени срабатывания МТЗ присоединений 35 кВ ПС 110 кВ Новый ЦП с учетом ступени селективности равной 0,3 с.

$$t_{C3.CB35} = t_{C3.35} + \Delta t \quad (4.3.4)$$

$$t_{\text{СЗ.СВ35}} = 1,5 + 0,3 = 1,8 \text{ сек.}$$

Для повышения чувствительности МТЗ ВН трансформатора защита МТЗ СВ-35 кВ выполняется с пуском по напряжению СН:

$$I_{\text{СЗ}} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 671 = 848 \text{ А}$$

Уставка органа напряжения выбирается по условиям:

а) по условию обеспечения возврата после отключения внешнего КЗ

$$U_{\text{СЗ}} \leq \frac{U_{\text{min}}}{k_{\text{В}} \cdot k_{\text{отс}}} \quad (4.3.5)$$

$$U_{\text{СЗ}} \leq \frac{37,0,85}{1,1 \cdot 1,2} \leq 23,8$$

где  $U_{\text{min}}$  – величина междуфазного напряжения в месте установки МТЗ после отключения внешнего КЗ, при отсутствии данных для конкретного объекта принимается:

$$U_{\text{min}} = (0,9 \div 0,85) \cdot U_{\text{ном}} \quad (4.3.6)$$

$k_{\text{В}}$  – коэффициент возврата,  $k_{\text{В}} = 1,1$ ;

$k_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки,  $k_{\text{отс}} = 1,2$ ;

б) по условию отстройки от напряжения самозапуска при включении двигателей нагрузки от АПВ или АВР:

$$U_{C3} = \frac{U_{3АП}}{k_{отс}} \quad (4.3.7)$$

$$U_{C3} = \frac{0,7 \cdot 37}{1,2} = 21,6 \text{ кВ}$$

где  $U_{3АП}$  – величина междуфазного напряжения в месте установки МТЗ в условиях самозапуска, принимается  $U_{3АП} = 0,7 \cdot U_{ном}$ , кВ

Принимаем  $I_{C3} = 848 \text{ А}$ ,  $U_{C3} = 21,6 \text{ кВ}$

#### 4.3.2 МТЗ Т-1(Т-2,Т-3) ввода 35 кВ ПС 110 кВ Новый ЦП.

Для повышения чувствительности МТЗ ВН трансформатора защита МТЗ ввода Т-1, Т-2 и Т-3 35 кВ СВ-35 кВ выполняется с пуском по напряжению СН.

1) Отстройка от максимального рабочего тока

$$I_{C3} = \frac{k_{отс} \cdot k_{сзп}}{k_{в}} \cdot I_{РАБmax} \quad (4.3.8)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки,  $k_{отс} = 1,1$ ;

$k_{сзп}$  – коэффициент замозапуска  $k_{сзп} = 1$ ;

$k_{в}$  – коэффициент возврата,  $k_{в} = 0,95$ ;

$I_{РАБmax}$  – величина тока, протекающего через место установки МТЗ в максимальном нагрузочном режиме, А.

$I_{РАБmax} = 671 \text{ А}$ , в соответствии с 680-ОТР-ЭП-02

$$I_{C3} = \frac{1,1 \cdot 1}{0,95} \cdot 671 = 777 \text{ А}$$

2) Согласование с МТЗ СВ 35 кВ

$$I_{C3} = k_{H.C.} \cdot I_{C3 CB} \quad (4.3.9)$$

где  $k_{H.C.} = 1,1$  – коэффициент надежности, согласования;

$$I_{C3} = k_{H.C.} \cdot I_{C3 CB\_35} \quad (4.3.10)$$

$$I_{C3} = 1,1 \cdot 848 = 933 \text{ A}$$

Для аварийного режима выполним согласование с МТЗ НН Т1 (Т2):

$$I_{C3} = k_{H.C.} \cdot I_{C3 \text{ МТЗ НН}} \cdot k_T \quad (4.3.11)$$

$$I_{C3} = 1,1 \cdot 1778 \cdot 0,284 = 556 \text{ A}$$

Принимаем наибольшее значение:

$$I_{C3} = 933 \text{ A ,}$$

$$U_{C3} = 21,6 \text{ кВ.}$$

Проверка чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{K3min}^2}{I_{C3}^2} \quad (4.3.12)$$

где  $I_{K3min}^2$  – минимальное значение тока в месте установки защиты при металлическом двухфазном КЗ на шинах 35 кВ, А

$$I_{K3min}^2 = 2549 \text{ A}$$

Проверка чувствительности для схемы нормального режима работы (питание ПС 110 кВ Новый ЦП со стороны ВЛ 110 кВ Амурская – Новый ЦП I(II) цепь):

$$k_{\text{ч}} = \frac{2549}{933} = 2,73 \geq 1,5$$

Проверка чувствительности для схемы аварийного режима работы (питание ПС 110 кВ Новый ЦП со стороны ВЛ 35 кВ Амурская – Новый ЦП I(II) цепь):

$$k_{\text{ч}} = \frac{2523}{933} = 2,7 \geq 1,5$$

Время срабатывания МТЗ СН принимается равным времени срабатывания МТЗ СВ 35 кВ с учетом ступени селективности равной 0,3 с.

$$t_{\text{ср МТЗ СН}} = t_{\text{ср МТЗ СВ 35кВ}} + \Delta t \quad (4.3.13)$$

$$t_{\text{ср МТЗ СН}} = 1,8 + 0,3 = 2,1 \text{ сек.}$$

#### 4.3.3 УРОВ присоединений 35 кВ.

Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) формирует сигнал отключения вышестоящего выключателя через заданную выдержку времени после действия защиты и при отказе выключателя присоединения. Ток срабатывания УРОВ выбирается по условию:

$$I_{\text{УРОВ}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НОМ}} \quad (4.3.14)$$

где  $K_{\text{отс}} = 0,1$  – коэффициент отстройки

$I_{НОМ}$  – номинальный ток присоединения, А.

В таблице 22 приведен расчет параметров срабатывания УРОВ.

Таблица 22 - Расчет параметров срабатывания УРОВ.

Присоединение	$K_{ТТ}$	Уставка, А
T1	3000/1	300
T2	3000/1	300
T3	3000/1	300
ВЛ 110 кВ Новый ЦП – Северная I цепь	1000/1	100
ВЛ 110 кВ Новый ЦП – Северная II цепь	1000/1	100
ВЛ 110 кВ Новый ЦП – Амурская I цепь	1000/1	100
ВЛ 110 кВ Новый ЦП – Амурская II цепь	1000/1	100
СВ 35 кВ	1500/1	150

Расчетные значения  $I_{УРОВ}$  не превышают токов срабатывания МТЗ, следовательно, рассчитанные выше величины принимаются в качестве параметра срабатывания УРОВ.

Время срабатывания УРОВ принимается равным 0,3 с.

#### 4.3.4 ДЗШ 35 кВ

Исходные данные для расчета ДЗШ 35 кВ ПС 110 кВ Новый ЦП приведены в таблице 23.

Таблица 23– Расчет базовых величин ДЗШ 35 кВ ПС 110 кВ Новый ЦП

Направление	Коэффициент трансформации $K_{ТТ}$ , перв./втор.	Ток нагрузки максимальный, $I_{НАГР.МАКС}$ , А	Базисный ток, $I_{БАЗ}$ , А
1	2	3	4
СВ 35 кВ	1500/1	671	1500
T-1	1500/1	671	

1	2	3	4
Т-2	1500/1	671	1500
Т-3	1500/1	671	
Ввод КВЛ 35 кВ Амурская – Новый ЦП I ц.	1000/1	333	
Ввод КВЛ 35 кВ Амурская – Новый ЦП II ц.	1000/1	333	1500
Ввод КВЛ 35 кВ Новый ЦП - Северная I ц.	1000/1	333	
Ввод КВЛ 35 кВ Новый ЦП - Северная II ц.	1000/1	333	

Рассчитаем начальный ток срабатывания в о.е.

1) Отстройка от тока небаланса при обрыве токовых цепей в нагрузочном режиме:

$$I_{до*} \geq K_{отс} \cdot \frac{I_{МАКС.НАГР}}{I_{БАЗ}} \quad (4.3.15)$$

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

$I_{БАЗ} = 2000$  А – базисный ток;

При выполнении параметров срабатывания ДЗШ максимальный ток нагрузки принят первичному току ТТ

$$I_{до*} \geq 1,2 \cdot \frac{1500}{1 \cdot \frac{1500}{1}} = 1,2 \text{ о.е.}$$

2) Отстройка от тока небаланса в режиме, соответствующему началу торможения

$$I_{д0*} \geq K_{отс} \cdot I_{НБ.ТОРМ.НАЧ} \quad (4.3.16)$$

где  $K_{отс} = 1,5$  – коэффициент отстройки;

$I_{НБ.ТОРМ.НАЧ}$  – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью ТТ в режиме начала торможения

$$I_{НБ.ТОРМ.НАЧ} = (K_{одн} \cdot K_{пер} \cdot \varepsilon_{ТТ} + \Delta f_{выр} + \Delta f_{птт}) \cdot I_{т.0} \quad (4.3.17)$$

где  $K_{одн} = 1$  – коэффициент однотипности;

$K_{пер}$  – коэффициент, учитывающий переходной режим; в зависимости от

тока начала торможения принимается  $K_{пер} = 1,3$  при  $I_{т.0} = 1$ ;

$K_{пер} = 1,5 \div 2,0$  при  $I_{т.0} = 2$ ;

$\varepsilon_{ТТ} = 0,1$  – полная относительная погрешность основных ТТ;

$\Delta f_{выр} = 0,02$  – полная относительная погрешность выравнивания;

$\Delta f_{птт}$  – полная относительная погрешность промежуточных ТТ;

$I_{т.0} = 1$  – ток начала торможения

$$I_{НБ.ТОРМ.НАЧ} = (1 \cdot 1,3 \cdot 0,1 + 0,02 + 0) \cdot 1 = 0,15 \text{ о. е.}$$

Начальный дифф. ток срабатывания:

$$I_{д.0} = 1,2 \cdot 1500/1 = 1800 \text{ А.}$$

Рассчитаем коэффициент торможения в о.е.

1) Отстройка от тока небаланса в переходном режиме при внешнем КЗ

$$K_T \geq \frac{K_{отс} \cdot I_{нб.расч*} - I_{д.0}}{I_{торм.расч*} - I_{т.0}} \quad (4.3.18)$$

где  $K_{отс} = 1,5$  – коэффициент отстройки;

$$I_{нб.расч.*} = (K_{одн} \cdot K_{пер} \cdot \varepsilon_{тт} + \Delta f_{выр} + \Delta f_{птт}) \cdot I_{к.макс} \quad (4.3.19)$$

$K_{пер} = 2$  – коэффициент, учитывающий переходной режим;

где  $I_{к.макс}^3 = 6053 \text{ А}$  – КЗ на шинах 35 кВ ПС 110 кВ ПС Новый ЦП.

$$I_{нб.расч.*} = (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,02 + 0) \cdot \frac{6053}{1 \cdot \frac{1500}{1}} = 0,89$$

$$I_{торм.расч.*} = (1 - 0,5(K_{одн} \cdot K_{пер} \cdot \varepsilon_{тт} + \Delta f_{выр} + \Delta f_{птт})) \cdot I_{к.макс} + I_{макс.нагр} \quad (4.3.20)$$

$$I_{ТОРМ.РАСЧ*} = (1 - 0,5(1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,02 + 0)) \cdot \frac{6053}{1 \cdot \frac{1500}{1}} + \frac{1500}{1500} = 4,6$$

$$K_T \geq \frac{1,5 \cdot 0,89 - 1,2}{4,6 - 1} = 0,03$$

Принят коэффициент торможения 0,6 о.е.

Проведем проверку чувствительности  $K_{\text{ч}}$  в нормальном режиме

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗmin}}}{I_{\text{Д.0}} + K_T (I_{\text{ТОРМ.РАСЧ.}} - I_{\text{Т.0}})} \quad (4.3.21)$$

где  $I_{\text{КЗmin}}^2 = 5099$  А – КЗ на шинах 35 кВ ПС 110 кВ ПС Новый ЦП.

$$I_{\text{ТОРМ.РАСЧ.}} = 0,5(I_{\text{КЗmin}}^2 + I_{\text{МАКС.НАГР.}}) \quad (4.3.22)$$

$$I_{\text{ТОРМ.РАСЧ.}} = 0,5\left(\frac{5099}{1500} + \frac{1500}{1500}\right) = 2,2 \text{ А}$$

Для аварийного режима:

$$I_{ТОРМ.РАСЧ.} = 0,5 \left( \frac{3720}{1500} + \frac{1500}{1500} \right) = 1,74 \text{ А}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{5099}{0,6 + 0,6(2,2 - 1)} = 2,57 > 2$$

Для аварийного режима:

$$K_{\text{ч}} = \frac{3720}{0,6 + 0,6(1,74 - 1)} = 2,38 > 2$$

Чувствительность защиты обеспечивается

#### 4.3.5 ЗДЗ 35 кВ

ЗДЗ предназначена для быстрого устранения дуговых замыканий в отсеках сборных шин и элементов ошинок распределительных устройств. Функция ЗДЗ принимает внешний дискретный сигнал от устройств дуговой защиты, реагирующего на вспышку света сопровождающую дуговые замыкания. Для каждой секции шин 35 кВ предусматривается отдельный комплект распределенной защиты от дуговых замыканий. Защита выполняется с использованием устройств, изготовленных на основе волоконной оптики и МП техники, чувствительных к току КЗ при дуговых замыканиях в отсеках шкафа ЗРУ 35 кВ. Защита от дуговых замыканий выполняется с контролем тока или с контролем наличия напряжения нулевой последовательности 3U0.

Формирование дискретных сигналов устройствами защиты от дуговых замыканий дополняется логикой контроля тока от пусковых органов МТЗ питающих присоединений 35 кВ:

- 1) Пуск МТЗ Ввода 35 кВ Т-1 (Т-2,Т-3);
- 2) МТЗ ВЛ 35 кВ.

ЗДЗ присоединений 35 кВ имеет следующие параметры срабатывания:

- 1) ЗДЗ вводов 35 кВ Т-1 (Т-2,Т-3) – 0 с.
- 2) ЗДЗ отходящих ВЛ 35 кВ – 0 с.
- 3) Выдержка времени на сигнализацию ЗДЗ – 0 с.

Напряжение срабатывания  $3U_0=15$  В.

#### 4.3.6 АВР 35 кВ.

Орган понижения напряжения используется для пуска АВР посредством включения секционного выключателя, при исчезновении напряжения на секции.

Минимальное напряжение на секции, при котором происходит запуск схемы АВР:

$$U_{\text{ср}} = k_{\text{отс}} \cdot U_{\text{ном.нн}} \quad (4.3.23)$$

где  $k_{\text{отс}} = 0,25 \div 0,4$  – коэффициент отстройки (принято 0,25);

$U_{\text{ном}} = 35$  кВ – номинальное напряжение стороны СН трансформатора.

$$U_{\text{ср}} = 0,25 \cdot 35 = 8,75 \text{ кВ} = 8750 \text{ В.}$$

Во вторичных величинах ( $K_{\text{тн}}=35000/100=350$ ):

$$U_{\text{ср.вт}} = 8750/100 = 87,5 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания максимального реле напряжения, контролирующего наличие напряжения на резервном источнике, выбирается по условию:

$$U_{cp} = 0,6/0,65 \cdot U_{ном}, \quad (4.3.24)$$

$$U_{cp} = 0,6 \cdot 35 = 21 \text{ кВ} = 21000 \text{ В.}$$

Во вторичных величинах ( $K_{тн}=35000/100=350$ ):

$$U_{cp.вт} = 21000/100 = 210 \text{ В}$$

Время срабатывания выбирается по условию:

- отстройка от времени срабатывания защиты присоединений шин высшего напряжения подстанции

$$t_{сз} = t_{сз.мтз.вн.т} + \Delta t, \quad (4.3.25)$$

$t_{сз.мтз.вн.т} = 3,2 \text{ с}$  – наибольшее время срабатывания защиты присоединений шин высшего напряжения подстанции;  $\Delta t = 0,3 \text{ с}$  – время запаса.

$$t_{сз} = 3,2 + 0,3 = 3,5 \text{ с.}$$

#### 4.3.7 ЗМН 35 кВ

Напряжение срабатывание выбирается в соответствии с ПУЭ.

$$U_{сз} = 0,4 \cdot U_{ном} \quad (4.3.26)$$

$$U_{сз} = 0,4 \cdot 37 = 14,8 \text{ кВ}$$

где  $U_{ном} = 37 \text{ кВ}$  – номинальное напряжение;

Время срабатывания защиты на отключение принимается не более 10

сек. В соответствии с ПУЭ. Время срабатывания согласовано с временем действия МТЗ фидеров 35 кВ

$$t_{сз} = 2,1 + 0,3 = 2,4 \text{ с.}$$

#### 4.3.8 ЗОЗЗ 35 кВ

Ток срабатывания защиты от однофазных замыканий на землю (ЗОЗЗ), выбирается по условию отстройки от емкостного тока защищаемого присоединения при внешнем ОЗЗ:

$$I_{сз} \geq K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_c \quad (4.3.27)$$

где  $K_{отс} = 1,2$  о. е. – коэффициент отстройки;

$K_{бр} = 2$  о. е. – коэффициент «броска» емкостного тока в момент возникновения ОЗЗ;

$$I_c = I_{с.кл} + I_{с.вл} \quad (4.3.28)$$

$I_c$  – емкостной ток защищаемого элемента, А.

$I_{с.кл}$  – емкостной ток КЛ, А;

$I_{с.вл}$  – емкостной ток ВЛ, А.

Емкостной ток КЛ рассчитывается по следующему условию:

$$I_{с.кл} = \frac{U \cdot L}{10} \quad (4.3.29)$$

где  $L$  – длина КЛ или ВЛ, км;

$U$  – напряжение сети, В.

Емкостной ток ВЛ рассчитывается по следующему условию:

$$I_{C.вл} = \frac{U \cdot L}{350} \quad (4.3.30)$$

Проверка чувствительности ЗОЗЗ выполняется по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{C3}}{I_{C.сети}} \quad (4.3.31)$$

где  $I_{C3}$  – ток срабатывания защиты,

$I_{C.сети}$  – суммарный емкостной ток сети.

Расчет емкостного тока приведен в таблице 24.

Расчет тока срабатывания ЗОЗЗ приведен в таблице 25.

Таблица 24 – Расчет емкостного тока.

Секция	Яч. №	Наименование	Длина кабельных участков линии, км	Длина воздушных участков линии, км	Ис.кл, А	Ис.вл, А	Ис.Σ, А
1С 35 кВ	3	КВЛ 35 кВ Новый ЦП - Северная I цепь	0,03	4,9	0,105	0,490	0,595
1С 35 кВ	9	КВЛ 35 кВ Амурская - Новый ЦП I цепь	0,03	1,7	0,105	0,170	0,275
2С 35 кВ	4	КВЛ 35 кВ Новый ЦП - Северная II цепь	0,03	4,9	0,105	0,490	0,595
2С 35 кВ	10	КВЛ 35 кВ Амурская - Новый ЦП II цепь	0,03	1,7	0,105	0,170	0,275
Суммарный емкостной ток сети, А:							3,532

Таблица 25 – Расчет тока срабатывания ЗОЗЗ.

Секция	Яч. №	Наименование	Котс, о.е	Кбр, о.е	Is.Σ, А	Iсз, А	Кч
1С 35 кВ	3	КВЛ 35 кВ Новый ЦП - Северная I цепь	1,2	2	0,595	1,428	2,5
1С 35 кВ	9	КВЛ 35 кВ Амурская - Новый ЦП I цепь	1,2	2	0,275	0,66	5,4
2С 35 кВ	4	КВЛ 35 кВ Новый ЦП - Северная II цепь	1,2	2	0,595	1,428	2,5
2С 35 кВ	10	КВЛ 35 кВ Амурская - Новый ЦП II цепь	1,2	2	0,275	0,66	5,4

Защита действует на сигнализацию с временем срабатывания 5 с.

#### 4.4 Расчет уставок релейной защиты и автоматики на стороне 10 кВ.

##### 4.4.1 ТО 10 кВ ПС 110 кВ Новый ЦП.

Токовая отсечка (ТО) без выдержки времени является одной из ступеней максимальной токовой защиты, которая защищает часть кабельной линии или часть обмотки силового трансформатора.

1) При расчете ТО на кабельных линиях (КЛ) соединяющих шины ЗРУ и потребителей ток срабатывания ТО выбирается по условию отстройки от максимального тока КЗ, протекающего через защиту

$$I_{\text{КЗ}}^3 \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{КЗ}} \quad (4.4.1)$$

где  $K_{\text{отс}} = 1,1$  о. е – коэффициент отстройки;

$I_{\text{КЗ}}^3$  – ток, протекающий через защиту при трехфазном КЗ в конце

защищаемого элемента в максимальном режиме работы сети, А;

2) При расчете ТО на присоединениях, питающих понижающие трансформаторы, не имеющих защит по стороне ВН, ток срабатывания ТО выбирается по следующим условиям:

- отстройка от максимального тока, протекающего при КЗ за трансформатором:

$$I_{\text{КЗ}}^3 \geq K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{КЗ}} \quad (4.4.2)$$

где  $K_{\text{ОТС}} = 1,1$  о. е. – коэффициент отстройки;

$I_{\text{КЗ}}$  – ток протекающий через защиту при трехфазном КЗ на стороне низкого напряжения трансформатора, А.

- отстройка от суммарного значения броска тока намагничивания (БТН) всех трансформаторов, подключенных к защищаемой линии

$$I_{\text{СЗ}} \geq K_{\text{БР}} \cdot \Sigma I_{\text{НОМ}} \quad (4.4.3)$$

где  $K_{\text{БР}} = 5$  о. е – коэффициент БТН;

$I_{\text{НОМ}}$  – номинальный ток трансформатора, А.

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (4.4.4)$$

$S_{\text{НОМ}}$  – полная мощность трансформатора, кВА;

$U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение трансформатора, кВ.

Ток срабатывания защиты выбирается наибольший из двух перечисленных выше условий.

3) При расчете ТО на присоединении питающей двигательную нагрузку, ток срабатывания ТО должен быть отстроен от суммарного пускового тока

электродвигателей (ЭД)

$$I_{C3} \geq K_{OTC} \cdot \Sigma I_{ПУСК} \quad (4.4.5)$$

где  $\Sigma I_{ПУСК}$  – суммарный пусковой ток всех электродвигателей, подключенных к защищаемой линии;

$$I_{ПУСК} = K_{П} \cdot I_{НОМ} \quad (4.4.6)$$

$I_{ПУСК}$  – пусковой ток ЭД, А;

$K_{OTC} = 1,5$  о. е. – коэффициент отстройки;

$K_{пуск}$  – кратность пуска ЭД;

$I_{НОМ}$  – номинальный ток ЭД, А;

$$I_{НОМ} = \frac{P_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot \eta \cdot \cos f} \quad (4.4.7)$$

$P_{НОМ}$  – номинальная активная мощность ЭД, кВт;

$U_{НОМ} = 6$  кВ – номинальное напряжение ЭД;

$\eta = 0,95$  о. е. – КПД ЭД;

$\cos f = 0,8$  о. е. – коэффициент мощности ЭД.

Проверка чувствительности:

Чувствительность ТО проверяется при КЗ в начале защищаемого элемента

$$k_{ч} = \frac{I_{КЗ}^{(2,3)}}{I_{C3}} \geq 1,2 \quad (4.4.8)$$

где  $I_{КЗ}^{(2,3)}$  – ток протекающий через защиту при трехфазном/двухфазном КЗ в начале защищаемого элемента в максимальном/минимальном режиме работы сети;

$I_{сз}$  – принятый ток срабатывания защиты, А.

ТО выполняющая роль основной быстродействующей защиты, на присоединениях, питающих понижающие трансформаторы, не имеющие своих основных защит (дифференциальная защита), должна обеспечивать чувствительность не менее чем 2 при КЗ на стороне вводов ВН трансформатора в минимальном режиме работы сети.

Расчеты параметров срабатывания ТО элементов сети приведены в таблицах 26 – 29.

В таблице 26 приведен расчет ТО по условию отстройки от КЗ в конце защищаемого элемента и от БТН.

В таблице 27 выполнена проверка чувствительности уставки срабатывания для нормального режима работы, выбранной максимальной по расчетным условиям, приведенным в таблице 3.1.1.

В таблице 28 выполнена проверка чувствительности уставки срабатывания для аварийного режима работы.

В таблице 29 приведён расчёт суммарных значений номинальных токов трансформаторов.

Таблица 26 – Расчет параметров срабатывания ТО элементов сети 10 кВ (отстройка от КЗ в конце защищаемого элемента и от БТН)

Секция	№ яч.	Направление	Ктт	Отстройка от КЗ в конце защищаемого элемента			Отстройка от БТН		
				Котс, о.е	Iзкз, А	Iсз, А	Кбр, о.е	Σном_т, А	Iсз, А
1	2	3	4	5			6		
1с 10кВ	3	ТСН-1	25/1	1,1	149	164	5	8,8	44,0
	5	РП-1	800/1	1,1	9274	10201	-	-	-
	7	Жилой микрорайон (2/14)	400/1	1,1	3777	4155	5	558,7	2793,3
	11	ДГК-1	350/1	1,1	49	54	5	47,3	236,4

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5			6		
1с 10кВ	13	Котельная 12 интернат	350/1	1,1	2367	2604	5	338,7	1693,6
	15	Котельная №24	350/1	1,1	1516	1668	5	335,4	1677,1
	17	Котельная №26	350/1	1,1	4741	5215	5	69,3	346,4
	21	Комплексе по обработке отходов	350/1	1,1	3179	3497	5	55,0	274,9
	23	Торговый центр	400/1	1,1	3139	3453	5	549,9	2749,3
2с 10кВ	4	ТСН-2	25/1	1,1	149	164	5	8,8	44,0
	6	РП-1	800/1	1,1	9274	10201	-	-	-
	8	Жилой микрорайон (2/14)	400/1	1,1	3777	4155	5	558,7	2793,3
	12	ДГК-2	350/1	1,1	49	54	5	47,3	236,4
	14	Котельная 12 интернат	350/1	1,1	2367	2604	5	338,7	1693,6
	16	Родильный дом	350/1	1,1	1516	1668	5	335,4	1677,1
	18	Котельная №26	350/1	1,1	4741	5215	5	69,3	346,4
	22	Торговый центр	400/1	1,1	3139	3453	5	549,9	2749,3

Протоколы расчета ТКЗ приведены в Приложении Б (Режим 13 – 27).

Таблица 27 – Результаты проверки чувствительности ТО элементов сети 10 кВ

Секция	№ яч.	Направление	Принятый ток срабатывания I <sub>сз</sub> , А		Проверка чувствительности (макс. режим)		t <sub>сз</sub> , с	Действие защиты
			перв	втор	I <sub>кз</sub> , А	K <sub>ч</sub> ≥1,2		
1	2	3	4		5		6	7
1с 10кВ	3	ТСН-1	170	6,80	12574	73,96	0	откл
	5	РП-1	10210	12,76	12574	1,23	0	откл

Продолжение таблицы 27

1	2	3	4		5		6	7
1с 10кВ	7	Жилой микрорайон (2/14)	4160	10,40	12574	3,02	0	откл
	11	ДГК-1	240	0,69	12574	52,39	0	откл
	13	Котельная 12 интернат	2610	7,46	12574	4,82	0	откл
	15	Котельная №24	1680	4,80	12574	7,48	0	откл
	17	Котельная №26	5220	14,91	12574	2,41	0	откл
	21	Комплекс по обработке отходов	3500	10,00	12574	3,59	0	откл
	23	Торговый центр	3460	8,65	12574	3,63	0	откл
2с 10кВ	4	ТСН-2	170	6,80	12574	73,96	0	откл
	6	РП-1	10210	12,76	12574	1,23	0	откл
	8	Жилой микрорайон (2/14)	4160	10,40	12574	3,02	0	откл
	12	ДГК-2	240	0,69	12574	52,39	0	откл
	14	Котельная 12 интернат	2610	7,46	12574	4,82	0	откл
	16	Родильный дом	1680	4,80	12574	7,48	0	откл
	18	Котельная №26	5220	14,91	12574	2,41	0	откл
	22	Торговый центр	3460	8,65	12574	3,63	0	откл

Протоколы расчета ТКЗ приведены в Приложении Б (Режим 28 – 29).

Таблица 28 – Результаты проверки чувствительности ТО элементов сети 10 кВ в аварийном режиме

Секция	№ яч.	Направление	Принятый ток срабатывания		Проверка чувствительности (макс. режим)		тсз, с	Действие защиты
			Исз, А		И <sub>кз</sub> , А	К <sub>ч</sub> ≥1,2		
1	2	3	4		5		6	7
1с 10кВ	3	ТСН-1	170	6,80	10393	61,14	0	откл

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4		5		6	7
1с 10кВ	5	РП-1	10210	12,76	10393	1,02	0	откл
	7	Жилой микрорайон (2/14)	4160	10,40	10393	2,50	0	откл
	11	ДГК-1	240	0,69	10393	43,30	0	откл
	13	Котельная 12 интернат	2610	7,46	10393	3,98	0	откл
	15	Котельная №24	1680	4,80	10393	6,19	0	откл
	17	Котельная №26	5220	14,91	10393	1,99	0	откл
	21	Комплекс по обработке отходов	3500	10,00	10393	2,97	0	откл
	23	Торговый центр	3460	8,65	10393	3,00	0	откл
2с 10кВ	4	ТСН-2	170	6,80	10393	61,14	0	откл
	6	РП-1	10210	12,76	10393	1,02	0	откл
	8	Жилой микрорайон (2/14)	4160	10,40	10393	2,50	0	откл
	12	ДГК-2	240	0,69	10393	43,30	0	откл
	14	Котельная 12 интернат	2610	7,46	10393	3,98	0	откл
	16	Родильный дом	1680	4,80	10393	6,19	0	откл
	18	Котельная №26	5220	14,91	10393	1,99	0	откл
	22	Торговый центр	3460	8,65	10393	3,00	0	откл

Расчёт суммарных значений номинальных токов трансформаторов приводится в таблице 29.

Таблица 29– Расчёт суммарных номинальных токов трансформаторов секций 10 кВ

№ яч	Uном, кВ	Sном, кВА	I ном_т, А	ΣI ном_т, А
1	2	3	4	5
3, 4	10,5	160	8,80	8,80
7, 8	10,5	2000	109,97	558,66

Продолжение таблицы 29

1	2	3	4	5
7, 8	10,5	2000	109,97	
	10,5	1000	54,99	
	10,5	1000	54,99	
	10,5	2000	109,97	
	10,5	2000	109,97	
11, 12	10,5	860	47,29	47,29
13, 14	10,5	630	34,64	338,71
	10,5	630	34,64	
	10,5	160	8,80	
	10,5	160	8,80	
	10,5	630	34,64	
	10,5	630	34,64	
	10,5	630	34,64	
	10,5	630	34,64	
	10,5	630	34,64	
	10,5	630	34,64	
	10,5	400	21,99	
	10,5	400	21,99	
15, 16	10,5	400	21,99	335,41
	10,5	400	21,99	
	10,5	400	21,99	
	10,5	400	21,99	
	10,5	400	21,99	
	10,5	400	21,99	
	10,5	250	13,75	
	10,5	250	13,75	
	10,5	1600	87,98	
	10,5	1600	87,98	
17, 18	10,5	630	34,64	69,28
	10,5	630	34,64	
21	10,5	1000	54,99	54,99
23, 22	10,5	4000	219,94	549,86
	10,5	4000	219,94	
	10,5	1000	54,99	
	10,5	1000	54,99	

#### 4.4.2 МТЗ присоединений 10 кВ

Максимальная токовая защита (МТЗ) с выдержкой времени, является наиболее чувствительной из токовых защит, обеспечивает отключение КЗ не только на защищаемом элементе, но и на смежных и нижестоящих элементах сети, выполняя функцию дальнего резервирования.

Ток срабатывания МТЗ защищаемого элемента сети выбирается по следующим условиям:

- Отстройка от максимального рабочего тока присоединения

$$I_{CЗ} \geq \frac{K_{ОТС} \cdot K_{САМ}}{K_B} \cdot I_{МАКС.Р} \quad (4.4.9)$$

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

$K_{САМ} = 1,5$  о. е – коэффициент самозапуска;

$K_B = 0,95$  о. е. – коэффициент возврата;

$I_{МАКС.Р}$  – максимальный рабочий ток присоединения, А;

Максимальный рабочий ток ОЛ принят в соответствии с главной схемой 680-ОТР-ЭП-02.

Максимальный рабочий ток трансформатора рассчитывается по условию:

$$I_{МАКС.Р} = K_{ПЕР} \cdot I_{НОМ} \quad (4.4.10)$$

где  $K_{ПЕР} = 1,4$  о. е – коэффициент перегрузки трансформатора;

$I_{НОМ}$  – номинальный ток трансформатора, А.

- Согласование с током срабатывания смежных защит

$$I_{CЗ} \geq \frac{K_{СОГЛ}}{K_T} \cdot I_{СМЕЖ} \quad (4.4.11)$$

где  $K_{СОГЛ} = 1,1$  о. е – коэффициент согласования;

$K_T$  – коэффициент токораспределения учитываемый при наличии нескольких источников питания в сети, при наличии одного источника питания  $K_T = 1$  о.е.;  
 $I_{\text{СМЕЖ}}$  – ток срабатывания смежной защиты, о.е.

- Для ячеек питающих двигательную нагрузку необходимо выполнить отстройку от токов подпитки двигателей, протекающих через защиту при внешнем КЗ

$$I_{\text{СЗ}} \geq K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{КЗ}}^3 \quad (4.4.12)$$

где  $K_{\text{ОТС}} = 1,1$  о. е – коэффициент отстройки;

$I_{\text{КЗ}}^3$  – ток подпитки места КЗ от двигателя при трехфазном КЗ, А.

Значение тока срабатывания, выбирается как наибольшее расчетное из перечисленных выше условий.

Проверка чувствительности:

Чувствительность МТЗ проверяется при КЗ в конце защищаемого элемента сети, в минимальном режиме работы сети

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(3,2)}}{I_{\text{СЗ}}} \geq 1,5 \quad (4.4.13)$$

где  $I_{\text{КЗ}}^{(3,2)}$  – минимальный ток КЗ, протекающий через защиту при трехфазном/двухфазном КЗ в конце защищаемого элемента сети, в минимальном режиме работы сети, А;

$I_{\text{СЗ}}$  – принятый ток срабатывания защиты, А.

В случае недостаточной чувствительности МТЗ ( $K_{\text{ч}} \geq 1,5$ ), вводится орган срабатывания по напряжению.

Уставка органа напряжения выбирается по условиям:

а) по условию обеспечения возврата после отключения внешнего КЗ

$$U_{C3} \leq \frac{U_{\min}}{k_B \cdot k_{отс}} \quad (4.4.14)$$

где  $U_{\min}$  – величина междуфазного напряжения в месте установки МТЗ после отключения внешнего КЗ, при отсутствии данных для конкретного объекта принимается:

$$U_{\min} = (0,9 \div 0,85) \cdot U_{\text{ном}}; \quad (4.4.15)$$

$k_B$  – коэффициент возврата,  $k_B = 1,1$ ;

$k_{отс}$  – коэффициент отстройки,  $k_{отс} = 1,2$ ;

б) по условию отстройки от напряжения самозапуска при включении двигателей нагрузки от АПВ или АВР:

$$U_{C3} = \frac{U_{зап}}{k_{отс}} \quad (4.4.16)$$

где  $U_{зап}$  – величина междуфазного напряжения в месте установки МТЗ в условиях

самозапуска, принимается  $U_{зап} = 0,7 \cdot U_{\text{ном}}$ , кВ

Чувствительность органа напряжения

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{C3}}{I_{K3\text{макс}}} \geq 1,5 \quad (4.4.17)$$

где  $U_{K3\text{макс}}$  – максимальное значение междуфазного напряжения при двухфазном

КЗ в месте установки МТЗ, кВ.

Время срабатывания:

Время срабатывания МТЗ выбирается по ступенчатому принципу:

$$t_{сз} = t_{сМЕЖ} + \Delta t \quad (4.4.18)$$

где  $t_{сМЕЖ}$  – время срабатывания смежной защиты, с;

$\Delta t = 0,3$  с – степень селективности.

Расчеты параметров срабатывания МТЗ элементов сети 10 кВ ПС 110 кВ Новый ЦП приведены в таблицах 30 – 3.2.7.

В таблице 30 приведен расчет МТЗ по условию отстройки от максимального рабочего тока.

В таблице 31 указан принятый ток срабатывания МТЗ.

В таблице 32 выполнена проверка чувствительности уставки срабатывания для нормального режима, выбранной максимальной по расчетным условиям, приведенным в таблице 30.

В таблице 33 выполнена проверка чувствительности уставок срабатывания для нормального режима. Уставки выбраны максимальными по расчетным условиям, приведенным в таблице 30.

В таблице 34 выполнен расчёт параметров срабатывания МТЗ СВ 10 кВ и вводов НН трансформаторов Т1, Т2 ПС 110 кВ Новый ЦП по условию отстройки от максимального рабочего тока и по условию согласования с током срабатывания смежной защиты.

В таблице 35 выполнена проверка чувствительности уставок срабатывания МТЗ СВ 10 кВ и вводов НН трансформаторов для нормального режима, выбранных максимальными по расчетным условиям, приведенным в таблице 34.

В таблице 36 выполнена проверка чувствительности уставок срабатывания МТЗ СВ 10 кВ и вводов НН трансформаторов для аварийного режима. Уставки выбраны максимальными по расчетным условиям, приведенным в таблице 34.

Таблица 30 – Расчет параметров срабатывания МТЗ элементов сети 10 кВ (отстройка от максимального рабочего тока)

Секция	№ яч.	Направление	Кгт	Отстройка от максимального рабочего тока				
				Котс, о.е	Ксам, о.е	Кв, о.е	Имакс.р, А	Исз, А
1с 10кВ	3	ТСН-1	25/1	1,2	1,5	0,95	18	34,1
	5	РП-1	800/1	1,2	1,5	0,95	719	1362,3
	7	Жилой микрорайон (2/14)	400/1	1,2	1,5	0,95	276	522,9
	11	ДГК-1	350/1	1,2	1	0,95	135	170,5
	13	Котельная 12 интернат	350/1	1,2	1,5	0,95	148	280,4
	15	Котельная №24	350/1	1,2	1,5	0,95	136	257,7
	17	Котельная №26	350/1	1,2	1,5	0,95	32	60,6
	21	Комплекс по обработке отходов	350/1	1,2	1,5	0,95	43	81,5
	23	Торговый центр	400/1	1,2	1,5	0,95	290	549,5
2с 10кВ	4	ТСН-2	25/1	1,2	1,5	0,95	18	34,1
	6	РП-1	800/1	1,2	1,5	0,95	719	1362,3
	8	Жилой микрорайон (2/14)	400/1	1,2	1,5	0,95	276	522,9
	12	ДГК-2	350/1	1,2	1	0,95	135	170,5
	14	Котельная 12 интернат	350/1	1,2	1,5	0,95	148	280,4
	16	Родильный дом	350/1	1,2	1,5	0,95	136	257,7
	18	Котельная №26	350/1	1,2	1,5	0,95	32	60,6
	22	Торговый центр	400/1	1,2	1,5	0,95	290	549,5

Таблица 31 – Принятый ток срабатывания МТЗ элементов сети 10 кВ

Секция	№ яч.	Направление	Ктт	Принятый ток срабатывания $I_{сз}$ , А	
				перв	втор
1с 10кВ	3	ТСН-1	25/1	40	1,60
	5	РП-1	800/1	1370	1,71
	7	Жилой микрорайон (2/14)	400/1	530	1,33
	11	ДГК-1	350/1	180	0,51
	13	Котельная 12 интернат	350/1	290	0,83
	15	Котельная №24	350/1	260	0,74
	17	Котельная №26	350/1	70	0,20
	21	Комплекс по обработке отходов	350/1	90	0,26
	23	Торговый центр	400/1	550	1,38
2с 10кВ	4	ТСН-2	25/1	40	1,60
	6	РП-1	800/1	1370	1,71
	8	Жилой микрорайон (2/14)	400/1	530	1,33
	12	ДГК-2	350/1	180	0,51
	14	Котельная 12 интернат	350/1	290	0,83
	16	Родильный дом	350/1	260	0,74
	18	Котельная №26	350/1	70	0,20
	22	Торговый центр	400/1	550	1,38

Таблица 32 – Результаты проверки чувствительности МТЗ элементов сети  
10 кВ

Секция	№ яч.	Направление	Проверка чувствительности (мин. режим)				tсз, с	Действие защиты
			4					
1	2	3	I <sup>3</sup> <sub>кз</sub> , А	K <sub>ч</sub> ≥1,5	I <sup>2</sup> <sub>кз</sub> , А	K <sub>ч</sub> ≥1,5	5	6
1с 10кВ	3	ТСН-1	149	3,73	129	3,23	0,7	откл
	5	РП-1	9157	6,68	7930	5,79	2,3	откл
	7	Жилой микрорайон (2/14)	3760	7,09	3256	6,14	2,3	откл
	11	ДГК-1	472	2,62	409	2,27	0,3	откл
	13	Котельная 12 интернат (КЗ на 10,5кВ Газовая котельная (2/3))	2279	7,86	1974	6,81	0,7	откл
			1056	3,64	915	3,15		
	15	Котельная №24 (КЗ на 10,5кВ Котельная в квартале №3 (2/22))	917	3,53	794	3,05	0,9	откл
			841	3,23	728	2,80		
	17	Котельная №26	4714	67,34	4082	58,32	0,7	откл
	21	Комплекс по обработке отходов	3167	35,19	2743	30,47	0,9	откл
23	Торговый центр	3127	5,69	2708	4,92	1,9	откл	
2с 10кВ	4	ТСН-2	149	3,73	129	3,23	0,7	откл
	6	РП-1	9157	6,68	7930	5,79	2,3	откл
	8	Жилой микрорайон (2/14)	3760	7,09	3256	6,14	2,3	откл
	12	ДГК-2	472	2,62	409	2,27	0,3	откл

Продолжение таблицы 32

1	2	3	4				5	6
	14	Котельная 12 интернат (КЗ на 10,5кВ Газовая котельная (2/3))	2279	7,86	1974	6,81	0,7	откл
		Котельная 12 интернат (КЗ на 10,5кВ Газовая котельная (2/2))	1296	4,47	1122	3,87		
		Котельная 12 интернат (КЗ на 10,5кВ Газовая котельная (2/1))	810	2,79	701	2,42		
	16	Родильный дом (КЗ на 10,5кВ Родильный дом (2/18))	1513	5,82	1310	5,04	1,6	откл
		Родильный дом (КЗ на 10,5кВ Котельная №24 (3/1))	841	3,23	728	2,80		
	18	Котельная №26	4714	67,34	4082	58,32	0,7	откл
22	Торговый центр	3127	5,69	2708	4,92	1,9	откл	

Таблица 33 – Результаты проверки чувствительности МТЗ элементов сети 10 кВ в аварийном режиме

Секция	№ яч.	Направление	Проверка чувствительности (мин. режим)				tсз, с	Действие защиты
			4					
1	2	3	I <sup>2</sup> <sub>кз</sub> , А	K <sub>ч</sub> ≥1,5	I <sup>2</sup> <sub>кз</sub> , А	K <sub>ч</sub> ≥1,5	5	6
1с 10кВ	3	ТСН-1	148	3,70	128	3,20	0,7	откл.
	5	РП-1	7943	5,80	6879	5,02	2,3	откл.
	7	Жилой микрорайон (2/14)	3570	6,74	3092	5,83	2,3	откл.
	11	ДГК-1	468	2,60	405	2,25	0,3	
	13	Котельная 12 интернат (КЗ на 10,5кВ Газовая котельная (2/3))	1056	3,64	915	3,15	0,7	откл.
		Котельная 12 интернат (КЗ на 10,5кВ Газовая котельная (2/2))	1056	3,64	915	3,15		откл.

Продолжение таблицы 33

1	2	3	4				5	6
1с 10кВ	15	Котельная №24 (КЗ на 10,5кВ Котельная в квартале №3 (2/22))	910	3,50	788	3,03	0,9	откл.
		Котельная №24 (КЗ на 10,5кВ Родильный дом (2/18))	835	3,21	723	2,78		
	17	Котельная №26	4421	63,16	3829	54,70	0,7	откл.
	21	Комплекс по обработке отходов	3043	33,81	2635	29,28	0,9	откл.
	23	Торговый центр	2998	5,45	2596	4,72	1,9	откл.
2с 10кВ	4	ТСН-2	148	3,70	128	3,20	0,7	откл.
	6	РП-1	7943	5,80	6879	5,02	2,3	откл.
	8	Жилой микрорайон (2/14)	3570	6,74	3092	5,83	2,3*	откл.
	12	ДГК-2	468	2,60	405	2,25	0,3	
	14	Котельная 12 интернат (КЗ на 10,5кВ Газовая котельная (2/3))	2224	7,67	1926	6,64	0,7	откл. откл.
		Котельная 12 интернат (КЗ на 10,5кВ Газовая котельная (2/2))	1278	4,41	1107	3,82		
		Котельная 12 интернат (КЗ на 10,5кВ Газовая котельная (2/1))	803	2,77	695	2,40		
	16	Родильный дом (КЗ на 10,5кВ Родильный дом (2/18))	1490	5,73	1290	4,96	1,6	откл.
		Родильный дом (КЗ на 10,5кВ Котельная №24 (3/1))	835	3,21	723	2,78		
	18	Котельная №26	4421	63,16	3829	54,70	0,7	откл.
22	Торговый центр	2998	5,45	2596	4,72	1,9	откл.	

Время действия МТЗ выбрано для обеспечения селективной работы МТЗ с нижестоящими защитами. Время действия нижестоящих защит принято приблизительно по ступенчатому принципу.

Протоколы расчета ТКЗ приведены в Приложении Б (Режим 30 - 47).

Таблица 34 – Расчет параметров срабатывания МТЗ СВ 10 кВ и вводов НН трансформаторов Т1, Т2,Т3 ПС 110 кВ Новый ЦП (условие отстройки от максимального рабочего тока и условие согласования с током срабатывания смежной защиты)

№ яч	Тег	МТЗ							
		Отстройка от максимального рабочего тока				Согласование с током срабатывания смежной защиты			
		Котс, о.е	Ксам, о.е	Кв, о.е	Имакс.р, А	Исз, А	Ксогл, о.е	Исмеж, А	Исз, А
1	2	3							
1	СВ 10кВ	1,2	1,5	0,95	852,5	1615	1,1	1370	1507
9	Т-1 ввод 10кВ	1,2	1,5	0,95	1662	3149	1,1	1616	1778
10	Т-2 ввод 10кВ	1,2	1,5	0,95	1662	3149	1,1	1616	1778
24	Т-3 ввод 10кВ	1,2	1,5	0,95	1662	3149	1,1	1616	1778

Таблица 35 – Результаты проверки чувствительности МТЗ СВ 10 кВ и вводов НН трансформаторов Т1, Т2, Т3 ПС 110 кВ Новый ЦП

№ яч	Тег	МТЗ								тсз, с	Действие защиты
		Принятый ток срабатывания Исз, А			Проверка чувствительности (мин. режим)						
		перв	Ктг	втор	Изкз, А	Кч≥1,5	И2кз, А	Кч≥1,5			
1	2	3							4	5	
1	СВ 10кВ	1616	2000/1	0,81	12363	7,65	10707	6,63	2,6	откл.	
9	Т-1 ввод 10кВ	3150	3000/1	1,05	11814	3,75	10231	3,25	2,9	откл.	
10	Т-2 ввод 10кВ	3150	3000/1	1,05	11814	3,75	10231	3,25	2,9	откл.	
24	Т-3 ввод 10кВ	3150	3000/1	1,05	11814	3,75	10231	3,25	2,9	откл.	

Протоколы расчета ТКЗ приведены в Приложении Б (Режим 48 – 49).

Таблица 37 – Результаты проверки чувствительности МТЗ СВ 10 кВ и вводов НН трансформаторов Т1, Т2, Т3 ПС 110 кВ Новый ЦП в аварийном режиме

№ яч	Тег	МТЗ								tcз, с	Действие защиты
		Принятый ток срабатывания I <sub>сз</sub> , А			Проверка чувствительности (мин. режим)						
		перв	Ктт	втор	I <sub>зкз</sub> , А	K <sub>ч</sub> ≥1,5	I <sub>2кз</sub> , А	K <sub>ч</sub> ≥1,5			
1	2	3						4	5		
1	СВ 10кВ	1616	2000/1	0,81	10253	6,34	8879	5,49	2,6	откл.	
9	Т-1 ввод 10кВ	3150	3000/1	1,05	9745	3,09	8439	2,68	2,9	откл.	
10	Т-2 ввод 10кВ	3150	3000/1	1,05	9745	3,09	8439	2,68	2,9	откл.	
24	Т-3 ввод 10кВ	3150	3000/1	1,05	9745	3,09	8439	2,68	2,9	откл.	

#### 4.4.3 Защита от перегрузки присоединений 10 кВ

Защита от перегрузки (ЗП) выбирается по условию отстройки от номинального тока трансформатора

$$I_{сз} \geq \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{ном} \quad (4.4.19)$$

где  $K_{отс} = 1,05$  о. е. – коэффициент отстройки;

$K_B$  – коэффициент возврата для расчета ЗП трансформатора принимается равным 0,9 о.е;

$I_{ном}$  – номинальный ток трансформатора стороны НН (ВН).

Время срабатывания защиты принимается равным 9 с. Защита выполняется с действием на сигнал.

Расчет параметров срабатывания ЗП трансформаторов приведен в таблице 38.

Таблица 38 – Расчет параметров срабатывания защиты от перегрузки

№ яч.	Направление	Отстройка от номинального тока трансформатора				Принятый ток срабатывания, I <sub>сз</sub> , А			t <sub>сз</sub> , с	Действие защиты
		Котс, о.е	Кв, о.е	I <sub>ном</sub> , А	I <sub>сз</sub> , А	перв	Ктт	втор		
3	ТСН-1	1,05	0,9	8,8	10,3	10,3	25/1	0,41	9	сигнал
11	ДГК-1	1,05	0,9	47,3	55,2	55,2	350/1	0,16	9	сигнал
4	ТСН-2	1,05	0,9	8,8	10,3	10,3	25/1	0,41	9	сигнал
12	ДГК-2	1,05	0,9	47,3	55,2	55,2	350/1	0,16	9	сигнал

#### 4.4.4 УРОВ присоединений 10 кВ

Автоматика, предназначенная для отключения выключателя последующего участка при отказе выключателя на защищаемом элементе в аварийных ситуациях.

Ток срабатывания устройства резервирования при отказе выключателя (УРОВ) выбирается по условию:

$$I_{сз} = K_{отс} \cdot I_{ном.тт} \quad (4.4.20)$$

где  $K_{отс} = 0,1 \div 0,2$  – коэффициент отстройки (принят 0,1);

$I_{ном.тт}$  – номинальный первичный ток ТТ присоединения, А.

Если расчетное значение тока срабатывания УРОВ не превышает ток срабатывания МТЗ этого присоединения, то рассчитанная уставка принимается в качестве параметра срабатывания.

Расчет параметров срабатывания УРОВ элементов сети приведены в таблице 39.

Таблица 39 – Расчет параметров срабатывания УРОВ элементов сети 10 кВ

Секция	№ яч.	Направление	Ток ср.МТЗ I <sub>сз</sub> , А	Котс, о.е.	I <sub>ном.тт</sub> , А	Принятый ток срабатывания I <sub>сз</sub> , А			t <sub>сз</sub> , с	Действие защиты
						перв	Ктт	втор		
1	2	3	4	5	6	7			8	9

Продолжение таблицы 39

1	2	3	4	5	6	7			8	9
1с 10кВ	1	СВ 10кВ	1616	0,1	2000	200	2000/1	0,1	0,3	откл. ввода НН тр-ра
	3	ТСН-1	40	0,1	25	2,5	25/1	0,1	0,3	откл.ввода/СВ
	5	РП-1	1370	0,1	800	80	800/1	0,1	0,3	откл.ввода/СВ
	7	Жилой микрорайон (2/14)	530	0,1	400	40	400/1	0,1	0,3	откл.ввода/СВ
	9	Т-1 ввод 10 кВ	3150	0,1	3000	300	3000/1	0,1	0,3	откл.тр-ра
	10	Т-2 ввод 10 кВ	3150	0,1	3000	300	3000/1	0,1	0,3	откл.тр-ра
	11	ДГК-1	180	0,1	350	35	350/1	0,1	0,3	откл.ввода/СВ
	13	Котельная 12 интернат	290	0,1	350	35	350/1	0,1	0,3	откл.ввода/СВ
	15	Котельная №24	260	0,1	350	35	350/1	0,1	0,3	откл.ввода/СВ
	17	Котельная №26	70	0,1	350	35	350/1	0,1	0,3	откл.ввода/СВ
	21	Комплекс по обработке отходов	90	0,1	350	35	350/1	0,1	0,3	откл.ввода/СВ
	23	Торговый центр	550	0,1	400	40	400/1	0,1	0,3	откл.ввода/СВ
2с 10кВ	4	ТСН-2	40	0,1	25	2,5	25/1	0,1	0,3	откл.ввода/СВ
	6	РП-1	1370	0,1	800	80	800/1	0,1	0,3	откл.ввода/СВ
	8	Жилой микрорайон (2/14)	530	0,1	400	40	400/1	0,1	0,3	откл.ввода/СВ
	12	ДГК-2	180	0,1	350	35	350/1	0,1	0,3	откл.ввода/СВ
	14	Котельная 12 интернат	290	0,1	350	35	350/1	0,1	0,3	откл.ввода/СВ
	16	Родильный дом	260	0,1	350	35	350/1	0,1	0,3	откл.ввода/СВ
	18	Котельная №26	70	0,1	350	35	350/1	0,1	0,3	откл.ввода/СВ
	22	Торговый центр	550	0,1	400	40	400/1	0,1	0,3	откл.ввода/СВ
	24	Т-3 ввод 10 кВ	3150	0,1	3000	300	3000/1	0,1	0,3	откл.тр-ра

Расчетные значения  $I_{УРОВ}$  остальных ячеек не превышают токов срабатывания МТЗ, следовательно, рассчитанная выше величина принимается в качестве параметра срабатывания УРОВ.

#### 4.4.5 ЛЗШ 10 кВ ПС 110 кВ Новый ЦП.

ЛЗШ является одной из ступеней максимальной токовой защиты, которая за минимально возможное время отключает КЗ на шинах РУ. Логическая селективность обеспечивается приемом сигналов логической блокировки при работе защит на нижестоящих присоединениях. При работе защит на нижестоящем присоединении его микропроцессорное устройство выдает сигнал на блокирование команды отключения выключателя ввода и секционного выключателя. Блокировка осуществляется от пуска МТЗ линий 10 кВ ПС 110 кВ Новый ЦП. При отсутствии блокирующего сигнала от нижестоящего присоединения происходит отключение вводного и секционного выключателей. Время срабатывания ЛЗШ принимается 150 мс по условию отстройки от пуска максимальных токовых защит отходящих присоединений.

Ток срабатывания ЛЗШ ввода СВ 10 кВ принимается равным МТЗ СВ 10 кВ ПС 110 кВ Новый ЦП.

Ток срабатывания ЛЗШ вводов 10 кВ трансформаторов Т1, Т2 принимается равным МТЗ вводов 10 кВ трансформаторов Т1, Т2, Т3.

Время срабатывания ЛЗШ принято  $t_{сз} = 0,15$  с.

Параметры срабатывания ЛЗШ 10 кВ ПС 110 кВ Новый ЦП приведены в таблице 40.

Таблица 40 – Параметры срабатывания ЛЗШ СВ-10 кВ, вводов 10 кВ Т1 (Т2, Т3)

Наименование	ЛЗШ		
	Принятый ток срабатывания $I_{сз}$ , А	$t_{сз}$ , с	Действие защиты
1	2		
СВ-10 кВ	1616	0,15	откл.

1	2		
Ввод 10 кВ Т1 (Т2, Т3)	3150	0,15	откл.

#### 4.4.6 ЗДЗ 10 кВ

ЗДЗ предназначена для быстрого устранения дуговых замыканий в отсеках сборных шин и элементов ошинок распределительных устройств. Функция ЗДЗ принимает внешний дискретный сигнал от устройств дуговой защиты, реагирующего на вспышку света сопровождающую дуговые замыкания. Для каждой секции шин 10 кВ предусматривается отдельный комплект распределенной защиты от дуговых замыканий. Защита выполняется с использованием устройств, изготовленных на основе волоконной оптики и МП техники, чувствительных к току КЗ при дуговых замыканиях в отсеках шкафа ЗРУ 10 кВ. Защита от дуговых замыканий выполняется с контролем тока или с контролем наличия напряжения нулевой последовательности  $3U_0$ .

Формирование дискретных сигналов устройствами защиты от дуговых замыканий дополняется логикой контроля тока от пусковых органов МТЗ питающих присоединений 10 кВ:

- 1) Пуск МТЗ Ввода 10 кВ Т-1 (Т-2);
- 2) МТЗ ВЛ 10 кВ.

ЗДЗ присоединений 10 кВ имеет следующие параметры срабатывания:

- 1) ЗДЗ вводов 10 кВ Т-1 (Т-2, Т-3) – 0 с.
- 2) ЗДЗ отходящих ВЛ 10 кВ – 0 с.
- 3) Выдержка времени на сигнализацию ЗДЗ – 0 с. Напряжение срабатывания  $3U_0=15В$ .

#### 4.4.7 ЗМН 10 кВ

Напряжение срабатывание выбирается в соответствии с ПУЭ.

$$U_{C3} = 0,4 \cdot U_{\text{ном}} \quad (4.4.21)$$

$$U_{C3} = 0,4 \cdot 10,5 = 4,2 \text{ кВ}$$

где  $U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$  – номинальное напряжение;

Время срабатывания защиты на отключение принимается не более 10 сек. в соответствии с ПУЭ. Время срабатывания согласовано с временем действия МТЗ фидеров 10,5 кВ

$$t_{C3} = 2,9 + 0,3 = 3,1 \text{ с.}$$

#### 4.4.8 АВР 10 кВ

Минимальное напряжение на секции, при котором срабатывает АВР:

$$U_{C3} = K_{\text{отс}} \cdot U_{\text{ном.нн}} \quad (4.4.22)$$

где  $K_{\text{отс}} = 0,25 \div 0,4$  – коэффициент отстройки (принято 0,25);

$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$  – номинальное напряжение стороны НН трансформатора.

$$U_{C3} = 0,25 \cdot 10,5 = 2,625 \text{ кВ} = 2625 \text{ В.}$$

Во вторичных величинах ( $K_{\text{тн}}=10500/100=105$ ):

$$U_{C3.\text{вт}} = 2625/105 = 25 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания максимального реле напряжения, контролирующего наличие напряжения на резервном источнике, выбирается по условию:

$$U_{C3} = (0,6 \div 0,8) \cdot U_{ном} \quad (4.4.23)$$

$$U_{C3} = 0,8 \cdot 10,5 = 8,4 \text{ кВ} = 8400 \text{ В.}$$

Во вторичных величинах ( $K_{тн}=10500/100=105$ ):

$$U_{C3.вТ} = 8400/105 = 80 \text{ В}$$

Время срабатывания выбирается по условию:

- отстройка от времени срабатывания защиты присоединений шин высшего напряжения подстанции

$$t_{C3} = t_{C3.МТЗ.ВН.Т} + \Delta t, \quad (4.4.24)$$

$t_{C3.МТЗ.ВН.Т} = 3,2 \text{ с}$  – наибольшее время срабатывания защиты присоединений шин высшего напряжения подстанции;

$\Delta t = 0,3 \text{ с}$  – время запаса.

$$t_{C3} = 3,2 + 0,3 = 3,5 \text{ с.}$$

#### 4.4.9 ЗОЗЗ 10 кВ

В сети с компенсацией емкостного тока защиты от ОЗЗ на фидерах выполняются с принципом действия по высшим гармоническим

составляющим (ВГ). По принципу действия измерительный орган защиты реагирует разность среднеквадратического значения суммы высших гармоник (5, 7 и 11 гармоники) в токе нулевой последовательности защищаемого присоединения и тормозной величины, формируемой определённым образом из напряжения нулевой последовательности (3U<sub>0</sub>). При однофазном замыкании на землю высшие гармоники распределяются между неповрежденными присоединениями пропорционально ёмкостям их фаз на землю, а протекающий в поврежденном присоединении ток содержит сумму токов высших гармоник от всех неповрежденных присоединений. Срабатывание реагирующего органа происходит при превышении уровнем высших гармоник заданной уставки срабатывания (с учетом влияния формируемой в измерительном органе тормозной величины) и отработки выдержки времени на срабатывание

Отстройка измерительного органа от высших гармонических составляющих в собственном емкостном токе защищаемого присоединения при внешнем замыкании, а также по условию обеспечения необходимой чувствительности при внутренних замыканиях достигается выбором значения коэффициента торможения (К<sub>т</sub>). По умолчанию, К<sub>т</sub> принят равным 0,3. Расчет параметров срабатывания ЗОЗЗ по высшим гармоникам проводится по значению суммарного емкостного тока сети.

Ток срабатывания защиты выбирается по условию:

$$I_{CЗ} = 1,2 \cdot I_{C.сети} \quad (4.4.25)$$

где  $I_{C.сети}$  – суммарный емкостной ток сети 10 кВ, отходящей от ПС Новый ЦП.  $I_{C.сети}$  для 10 кВ составляет 8814 А.

$$I_{CЗ} = 1,2 \cdot 88,414 = 106,1 \text{ А.}$$

Защита действует на сигнализацию с временем срабатывания 5 с

## 5 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

В данной главе производится оценка технико-экономических показателей произведенных объемов реконструкции устройств релейной защиты и автоматики на ПС 110 кВ Новый ЦП.

В предыдущей главе был произведен выбор устройств РЗА на рассматриваемом объекте. Предпочтение было отдано отечественному производителю микропроцессорных устройств – АО «РАДИУС Автоматика».

Основные предпосылки выбора – политико-экономическая обстановка в стране, а также, следует отметить, что выбранные устройства полностью отвечают требованиям действующих нормативно-технических и правовых актов, нормам и требованиям ПУЭ, ПТЭ, правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, требованиям охраны труда, федеральным законам, правил пожарной, технической и экономической безопасности.

Выбранное микропроцессорное оборудование полностью удовлетворяет современным стандартам качества и надежности при их эксплуатации и не уступает зарубежным аналогам. При это является более экономически привлекательным для конечной эксплуатирующей организации. В таблице 41 приведены стоимостные показатели выбранных устройств РЗА.

Таблица 41 – Стоимостные показатели выбранных микропроцессорных терминалов

Фирма изготовитель	Марка терминала (шкафа)	Количество, шт	Цена за шт, руб.
1	2	3	4
АО «РАДИУС Автоматика»	Сириус-Т4-01	3	126 083
АО «РАДИУС Автоматика»	Сириус-УВ-02	3	94 518
АО «РАДИУС Автоматика»	Сириус-3ЛВ-05	2	219 775

1	2	3	4
АО «РАДИУС Автоматика»	Сириус-2РН-02	3	88 677
АО «РАДИУС Автоматика»	Сириус-3ДЗО-03	3	237 711
АО «РАДИУС Автоматика»	Сириус-3ДЗШ-04	3	230 395
АО «РАДИУС Автоматика»	Сириус-2Л-02	6	72 747
АО «РАДИУС Автоматика»	Сириус-2Л-02	2	72 747
АО «РАДИУС Автоматика»	Сириус-2Л-02	2	72 747
АО «РАДИУС Автоматика»	Сириус-ТН-02	4	79 414
Итого	-	-	3 533 548

### 5.1 Капиталовложения в реализацию проекта

Капитальные вложения необходимые на установку РЗиА состоят из стоимости устанавливаемого оборудования, стоимости строительно-монтажных работ и прочих затрат.

$$K_{\Sigma} = (K_{\text{обр}} + K_{\text{СМР}} + K_{\text{пр}}) \cdot k_{\text{инф}}, \quad (5.1.1)$$

где  $K_{\text{обр}}$  - сметная стоимость оборудования без учета строительно-монтажных работ, тыс. руб.;

$K_{\text{СМР}}$  - строительно-монтажные работы, тыс. руб.;

$K_{\text{пр}}$  - прочие затраты;

$k_{\text{инф}}$  - коэффициент инфляции.

Коэффициент инфляции для объектов электроэнергетики, находящихся на территории Амурской области, составляет при расчете на 2021 г. – 1,45.

Далее в таблице 42 приведены данные по структуре капиталовложений при строительстве энергообъектов электросетевого хозяйства при реализации

проектирования устройств РЗА. Данные показатели можно принять как приближенные для учебного проекта. Данные получены из электротехнического справочника [21].

Таблица 42 - Данные по структуре капиталовложений в электросетевом строительстве

Наименование объекта	Капиталовложения в проектирование (реконструкцию), %			
	Всего	Оборудование, приспособления и производственный инвентарь	Строительно-монтажные работы	Прочие затраты
Устройства РЗА закрытых электрических подстанций напряжением 10-110 кВ, на ПС 110/35/10 кВ	100	49	38	13

Таким образом, исходя из данных в таблицы 5.1, получим сметную стоимость оборудования без учета строительно-монтажных работ.

$$K_{обp} = K_{\Sigma} \cdot K_u \quad (5.1.2)$$

$$K_{обp} = 3533548 \cdot 1,45 = 5123645 \text{ руб}$$

Так как стоимость оборудования составляет 51% от общих капиталовложений в установку оборудования, определим общие

капиталовложения, капиталовложения на строительные-монтажные работы и прочие капиталовложения.

Общие капиталовложения:

$$K_{\Sigma} = \frac{K_{обп}}{0,51} \quad (5.1.3)$$

$$K_{\Sigma} = \frac{5123645}{0,49} = 10456418 \text{ руб.}$$

Капиталовложения на строительные-монтажные работы:

$$K_{СТР} = 0,37 \cdot K_{\Sigma} \quad (5.1.4)$$

$$K_{СТР} = 0,38 \cdot 10456418 = 3973439 \text{ руб}$$

Прочие капиталовложения:

$$K_{ПР} = 0,12K_{\Sigma} \quad (5.1.5)$$

$$K_{ПР} = 0,12 \cdot 10456418 = 1254770 \text{ руб.}$$

## 5.2 Расчёт эксплуатационных издержек

Издержки любого из энергетических объектов будут состоять из амортизационных отчислений и эксплуатационных издержек на ремонт и эксплуатацию оборудования.

$$И = И_{р\text{э}} + И_{ам} \quad (5.2.1)$$

Амортизационные отчисления - денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции; для  $i$ -го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{сл}}, \quad (5.2.2)$$

где  $K$  – суммарные капиталовложения;

$T_{сл}$  – заявленный производителем срок службы оборудования – 20 лет.

$$I_{AM} = \frac{5123645}{20} = 256183 \text{ руб / год},$$

Ежегодные затраты на капитальные и текущие ремонты, а также техническое обслуживание энергетического оборудования определяются по формуле:

$$I_{рэ} = \alpha_{орэ} \cdot K, \quad (5.2.3)$$

где  $\alpha_{орэ}$  – коэффициент нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию оборудования ( $\alpha_{орэ} = 0,0155$ )

$$I_{рэ} = 0,0155 \cdot 5123645 = 79417 \text{ руб / год}$$

Рассчитаем эксплуатационные издержки:

$$I = 256183 + 79417 = 335600 \text{ руб / год}.$$

### **5.3 Технико-экономическая оценка результатов**

Для нового строительства такая оценка не представляет затруднений и определяется в зависимости от объемов продаж электроэнергии потребителю в год по формуле:

$$O_{pt} = W_i \cdot T_i, \quad (5.3.1)$$

где  $W_i = 438000 \text{ MВт}\cdot\text{ч}$  – полезно отпущенная потребителю электроэнергия;  
 $T_i$  - тариф на передачу электроэнергии, руб./МВт·ч;

$$O_{pt} = W_i \cdot T_i = 438000 \cdot 179,4 = 78,58 \text{ млн.руб}$$

Определим срок окупаемости инвестиций в данный проект.

$$T_{ок} = \frac{K}{O_{pt}} \quad (5.3.2)$$

$$T_{ок} = \frac{5123645}{78580000} = 0,07 \text{ лет}$$

В результате реализации технико-экономической оценки был сделан вывод о скорейшей окупаемости проекта. Сам по себе процесс установки устройств сохранения надежности, а именно, устройств РЗА, приводит к уменьшению возможного прекращения поставок электрической энергии и сохранению надежной и бесперебойной работы, а значит, стабильному доходу предприятия электроэнергетики.

## 6 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

В данной главе необходимо выполнить количественную и качественную оценку молниезащиты и заземляющего устройства вновь проектируемого распределительного устройства 110 кВ ПС Новый ЦП. Здание КРУЭ, как правило, надежно защищено от прямых ударов молнии, помех и имеет несколько точек заземления, тем не менее, требуется разработать систему молниезащиты и заземления еще и открытой части вновь проектируемого распределительного устройства 110 кВ.

Защита электрооборудования всех классов напряжения от набегающих волн атмосферных и коммутационных перенапряжений производится ОПН.

Контрольные кабели частично проложены по кабельным конструкциям в металлических коробах, частично в наземных ж/б лотках.

Цепи управления и сигнализации выполнены экранированным кабелем с двухсторонним заземлением экрана.

На подстанции применяется микропроцессорная аппаратура РЗА, АСУ и связи. Аппаратура установлена в ОПУ, КРУН 10 кВ, КРУН 35 кВ.

### 6.1 Конструктивное исполнение заземления и его расчет

В соответствии с требованиями нормативно-технической документации [16] в качестве материала заземлителя применён стальной горячеоцинкованный прокат. Заземляющее устройство подстанции представляет собой сетку из полосовой оцинкованной стали сечением 40х4 мм, проложенную на глубину 0,7 м в пределах ограждения подстанции и на глубину 1 м за территорией подстанции, а также 41 вертикальных оцинкованных стальных заземлителей диаметром 18 мм длиной 5 м.

Определяющей величиной при проектировании системы заземления является допустимое сопротивление растеканию. В электроустановках напряжением выше 1000 В сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года должно

быть не более 0,5 Ом с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей [19].

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.

$$\rho_3 = \rho_{изм} K_c \quad (6.1.1)$$

$$\rho_3 = 140 \cdot 1,4 = 140 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

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

$$R_r = \left( \frac{\rho_3}{\pi \cdot l} \right) \left( \ln \left( \frac{1,5l}{\sqrt{h_3 d}} \right) \right) \quad (6.1.2)$$

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

Сопротивление вертикальных электродов

$$R_B = \frac{\rho_s}{2\pi \cdot l} \cdot \ln \frac{4l(2h_3 + l)}{d(4h_3 + l)} \quad (6.1.3)$$

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

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

$$R_M = \frac{R_B R_\Gamma}{n_B R_\Gamma + n_\Gamma R_B} \quad (6.1.4)$$

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

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

$$A = 90 \text{ м; } B = 89 \text{ м.}$$

Тогда площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5)(B + 2 \cdot 1,5) \quad (6.1.5)$$

$$S = (90 + 2 \cdot 1,5)(89 + 2 \cdot 1,5) = 8556 \text{ м}^2$$

Принимаем нормативное расстояние между полосами сетки, равное 5 м. Тогда общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = (A + 2 \cdot 1,5) \left( \frac{B + 2 \cdot 1,5}{a} \right) + (B + 2 \cdot 1,5) \left( \frac{A + 2 \cdot 1,5}{a} \right) \quad (6.1.6)$$

$$L_{\Gamma} = (90 + 2 \cdot 1,5) \left( \frac{89 + 2 \cdot 1,5}{5} \right) + (89 + 2 \cdot 1,5) \left( \frac{90 + 2 \cdot 1,5}{5} \right) = 3423 \text{ м}$$

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

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (6.1.7)$$

$$m = \frac{3423}{2 \cdot \sqrt{8556}} = 18,5.$$

Принимаем  $m=19$ .

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2\sqrt{S} (m + 1) \quad (6.1.8)$$

$$L = 2\sqrt{8556} (19 + 1) = 3700 \text{ м}$$

Определяем количество вертикальных электродов

$$n_B = \frac{4\sqrt{S}}{a} \quad (6.1.9)$$

$$n_B = \frac{4\sqrt{8556}}{5} = 74.$$

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

$$R_{ПС} = \rho_s \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B l_B} \right) \quad (6.1.10)$$

где  $L$  – длина горизонтальных электродов;

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

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0.094, \text{ принимаем } A=0,15.$$

$$R_{ПС} = 140 \left( \frac{0,15}{\sqrt{8556}} + \frac{1}{3700 + 74 \cdot 5} \right) = 0,261 \text{ Ом}$$

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:

$$R_{стац} = \frac{R_{ест} \cdot R_{иск}}{R_{ест} + R_{иск}} \quad (6.1.11)$$

$$R_{стац} = \frac{6,5 \cdot 0,261}{6,5 + 0,261} = 0,25 < 0,5 \text{ Ом.}$$

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

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_s + 320) \cdot (I_m + 45)}} \quad (6.1.12)$$

где  $I_m = 55$  А – среднестатистическое значение тока молнии

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{8556}}{(140 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 1,74$$

Импульсное сопротивление заземляющего контура:

$$R_u = \alpha_u \cdot R_{стат} \quad (6.1.13)$$

$$R_u = 1,74 \cdot 0,261 = 0,454 \text{ Ом}$$

## 6.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Размеры открытой части рассматриваемого распределительного устройства ПС 110 кВ Новый ЦП – 90x89 м. Территория распределительного устройства подстанции защищается от прямых ударов молнии восьмью отдельно стоящими стержневыми молниеотводами, установленными на базе высокомачтовых опор со стационарной короной ВГН-50, высотой 60 м.

Покажем расчет зон защиты молниеотводом на примере молниеотвода М01 и М02.

Высота молниеотводов:

$$h_1 = 60 \text{ м},$$

$$h_2 = 60 \text{ м},$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{12} = 47 \text{ м},$$

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{\text{эфи}} = 0.85h_i \quad (6.2.1)$$

$$h_{\text{эфи1}} = 0,85 \cdot 60 = 51 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_{0i} = (1.1 - 0.002h_i)h_i \quad (6.2.2)$$

$$r_{01} = (1,1 - 0,002 \cdot 60)60 = 58,8 \text{ м}.$$

Далее покажем расчет зоны защиты молниеотвода М01 на уровне ввода автотрансформатора. Высота защищаемого объекта:  $h_x=10$  м. Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{xi} = r_{0i} \left( 1 - \frac{h_x}{h_{\text{эфи}}} \right) \quad (6.2.3)$$

$$r_{x1} = 58,8 \left( 1 - \frac{10}{51} \right) = 47,3 \text{ м}.$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между M01 и M02:

$$h_{cxij'} = h_{эфдi} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h_i)(L_{ij} - h_i) \quad (6.2.4)$$

$$h_{cxij''} = h_{эфдj} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h_j)(L_{ij} - h_j) \quad (6.2.5)$$

$$h_{cxij} = \frac{h_{cxij'} + h_{cxij''}}{2} \quad (6.2.6)$$

$$h_{cx12'} = 51 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 60)(47 - 60) = 53,4 \text{ м};$$

$$h_{cx12''} = 51 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 60)(47 - 60) = 53,4 \text{ м};$$

$$h_{cx12} = \frac{53,4 + 53,4}{2} = 53,4 \text{ м};$$

Сведем результаты расчета в таблицу 43.

Таблица 43 – Результаты расчета зон молниезащиты

Параметр	Значение					
	2	3	4	5	6	7
1	M01	M02	M03	M04	M05	M06
Молниеотвод						
Высота, м	60	60	60	60	60	60
Эффективная высота, м	51	51	51	51	51	51
Радиус зоны защиты на уровне земли, м	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8
Радиус зоны защиты на уровне защищаемого трансформатора, м	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3
Радиус зоны защиты на уровне линейного портала, м	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6

### 6.3 Выбор и проверка ОПН

Основной задачей ограничителя перенапряжений является защита оборудования от воздействия перенапряжений. В нормальных условиях

работы ОПН не должен отрицательно влиять на энергосистему. Кроме того, ОПН должен выдерживать стандартные импульсы перенапряжений без каких-либо повреждений. Этим требованиям соответствуют нелинейные резисторы со следующими свойствами:

- низкое сопротивление во время импульсов перенапряжения, благодаря чему перенапряжения ограничиваются;
- высокое сопротивление во время нормальной работы, что позволяет избежать негативных эффектов для энергосистемы;
- достаточная способность поглощать энергию для обеспечения стабильной работы.

При применении такого типа нелинейных резисторов при приложении длительно допустимого напряжения через них протекает лишь небольшой ток. При появлении перенапряжения, большое количество энергии может быть отведено из энергосистемы разрядным током ОПН. Выбор и проверка ОПН произведен в соответствии с Методическими указаниями ФСК ЕЭС [19].

Наибольшее рабочее напряжение сети в соответствии с ПУЭ:

$$U_{нрс} = 1,15 \cdot U_{ном} , \quad (6.3.1)$$

$$U_{нрс} = 1,15 \cdot 110 = 127 \text{ кВ}$$

Соответствующее минимальное длительно рабочее напряжение ОПН:

$$U_{нро} = \frac{U_{нрс}}{\sqrt{3}} , \quad (6.3.2)$$

С учетом максимального по ПУЭ (для сети с эффективно заземлённой нейтралью) значения коэффициента замыкания на землю (1,4).

$$U_{нро} = 1,4 \cdot 1,05 \cdot \frac{127}{\sqrt{3}} = 108 \text{ кВ}$$

Остающееся напряжение ограничителя при грозовых перенапряжениях при импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой 10000 А при номинальном напряжении 110 кВ составляет 108 кВ. Остающееся напряжение ограничителя при коммутационных перенапряжениях при импульсе тока с длительностью фронта 30 мкс и при амплитуде тока 1000 А (500 А):

$$U_{ост.к} = \frac{U_{ки}}{1,2} \tag{6.3.3}$$

$$U_{ост.к} = \frac{108}{1,2} = 90 \text{ кВ}$$

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

$$U_{ки} = k_u \cdot k_k \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исн50} \tag{6.3.4}$$

$$U_{ки} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 120 = 206,2 \text{ кВ}$$

где  $U_{исн50}$  - одноминутное испытательное напряжение (200 кВ) [19], кВ;

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

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

Значение тока взрывобезопасности:

$$I_{еб} = 1,2 \cdot I_{но} \tag{6.3.5}$$

$$I_{еб} = 1,2 \cdot 8,51 = 10,2 \text{ кА}$$

Длина пути утечки ОПН определяется по формуле:

$$L_{ут} = 1,2 \cdot L_{ут.обор} \quad (6.3.6)$$

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

$$L_{ут.обор} = \lambda_3 \cdot U_{нр} \quad (6.3.7)$$

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

$$L_{ут.обор} = 1,2 \cdot 2,8 \cdot 575 = 1932 \text{ мм}$$

Подробный расчет приведен в приложении В. Принимаем к установке ограничитель перенапряжений в составе КРУЭ 110 кВ 145 SP-2. Технические данные ОПН приведены в таблице 44.

Таблица 44 – Технические характеристики ОПН 145 SP-2

Параметр	Заводское значение	Расчетное значение
1	2	3
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	130	127
Длительное рабочее напряжение, кВ	108	110
Номинальное напряжения ОПН, кВ	110	110

1	2	3
Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях, кВ	180	90
Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях, кВ	222	206,2
Ток взрывобезопасности, кА	30	10,2
Длина пути утечки оборудования, см	50	19,32
Класс энергоёмкости ОПН, кДж	До 7	5,1

#### 6.4 Оценка надежности молниезащиты

Определяем число случаев перекрытия изоляции при прорывах прямых ударов молнии и обратных перекрытий:

Волновое сопротивление ошиновки составляет:

$$Z_{ои} = 318,762 \text{ Ом.}$$

Разрядное напряжение для импульса отрицательной полярности:

$$U_{50\%} = 569,954 \text{ кВ;}$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{ои}} \tag{6.4.1}$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{ои}} = \frac{2 \cdot 569,954}{318,762} = 3,576 \text{ кА.}$$

Доля опасных перенапряжений, возникающих при непосредственном грозовом разряде в ошиновку РУ, минуя молниеотводы:

$$p_{np} = e^{-0,04 \cdot I_{кр}} \tag{6.4.2}$$

$$p_{np} = e^{-0.04 \cdot I_{кр}} = e^{-0.04 \cdot 3,576} = 0,867.$$

Импульсное сопротивление заземлителя:  $R_u = 0,48$  Ом;

$$I_{on} = \frac{U_{50\%}}{R_u + \delta \cdot h} \quad (6.4.3)$$

$$I_{on} = \frac{U_{50\%}}{R_u + \delta \cdot h} = \frac{569,954}{0,48 + 0,3 \cdot 13} = 130.13 \text{ кА.}$$

Вероятность обратного перекрытия при ударах молнии в гирлянду изоляторов:

$$p_{on} = e^{-0,04 \cdot I_{on}} \quad (6.4.4)$$

$$p_{on} = e^{-0,04 \cdot I_{on}} = e^{-0,04 \cdot 130.13} = 0,0055.$$

Вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ минуя молниеотводы (для класса номинального напряжения до 750 кВ):  $p_\alpha = 0,005$ .

Вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при разрядах молнии в ПС, минуя молниеотводы:

$$\eta_{np} = 0,9.$$

Вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при обратных перекрытиях:

$$\eta_{on} = 0,9.$$

Максимальная высота сооружения на РУ:

$$h_c = 6,3 \text{ м.}$$

Эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает боковые разряды при  $h_c \leq 30$ :

$$R_{эkv} = 5 \cdot h_c - \frac{2 \cdot h_c^2}{30} \quad (6.4.5)$$

$$R_{эkv} = 5 \cdot h_c - \frac{2 \cdot h_c^2}{30} = 5 \cdot 17,5 - \frac{2 \cdot 17,5^2}{30} = 67,1 \text{ м.}$$

Плотность разрядов молнии на  $1 \text{ км}^2$  поверхности:

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{2,ч} \quad (6.4.6)$$

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{2,ч} = 0,05 \cdot 49 = 2,45;$$

Тогда число случаев перекрытия изоляции при прорывах прямых ударов молнии и обратных перекрытий:

$$N_{ny} = p_0 \cdot (a_T + 2 \cdot R_{эkv}) \cdot (b_T + 2 \cdot R_{эkv}) \cdot (\eta_{np} \cdot p_\alpha \cdot p_{np} + \eta_{on} \cdot p_{on}) \cdot 10^{-6} \quad (6.4.7)$$

$$\begin{aligned} N_{ny} &= 2,45 \cdot (50 + 2 \cdot 67,1) \cdot (60 + 2 \cdot 67,1) \cdot (0,9 \cdot 0,005 \cdot 0,867 + 0,9 \cdot 0,0055) \cdot 10^{-6} = \\ &= 7,76 \cdot 10^{-4} \end{aligned}$$

Определим среднюю повторяемость в годах опасных перенапряжений на ПС из-за грозových разрядов в РУ (в годах):

$$T_{ny} = \frac{1}{N_{ny}} \quad (6.4.8)$$

$$T_{ny} = \frac{1}{N_{ny}} = \frac{1}{7,76 \cdot 10^{-4}} = 1290 \text{ лет}$$

## 7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Представленная выпускная квалификационная работа нацелена на проектировку релейной защиты и противоаварийной автоматики на ПС Новый ЦП в городе Свободный, с дальнейшей реализацией проекта. В данной главе будут рассмотрены аспекты охраны труда при проектировании устройств РЗА и работе с электрооборудованием, экологическая обстановка на подстанции, а также виды чрезвычайных ситуаций и необходимые действия при их возникновении.

### 7.1. Безопасность

Комплекс систем технических средств безопасности (КСТСБ) ПС 110 кВ Новый ЦП включает в себя:

- систему пожарной сигнализации (ПС);
- систему оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре (СОУЭ);
- объектовую охранную сигнализацию (ОС);
- систему охранной сигнализации периметра (СОП);
- систему охранного видеонаблюдения (ОТВ);
- систему технологического видеонаблюдения (ТТВ).

Структура, состав и размещение элементов КСТСБ на ПС 110 кВ Новый ЦП обеспечивает выполнение всех функций охраны объекта:

- автоматическое выявление пожароопасной ситуации в охраняемых помещениях ПС
  - (наличие дыма, повышенной температуры) и оповещение;
  - формирование сигналов пожарной опасности, выдачу информации о наличии и месте
    - возникновения пожароопасной ситуации;
    - автоматическое выявление несанкционированного проникновения на охраняемую

- территорию и в охраняемые помещения подстанции;
- формирование сигналов тревог, выдачу информации о наличии и месте возникновения тревожной ситуации;
- централизованный контроль (наблюдение) ситуации при въезде/выезде автотранспорта на территорию подстанции;

Рассмотрим систему объектовой охранной сигнализации и систему охраны периметра.

На ПС 110 кВ Новый ЦП системами ОС оборудуются следующие здания:

- общеподстанционный пункт управления (ОПУ);
- ЗРУ 35кВ;
- ЗРУ 10кВ.

Внешнее ограждение подстанции оборудуется системой охраны периметра

Основными задачами данных систем являются:

- своевременное оповещение сотрудников службы охраны о факте несанкционированного проникновения в охраняемые помещения;
- определение места нештатной ситуации и документирование информации;
- сбор и хранение информации о перемещении персонала по зданию;
- своевременное оповещение сотрудников службы охраны о факте несанкционированного пересечения периметра подстанции.

ОС и СОП конструктивно объединены в одну автономную систему с помощью единого программно-аппаратного комплекса, выполненного на базе видеосервера, с установленным специализированным программным обеспечением.

Проектируемые системы работают под управлением приборов приемно-контрольных и управления. ППКУП устанавливаются в зданиях ОПУ, ЗРУ 35кВ, ЗРУ 10кВ и на ограждении. Приборы контролируют состояние своих шлейфов сигнализации (ШС), адресных извещателей, контролируемых цепей адресных расширителей и цепей выходов управления оповещателями.

Перечисленные цепи являются минимальными контролируемыми единицами.

Приборы объединяются в единую систему через кольцевой интерфейс. Подключение к видеосерверу системы охранного видеонаблюдения выполняется с помощью модуля сопряжения. Интеграция систем выполняется на программном уровне. Здания ОПУ, ЗРУ 35кВ и ЗРУ 10кВ поставляются комплектно, оснащённые ОС.

Электропитание устройств выполняется через резервируемые источники вторичного электропитания с выходным напряжением 12 В (24 В) постоянного тока, обеспечивающими питание указанных электроприемников от АКБ в течение 24 часа в дежурном режиме плюс 3 часа работы в тревожном режиме.

Для прокладки в кабельных коробах по территории подстанции, а также по зданиям применяются волоконно-оптические кабели диэлектрические в оболочке из полимерного материала, не распространяющего горение при групповой прокладке, с низким дымовыделением, без-галогенного, с индексом нг(А)-НФ. Для прокладки кабеля во взрывоопасных зонах открытым способом применяются бронированные кабели. Прокладка оптического кабеля между зданиями выполняется в кабельных лотках, проложенных по земле, в ЗПТ трубе.

#### 1) Система объектовой охранной сигнализаций

Для контроля адресных зон, которые представлены адресными датчиками и адресными расширителями приборов приемно-контрольных и управления (ППКУП). ППКУП размещаются в шкафах, установленных:

- в помещении КТСБ (здание ОПУ);
- в здании ЗРУ 35кВ;
- в здании ЗРУ 10 кВ.

Для контроля не адресных извещателей используются адресные расширители, подключенные в двухпроводную линию связи, и шлейфы контроллеров доступа.

Проводя периодический опрос извещателей, при нарушении рубежа охраны, контроллер регистрирует состояние извещателей, формирует и передает сигналы тревожных событий на пульт контроля и управления.

Для обнаружения проникновения в защищаемые помещения предусматривается установка магнитоконтактных и оптико-электронных охранных извещателей. Магнитоконтактные извещатели устанавливаются на входных дверях, на входных дверях в защищаемые помещения и на открываемых оконных проёмах. Оптико-электронными извещателями с объёмной зоной обнаружения оборудуются все помещения, имеющие выход наружу или оконные проёмы. Размещение охранных извещателей производится в соответствии с требованиями действующих норм и паспортами изделий.

Для постановки на охрану и снятия, на входе в здания и на входе на территорию ПС устанавливаются считыватели с клавиатурой.

## 2) Система охранной сигнализации периметра

Основными функциональными задачами системы охраны периметра являются обнаружение фактов попыток преодоления наружного основного ограждения и основных ворот или подхода к ним.

На ПС 110 кВ Новый ЦП применяется одно рубежная система охранной сигнализации периметра. Ограждение подстанции разделено на четыре охраняемых участка (по числу сторон ограждения), каждый из которых разделён на отдельные зоны.

Для обнаружения проникновения на территорию подстанции применяются:

- двухпозиционные радиоволновые охранные извещатели, устанавливаемые на основном ограждении (контроль перелаза ограждения);
- магнитоконтактные охранные извещатели (для контроля въездных ворот и калитки на открытие).

Радиоволновые извещатели обладают следующими техническими характеристиками:

- длинна зоны обнаружения от 10 до 200 м; высота зоны обнаружения не менее 1.5 м; ширина

- зоны обнаружения 1м на 100м длинны; диапазон обнаруживаемых скоростей от 0.1 м/с до

- 10м/с; диапазон рабочих напряжений от 9В до 32В; вероятность обнаружения 0.99.

Размещение охранных извещателей производится в соответствии с требованиями действующих норм и требованиями технической документации на оборудование.

Для контроля адресными расширителями, устанавливается прибор приемно-контрольный и управления (ППКУП). ППКУП размещается в шкафу, установленном рядом с основным ограждением.

Электропитание устройств выполняется от сети переменного тока 220В через резервируемые источники вторичного электропитания с выходным напряжением 12 В (24 В) постоянного тока.

Оборудование СОП предусматривает выдачу набора сигналов на уровне системного интерфейса для обеспечения совместной работы с системой охранного видеонаблюдения и формирование сигналов для обеспечения совместной работы с системой охранного освещения и системой громкоговорящей связи. При срабатывании периметральной сигнализации в одной из охранных зон периметра обеспечивается следующий алгоритм:

- включается участок системы охранного освещения, в зоне действия которого произошло срабатывание извещателей СОП;

- позиционируемые телекамеры, установленные вблизи соответствующей зоны, производят позиционирование (и при необходимости, начинают сканирование по заданному

- маршруту обхода) на предполагаемое место вторжения;

- транслируется звуковой сигнал тревоги по системе громкоговорящего оповещения.

Оперативное управление и мониторинг состояния оборудования в штатном режиме выполняется с АРМ охраны.

## 7.2. Экологичность

Основным источником шума в период строительных работ на площадке является шум от двигателей машин и механизмов. Шумовое воздействие ожидается периодическое и только в дневное время. Основное шумовое воздействие будут оказывать такие источники шума как спецтехника (экскаваторы, бульдозер и т.п.) и дизель-генератор. После завершения работ по строительству ПС вся техника будет вывезена на базу.

Расчет уровней шума выполнен для условий одновременной работы в форсированном режиме характерных для основного периода строительных работ единиц строительной техники, в соответствии с принятой технологией ведения работ. Характеристики источников шума приведены в таблице 45.

Шумовые характеристики дорожно-строительной техники приняты на основании справочных данных уровня шума (дБА) от различных групп техники.

Таблица 45 – Характеристика источников шума

Вид техники	Уровни звуковой мощности, дБ, в октавных полосах частот со средне-геометрическими частотами, Гц								Уровень звука, дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Погрузчик универсальный	81,9	81,0	74,5	69,0	64,7	60,4	55,6	51,3	72,1
Экскаватор Hitachi	104,9	104,0	97,5	92,0	87,7	83,4	78,6	74,3	95,1
Экскаватор	101,9	101,0	94,5	89,0	84,7	80,4	75,6	71,3	92,1
Бульдозер	91,9	91,0	84,5	79,0	74,7	70,4	65,6	61,3	82,1
Самосвал	92,9	92,0	85,5	80,0	75,7	71,4	66,6	62,3	83,1
Дизель-генератор	99,9	99,0	92,5	87,0	82,7	78,4	73,6	69,3	90,1

Для оценки акустического воздействия рассчитывается эквивалентный уровень шума в точке на территории с нормируемым качеством среды.

Ближайшим к участку работ населенным пунктом является г. Свободный, расположенный восточнее участка работ. В связи с удаленностью нормируемой территории, значения эквивалентного уровня шума определены в выбранной точке, на расстоянии 800 м от подстанции.

Ожидаемое значение эквивалентного уровня шума  $L$ , (дБА) от каждого источника в конкретной точке определяется по формуле:

$$L = L_w - 20 \cdot \lg r + 10 \cdot \lg \Phi - \frac{\beta_a \cdot r}{1000} - 10 \cdot \lg \Omega$$

где  $L_w$  – уровень звука источника шума, дБ (таблица 1);

$r$  – расстояние от акустического центра источника шума до расчетной точки, м ( $r = 25$  м от оси трассы);

$\Phi$  – фактор направленности источника шума (для источников с равномерным излучением =1);

$\beta_a$  – затухание звука в атмосфере, дБ/км, при  $r \leq 50$  м, затухание не учитывается;

$\Omega$  – пространственный угол излучения источника ( $\Omega = 4 \pi$  рад.,  $10 \lg 4 \pi = 11$ ).

Уровни звуковой мощности в октавных полосах в расчетной точке от каждого источника приведены в таблице 46.

Таблица 46 – Уровни звуковой мощности в октавных полосах

Вид техники	Уровни звуковой мощности, дБ, в октавных полосах частот со средне-геометрическими частотами, Гц								Уровень звука, дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Погрузчик универсальный	12,8	11,9	5,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0
Экскаватор Hitachi	35,8	34,9	28,4	22,9	18,6	14,3	9,5	5,2	26,0
Экскаватор	32,8	31,9	25,4	19,9	15,6	11,3	6,5	2,2	23,0
Бульдозер	22,8	21,9	15,4	9,9	5,6	1,3	0,0	0,0	13,0
Самосвал	23,8	22,9	16,4	10,9	6,6	2,3	0,0	0,0	14,0
Дизель-генератор	30,8	29,9	23,4	17,9	13,6	9,3	4,5	0,2	21,0

Суммарный уровень звука  $L_{\text{сум}}$  в контрольной точке определяется по формуле:

$$L_{\text{сум}} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1L_i}$$

где  $n$  – количество источников шума, шт.;

$L_i$  – уровень звукового давления от  $i$ -го источника, дБ.

Результаты расчета шума на площадке строительства приведены в табл. 3.

Таблица 47 – Результаты расчета шума на площадке

Показатель	Дистанция расчета, м	Уровни звуковой мощности, дБ, в октавных полосах частот со средне-геометрическими частотами, Гц								Уровень звука, дБА
		63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
$L_{\text{сум}}$	500	39,1	32,8	31,7	26,2	21,9	17,6	12,8	8,5	29,3
DA*		26,2	16,1	8,6	3,2	0,0	-1,2	-1,0	1,1	

\*DA – стандартное значение коррекции A, зависящее от частоты.

Результат расчета шума в расчетной точке от группы механизмов приведен в таблице 48.

Таблица 48 – Результат расчета шума в расчетной точке от группы механизмов

Наименование	На расстоянии 800 м
Эквивалентный уровень звука LAэкв (дБА)	
Уровень шума в расчетной точке	28,9
Допустимые уровни звука СП 51.13330.2011 (с 7 до 23 часов)	55,0
Допустимые уровни звука СП 51.13330.2011 (с 23 до 7 часов)	45,0

Оценка шумового воздействия проводится по нормативам СП 51.13330.2011, в соответствии с которым для дневного и ночного времени суток на территории, непосредственно прилегающей к жилым домам, допустимый эквивалентный уровень звука составляет 55 и 45 дБ

соответственно. В ночное время строительные работы не производятся.

Таким образом, расчетные уровни звука в выбранной расчетной точке, на расстоянии 800м от участка работ, не превышают допустимые значения. Требования СП 51.13330.2011 соблюдаются. Разработка шумозащитных мероприятий не требуется.

Согласно тому 680-СЗЗ, основными источниками шума на территории ПС 110 кВ Новый ЦП являются трансформаторы и вентиляционное оборудование. На площадке будут размещаться три трехфазных трансформатора с РПН ТДТН-40000/110-У1 (ИШ № 001-003).

Для собственных нужд предусматривается установка двух масляных герметичных трансформатора ТМГ 160/10 (ИШ № 004-005).

Вентиляционное оборудование подстанции будет установлено в здании ОПУ (ИШ № 006), ЗРУ 10 кВ (ИШ № 007), ЗРУ 35 кВ (ИШ № 008). Также предполагается размещение систем кондиционирования в здании ОПУ (ИШ №009), ЗРУ 10 кВ (ИШ № 010), ЗРУ 35 кВ (ИШ № 011).

Источником непостоянного шума будет являться автотранспорт (ИШ № 012).

Характеристика источников шума, расположенных на площадке, присвоенные им номера, представлены в таблице 48.

Таблица 49 – Характеристика источников шума, расположенных на площадке

№ ИШ	Наименование ИШ	Уровни звуковой мощности, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц								Эквивалентный, дБА	Максимальный, дБА
		63	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
001	ТДТН-40000/110-У1	64,7	66,1	69,1	72,4	79	88	84	75,2	91	–
002		64,7	66,1	69,1	72,4	79	88	84	75,2	91	–
003		64,7	66,1	69,1	72,4	79	88	84	75,2	91	–

004	ТСН	85	92	86	84	80	70	62	53	94,3	–
005	масляный герметичный ТМГ 160/10	85	92	86	84	80	70	62	53	94,3	–
006	Система вентиляции В1 (ОПУ)	72	81	84	75	74	72	62	59	80	–
007	Система кондиционирования П1 (ОПУ)	60	62	71	77	77	74	71	66	81	–
008	Система вентиляции В1, В2, В3(ЗРУ 10 кВ)	59	70	68	73	76	73	73	68	80	–
009	Система кондиционирования П1 (ЗРУ 10 кВ)	68	70	78	80	79	75	71	68	83	–
010	Система вентиляции В1 (ЗРУ 35 кВ)	59	70	68	73	76	73	73	68	80	–
011	Система кондиционирования П1, П2, П3 (ЗРУ 35 кВ)	40,7	42,1	45,1	48,4	55	64	60	51,2	67	–
012	Внутренний проезд автотранспорта	38,1	33,6	30,6	27,6	27,6	24,6	18,6	6,1	31,6	63,3

Координаты и нумерация контрольных точек на границе промплощадки и ближайших нормируемых объектов соответствует нумерации, принятой при анализе воздействия предприятия по химическому фактору.

При проведении акустических расчетов учитывалось, что все источники шума, работают одновременно. Расчеты выполнялись для дневного и ночного времени суток.

Результаты расчетов по уровням звукового давления (дБ), в октавных полосах со среднегеометрическими частотами (Гц), а также по максимальному и эквивалентному уровням звука приведены в таблице 50.

Таблица 50 – Результаты расчетов

Тип расчета	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц										
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	L <sub>Аэкв</sub>	L <sub>Амакс</sub>
Дневное время суток (с 7 до 23 ч.)											
На границе производственной зоны	47,3	46,7	52,2	45,0	43,0	39,0	32,0	25,5	12,9	44,6	45,3
На границе рекреационной зоны	22,5	21,9	26,6	18,6	15,9	11,7	4,9	0,0	0,0	17,7	18,1
На границе жилой зоны	22,7	22,2	26,7	18,5	15,2	11,0	5,2	0,0	0,0	17,3	17,8
Ночное время суток (с 23 до 7 ч.)											
На границе производственной зоны	47,3	46,7	52,2	45,0	43,0	39,0	32,0	25,5	12,9	44,6	–
На границе рекреационной зоны	22,5	21,9	26,6	18,6	15,9	11,7	4,9	0,0	0,0	17,7	–
На границе жилой зоны	22,7	22,2	26,7	18,5	15,2	11,0	5,2	0,0	0,0	17,3	–

Достижение санитарно-гигиенических нормативов качества атмосферного воздуха для населенных мест по уровню шумового воздействия происходит на границе производственной территории проектируемого объекта, в границах контура объекта.

Таким образом, объект не является источником воздействия по физическому фактору (шум), организация санитарно-защитной зоны не требуется.

Отведенный под строительство ПС 110 кВ Новый ЦП земельный участок располагается на территории города Свободный.

Для уменьшения и предотвращения вредного воздействия на растительность предусмотрено соблюдение следующих мер:

- ограждение территории строительства;
- движение транспортных средств по специально оборудованным проездам и дорогам;

- в целях предотвращения деградации земель за пределами промплощадки работы должны вестись в пределах отведенной территории;

- в случае обнаружения краснокнижных растений, необходимо произвести пересадку этих растений на территорию неподверженную нарушениям;

Территория подстанции имеет ограждение из ж/б плит и металлической сетки (вкопанной снизу) для защиты от проникновения животных.

Предусматриваются также организационные меры для защиты объектов животного мира, которые запрещают следующие действия:

- передвижение транспортных средств вне технологических дорог;

- все строительно-монтажные работы должны проводиться исключительно в пределах строительной площадки;

- не допускать загрязнения земель, примыкающих к площадке строительства производственными и другими отходами. Площадка для размещения временных инвентарных помещений для строителей должна быть оснащена контейнерами для сбора строительных и бытовых отходов.

Предусмотреть вывоз на полигон;

- ремонт, обслуживание и мойку машин и механизмов производить в специализированных организациях г. Свободный.

В процессе полевых исследований при инженерно-экологических изысканиях на участке работ не обнаружены места обитания (произрастания) редких и охраняемых видов животных (растений), также отсутствуют водно-болотные угодья, ключевые орнитологические территории России.

Птицезащитные мероприятия приняты в соответствии с рекомендациями Союза охраны птиц России.

Деятельность по обращению с опасными отходами осуществляется на основании лицензии, полученной в установленном порядке. Должностные лица, допущенные к обращению с опасными отходами, обязаны иметь профессиональную подготовку, подтвержденную свидетельствами

(сертификатами) на право работы с опасными отходами.

В период работ генподрядчик осуществляет вывоз инвентарных приспособлений, неиспользованных материалов и оборудования на склад, а также сбор и утилизацию отходов.

До начала строительства подрядная организация должна оформить договор со специализированными предприятиями на вывоз отходов, образующихся в период строительных работ, для последующей утилизации (размещения), осуществлять платежи за негативное воздействие и нести полную ответственность за санитарно-эпидемиологическую и экологическую обстановку перед заказчиком и государственными инспектирующими органами.

Отходы при строительстве ПС 110 кВ Новый ЦП:

При строительстве подстанции образуются отходы IV, V классов.

Отходы IV класса:

- шлак сварочный образуется при сварочных работах, подлежит хранению в закрытом контейнере; по мере накопления вывозится ООО «Спецавтохозяйство»;

- обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15 %). Временное хранение предусматривается в отдельном закрытом контейнере, вывозится ООО «Спецавтохозяйство»;

- отходы посуды одноразовой из разнородных полимерных материалов, загрязненной пищевыми продуктами.

Питание работающих организуется путем доставки готовых обедов на строительную площадку. Мойка посуды не предусматривается: используется разовая пластиковая посуда. Временное хранение отхода предусматривается в отдельном закрытом контейнере, вывозится на полигон;

Услуги по вывозу отходов на полигон оказывает фирма ООО «Спецавтохозяйство», лицензия № 00390 от 28.10.2019, номер полигона в ГРОРО № 28-00007-3-00133-18022015, адрес: Свободненский район, 6 км

трассы Свободный-Петропавловка.

Отходы жизнедеятельности IV класса:

– мусор от офисных и бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) относится к твердым бытовым отходам. Временное хранение предполагается в закрытом контейнере; вывозится региональным оператором. «Собственники твердых коммунальных отходов обязаны заключить договор на оказание услуг по обращению с твердыми коммунальными отходами с региональным оператором, в зоне деятельности которого образуются твердые коммунальные отходы и находятся места их накопления» (ст. 24\_7 89-ФЗ).

Договор между Региональным оператором и строительно-монтажной организацией будет заключен после выбора строительно-монтажной организации, которая определится по итогу тендерных торгов ПАО «ФСК ЕЭС».

Сточные воды из накопительных баков мобильных туалетных кабин вывозятся специализированной организацией ООО «Дельта» на очистные сооружения.

Отходы V класса:

– отходы сучьев, ветвей, вершинок от лесоразработок, отходы корчевания пней, отходы малоценной древесины – отходы вырубki утилизируются на месте: подвергаются измельчению с помощью мульчера, равномерно распределяются по поверхности и прикапываются. Товарная древесина передается лесничествам;

– огарки от сварочных электродов. Образуются при сварочных работах, подлежат временному хранению в закрытом контейнере; вывозится на ООО «Спецавтохозяйство»;

Отходы жизнедеятельности V класса

– пищевые отходы кухонь и организаций общественного питания.

Образуются при питании работников. Временное хранение пищевых отходов

регламентируется СанПиН 42-128-4690-88, обращение с отходами необходимо проводить в соответствии с нормами действующего законодательства, с учетом требований Федерального закона от 24.06.1998 № 89-ФЗ.

При строительстве подстанции в соответствии с СанПиН 2.1.7.1322-03 предусмотрены следующие мероприятия по сохранению и предупреждению загрязнения почвы, подземных и поверхностных вод:

селективный сбор отходов;  
вывоз отходов грунта с площадки работ по мере образования;  
выполнение погрузки и вывоза отходов механизированным способом при помощи автотранспортных средств.

Услуги по вывозу отходов на полигон оказывает фирма ООО «Спецавтохозяйство», лицензия № 00390 от 28.10.2019, номер полигона в ГРОРО

№ 28-00007-3-00133-18022015, адрес: Свободненский район, 6 км трассы Свободный-Петропавловка.

Система обращения с отходами включает их сбор, временное накопление, транспортирование с целью передачи специализированной организации для использования, обезвреживания и (или) размещения.

На территории предприятия должны быть организованы места временного накопления отходов, откуда они по мере накопления вывозятся на предприятия, осуществляющие утилизации, обезвреживания или размещения отходов. Все места временного хранения отходов оборудованы в соответствии с природоохранными и санитарными требованиями.

Временное хранение светодиодных ламп, утративших потребительские свойства предусматривается в герметичном, механически прочном контейнере.

Производственный экологический контроль на проектируемых объектах осуществляется в целях обеспечения соблюдения природоохранных нормативов в процессе хозяйственной и иной деятельности, мероприятий по

охране окружающей среды, рациональному использованию и восстановлению природных ресурсов, а также в целях соблюдения требований в области охраны окружающей среды, установленных законодательством Российской Федерации.

К основным задачам ПЭК относятся:

- Контроль за соблюдением природоохранных требований;
- Контроль выполнения технологии производства работ;
- Минимизация воздействия на окружающую среду;
- Контроль за выполнением мероприятий по рациональному использованию и восстановлению природных ресурсов;
- Организация и обеспечение деятельности по предупреждению аварийных ситуаций;
- Контроль ведения документации по охране окружающей среды;
- Контроль за своевременным представлением информации в уполномоченные государственные органы;
- Контроль за экологическим информированием и образованием персонала;
- Контроль за состоянием компонентов окружающей среды в районе потенциальных источников негативного воздействия.

В соответствии с ГОСТ Р 56062-2014 к формам проведения ПЭК относятся:

- Инспекционный контроль;
- Производственный эколого-аналитический контроль;
- Производственный экологический мониторинг.

Производственный контроль предусматривает установление порядка учета образования и складирования отходов производства и потребления, назначение ответственных лиц за сбор и транспортировку отходов к местам временного захоронения или утилизации. Деятельность по обращению с опасными отходами осуществляется на основании лицензии, полученной в установленном порядке.

Должностные лица, допущенные к обращению с опасными отходами, обязаны иметь профессиональную подготовку, подтвержденную свидетельствами (сертификатами) на право работы с опасными отходами.

Программа производственного экологического контроля в период строительства и во время эксплуатации подстанции приведена в таблице 51.

Таблица 51– Программа экологического контроля

Контролируемая среда	Пункты наблюдения	Периодичность	Кем осуществляется	Контролируемые показатели
Период строительства				
1	2	3	4	5
Все среды	Границы землеотвода	Постоянно	подрядная организация	Контроль за соблюдением выполнения работ в пределах отведенной территории
Атмосферный воздух	В границах землеотвода	Постоянно	подрядная организация	Контролировать исправность техники и транспорта: выпуск в эксплуатацию после прохождения техосмотра (обеспечивает отсутствие превышения нормативов загрязняющих веществ в выбросах, превышение нормативов уровня шума)
Почвы	В границах территории ПС	Постоянно	подрядная организация	Исключить передвижение транспортных средств вне технологических дорог
Обращение с отходами	Площадка временного хранения отходов на территории временного строительного городка		подрядная организация	Контроль за состоянием мест временного накопления отходов. Своевременность удаления отходов. Учет образовавшихся, переданных на переработку (использование, обезвреживание, захоронение) строительных отходов.

1	2	3	4	5
Объекты растительного и животного мира, среда их обитания	Лесные участки, растительный покров	Постоянно	подрядная организация	Исключить повреждение лесных насаждений, растительного покрова и почв за пределами предоставленных лесных участков.

В период строительства производственный контроль осуществляет подрядная организация. Отбор проб и их исследование проводятся аккредитованной лабораторией, по действующим методикам.

Производственный контроль предусматривает установление порядка учета образования и складирования отходов производства и потребления, назначение ответственных лиц за сбор и транспортировку отходов к местам временного захоронения или утилизации. Деятельность по обращению с опасными отходами осуществляется на основании лицензии, полученной в установленном порядке. Должностные лица, допущенные к обращению с опасными отходами, обязаны иметь профессиональную подготовку, подтвержденную свидетельствами (сертификатами) на право работы с опасными отходами.

В период проведения строительных работ возможны чрезвычайные ситуации, связанные с авариями, вызывающими поражающие факторы для персонала и населения, и с авариями, вызывающими загрязнение окружающей среды.

К основным причинам, возможных аварий в строительный период, относятся:

1. Опасности, связанные с технологическими процессами. Под влиянием внешних факторов (механические повреждения) может произойти разгерметизация топливной системы дорожно-строительной техники. Пролив топлива может привести как к загрязнению окружающей среды, так и к

возгоранию топлива с возможным поражением персонала или населения.

2. Возможные ошибки рабочего персонала. Связаны с человеческим фактором (несоблюдение правил техники безопасности, нарушение противопожарных правил, невнимательность, усталость, слабая профессиональная подготовка и т.д.).

Возможными вариантами аварий на строительной площадке являются:

- повреждение кабельных линий строительной техникой;
- пробой изоляции и короткое замыкание вследствие чего возможно возгорание;
- разлив горюче-смазочных материалов при разгерметизации топливной системы без возгорания или с последующим возгоранием;
- опрокидывание дорожно-строительной техники при несоблюдении регламента проведения работ и техники безопасности;
- срыв груза при работе подъемных механизмов с возможным травмированием (гибелью) рабочих.

По своим последствиям чрезвычайные ситуации на строительной площадке относятся к категории локальной чрезвычайной ситуации.

Производственный контроль за промышленной (технической) безопасностью на объекте осуществляет руководство строительной организации.

На основании нормативно-правовых, нормативно-технических документов производственный контроль через нормы, запреты, ограничения обеспечивает безопасные условия труда на строительной площадке посредством следующих мероприятий:

- обеспечение и соблюдение требований промышленной (технической) безопасности;
- разработка мер, направленных на улучшение состояния промышленной (технической) безопасности;
- своевременное проведение необходимых испытаний и освидетельствований технических средств и механизмов, применяемых на

объекте.

Основными условиями обеспечения безопасности на объекте являются:

- технически исправное состояние механизмов, техники, автотранспорта;
- обслуживание механизмов, техники и автотранспорта производится обученным, высококвалифицированным персоналом;
- строгое выполнение персоналом всех требований правил техники безопасности.

Для предотвращения аварийных ситуаций, связанных с разливом горюче-смазочных материалов проектом предусматривается:

- заправка автомобильной техники осуществляется на автозаправочных станциях, дозаправка гусеничной техники – только на площадках с твердым покрытием;
- стоянку и заправку строительных механизмов ГСМ следует производить на специализированных площадках, не допуская их пролив и попадание на грунт;
- при аварийном разливе нефтепродуктов очаг загрязнения локализуется, а весь загрязненный грунт подвергается обработке сорбентом;
- размещение складов ГСМ в зоне производства работ категорически запрещается.

Для дозаправки гусеничной техники на площадках временных строительных городков организуются места с твердым покрытием из железобетонных плит. Площадки должны иметь твердое, гладкое, бензостойкое покрытие, быть оборудованы средствами для тушения пожара (песок, кошма, огнетушитель).

Проектом предусмотрено проведение строительных работ в соответствии с требованиями СП 48.13330.2011 «Актуализированная редакция СНиП 12-01-2004 Организация строительства».

Выполнение мероприятий по технике безопасности и производственной

санитарии при производстве строительного-монтажных работ проводится в соответствии с указаниями СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство».

При производстве работ необходимо руководствоваться «Правилами пожарной безопасности в Российской Федерации» (Правила противопожарного режима в Российской Федерации, утвержденные Постановлением Правительства РФ N 390 от 25.04.2012 года).

Все работы должны выполняться с полным соблюдением требований заводских инструкций и ТУ на оборудование, а также с "Инструкцией по производству работ повышенной опасности", и проектом производства работ (ППР).

В период эксплуатации объекта все технические и организационные решения, предусмотренные в проектной документации, направлены на обеспечение безопасной эксплуатации проектируемого объекта. Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства подробно представлены в отдельном томе.

При условиях соблюдения выше указанных правил, а также правил техники безопасности, норм техобслуживания техники и оборудования, вероятность возникновения аварийной ситуации крайне мала.

### **7.3 Чрезвычайные ситуации**

Причины возникновения пожароопасных ситуаций в ходе эксплуатации проектируемого объекта связаны с появлением различного рода дефектов строительных конструкций и оборудования:

- проводов и тросов (набросы, обрывы, перегорания жил проводов и тросов, оплавления жил, разрегулировка и изменение стрел провеса проводов и тросов);

- изоляторов и арматуры (механические повреждения изоляторов, трещины в шапках, перекрытия гирлянд, загрязненность изоляторов, сильные отклонения поддерживающих гирлянд изоляторов);

- опор и фундаментов (трещины, оседание и выдергивание фундаментов);
- ослабление и повреждение оттяжек опор, деформация частей металлических опор, наклоны опор);
- трасс и просек (наличие в охранной зоне материалов, опасных в пожарном отношении, наличие на краю просек деревьев, которые могут угрожать падением на провода, отсутствие сигнальных знаков у автомобильных дорог и т. д.).

При коротком замыкании частицы вылетают во всех направлениях, и их скорость не превышает 10 м/с. Размер капель металла при этом достигает 3 мм. Температура капель зависит от вида металла и равна температуре плавления. Температура капель алюминия при коротком замыкании достигает 2500 С.

Зона разлета частиц при коротком замыкании зависит от высоты расположения провода, начальной скорости полета частиц, угла вылета и носит вероятностный характер. При высоте расположения провода 10 м вероятность попадания частиц на расстояние 9 м составляет 0,06; 7 м – 0,45 и 5 м – 0,92; при высоте расположения 3 м вероятность попадания частиц на расстояние 8 м составляет 0,01, 6 м – 0,29 и 4 м – 0,96, а при высоте 1 м вероятность разлета частиц на 6 м – 0,06, 5 м – 0,24, 4 м – 0,66 и 3 м – 0,99.

В соответствии с требованиями Федерального закона № 123-ФЗ на территории размещения Объекта защиты предусматривается комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности. В основу комплекса организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности на этапе эксплуатации Объекта защиты входят положения ППР РФ.

Комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности элементов Объекта защиты, реализуется системой обеспечения пожарной безопасности в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.004-91 и ППР РФ. Целью организационно-технических мероприятий

является организация разработки и осуществление должностными лицами мероприятий, направленных на предотвращение и борьбу с пожарами.

Комплекс организационно-технических мероприятий формируется в период организации эксплуатации Объекта защиты. Перечень организационных мероприятий предусматривается в соответствии с требованиями федеральных нормативных документов в области пожарной безопасности и должен включать в себя следующие мероприятия, выполняемые на этапе эксплуатации:

- контроль за территорией охранных зон проектируемой ВЛ с целью
- предотвращения несанкционированных работ на указанных территориях (путём периодического проведения обследования (внешним осмотром дежурных бригад), обеспечивающий своевременное пресечение действий, которые могут привести к повреждению элементов Объекта защиты;
- установление на проектируемом участке ВЛ соответствующего противопожарного режима;
- своевременное выполнение предписаний государственных надзорных органов;
- разработку планов ликвидации аварий и другой оперативной документации по пожаротушению и согласование ее с уполномоченными органами МЧС России и органами местного самоуправления;
- взаимодействие с территориальными органами ГО и ЧС в части проведения комплексных учений по тушению условных пожаров и ликвидации чрезвычайных ситуаций;
- содержание в исправном техническом состоянии всех сооружений и оборудования линейной части ВЛ;
- осуществление режимного контроля состояния линейной части ВЛ (визуального, специальными приборами и устройствами), позволяющего определять и выявлять дефекты в процессе эксплуатации Объекта защиты;

– выдача письменных предупреждений пользователям земель и лесов о соблюдении требований пожарной безопасности в охранной зоне и местах прохождения ВЛ, если это обусловлено их функциональным технологическим назначением и (или) предусмотрено требованиями инструкции по эксплуатации.

В охранной зоне ВЛ запрещается производить всякого рода действия, которые могут нарушить нормальную эксплуатацию линии электропередачи, либо привести к ее повреждению, в частности:

- перемещать, засыпать и ломать опознавательные и сигнальные знаки;
- устраивать всякого рода свалки, выливать растворы кислот, солей и щелочей;
- разводить огонь и размещать какие-либо открытые или закрытые источники.

Электроустановки и бытовые электроприборы в помещениях, в которых по окончании рабочего времени отсутствует дежурный персонал, должны быть обесточены, за исключением дежурного освещения, технических систем противопожарной защиты.

Другие электроустановки и электротехнические изделия могут оставаться под напряжением, если это обусловлено их функциональным технологическим назначением и (или) предусмотрено требованиями инструкции по эксплуатации.

В рамках комплекса организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности на этапе эксплуатации Объекта защиты предусматривается вырубка отдельных деревьев или групп деревьев на расстоянии 3 м от Объекта защиты, а также деревьев, расположенных дальше 3 м, угрожающих падением на площадочные объекты.

Объект защиты размещается в зоне обслуживания существующих подразделений противопожарной службы. Настоящей проектной документацией не предусматривается устройство новых, дополнительных

подразделений пожарной охраны (отдельных пожарных постов, пожарных частей и т. п.), увеличение или изменение их пожарно-технического вооружения.

Организационно-технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности режимного характера, не приведенные в настоящем Разделе проектной документации, должны выполняться на этапе эксплуатации Объекта защиты в соответствии с требованиями Федерального закона № 123-ФЗ, ППР РФ и другими нормативными и распорядительными документами, действующими в сферах пожарной и промышленной безопасности.

Расстояния от проектируемых элементов объекта защиты, в том числе опор инженерных сооружений ВЛ до зданий, сооружений и наружных установок на территории размещения объекта защиты, соответствуют требованиям ПУЭ изд. 7 п. 2.5.216. При пересечении и параллельном следовании ВЛ с подземными и наземными коммуникациями, водными преградами, лесным фондом предусматривается соблюдение нормированных расстояний от проводов и опор ВЛ.

Проектными решениями не предусматривается изменений нормированных расстояний, установленных для предотвращения распространения пожара между существующими зданиями и сооружениями, к которым предусматривается подвод элементов объекта защиты.

Обоснование противопожарных расстояний между зданиями и сооружениями осуществлялось при проектировании производственных площадок, на территории которых предусматривается размещение Объекта защиты с учетом действующих в период проектирования строительных норм и правил.

Расстояния от оси трассы ВЛ до зданий, сооружений и наружных технологических установок, связанных с добычей, транспортировкой, производствам, изготовлением, использованием или хранением взрывоопасных, взрывопожароопасных и пожароопасных веществ, а также до взрыво- и пожароопасных зон не рассматривается в данной проектной

документации, так как выходит за границы проектирования и превышает нормативные (не менее полуторакратной высоты опоры) в несколько раз.

Для элементов Объекта защиты наружное пожаротушение (источники противопожарного водоснабжения) не предусматривается (Федеральный закон № 123 ФЗ п. 1 ч. 1 ст. 99).

Подъезды для пожарных машин не предусматриваются к инженерным сооружениям ВЛ, материалы и конструкции которых, а также технологические процессы, исключают возможность их возгорания (п. 6.1.21 СП 4.13130.2013).

Пожаротушение возможных очагов пожара на территории размещения Объекта защиты спровоцированных аварийной ситуацией обозначенной в подразделе 3.3 настоящего Раздела проектной документации, предусматривается от передвижной пожарной техники по функциональному вдоль трассовому технологическому проезду вдоль проектируемого Объекта защиты (Федеральный закон № 123-ФЗ ч. 6 ст. 98, п. 6 ст. 63). В качестве источника водоснабжения учитывается штатный возимый запас огнетушащих веществ пожарных автоцистерн.

В рамках настоящей проектной документации не предусматриваются решения по изменению существующих параметров производственной мощности и качества инженерно-технического обеспечения сетей наружного противопожарного водопровода, насосного оборудования и источников противопожарного водоснабжения; определению и обоснованию расходов воды на наружное пожаротушение зданий и сооружений, а также решений по проездам и подъездам для пожарной техники (в т. ч. Совмещенным функциональным проездам и подъездам).

Вдоль трассовый проезд организуется в пределах охранной зоны ВЛ преимущественно с краю ВЛ для минимизации организации проезда техники непосредственно под проводом ВЛ. Ширина вдоль трассового проезда – 4 м, что соответствует п. 2.5.22 ПУЭ изд.7. Вдоль трассовый проезд расчищается от насаждений, пней, камней и иных препятствий, мешающих проезду

техники. Вдоль трассовый проезд с грунтовым покрытием, организован местными породами.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной работе была произведена проектировка комплексов защит для трехтрансформаторной конфигурации ПС 110 кВ Новый ЦП.

Основной целью работы была проектирование устройств РЗА для третьего трансформатора на ПС Новый ЦП. Для достижения поставленной цели был выполнен следующий объем работ:

В первом разделе выполнен климатогеографический анализ района проектирования; во втором разделе выбрано число и мощности силовых трансформаторов на проектируемой ПС, а также выполнен расчет токов короткого замыкания; в третьем разделе выполнен выбор и проверка электрооборудования; в четвертом разделе выполнен выбор устройств РЗА трансформатора 110 кВ, рассчитаны параметры настройки и алгоритмы функционирования выбранных устройств РЗА; в пятом разделе выполнен расчет молниезащиты и заземляющих устройств на проектируемой ПС; в шестом разделе выполнена технико-экономическая оценка объемов проектирования; в седьмом разделе произведена оценка безопасности и экологичности производимых объемов реконструкции.

Данная выпускная работа в полном объеме раскрыла тему и привела все необходимые расчеты и обоснования для использования выбранной аппаратуры на данной подстанции.

Полученные результаты могут быть использованы сотрудниками релейной защиты для наладки и выбора уставок аппаратуры на подстанциях с подобной конфигурацией, а также данная информация может быть использована для написания магистерской работы.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ./А.В. Беляев – М.: Энергоатомиздат, 2012. – 176 с.
- 2 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 2011, – 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, 2013. – 346 с.
- 5 Козлов, В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие./В.А. Козлов – Ленинград: Энергия, 2015. – 280 с.
- 6 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов./Е.А. Конюхова – М.: Изд-во «Мастерство», 2012. – 320 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 «Э», 2016. – 465 с.
- 9 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 2014 – 576 с.
- 10 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования./А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова– М.: Энергоатомиздат, 2012 – 368 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 15.05.2023).

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 10.06.2017).

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 2.06.2023).

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, 2011.

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 29.05.2023).

23 Рябков, Е. Я. Заземление в установках высокого напряжения. М.: ЭНЕРГОИЗДАТ, 2013.

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)

32 Материалы преддипломной практики

33 Барыбин, Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения/Под ред. Ю.Г. Барыбина и др.-М.: Энергоатомиздат, 1990.- 576 с.

34 РусКабель.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа:  
[http://www.ruscable.ru/info/wire/group/kamkabel\\_kabeli\\_s\\_spe\\_10kv/](http://www.ruscable.ru/info/wire/group/kamkabel_kabeli_s_spe_10kv/).(дата  
обращения 29.05.2023)

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Расчеты ТКЗ

$$\begin{aligned}
 Uk1 &:= 115 & Uk2 &:= 37 & Uk3 &:= 11 & Z_{п35} &:= \sqrt{0.198^2 + 0.565^2} = 0.599 \\
 Z3 &:= \frac{(35.54 + 15.54) \cdot [-0.81 + (4.16 + 1.02) \cdot 3.11^2]}{(35.54 + 15.54) + [-0.81 + (4.16 + 1.02) \cdot 3.11^2]} = 25.085 \\
 Z4 &:= (4.16 + 1.02) \cdot 3.11^2 + \frac{(-0.83 + 35.54) \cdot (-0.83 + 35.54)}{(-0.83 + 35.54) + (-0.83 + 35.54)} = 67.456 \\
 Z2 &:= \frac{(15.54 + 35.54 - 0.81) \cdot (4.16 + 1.02) \cdot 3.11^2}{(15.54 + 35.54 - 0.81) + (4.16 + 1.02) \cdot 3.11^2} = 25.093 \\
 Ik &:= \frac{Uk1}{\sqrt{3} \cdot 15.54} = 4.273 \\
 Ik1 &:= \frac{Uk1}{\sqrt{3} \cdot 13.13} = 5.057 \\
 Ik2 &:= \frac{Uk1}{\sqrt{3} \cdot Z2} \cdot \frac{115}{35} = 8.694 \\
 Ik3 &:= \frac{Uk1}{\sqrt{3} \cdot (Z3 + 22.32)} \cdot \frac{115}{11} = 14.643 \\
 Ik5 &:= \frac{Uk1}{\sqrt{3} \cdot \left( \frac{Z5 \cdot 50.10}{Z5 + 50.10} \right)} \cdot \frac{115}{35} = 10.986 \\
 Ik6 &:= \frac{Uk1}{\sqrt{3} \cdot (Z6 + 11.16)} \cdot \frac{115}{11} = 22.317 \\
 Ik4 &:= \frac{Uk1}{\sqrt{3} \cdot \left( \frac{Z4 \cdot 15.54}{Z4 + 15.54} \right)} = 5.257 \\
 Iудар &:= 1.78 \cdot Ik \cdot \sqrt{2} = 10.755 \\
 Iудар1 &:= 1.78 \cdot Ik1 \cdot \sqrt{2} = 12.729 \\
 Iудар2 &:= 1.78 \cdot Ik2 \cdot \sqrt{2} = 21.885 \\
 Iудар3 &:= 1.78 \cdot Ik3 \cdot \sqrt{2} = 36.86 \\
 Iудар5 &:= 1.78 \cdot Ik5 \cdot \sqrt{2} = 27.656 \\
 Iудар6 &:= 1.78 \cdot Ik6 \cdot \sqrt{2} = 56.179 \\
 Iудар4 &:= 1.78 \cdot Ik4 \cdot \sqrt{2} = 13.233 \\
 Z5 &:= 15.54 + \frac{(-0.83 + 35.54) \cdot (-0.83 + 35.54)}{(-0.83 + 35.54) + (-0.83 + 35.54)} = 32.895 \\
 Z6 &:= \frac{(35.54 \cdot 0.5 + 15.54) \cdot [-0.81 \cdot 0.5 + (4.16 + 1.02) \cdot 3.11^2]}{(35.54 \cdot 0.5 + 15.54) + [-0.81 \cdot 0.5 + (4.16 + 1.02) \cdot 3.11^2]} = 19.943 \\
 \frac{Z4 \cdot 22.32}{Z4 + 22.32} &= 16.771 \\
 Iпер &:= Ik \cdot \sqrt{2} = 6.042 \\
 Iпер1 &:= Ik1 \cdot \sqrt{2} = 7.151 \\
 Iпер2 &:= Ik2 \cdot \sqrt{2} = 12.295 \\
 Iпер3 &:= Ik3 \cdot \sqrt{2} = 20.708 \\
 Iпер5 &:= Ik5 \cdot \sqrt{2} = 15.537 \\
 Iпер6 &:= Ik6 \cdot \sqrt{2} = 31.561 \\
 Iпер4 &:= Ik4 \cdot \sqrt{2} = 7.434 \\
 I2k &:= \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot Ik = 3.7 \\
 I2k1 &:= \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot Ik1 = 4.379 \\
 I2k2 &:= \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot Ik2 = 7.529 \\
 I2k3 &:= \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot Ik3 = 12.681 \\
 I2k5 &:= \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot Ik5 = 9.514 \\
 I2k6 &:= \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot Ik6 = 19.327 \\
 I2k4 &:= \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot Ik4 = 4.553
 \end{aligned}$$