


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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
И.о. зав. кафедрой  
 Н.В. Савина  
«14» 06 2019 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**


на тему: Реконструкция системы электроснабжения станции биологической  
очистки ЗАТО Циолковский Амурской области

Исполнитель  
студент группы 542-об4

 14.06.2019  
подпись, дата


В.С. Курленко

Руководитель  
доцент

 14.06.2019 г.  
подпись, дата

П.П. Проценко

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

 14.06.2019  
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
ст. преподаватель

 14.06.2019  
подпись, дата

Н.С. Бодруг


Благовещенск 2019

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

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина  
« 05 » 04 2019 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Курленко Владиславы Сергеевны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения станции биологической очистки ЗАТО Циолковский Амурской области  
(утверждено приказом от 04.04.2019 № 759-уч.)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 04.06.2019г.


3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: генеральный план объекта. План здания. План размещения электрооборудования. Нормативно-справочная литература, ПУЭ, ГОСТы

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика объекта проектирования. Расчет электрических нагрузок. Определение ЦЭН. Выбор мощности силовых трансформаторов. Выбор проводникового материала. Расчет токов КЗ и выбор оборудования. Релейная защита. Заземление и заземление объекта. Экономическое обоснование проекта. Безопасность и экологичность проекта

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Генеральный план объекта с ЦЭН. Однолинейная схема внутреннего электроснабжения. Однолинейная схема подстанции. План КТП с устройством заземления. Релейная защита.

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

7. Дата выдачи задания 05.04.2019 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Проценко П.П., доцент   
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата):   
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 95 с., 4 рисунка, 22 таблицы, 144 формулы, 23 источников.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ, ТРАНСФОРМАТОР, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ЦЕНТР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

В данной выпускной квалификационной работе была произведена реконструкция системы электроснабжения станции биологической очистки ЗАТО Циолковский Амурской области.

При разработке выпускной квалификационной работы были решены следующие задачи: расчет электрических нагрузок, выбор числа и мощности трансформаторов, выбор и проверка кабелей, расчет токов короткого замыкания, выбор электрооборудования, расчет релейной защиты кабельной линии и трансформатора, расчет заземления и молниезащиты, технико-экономический расчет.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения и сокращения	6
Введение	7
1 Общая характеристика	9
1.1 Характеристика района расположения города Циолковский	9
1.2 Схема электроснабжения города Циолковский	9
2 Расчет электрических нагрузок	12
2.1 Определение расчетных электрических нагрузок	12
2.2 Расчет осветительной нагрузки	16
3 Выбор места расположения КТП	18
4 Выбор числа и мощности трансформаторов с учетом КРМ	20
4.1 Компенсация реактивной мощности	20
4.2 Выбор числа и мощности трансформаторов	21
5 Выбор сечений проводников	24
6 Проектирование внутрицехового электроснабжения	28
6.1 Выбор сечений кабельных линий	29
6.2 Проверка выбранных сечений по потере напряжения	31
7 Расчет токов КЗ	34
7.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ	34
7.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ	36
8 Выбор и проверка электрических аппаратов	42
8.1 Выбор и проверка выключателей	42
8.2 Выбор и проверка трансформатора тока	45
8.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	49
8.4 Выбор и проверка предохранителей	51
9 Релейная защита и автоматика	54
9.1 Расчет релейной защиты кабельных линий 10кВ	54
9.1.1 Расчет уставок максимальной токовой защиты	54

9.1.2 Расчет уставок токовой отсечки	58
9.2 Расчет релейной защиты трансформатора	60
9.2.1 Требования к защите трансформатора	60
9.2.2 Дифференциальная защита трансформатора	61
9.2.3 Максимальная токовая защита	67
9.2.4 Газовая защита трансформатора	70
9.2.5 Защита от перегрузки	71
10 Заземление и молниезащита	73
10.1 Расчет заземлителя	73
10.2 Молниезащита подстанции	78
11 Безопасность и экологичность	82
11.1 Безопасность	82
11.2 Экологичность	83
11.3 Пожаробезопасность	85
12 Экономическая часть	88
12.1 Расчет капитальных вложений	88
12.2 Расчет эксплуатационных издержек	89
12.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат	91
12.4 Расчет срока окупаемости выбранной сети	91
Заключение	93
Библиографический список	94

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора

КЗ – короткое замыкание

КРУ – комплектное распределительное устройство

КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

ОПН – ограничитель перенапряжения

ПП – прямая последовательность

ПС – подстанция

РЗиА – релейная защита и автоматика

СН – собственные нужды

ТН – трансформатор напряжения

ТП – трансформаторная подстанция

ТТ – трансформатор тока

ЦЭН – центр электрических нагрузок

## ВВЕДЕНИЕ

В 1961 году на территории Амурской области основан посёлок Углегорск, градообразующим объектом которого был космодром Свободный. В 1994 году посёлку присвоено название «закрытое административно-территориальное образование посёлок Углегорск». В декабре 2015 года ЗАТО «посёлок Углегорск» переименовано в ЗАТО «Циолковский». 19 июля 2010 года правительством Российской Федерации было принято решение о полномасштабном строительстве космодрома «Восточный».

На данный момент на космодроме «Восточный» завершён первый этап строительства, т.е. имеется возможность запуска ракетносителей легкого и среднего класса «Союз-2». Также сейчас проходят подготовительные работы для начала строительства второй очереди космодрома, включающий в себя создание наземной структуры для запусков ракетносителей тяжелого класса «Ангара».

Циолковский - город, который обеспечивает жильём работников космодрома Восточный. В данном городе есть необходимость станции биологической очистки сточных вод.

Целью выпускной квалификационной работы является реконструкция системы электроснабжения станции биологической очистки города Циолковский. Данная станция позволяет уменьшить загрязнение окружающей среды от эксплуатации космодрома Восточный и улучшить экологическую обстановку в этом районе.

Данная работа актуальна тем, что в настоящее время ведется подготовка к строительству стартового комплекса для запуска тяжелых ракет-носителей «Ангара», который будет приносить большее загрязнение. Тем самым необходимо увеличить мощность станции, заменив оборудование.

Получить надежную систему внутреннего электроснабжения, повысить эффективность эксплуатации и увеличить показатели качества электрической

энергии является главной целью дипломного проектирования.

При создании данной системы электроснабжения использовались общие нормативные документы (РД, ПУЭ и т.д.).

А также применялись следующие программные комплексы: Excel 2007, Mathcad 14.0.1, Microsoft Visio 2015, MathType 5, MicrosoftWord 2013.



## 1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

### 1.1 Характеристика района расположения города Циолковский

Город Циолковский находится в Свободненском районе Амурской области, который в свою очередь граничит с Мазановским районом на северо-востоке, с Шимановским на северо-западе, с Благовещенским на юге, с Китаем на западе.

- климат является муссонным;
- сейсмичность данного района не больше 6 баллов (по СНИП-П-7-81);
- годовая норма осадков 487 мм;
- минимальное количество осадков в январе – 7 мм;
- максимальное количество осадков в июле – 128 мм;
- минимальная температура минус 48,0 °С;
- максимальная температура 38,1 °С;
- район гололёдности – II, толщина стенки гололёда – 10 мм;
- вес снегового покрова – 68 кг·с/м<sup>2</sup>;
- весной и осенью наблюдаются сильные порывы ветра;
- скорость ветра при гололёде – 15 м/с;
- температура воздуха при гололёде – минус 10 °С;
- промерзание глины – 23 см, песка – 283 см.

В данное время предприятий, загрязняющих атмосферу не имеется, но в 25 км от г. Свободный ведётся строительство газоперерабатывающего завода, ввод в эксплуатацию которого планируется на 2021 год. Завод будет поставлять природный газ в Китай по газопроводу «Сила Сибири».

### 1.2 Схема электроснабжения ПС города Циолковского

Циолковский - город, который обеспечивает жильём работников космодрома Восточный. На космодроме выполняются такие работы, как:

- прием ракеты-носителей и космических аппаратов от предприятий-поставщиков;
- хранение космических аппаратов и комплектующих к ним элементов;
- хранение некоторых компонентов ракетных топлив;
- производство высококипящих компонентов ракетного топлива и сжатых газов;
- сборка и испытание космических аппаратов и ракеты-носителей;
- запуск космических аппаратов в космос;
- траекторные измерения на участке выведения ракет космического назначения;
- прием и обработка телеметрической информации;
- обеспечение стартового, технического и промышленного комплексов водой, теплом, электроэнергией.

На территории ЗАТО Циолковский функционируют следующие объекты:

- Космодром «Восточный» (градообразующий объект);
- Органы местного самоуправления:
- Глава муниципального образования ЗАТО Циолковский;
- Совет депутатов;
- Администрация города;
- Счетно-контрольная палата;
- 12 муниципальных учреждений и предприятий;
- Городской отдел внутренних дел;
- Управление гражданской защиты и пожарной безопасности;
- Представитель гражданской обороны и ЧС по Амурской области;
- Государственная пожарная инспекция;
- Системы теплоснабжения, энергоснабжения, водоснабжения.

От подстанции «Ледяная» 220/35/6 кВ по линии 229 кВ получает электроэнергию подстанция Восточная 220/10кВ. Далее по линии 10 кВ

передается энергия на следующие объекты: ПС “ЦРП-96” и ПС “ЦРП-95”, а также ПС “ЦРП-ДЦ” и ПС “ЦРП-ПСЭБ”. Главными потребителями являются жилой фонд, деловой центр и промышленная строительная эксплуатационная база (ПСЭБ). На подстанции установлены два трансформатора типа 63000/220/10, распределительные устройства на напряжения 220 и 10кВ выполнены в виде КРУЭ.

Подстанция 10/0,4 ЦРП-96, получает питание от подстанции Восточная по линии 10кВ. Главные потребители - трансформаторные подстанции (ТП89-91). На подстанции стоят 2 трансформатора ТМ-1000/10, РУ 10кВ выполнено в виде , на напряжение 0,4 кВ в виде КРУ.

Подстанция 110/10кВ “Аэродром”, получает питание от подстанции ГПП. Главными потребителями здесь являются аэропортовый комплекс, комплекс эксплуатации районов падения и водозабор №5. На подстанции установлены два трансформатора типа ТДН-10000/110/10, распределительное устройство на напряжение 110кВ выполнено в виде комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией, а на напряжение 10кВ в виде комплектного распределительного устройства.

На данный момент, ЗАТО Циолковский питается только от подстанции Ледяная 220/35/6кВ по линии 220 кВ.

Чтобы обеспечить надежное электроснабжение города и была возможность создания резервов и дополнительных подключения планируется ввод в эксплуатацию еще одну ЦРП95 с источником питания подстанция Восточная 220/10кВ, а также имелась резервная линия, питающаяся от центрального распределительного пункта (ЦРП96).

## 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

### 2.1 Определение расчетных электрических нагрузок

Одним из наиболее ответственных расчётов при проектировании системы электроснабжения любого предприятия является расчет нагрузок. Его можно выполнить разными методами, такими как: метод удельных мощностей, метод удельного электропотребления, метод коэффициента спроса, вероятностно-статистический метод, а также метод коэффициента расчетной нагрузки.

Электрические нагрузки в промышленном предприятии определяются в характерных местах присоединения приёмников электроэнергии. Сети напряжением до 1000 В и больше рассматривают отдельно.

Номинальная (установленная) активная мощность приёмника электроэнергии – это мощность, при которой приёмник электроэнергии должен работать. Указывается на заводской табличке либо в документе электроприемника.

У электроприемников, работающих в длительном режиме работы номинальной является паспортная мощность.

У электроприемников, работающих в повторно-кратковременном режиме работы установленной мощностью является приведенная к номинальной длительной мощности.

Для электродвигателей:

$$P_{ном} = P_{наст} \cdot \sqrt{ПВ} \quad (1)$$

где  $ПВ$  – паспортная продолжительность включения.

Номинальная мощность для группы электроприемников вычисляется как алгебраическая сумма номинальных мощностей отдельных приемников, приведенных к продолжительности включения.

Номинальная активная мощность для группы электроприемников:

$$P_{НОМ} = \sum_{i=1}^n P_{НОМ,i} \quad (2)$$

где  $n$  – число электроприемников.

Номинальная реактивная мощность для группы электроприемников:

$$Q_{НОМ} = \sum_{i=1}^n q_{НОМ,i} = \sum_{i=1}^n P_{НОМ,i} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (3)$$

Средние активные и реактивные мощности характерной группы ЭП:

$$\begin{cases} P_{cp} = P_{НОМ} \cdot k_{II} & (4) \\ Q_{cp} = P_{cp} \cdot \operatorname{tg} \phi & (5) \end{cases}$$

Результаты расчета нагрузок ЭП не разбитых на категории приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Расчет электрических нагрузок

№	Наименование ЭП	Кол. ЭП	$P_{НОМ}$ , кВт	$P_{НОМ\Sigma}$ , кВт	$K_u$	cos	tgφ	Средняя мощность ЭП	
								$P_{cp}$ , кВт	$Q_{cp}$ , квар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Барабанный фильтр	1	15	15	0,3	0,4	2,29	4,5	10,30
2	Насос ПФ2	1	22	22	0,8	0,85	0,62	17,6	10,91
3	Насос НФ	1	7,5	7,5	0,8	0,85	0,62	6	3,72

4	Насос ЦМЛ	1	45	45	0,8	0,85	0,62	36	22,32
5	Уст. пригот. р-ра гипохлорита	1	0,25	0,25	0,54	0,8	0,75	0,135	0,1
6	Насос подачи гипохлорита	1	1,1	1,1	0,7	0,8	0,75	0,88	0,66

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7	Установка обеззараживания	1	4	4	0,54	0,8	0,75	3,2	2,4
8	Насос подачи осадка	1	2	2	0,7	0,8	0,75	1,6	1,2
9	Бустерная установка	1	2,2	2,2	0,5	0,75	0,88	1,65	1,45
10	Ленточный фильтр	1	4,3	4,3	0,7	0,8	0,75	3,44	2,58
11	Уст. пригот. р-ра флокулянта	1	0,75	0,75	0,54	0,8	0,75	0,6	0,45
12	Насос дозатор флокулянта	1	0,55	0,55	0,7	0,8	0,75	0,44	0,33
13	Воздуходувка	1	37	37	0,7	0,8	0,75	29,6	22,2
14	Насос ПФ2.1	1	7,5	7,5	0,8	0,85	0,62	6,375	3,95
15	Уст. пригот. р-ра коагулянта	1	0,75	0,75	0,54	0,8	0,75	0,6	0,45
16	Насос дозатор коагулянта	1	0,25	0,25	0,7	0,8	0,75	0,2	0,15
17	Ленточный транспортер	1	1,5	1,5	0,4	0,75	0,88	1,125	0,99
18	Агрегат воздушный отопительный	2	66	132	0,7	0,95	0,24	125,4	41,38

Суммарные значения средней активной и реактивной мощности группы ЭП:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Sigma P_{cp} = \sum_1^m P_{НОМ} \cdot k_{II} \\ \Sigma Q_{cp} = \sum_1^m P_{cp} \cdot tg\phi \end{array} \right. \quad (6)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \Sigma P_{cp} = \sum_1^m P_{НОМ} \cdot k_{II} \\ \Sigma Q_{cp} = \sum_1^m P_{cp} \cdot tg\phi \end{array} \right. \quad (7)$$

где  $m$  – число характерных категорий ЭП.

Рассчитывается средневзвешенный коэффициент использования группы ЭП:

$$K_{И} = \Sigma P_{cp} / \Sigma P_{НОМ} \quad (8)$$

Рассчитывается эффективное число ЭП:

$$n_{Э} = 2 \cdot \Sigma P_{НОМ} / P_{НОМ.МАХ} \quad (9)$$

Коэффициент расчетной  $K_p$  нагрузки определяется в связи со средневзвешенным коэффициентом использования и эффективным числом электроприемников [10].

Расчетная активная мощность групп ЭП напряжением до 1 кВ:

$$P_p = K_p \cdot \Sigma P_{cp} \quad (10)$$

Расчетная реактивная мощность:

$$\text{При } n_{Э} \leq 10 \text{ и } K_u \geq 0,2 \quad Q_p = 1,1 \cdot Q_{cp} \quad (11)$$

$$\text{При } n_{Э} < 100 \text{ и } K_u < 0,2 \quad Q_p = Q_{cp} \quad (12)$$

На данном промышленном предприятии можно отметить 2 характерные группы ЭП, которые отличаются по режиму работы, симметричности и роду тока:

1) Насосы:  $K_u \geq 0,7$ ;

2) Вентоустановки:  $k_{исн} < 0,7$ .

Для каждой характерной категории рассчитаем номинальную суммарную мощность, среднюю суммарную мощность, средневзвешенный коэффициент использования,  $\text{tg}\varphi$ , эффективное число ЭП, расчетные мощности и расчетный ток.

Результаты расчета нагрузок представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Характерные категории ЭП

Категория	$P_{\text{ном}\Sigma}$ , кВт	$P_{\text{ср}\Sigma}$ , кВт	$Q_{\text{ср}\Sigma}$ , кВар	$k_{\text{исп}}$	$n_{\text{ЭП}}$	$P_{\text{расч}}$ , кВт	$Q_{\text{расч}}$ , кВт
$K_u \geq 0,7$	259,2	227,535	109,41	0,8	8	207,06	99,56
$k_{\text{исп}} < 0,7$	24,45	11,81	16,148	0,5	4	12,19	16,69

## 2.2 Расчет осветительной нагрузки

Далее определяется осветительная нагрузка цеха по следующему выражению:

$$P_{p.o} = A \cdot B \cdot a \cdot k_u \quad (13)$$

где  $A, B$  – ширина и длина цеха;

$a$  – удельный показатель.

$$Q_{p.o} = P_{p.o} \cdot \text{tg}\varphi \quad (14)$$

$$P_{p.o} = 30 \cdot 30 \cdot 5 \cdot 10^{-3} \cdot 0,85 = 3,825 \text{ кВт}$$

$$Q_{p.o} = 3,825 \cdot 0,88 = 3,366 \text{ кВар}$$

Суммарная расчётная нагрузка равна сумме расчётных нагрузок каждой из групп:



$$P_{p\Sigma} = P_{p1} + P_{p2} \quad (15)$$

$$P_{p\Sigma} = 207,057 + 12,192 = 219,249 \text{ кВт}$$

$$Q_{p\Sigma} = Q_{p1} + Q_{p2} \quad (16)$$

$$Q_{p\Sigma} = 99,56 + 16,698 = 116,258 \text{ квар.}$$

Суммарная нагрузка для цеха определяется как:

$$P_{\Sigma.\text{цеха}} = P_{p\Sigma} + P_{p.o} \quad (17)$$

$$P_{\Sigma.\text{цеха}} = 219,249 + 3,825 = 223,074 \text{ кВт}$$

$$Q_{\Sigma.\text{цеха}} = Q_{p\Sigma} + Q_{p.o} \quad (18)$$

$$Q_{\Sigma.\text{цеха}} = 116,258 + 3,366 = 119,624 \text{ квар.}$$

Полная нагрузка цеха и расчётный ток:

$$S_{p.\text{цеха}} = \sqrt{P_{\Sigma.\text{цеха}}^2 + Q_{\Sigma.\text{цеха}}^2} \quad (19)$$

$$S_{p.\text{цеха}} = \sqrt{223,074^2 + 119,624^2} = 253,125 \text{ кВА;}$$

$$I_{p.\text{цеха}} = \frac{S_{p.\text{цеха}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (20)$$

$$I_{p.цеха} = \frac{253,125}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 356,35 \text{ А.}$$

### 3 ВЫБОР МЕСТА РАСПОЛОЖЕНИЯ КТП

Место расположения КТП выбираем на основании координат условного центра электрических нагрузок (ЦЭН). На картограмме нанесены электроприемники и их мощности, обозначенные в виде кругов. Площадь окружности пропорциональна мощности ЭП:

$$P_i = m \cdot \pi \cdot r_i \quad (21)$$

Координаты центра электрических нагрузок:

$$\left\{ \begin{array}{l} X_{\text{ЦЭН}} = \frac{\sum P_i \cdot x_i}{\sum P_i} \end{array} \right. \quad (22)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} Y_{\text{ЦЭН}} = \frac{\sum P_i \cdot y_i}{\sum P_i} \end{array} \right. \quad (23)$$

где  $P_i$  – мощность ЭП;

$x_i, y_i$  – координаты ЭП или группы однотипных ЭП.

Исходные данные для расчета сведены в таблицу 3.

Центр электрических нагрузок –  $x = 238$  м,  $y = 361$  м.

Таблица 3 – Исходные данные к расчету ЦЭН

Потребитель	$P_i$ , кВт	$Q_i$ , кВт	$P_i X_i$	$P_i Y_i$	$Q_i X_i$	$Q_i Y_i$
БР 2700	223,07	119,62	63,35	66,25	33,87	35,52
БР 2700	223,07	119,62	25,65	66,25	13,76	35,52
ЛОС-70	114,63	91,67	26,36	103,67	21,09	82,53
Резервуар отстойник	131,7	105,35	49,65	14,48	39,72	11,58
Итого			165,02	250,16	108,54	165,17

В результате расчетов выясняем, что выбранная КТП попадает в центр предприятия БР 2700, что совсем нецелесообразно. Поэтому КТП выносим из центра и устанавливаем со стороны наиболее мощных ЭП.

## 4 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ С УЧЕТОМ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

### 4.1 Компенсация реактивной мощности

В соответствии с приказом №893 от 11 декабря 2006 года: «отсутствие КРМ приводит к повышению потоков реактивной мощности, росту потерь, росту тарифов, снижению управляемости режимами работы сетей, к ухудшению качества электрической энергии и надежности электроснабжения потребителей».

Предельно-допустимый коэффициент реактивной мощности прием равным 0,4, т.к. компенсирующие устройства устанавливаются на стороне низкого напряжения 10 кВ [1].

Определим необходимую мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{KV} = Q_{\Sigma} - P_{\Sigma} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{пред} \quad (24)$$

$$Q_{KV} = 354,26 - 629,47 \cdot 0,4 = 102,47 \text{ кВар}$$

Чтобы выбрать компенсирующие устройства нужно вычислить фактическую реактивную мощность:

$$Q_{факт}^{кУ} = 1,1 \cdot Q_{KV} \quad (25)$$

$$Q_{треб}^{кУ} = 1,1 \cdot 102,47 = 112,72 \text{ кВар}$$

Подбираем количество батарей конденсаторов очень близкое к полученному в результате расчета значению по следующей формуле:

$$Q_{\phi}^{ky} = n_{ky} \cdot S_{ky} \quad (26)$$

где  $n_{ky}$  – количество устанавливаемых батарей конденсаторов;

$S_{ky}$  – мощность батарей конденсаторов, кВА.

$$Q_{\phi}^{ky} = 1 \cdot 120 = 120 \text{ кВар}$$

Нескомпенсированная расчетная мощность рассчитывается по формуле:

$$Q_{неск} = Q_{\Sigma} - Q_{\phi}^{ky} \text{ кВар} \quad (27)$$

$$Q_{нескА} = 354,26 - 120 = 234,26 \text{ кВар}$$

Требуется компенсация реактивной мощности. Устанавливаем УКРМ - 0,4-212-2,5 УЗ номинальной мощностью 10 кВар.

#### 4.2 Выбор числа и мощности трансформаторов КТП

Источником питания для электроприемников данного промышленного предприятия является комплектная трансформаторная подстанция.

Одним из важных аспектов электроснабжения и построения рациональных сетей является правильный выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях промышленных предприятий. Трансформаторы должны обеспечивать бесперебойное питание всех потребителей промышленного предприятия при их номинальной нагрузке.

Количество цеховых трансформаторных подстанций оказывает влияние на затраты на распределительные устройства. Число трансформаторов определяется требованием надежности электроснабжения.

Так как в цехе присутствуют приемники 1-ой категории и преобладают приемники 2-й категории, то целесообразно выбрать 2 трансформатора для

установки на цеховую трансформаторную подстанцию.

Выбор числа и мощности трансформаторов КТП осуществляется только по активной мощности.

Чтобы выбрать мощность трансформатора КТП необходимо рассчитать его расчетную мощность. При этом нужно учесть, что в данном проекте от КТП питаются: два очистных сооружения сточных вод БР 2700  $P_{\Sigma.БР2700} = 223,07 \text{ кВт}$ , 1 очистное сооружение поверхностных сточных вод ЛОС-70  $P_{\Sigma.ЛОС70} = 114,63 \text{ кВт}$  и резервуар-отстойник  $P_{резервуар} = 131,7 \text{ кВт}$  и наружное освещение  $P_{освещ} = 13,67 \text{ кВт}$ . Т.о. Суммарная активная мощность составляет:  $P_{\Sigma} = 223,07 + 223,07 + 200,6 + 230,5 + 13,67 = 890,91 \text{ кВт}$

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot K_3} \quad (28)$$

где  $n$  – количество трансформаторов, которые устанавливают на подстанцию;

$K_3$  – коэффициент загрузки;

$P_{\Sigma}$  – суммарная активная расчетная мощность;

$Q_{неск}$  – некомпенсированная мощность.

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{629,47^2 + 234,26^2}}{2 \cdot 0,7} = 479,75$$

Выбираем трансформатор типа ТМ-630/10/0,4-У1(ХЛ1), схема и группа соединения обмоток У/Ун-0; Д/Ун-11.

Трансформатор после выбор обязательно следует проверить по коэффициентам загрузки в номинальном и послеаварийном режимах работы.

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot S_{ТР ном}} \quad (29)$$

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{629,47^2 + 234,26^2}}{2 \cdot 630} = 0,53$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{629,47^2 + 234,26^2}}{630} = 1,07$$

Обозначение трансформатора ТМ-630/10/0,4-У1(ХЛ1):

Т - трехфазный;

М - естественная циркуляция масла и воздуха за счет гравитационной силы;

630 - номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

10 – напряжение высокой стороны, кВ;

0,4 – напряжение низкой стороны, кВ;

УХЛ1 - климатическое исполнение и категория размещения.

Параметры трансформатора:  $S_{ном} = 630$  кВА,  $U_{ВН} = 10$  кВ,  $U_{НН} = 0,4$  кВ,

$\Delta P_{xx} = 1,16$  кВт,  $\Delta P_{\kappa} = 7,6$  кВт,  $U_{\kappa} = 5,5$  %,  $i_{xx} = 0,8$  %



## 5 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДНИКОВ

Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ.

На данном этапе необходимо выбрать сечения проводников линий на 0,4 кВ. Выбирать сечения необходимо по нагрузке, протекающей по данному проводнику.

1. Определим максимальный расчетный ток, протекающий в линии:

$$I_{P.L.норм} = \frac{\sqrt{\frac{P_{P.L.}^2}{2} + \frac{Q_{P.L.}^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (30)$$

2. Определим расчетный ток с учетом 5 летней нагрузки:

$$I_{расч} = \alpha_i \alpha_T I_{P.L.норм.} \quad (31)$$

где  $\alpha_T$  - коэффициент, который учитывает число часов использования максимальной нагрузки и коэффициент попадания максимума нагрузки линии в максимум нагрузки энергосистемы, равен 1,1, [4]

$\alpha_i$  - коэффициент, который учитывает изменение нагрузки по годам эксплуатации, равен 1,05, [4].

3. Выберем сечение проводника по полученному значению расчетного тока.

4. Проверим выбранное сечение. Для этого рассчитываем наиболее тяжелые послеаварийные режимы, из которых выбираем больший ток. И по этому току происходит проверка по условиям нагрева в длительном режиме:

$$I_{n/ав} \leq K \cdot I_{дл.дон.} \quad (32)$$

где  $K$  – поправочный коэффициент, который учитывает температуру окружающей среды,

$I_{дл.доп.}$  - длительно допустимый ток.

Из-за того, что фактическая температура среды меньше  $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ , нормированная температура среды равна плюс  $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ , поправочный коэффициент возьмем равным 1,29.

$$I_{н/ав} = \frac{\sqrt{P_{P.Л.}^2 + Q_{P.Л.}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (33)$$

Определим сечение кабеля для линии ТП1-301:

$$I_{P.Л.норм} = \frac{\sqrt{\frac{223,07^2}{2} + \frac{119,62^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 271,93 \text{ А}$$

$$I_{расч} = \alpha_i \alpha_T I_{P.Л.норм.} = 1,1 \cdot 1,05 \cdot 271,93 = 316,39 \text{ А}$$

К установке выбираем кабель марки ВБбШв сечением  $240\text{ мм}^2$ .

Проверим сечение в послеаварийном режиме:

$$I_{н/ав} = \frac{\sqrt{223,07^2 + 119,62^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 384,57 \text{ А}$$

Ток в длительно допустимом режиме равен:

$$471 \leq 1,29 \cdot 316,39 = 408,14$$

Полученное сечение необходимо проверить на отклонение напряжения.

Определяем напряжение у потребителей исходя из напряжения на шинах ИП и рассчитав потери напряжения в сети. По ГОСТ 32144-2013 нормально допустимое значение отклонения напряжения 5 %, предельно допустимое – 10 %.

Потерю напряжения определим по формуле:

$$\Delta U = \frac{I_{\text{расч}} \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{ном}}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100\% \quad (34)$$

где  $I$  - рабочий максимальный ток, А;

$L$  - длина линии, км;

$U_{\text{ном}} = 380$  В - номинальное напряжение;

$r_0$  и  $x_0$  - удельные активное и индуктивное сопротивление, Ом/км;

$\varphi$  - угол нагрузки.

$$\Delta U = \frac{316,39 \cdot 0,68 \cdot \sqrt{3}}{380} \cdot (0,12 \cdot \cos 0,2 + 0,058 \cdot \sin 0,2) \cdot 100\% = 4,26\%$$

Условие соблюдается. Сечение проводника подобрано правильно.

Сечения оставшихся кабелей рассчитаем по тому же алгоритму.

Результаты сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Расчет сечений кабеля 0,4 кВ

Участок сети	$I_{\text{расч}}$ , А	$I_{\text{п/а}}$ , А	$I_{\text{дл.доп}}$ , А	Сечение, мм*мм	Марка	$\Delta U$ , %
1	2	3	4	5	6	7
ТП-301	316,39	408,14	471	240	ВБбШв-ХЛ- 4*240-1кВ	4,26

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7
ТП-302	316,39	408,14	471	240	ВБ6Шв-ХЛ- 4*240-1кВ	6,71
ТП-306	182,14	223,03	405	185	ВБ6Шв-ХЛ- 4*185-1кВ	2,59
306-305	181,2	256,25	317	120	ВБ6Шв-ХЛ- 4*120-1кВ	1,28

## 6 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВНУТРИЦЕХОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Распределительные сети в цехах должны выполнять следующие функции:

1. обеспечивать надежность электроснабжения электроприемников, ссылаясь на их категоричность;
2. обеспечивать удобство и безопасность в эксплуатации;
3. обладать подходящими технико-экономические показателями;
4. иметь такое конструктивное исполнение, которое гарантирует применение быстрых методов монтажа.

По структуре цеховые сети делятся на магистральные и радиальные.

Магистральные схемы очень универсальны по своей структуре и гарантируют высокую надежность электроснабжения. Замена оборудования происходит без существенных изменений в электрической сети. И если условия среды и технико-экономические показатели позволяют их применение, их используют во всех случаях построения сети электроснабжения.

Радиальная схема электроснабжения - это совокупность линий цеховой электрической сети, которые отходят от распределительного устройства низшего напряжения трансформаторной подстанции и предусмотрены для питания групп электроприемников. Данные схемы используют при невозможности применения магистральных схем. Они также, как и магистральные обеспечивают достаточно хорошую надежность электроснабжения, но требуют крупных расходов на оборудование и его монтаж.

В данной выпускной квалификационной работе рационально использовать смешанную схему электроснабжения. В проекте рассматриваем вариант сети, выполненный с использованием силовых пунктов (типа ШП).

Силовые пункты питаются от вводно-распределительного устройства при помощи кабелей. Электроприемники питаются от силовых пунктов кабельными линиями.

## 6.1 Выбор сечения кабельных линий

Подобранный тип кабеля должен соответствовать его назначению, характеру среды, способу прокладки.

Сечения проводов и жил кабелей цеховой сети на напряжение до 1 кВ выбирают по нагреву расчетным током по формуле [5]:

$$I_P \leq k_{cp} \cdot k_{np} \cdot I_{доп} \quad (35)$$

где  $I_P$  - расчетный ток линии, питающей группу приемников;

$k_{cp}$  - поправочный коэффициент, учитывающий отличие температуры в цехе от температуры, при которой заданы  $I_{доп}$  в ПУЭ;

$k_{np}$  - поправочный коэффициент, учитывающий снижение допустимой токовой нагрузки для проводов и кабелей при их многослойной прокладке в коробах[4].

Номинальный ток ЭП определяется по формуле:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} \quad (36)$$

Кабели, которые питают силовые пункты необходимо выбирать по расчетному току:

ВРУ-СП1:

$$I_p = 226,38 \text{ А}$$

Выбираем кабель ВБбШв – 95  $I_{ном} = 260 \text{ А}$ .

Проверяем сечение по формуле (114):

$$226,38 \leq 0,95 \cdot 1 \cdot 260$$

$$226,38 \leq 247$$

Результаты расчёта сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Выбор кабелей, питающие силовые пункты

№	Расчетный ток, $I_p$ , А	Марка кабеля	Сечение жилы, мм <sup>2</sup>	Допуст.ток $I_{доп}$ , А
ТП-ВРУ	316,39	ВБбШв	240	471
ВРУ-СП1	226,38	ВБбШв	95	260
ВРУ-СП2	127,81	ВБбШв	50	167
ВРУ-СП3	140,53	ВБбШв	50	167

Кабель ВБбШв имеет следующую структуру:

- медные жилы (буква «А» в начале говорит об алюминиевых жилах)
- изоляция внутренняя, выполнена из пластиката ПВХ (буква «В» первая в названии)
- бронирование выполнено стальными лентами (буквы «Бб»)
- наружное покрытие их шланга ПВХ (буквы «Шв»)

Выбранный кабель надежный и стойкий к внешним воздействиям из-за наружной оболочки кабеля и брони, которая выполнена стальными лентами. Применяется кабель при монтаже внутренних сетей, а также наружных по траншеям и кабельным каналам.

Произведем выбор кабелей от силовых пунктов до электроприемника.

Проведем расчет кабеля для барабанного фильтра:

$$I_p = \frac{15}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,95} = 22,79 \text{ А}$$

Примем в эксплуатацию кабель ВВГнг, сечением 2,5 мм<sup>2</sup>  $I_{доп} = 26 \text{ А}$ .

$$22,79 \leq 1 \cdot 1 \cdot 26$$

Результаты расчёта сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Характеристика кабелей от СП до ЭП

Наименование станка	Расчетный ток, $I_p$ , А	Марка кабеля	Сечение жилы, $\text{мм}^2$	Допуст.ток $I_{\text{доп}}$ , А
Барабанный фильтр	22,79	ВБбШв	2,5	26
Насос ПФ2	33,43	ВБбШв	6	45
Насос НФ	11,39	ВБбШв	2,5	26
Насос ЦМЛ	68,37	ВБбШв	10	79
Уст. пригот. р-ра гипохлорита	0,38	ВБбШв	2,5	26
Насос подачи гипохлорита	1,67	ВБбШв	2,5	26
Установка обеззараживания	6,08	ВБбШв	2,5	26
Насос подачи осадка	3,04	ВБбШв	2,5	26
Бустерная установка	3,34	ВБбШв	2,5	26
Ленточный фильтр	6,53	ВБбШв	2,5	26
Уст. пригот. р-ра флокулянта	1,14	ВБбШв	2,5	26
Насос дозатор флокулянта	0,84	ВБбШв	2,5	26
Воздуходувка	56,22	ВБбШв	10	79
Насос ПФ2.1	11,39	ВБбШв	2,5	26
Уст. пригот. р-ра коагулянта	1,14	ВБбШв	2,5	26
Насос дозатор коагулянта	0,38	ВБбШв	2,5	26
Ленточный транспортер	2,28	ВБбШв	2,5	26
Агрегат воздушный отопительный	200,55	ВБбШв	95	260

## 6.2 Проверка выбранных сечений кабелей по потере напряжения

Потерю напряжения в процентах определяем по формуле:

$$\Delta U \% = \frac{P_p \cdot r + Q_p \cdot x}{U_{\text{ном}}} \cdot 10^{-3} \quad (37)$$



где

$$r = r_0 \cdot l$$

$$x = x_0 \cdot l$$

$r_0, x_0$  -удельные активные и индуктивные сопротивления кабеля.

Расчёт произведём для кабеля, питающего СП1 от ВРУ:

$$r = 0,37 \cdot 8 = 2,96 \text{ мОм}$$

$$x = 0,085 \cdot 8 = 0,68 \text{ мОм}$$

$$\Delta U = \frac{149 \cdot 2,96 + 86,47 \cdot 0,68}{0,4} \cdot 10^{-3} = 1,25 \%$$

Результаты расчёта сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Расчет кабеля при проверке по потере напряжения

Вид	Марка кабеля	Расчетный ток,А	$r_0 \setminus x_0$ , мОм/м	L, м	$\Delta U$ , %	Сечение , мм <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7
ТП-ВРУ	ВБбШв	316,39	0,37\0,085	68	6,75	240
ВРУ-СП1	ВБбШв	226,38	0,37\0,085	8	1,25	95
ВРУ-СП2	ВБбШв	127,81	0,37\0,085	5	0,17	50
ВРУ-СП3	ВБбШв	140,53	0,37\0,085	2	0,08	50

Результат расчета показывает, что кабели выбраны верно и проходят проверку по допустимому току и потере напряжения.

Точно также проверяем кабели до электроприемников. Расчёт проводим для наиболее отдалённых электроприемников.

СП1-Насос ПФ:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \quad (38)$$

$$\Delta U\% = \sqrt{3} \cdot 33,43 \cdot 15 \cdot (1,84 \cdot 0,601 + 0,107 \cdot 0,926) \cdot 10^{-3} = 1,04 \%$$

Результаты расчёта сведены в таблицу 8.

Таблица 8 – Расчет кабеля при проверке по потере напряжения

Наименование станка	Марка кабеля	Расчетный ток, А	$r_0/x_0$ , мОм/м	L, м	$\Delta U$ , %	Сечение, мм <sup>2</sup>
Насос ПФ 2	ВБбШв	33,43	1,84/ 0,099	15	1,04	6
Насос подачи гипохлорита	ВБбШв	1,67	1,84/ 0,099	10	0,035	2,5
Воздуходувка	ВБбШв	56,22	1,84/ 0,099	12	1,4	10

Выбранные кабели прошли проверку по допустимому току и потере напряжения.

## 7 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

### 7.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

В сети напряжения выше 1000 В токи короткого замыкания на высокой стороне вычисляются на шинах трансформаторной подстанции. При этом напряжение применяется равным 1,05 от номинального.

Рассчитаем ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)} \quad (39)$$

Рассчитаем ударный ток:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)} \quad (40)$$

Рассчитаем ударный коэффициент:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \quad (41)$$

Рассчитаем постоянную времени затухания:

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r} \quad (42)$$

Трехфазное короткое замыкание рассчитывается следующим образом:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z} \quad (43)$$

где  $Z$  - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$Z = \sqrt{(\sum x_{л} + x_{сис})^2 + (\sum r_{л})^2} \quad (44)$$

На примере рассчитан ток КЗ.

На рисунке 1 указана схема для расчета токов КЗ на 10 кВ.

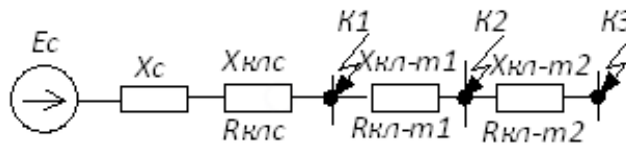


Рисунок 1 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 10 кВ

Пример расчета указан для т. К1, которая расположена на шинах распределительного пункта.

$$X_{с} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 7,08} = 0,856 \text{ Ом}$$

$$X_{Л1} = 0,856 + 0,095 = 0,951$$

$$Z = \sqrt{(0,095)^2 + 0,84^2} = 1,269 \text{ Ом}$$

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,269} = 4,777 \text{ кА}$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,777 = 4,137 \text{ кА}$$

$$T_{a1} = \frac{0,951}{314 \cdot 0,84} = 0.0036$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0.0036}} = 1.062$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1.062 \cdot 4.777 = 7.18 \text{ кА}$$

В таблице 9 сведен расчет остальных точек КЗ.

Таблица 9 – Результаты расчета токов КЗ на 10 кВ

т. КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}$ , кА	$I_{\kappa}^{(2)}$ , кА	$T_a$	$k_{уд}$	$i_{уд}$ , кА
К1	4.777	4.137	0.0036	1.062	7.178
К2	4.248	3.679	0.0031	1.036	6.223
К3	4.016	3.478	0.00278	1.027	5.834

## 7.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ

Токи КЗ в сети 0,4 кВ определяются в следующих точках: на шинах 0,4 кВ расчетной ТП, и в конце каждой отходящей линии. В таких расчетах основное напряжение следует принять равным 1,05 от номинального [2].

В промышленном предприятии имеется большое количество защитно-коммутационной аппаратуры. В данной сети будем учитывать все сопротивления цепи, которые могут оказать воздействие на токи коротких замыканий. Поэтому следует принять во внимание как индуктивные, так и

активные сопротивления, а также активные сопротивления всех переходных контакторов сети.

Сопротивление системы определяется по следующей формуле [5]:

$$x_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{Kc}^{(3)}} \cdot \left( \frac{U_{Б.СТ}}{U_c} \right)^2 \quad (45)$$

где  $U_c$  - напряжение системы;

$U_{Б.СТ}$  - напряжение базисной ступени;

$I_{Kc}^{(3)}$  - трехфазный ток короткого замыкания системы.

$$U_c = 10,5 \text{ кВ}$$

$$U_{Б.СТ} = 0,4 \text{ кВ}$$

$$I_{Kc}^{(3)} = 8,152 \text{ кА}$$

$$x_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 8,152} \cdot \left( \frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 0,018 \text{ мОм}$$

Сопротивления цехового трансформатора:

$$r_m = \frac{\Delta P_{\kappa}}{S_{ном}} \cdot \frac{U^2}{S_{ном}}; \quad (46)$$

$$x_m = \sqrt{\left( \frac{u_k}{100} \right)^2 - \left( \frac{\Delta P_{\kappa}}{S_{ном}} \right)^2} \quad (47)$$

Характеристики трансформатора ТМ-630/10: кВт,  $\Delta P_{\kappa} = 7,6$  кВт и  $u_{\kappa, \%} = 5,5\%$ .

$$r_m = \frac{7,6}{400} \cdot \frac{400^2}{400} = 7,6$$

$$x_m = \sqrt{\left(\frac{5,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{7,6}{400}\right)^2} = 17,14$$

Сопrotивления кабелей определяются по формуле:

$$r = r_0 \cdot l \quad (48)$$

$$x = x_0 \cdot l \quad (49)$$

где  $r_0$  и  $x_0$  - удельные сопротивления линий, мОм/м;

$l$  - длина линии, м.

Для кабеля ВБбШв сечением  $150 \text{ мм}^2$ ,  $r_0=0.077$  мОм,  $x_0=0.059$  мОм длиной 0,1 километров:

$$r_{\kappa l} = 0,077 \cdot 0,1 = 0,018 \text{ Ом}$$

$$x_{\kappa l} = 0,059 \cdot 0,1 = 0,014 \text{ Ом}$$

В справочнике берем сопротивления трансформатора тока, автоматических выключателей и контактов.

Ток трехфазного КЗ рассчитывается по формуле:

$$I_K = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_{\Sigma}^2}} \quad (50)$$

Схема замещения показана на рисунке 2.

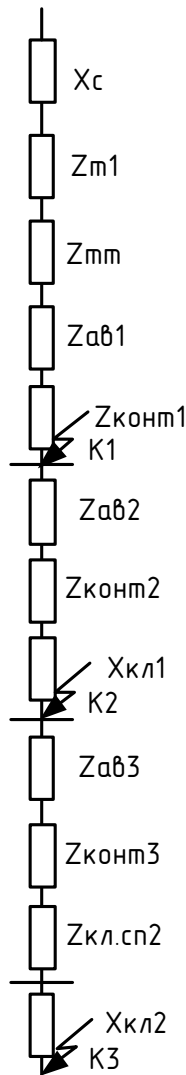


Рисунок 2 – Схема замещения цеха

Рассчитаем трехфазного КЗ для точки К1:

$$r_{\Sigma K1} = r_T + r_{TT} + r_{ав1} + r_{конт1} = 5,5 + 0,42 + 0,65 + 0,4 = 6,97 \text{ мОм}$$

$$x_{\Sigma K1} = x_C + x_T + x_{ш} + x_{TT} + x_{ав1} = 0,0018 + 17,14 + 0,42 + 0,67 + 0,17 = 18,4 \text{ мОм}$$

$$z_{\Sigma K1} = \sqrt{r_{\Sigma K1}^2 + x_{\Sigma K1}^2} = \sqrt{6,97^2 + 18,4^2} = 19,68 \text{ мОм}$$



$$I_{\text{НО1}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 19,68} = 11,737 \text{ кА}$$

Аналогично рассчитываем токи для остальных точек. Результаты расчетов приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Расчет трехфазного тока КЗ

Точка КЗ	$z_{\Pi\Sigma}$ , МОм	$I_{\text{но}}$ , кА	$I_{\text{уд}}$ , кА
К-1	19,68	11,74	16,6
К-2	20,25	11,41	16,13
К-3	20,87	11,07	15,65

Расчет однофазных токов КЗ.

Произведем расчет однофазного короткого замыкания в качестве несимметричного. Алгоритм расчет не меняется, но при несимметричных КЗ существует нулевая и обратная последовательности, которые меняют сопротивление схемы. Примем сопротивление обратной последовательности равным сопротивлению прямой последовательности.

Рассчитаем ток однофазного короткого замыкания[5]:

$$I_R^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{(r_{1\Sigma} + r_{2\Sigma} + r_{0\Sigma})^2 + (x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}} \quad (51)$$

где  $r_{1\Sigma}$ ,  $r_{2\Sigma}$ ,  $r_{0\Sigma}$  - суммарные активные сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности соответственно;

$x_{1\Sigma}$ ,  $x_{2\Sigma}$ ,  $x_{0\Sigma}$  - суммарные реактивные сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности соответственно.

При Д/У-11 соединении обмоток трансформатора сопротивления нулевой

и обратной последовательности равны сопротивлениям прямой.

$$(r_{1T} = r_{2T} = r_{0T} \text{ и } x_{1T} = x_{2T} = x_{0T}).$$

Для трехжильных кабелей:  $r_1 = r_2 = r_0$  и  $x_1 = x_2$ ,  $x_0 = 4 \cdot x_1$

Сопротивление системы:  $x_{C1} = x_{C2}$

$$x_C = x_0 = 1,8 \cdot x_{C1} \tag{52}$$

$$x_C = x_0 = 1,8 \cdot 1,798 \cdot 10^{-3} = 3,237 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}$$

Рассчитаем ток однофазного КЗ для точки К1

$$r_{\Sigma K1} = r_T + r_{TT} + r_{ae1} + r_{k1} = 6,97 \text{ мОм}$$

$$x_{\Sigma K1} = x_{C0} + x_T + x_{uu} + x_{TT} + x_{ae1} = 18,402 \text{ мОм}$$

$$I_{K0} = \frac{400}{\sqrt{(2 \cdot 6,97 + 6,97)^2 + (2 \cdot 18,4 + 18,4)^2}} = 6,78 \text{ кА}$$

Аналогичным способом произведем расчет токов для остальных точек, результат расчета сводим в таблицу 11.

Таблица 11 – Расчет однофазных токов КЗ

Точка КЗ	$x_{\Sigma K,0}$ , мОм	$r_{\Sigma K,0}$ , мОм	$I_i^{(1)}$ , А
К-1	18,4	6,97	6,78
К-2	18,59	8,04	6,59
К-3	18,77	9,13	6,4

## 8 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Выбор электрических аппаратов производится по:

- по роду установки;
- номинальному току и напряжению.

Проверка электрических аппаратов производится на:

- динамическую стойкость;
- термическую стойкость.

Оборудование выбираем для комплектной трансформаторной подстанции.

### 8.1 Выбор и проверка выключателей

Выбор выключателя отходящих присоединений произведем на примере одного выключателя, остальные выключатели выбираются также.

Необходимо определить максимальное рабочее значение токов, проходящих через выключатель на ТП:

$$I_{номQ3} = \frac{\sqrt{8745^2 + 3840^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 609,23 \text{ А}$$

Выбираем вакуумные выключатели.

Выбираем выключатели по [1]:

1) Напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \tag{53}$$

2) Длительному току:

$$I_{р.мах} \leq I_{ном} \tag{54}$$

3) Отключающей способности:

$$I_{n.0} \leq I_{откл.ном} \quad (55)$$

Выбираем вакуумный выключатель типа ВВ/TEL -10-20/630-У3.

$$4,777 \leq 20 \text{ кА}$$

Проверка выключателя по термической стойкости определяется по формуле:

$$B_K = I_{n0}^2 \cdot [t_{откл} + T_a] \quad (56)$$

где  $t_{откл}$  - время отключения КЗ, принимаем  $t_{откл} = 0,57$  с.

$$B_K = 4,777^2 \cdot (0,57 + 0,06) = 14,37 \text{ кА}^2\text{с}$$

По тепловому импульсу тока короткого замыкания выключатель проверяется на термическую стойкость:

$$B_{К.в} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \quad (57)$$

$$B_{К.в} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_K \leq B_{К.в}$$

Далее определяем номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном.откл} \quad (58)$$

где  $\beta_H$  – содержание аperiodической составляющей в отключаемом

токе, для нашего выключателя  $\beta_H = 40\%$ ;

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

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,3 \text{ кА}$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключенном токе в нулевой момент времени составляет:

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о} \quad (59)$$

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 5,63 = 7,96 \text{ кА}$$

Таблица 12 – Сопоставление каталожных и расчетных данных выключателей 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
	ВВ/TEL -10-20/630-У3	
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{рmax} = 609,23 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{y\delta} = 7,178 \text{ кА}$	$i_{скв} = 32 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{y\delta}$
$B_K = 14,37 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K.ном} \geq B_K$
$I_{но} = 5,63 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$
$Int = 5,63 \text{ кА}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq Int$
$i_{at} = 7,96 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 11,3 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \geq i_{at}$

Можем сделать вывод, что данные выключатели выбраны правильно, т.к. удовлетворяют условиям проверки.

## 8.2 Выбор и проверка трансформатора тока

В трансформаторах тока есть 2 обмотки, которые каждая отвечает за свои функции. Первая предназначена для приборов измерения. Вторая предназначена для приборов защиты.

Выбор ТТ производится по:

- току первичной цепи;
- току вторичной цепи;
- номинальному току и напряжению.

Проверка ТТ производится на:

- электродинамическую стойкость;
- термическую стойкость.

Из-за подключения счетчиков класс точности трансформатора точка должен быть = 0,5.

Вторичный ток будет = 5 А.

Трансформатор тока будем выбирать по току и напряжению.

Из-за того, что недогрузка первичной обмотки может привести к увеличению погрешностей, необходимо, чтобы номинальный ток был очень близок к рабочему току установки.

Погрешности:

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости.
- по термической стойкости;
- по вторичной нагрузке [1]:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}} \quad (60)$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Примем, что  $Z_2 \approx r_2$ , потому что индуктивное сопротивление токовых цепей мало. Вторичная нагрузка  $r_2$  состоит из сопротивления приборов  $r_{приб}$ , соединительных проводов  $r_{пр}$  и переходного сопротивления контактов  $r_K$ :

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_K \quad (61)$$

Выбираем ТОЛ-10УЗ, который предназначен для установки в КРУ, с первичным током 400 А.

Чтобы гарантировать снижение погрешности показаний приборов необходимо все электроизмерительные приборы выбрать с цифровым интерфейсом и телеметрическими параметрами серии 3021.

Эти приборы подключаются непосредственно к трансформаторам тока или трансформаторам напряжения, они имеют возможность установки по интерфейсу RS485 и индуцируют значения измеряемых сигналов с учетом установленных коэффициентов трансформации. Кроме функции измерения приборы серии 3021 осуществляют функцию контролирования минимального и максимального допустимых значений измеряемого параметра.

Таблица 13 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип прибора	Нагрузка, В.А по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	-	-
Ваттметр	СР-3021	0,5	-	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	Альфа-А1800	0,1	-	0,1
Счетчик РЭ				
Итого		1,6		0,35

Номинальная нагрузка ТТ:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_{2H}^2} \quad (62)$$

где  $S_{2H}$  – номинальная нагрузка вторичной цепи, справочная величина, В·А,

$I_{2H}$  – номинальный ток вторичной цепи, А.

Мощность вторичной обмотки  $S_{2H} = 15$  ВА

Номинальное сопротивление вторичной обмотки рассчитаем по формуле:

$$Z_{2H} = \frac{15}{25} = 0,6 \text{ Ом}$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2H}^2} \quad (63)$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность приборов;

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,6}{25} = 0,064 \text{ Ом}$$

Сопротивление проводов определяется по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S_{\text{min}}} \quad (64)$$



где  $l_{расч}$  – расчетная длина соединительных проводов, зависит от класса напряжения и от схемы соединения, для 10 кВ и схемы «полная звезда» принимаем равным 10 м;

$S_{min}$  - минимальное сечение проводов.

Выберем провод с сечением  $q = 4 \text{ мм}^2$  с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением  $\rho=0,0283$ .

$$r_{пр} = \frac{0,0283 \cdot 10}{4} = 0,07 \text{ Ом}$$

Сопротивление контактов:  $r_{конт} = 0,01 \text{ Ом}$ .

Вторичная нагрузка  $z_2$ :

$$Z_2 = 0,064 + 0,07 + 0,01 = 0,14 \text{ Ом}$$

Проверка на термическую стойкость к токам кз проводится по формуле:

$$B_k = 5,63^2 \cdot (0,57 + 0,06) = 18,1 \text{ кА}^2\text{с}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных трансформатора тока приведено в таблице 14.

Подобранные трансформаторы тока целиком удовлетворяют условиям проверки.

Таблица 14 – Выбор трансформаторов тока ТОЛ-10УЗ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_{pmax} = 387,62 \text{ А}$	$I_H = 400 \text{ А}$	$I_H \geq I_{pmax}$
$Z_{Hp} = 0,14 \text{ Ом}$	$Z_{2H} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Hp}$

$V_K = 18,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{Кн} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{Кн} \geq V_{кр}$
$I_{уд} = 14,71 \text{ А}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

### 8.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) устанавливаются в распределительных устройствах для питания обмоток напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики. Для питания счетчиков класс точности равен 0,5.

В сетях с малыми токами замыкания на землю для контроля напряжения и изоляции фаз относительно земли применяют трансформаторы напряжения типа НАМИ с обязательным заземлением нулевой точки, схема соединения – «открытый треугольник».

Выбор трансформаторов напряжения производится:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке [1]:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (65)$$

где  $S_{ном}$  – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, которые присоединены к ТН.

Ниже приведена таблица нагрузок и определена вторичная нагрузка.

Таблица 15 - Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип прибора	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Полная потребляемая мощность
					S, ВА
Вольтметр	СВ-3021	3	1	1	3
Ваттметр	СР-3021	4	2	1	8
Варметр	СТ-3021	4	2	1	8
Счетчик АЭ	Альфа-А1800	3,6	2	2	14,4
Счетчик РЭ					
Итого	-	-	-	5	33,4

Рассчитаем вторичную нагрузку трансформатора:

$$S_{2\Sigma} = 33,4 \text{ ВА}$$

Данные измерительные приборы имеют цифровой интерфейс и телеметрические параметры. Приборы не только измеряют, а и контролируют, регистрируют и фиксируют результаты.

Выбираем трансформаторы напряжения НАМИ–10-95 УЗ. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 16.

Таблица 16 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для проверки выбора трансформаторов напряжения

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_P = 33,4 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_H = 100 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_H \geq S_P$

Подобранные трансформаторы напряжения полностью удовлетворяют условиям проверки.

#### 8.4 Выбор и проверка предохранителей

При выборе плавких предохранителей должны соблюдаться следующие условия:

- номинальное напряжение предохранителя должно быть равно или больше номинального напряжения электрической сети,[5],[12]:

$$U_{ном.п} \geq U_{сети} \quad (66)$$

- номинальный ток плавкой вставки выбирают по расчётному току защищаемой цепи и отстраивают от токов кратковременной перегрузки,[5],[12]:

$$I_{ном.вст} \geq I_{ном.ЭП} \quad (67)$$

$$I_{п.вст} \geq \frac{I_n}{2,5} \quad (68)$$

где  $I_{ном.вст}$  – номинальный ток плавкой вставки, А ;

$I_{ном.ЭП}$  – номинальный ток отдельного ЭП, А;

$I_n$  – пиковый ток ЭП, А.

$$I_{П} = K_{П} \cdot I_{ном. ЭП} \quad (69)$$

где  $K_{П}$  – кратность пуска.

Выбор плавкой вставки рассмотрим на примере токовой нагрузки барабанного фильтра.

$$I_{ном1} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} = \frac{15}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,4} = 56,97 \text{ А}$$

$$I_{н.вст} = \frac{I_{н1} \cdot 5}{2,5} = \frac{56,97 \cdot 5}{2,5} = 113,94 \text{ А}$$

$$I_{НОМ ВСТ} \geq I_{НОМ Э.П} \Rightarrow 150 \geq 113,94 \text{ А}$$

Проверка по чувствительности:

$$K_{\psi} = \frac{I_{по}^{(1)}}{I_{вс}} \geq 3 \quad (70)$$

$$K_{\psi} = \frac{1174}{100} = 11,74 \geq 3$$

Выбираем плавкую вставку по кривым [5] на ток  $I_{н.вст} = 100 \text{ А}$  и предохранитель ПН2-100.

Данные предохранителей ЭП представлены в таблице 17.

Таблица – 17 Расчёт пусковых токов для выбора предохранителей

№ на плане	Наименование ЭО	$I_{НОМ}, \text{ А}$	$I_{п.вст}, \text{ А}$	$I_{н.вс}, \text{ А}$	Маркировка
1	2	3	4	5	6
1	Барабанный фильтр	56,98	113,96	250	ПН2-250
2	Насос ПФ2	39,32	78,64	100	ПН2-250
3	Насос НФ	13,4	26,8	30	ПН2-100
4	Насос ЦМЛ	80,44	160,88	250	ПН2-250
5	Уст. пригот. р-ра гипохлорита	0,48	0,96	6	НПН-15
6	Насос подачи гипохлорита	2,09	4,18	6	НПН-15
7	Установка обеззараживания	7,59	15,18	30	ПН2-100

8	Насос подачи осадка	3,79	7,58	30	ПН2-100
9	Бустерная установка	4,46	8,92	30	ПН2-100

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5	6
10	Ленточный фильтр	8,17	16,34	30	ПН2-100
11	Уст. пригот. р-ра флокулянта	1,42	2,84	6	НПН-15
12	Насос дозатор флокулянта	1,04	2,08	6	НПН-15
13	Воздуходувка	70,27	140,54	250	ПН2-250
14	Насос ПФ2.1	13,4	26,8	30	ПН2-100
15	Уст. пригот. р-ра коагулянта	1,42	2,84	6	НПН-15
16	Насос дозатор коагулянта	0,48	0,96	6	НПН-15
17	Ленточный транспортер	3,04	6,08	30	ПН2-100
18	Агрегат воздушный отопительный	211,1	422,2	500	ПН2-600

## 9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 9.1 Расчет релейной защиты кабельных линий 10 кВ

В данной выпускной квалификационной работе питание комплектной трансформаторной подстанции происходит от подстанции Восточная через кабель 10кВ. Поэтому выполним расчет защиты кабельных линий 10 кВ.

В распределительных сетях 6-10 кВ предусматривают устройства релейной защиты от междуфазных замыканий и однофазных замыканий на землю. Максимальная токовая защита (МТЗ) и токовая отсечка (ТО) являются наиболее распространённым видом защиты от замыканий между фазами.

#### 9.1.1 Расчёт уставок максимальной токовой защиты

По условию отстройки от наибольшего тока нагрузки выбираем первичный ток срабатывания МТЗ:

$$I_{с.з.} \geq \frac{k_{зап.} \cdot k_{сзп}}{k_{в}} I_{р.маx} \quad (71)$$

где  $k_{зап.}$  –коэффициент запаса, учитывает погрешность реле, принимается равным для «Сириус-2-Л»  $k_{зап.} = 1,1$ ;

$k_{сзп}$  –коэффициент самозапуска, который учитывает возможность увеличения тока в защищаемой линии из-за самозапуска электрических двигателей при восстановлении напряжения после отключения короткого замыкания.

$$k_{сзп} = 1;$$

$I_{р.маx}$  –максимальный ток в линии, А;

$k_{в}$  –коэффициент возврата токового реле; для «Сириус-2-Л» принимаем в пределах 0,92-0,95.

$$I_{c.з.} = \frac{1,1 \cdot 1}{0,94} \cdot 260,3 = 591,3 \text{ A}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{c.р.} = \frac{k_{cx}}{k_T} \cdot I_{c.з.} \quad (72)$$

где  $k_{cx}$  – коэффициент схемы ( $k_{cx} = \sqrt{3}$ );

$k_T$  – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Для установленных на отходящих КЛ 10 кВ трансформаторов тока типа ТОЛ-10 с  $I_{ном.} = 300 \text{ A}$ :

$$k_T = \frac{300}{5} = 60$$

$$I_{c.р.} = \frac{1}{60} \cdot 591,3 = 9,85 \text{ A}$$

К установке примем микропроцессорную защиту СИРИУС-2Л. Уставка тока = 10 А. При такой уставке ток срабатывания защиты определяется как:

$$I_{c.з.} = \frac{I_{c.р.} \cdot k_T}{k_{cx}} \text{ A} \quad (73)$$

$$I_{c.з.} = \frac{10 \cdot 60}{1} = 600 \text{ A}$$

Коэффициент чувствительности защиты в основной зоне:



$$k_{\text{ч.осн.}}^{(2)} \geq 1,5 \quad (74)$$

$$k_{\text{ч.осн.}}^{(2)} = \frac{I_{\text{к min}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} \quad (75)$$

где  $I_{\text{к min}}^{(2)}$  – минимальное значение двухфазного тока КЗ, А.

$$I_{\text{к min}}^{(3)} = \frac{E_{\text{экв}}^*}{X_{\text{с}}^* + X_{\text{л}}^* + X_{\text{т}}^* + X_{\text{кл}}^*} \cdot I_{\text{б}} \quad (76)$$

$$I_{\text{к min}}^{(3)} = \frac{1}{0,132 + 0,081 + 0,75 + 0,099} \cdot 5,5 = 4,49 \text{ кА}$$

$$X_{\text{кл}}^* = X_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср}}^2} \quad (77)$$

$$X_{\text{кл}}^* = 0,08 \cdot 1,37 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,099$$

$$I_{\text{к min}}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{\text{к min}}^{(3)} \quad (78)$$

$$I_{\text{к min}}^{(2)} = 0,87 \cdot 4,49 = 3,91 \text{ кА}$$

$$k_{\text{ч.осн.}}^{(2)} = \frac{3910}{600} = 6,52 > 1,5$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет условию в основной зоне.

Коэффициент чувствительности в зоне резервирования ( $k_{\text{рез.}}^{(2)}$ ), т. е. при КЗ

на шинах НН ТП должен быть  $k_{\text{рез.}}^{(2)} \geq 1,2$ .

$$I_{\text{к min HH}}^{(2)\text{BH}} = I_{\text{к HH}}^{(3)} \cdot 0,87 \cdot \frac{U_{\text{HH}}}{U_{\text{BH}}} \quad (79)$$

$$I_{\text{к min HH}}^{(2)\text{BH}} = 10,86 \cdot 0,87 \cdot \frac{0,4}{10,5} = 0,36 \text{ кА}$$

$$K_{\text{ч.очн.}}^{(2)} = \frac{I_{\text{к min HH}}^{(2)\text{BH}}}{I_{\text{с.з.}}} \geq 1,2 \quad (80)$$

$$K_{\text{рез.}}^{(2)} = \frac{360}{600} = 0,6 < 1,2$$

Расчет не удовлетворяет условию, но согласно ПУЭ МТЗ может быть нечувствительна к повреждениям за маломощными трансформаторами.

По условиям согласования по току и времени с защитными устройствами выбирается время срабатывания СИРИУС 2Л. Выдержку времени вбираем по формуле:

$$t_{\text{с.з.}} = t_1 + \Delta t, \quad (81)$$

где  $t_1$  – время срабатывания предыдущей защиты, с;

$\Delta t$  – ступень селективности.  $\Delta t$  для СИРИУС 2Л принимается  $\approx 0,7$ .

Защитой трансформаторов ТП считается предохранитель. Будем выбирать предохранители с учетом их селективной работы с автоматическим выключателем 0,4 кВ, и, время их срабатывания составляет  $t_1 = 0,8 \dots 1,0$  с. Отсюда следует, что время срабатывания СИРИУС 2Л будет равно:

$$t_{\text{с.з.}} = 0,8 + 0,7 = 1,5 \text{ с}$$

Плавкая вставка на  $I_{ном} = 80$  А является наибольшей. Для нее определим величину тока, при котором вставка расплавится за время  $t_{с.з.} = 1,5$  с. по времятоковой характеристике предохранителя. Чтобы согласовать МТЗ и предохранитель необходимо выполнить условие:

$$I_{с.з.} \geq I_{пл} \quad (82)$$

где  $I_{пл}$  – значение тока, необходимого для плавления вставки предохранителя за время  $t_{с.з.}$ , А.

Для времени  $t_{с.з.} = 1,5$  с:  $I_{пл} = 400$  А.

$$600 \geq 400 \text{ А}$$

Условие выполняется, значит, время срабатывания СИРИУС 2Л удовлетворяет условию селективности.

#### 9.1.2 Расчёт уставок токовой отсечки

Для дополнительной защиты к МТЗ применяют токовую отсечку.

Выберем ток срабатывания по следующей формуле:

$$I_{с.з.}^{ТО} = k_{отс} \cdot I_{п0}^{(2)} \quad (83)$$

где  $I_{п0}$  – действующее значение периодической составляющей двухфазного тока КЗ в первый период в конце основной зоны защиты, А.

$$k_{отс} = 1,05 \dots 1,6$$

ТО – это быстродействующая защита и может срабатывать от толчков тока намагничивания, которые возникают при включении силовых

трансформаторов защищаемой цепи. Поэтому  $I_{с.з.}^{ТО}$  должен удовлетворять условию:

$$I_{с.з.}^{ТО} \geq k_{нам} \cdot \sum I_{ном.т} \quad (84)$$

где  $\sum I_{ном.т}$  – сумма номинальных токов силовых трансформаторов, питаемых по защищаемой цепи, А;

$k_{нам}$  – коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания силовых трансформаторов,  $k_{нам} = 3...5$ .

Расчет уставок токовой отсечки:

Ток срабатывания ТО найдем по формуле:

$$I_{с.з.}^{ТО} = k_{отс} \cdot I_{п0}^{(2)} \quad (85)$$

$$I_{с.з.}^{ТО} = 1,05 \cdot 3,91 = 4,11 \text{ кА}$$

Проверим ТО на толчок токов намагничивания всех трансформаторов

$$I_{с.з.}^{ТО} \geq k_{нам} \cdot \sum I_{ном.т} \quad (86)$$

$$k_{нам} \cdot \sum I_{ном.т} = k_{нам} \cdot \frac{\sum S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (87)$$

$$4 \cdot \frac{6640}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1,46 \text{ кА}$$

$$4,11 \geq 1,46 \text{ кА}$$

Условие выполняется, значит, уставка выбрана правильно.

При максимальном трехфазном токе короткого замыкания в месте защиты коэффициент чувствительности токовой отсечки будет равен:

$$k_{\text{чТО}}^{(3)} = \frac{I_{\text{к max}}^{(3)}}{I_{\text{ГО с.з.}}^{\text{ГО}}} = \frac{6,42}{4,11} = 1,56$$

## 9.2 Релейная защита трансформатора

### 9.2.1 Требования к защите трансформаторов

Виды повреждений, от которых должны быть защищены устройствами релейной защиты трансформаторы и автотрансформаторы:

- многофазные замыкания в обмотках и на выводах;
- витковые замыкания в обмотках;
- токи в обмотках при внешних КЗ;
- токи в обмотках при перегрузках; снижение уровня масла в баке;

Защита, предусматривающая повреждения на выводах и внутренних повреждениях:

- дифференциальная защита на трансформаторах мощностью больше 1000 кВА;
- дифференциальная защита с применением реле с насыщающимися трансформаторами и тормозными обмотками на трансформаторах мощностью более 25 МВА.

Чтобы защитить трансформатор от витковых замыканий предусматривается газовая защита. Она действует при пониженном уровне масла в баке трансформатора.

Все вышеперечисленные защиты трансформатора действуют без выдержки времени на отключение со всех сторон.

Защита от многофазных замыканий бывает следующая:

- МТЗ на трансформаторах мощностью более 1000 кВА;
- на понижающих трансформаторах при нечувствительности МТЗ устанавливают МТЗ с пуском по напряжению.

Для трансформаторов мощностью не более 400 кВА устанавливается защита от перегрузки и действует на сигнал с выдержкой времени 7-10 с. Защита на разгрузку и отключение трансформатора может быть только на подстанциях, работающих без обслуживающего персонала.

### 9.2.2 Дифференциальная защита трансформатора

Дифференциальная защита трансформатора является самой основной и быстродействующей релейной защитой от коротких замыканий между фазами, однофазных коротких замыканий на землю и от замыканий витков одной фазы.

Ток на высокой стороне трансформатора:

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 165 \text{ А.}$$

Ток на низкой стороне трансформатора:

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 578 \text{ А.}$$

Выбираем коэффициенты трансформации на трансформаторах тока: на высокой стороне 200/5, на низкой стороне 1000/5

Определяем вторичные токи в плечах защиты

$$I_2 = \frac{I_{\text{ном.}} \cdot k_{\text{сх.}}}{K_{\text{т}}} \quad (88)$$

где  $k_{\text{сх.}}$  – коэффициент схемы, который зависит от схемы соединения трансформаторов тока;

$k_{CX} = \sqrt{3}$ , для схемы соединения трансформаторов тока в треугольник;

$k_{CX} = 1$ , для схемы соединения трансформаторов тока в звезду;

Вторичный ток на стороне 10 кВ

$$I_{2.ВН} = \frac{165 \cdot \sqrt{3}}{200/5} = 7,14 \text{ А.}$$

Вторичный ток на стороне 0,4 кВ:

$$I_{2.НН} = \frac{578 \cdot 1}{1000/5} = 2,89 \text{ А.}$$

Сопротивление трансформатора вычислим по формуле:

$$X_{т.ср} = \frac{u_{к.ср} \cdot U_{срВН}^2}{100 \cdot S_{т.ном}} \quad (89)$$

где  $u_{к.ср}$ ,  $u_{к.мин}$ ,  $u_{к.мак}$  —напряжение короткого замыкания, %;

$U_{ВН}$  —напряжение на стороне высшего напряжения, В;

$S_{т.ном}$  —номинальная мощность трансформатора, кВА.

$$X_{т.ср} = \frac{8,0 \cdot 35^2}{100 \cdot 10} = 9,8 \text{ Ом}$$

$$X_{т.мин} = \frac{u_{к.мин} \cdot U_{минВН}^2}{100 \cdot S_{т.ном}} = \frac{u_{к.мин} \cdot [U_{срВН} \cdot (1 - \Delta U_{рпн})]^2}{100 \cdot S_{т.ном}} \quad (90)$$

$$X_{т.мин} = \frac{7,04 \cdot [35 \cdot (1 - 0,12)]^2}{100 \cdot 10} = 6,68 \text{ Ом}$$

$$X_{T.\max} = \frac{u_{k.\max} \cdot U_{\max BH}^2}{100 \cdot S_{T.\text{НОМ}}} = \frac{u_{k.\max} \cdot [U_{\text{срBH}} \cdot (1 + \Delta U_{\text{рпн}})]^2}{100 \cdot S_{T.\text{НОМ}}} \quad (91)$$

$$X_{T.\max} = \frac{8,96 \cdot [35 \cdot (1 + 0,12)]^2}{100 \cdot 10} = 13,77 \text{ Ом}$$

Максимальный ток трехфазного короткого замыкания

$$I_{\text{кзmax}}^{\text{BH}} = \frac{U_{\text{minBH}}}{\sqrt{3} \cdot \left( \frac{X_c}{2} + \frac{X_{\text{вл}}}{2} + X_{T.\text{min}} \right)} \quad (92)$$

где  $X_c$ ,  $X_{\text{вл}}$  – сопротивления системы и ВЛ, Ом.

$$X_c = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)}} \quad (93)$$

где  $I_{\text{кз}}^{(3)}$  – ток трехфазного КЗ на шинах системы.

$$X_c = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot 12,5} = 1,71 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{вл}} = X_{\text{уд}} \cdot l = 0,414 \cdot 2,4 = 0,99 \text{ Ом} \quad (94)$$

$$I_{\text{кзmax}}^{\text{BH}} = \frac{30,8}{\sqrt{3} \cdot \left( \frac{1,71}{2} + \frac{0,99}{2} + 6,68 \right)} = 2214 \text{ А}$$



Определяем минимальный ток трехфазного короткого замыкания при наибольшем сопротивлении трансформатора

$$I_{\text{кзmin}}^{\text{ВН}} = \frac{U_{\text{maxВН}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{с}} + X_{\text{вл}} + X_{\text{т.мах}})} \quad (95)$$

$$I_{\text{кзmin}}^{\text{ВН}} = \frac{39,2}{\sqrt{3} \cdot (1,71 + 0,99 + 13,77)} = 1374 \text{ А}$$

При помощи коэффициента трансформации приводим ток к стороне низшего напряжения

$$I_{\text{кзmax}}^{\text{НН}} = I_{\text{кзmax}}^{\text{ВН}} \cdot \frac{U_{\text{minВН}}}{U_{\text{НН}}} = 2214 \cdot \frac{30,8}{10,5} = 6494 \text{ А}$$

$$I_{\text{кзmin}}^{\text{НН}} = I_{\text{кзmin}}^{\text{ВН}} \cdot \frac{U_{\text{maxВН}}}{U_{\text{НН}}} = 1374 \cdot \frac{39,2}{10,5} = 5130 \text{ А}$$

Выполняем дифференциальную токовую защиту при помощи микропроцессорного устройства СИРИУС-Т

По следующей формуле из условий отстройки от броска тока намагничивания найдем первичный ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{с.з.}} = 1,5 \cdot I_{\text{ном.ВН}} = 1,5 \cdot 165 = 247 \text{ А}$$

Расчетный ток срабатывания реле, приведенный к высокой стороне:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{с.з.}}}{K_{\text{т.осн}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 247}{200/5} = 10,7 \text{ А}$$

Расчетный ток небаланса определим, как сумму трех токов небаланса:

$$I_{\text{нб.расч}} = I'_{\text{нб.расч}} + I''_{\text{нб.расч}} + I'''_{\text{нб.расч}} \quad (96)$$

где  $I'_{\text{нб.расч}}$  – составляющая, обусловленная погрешностью трансформатора тока, А;

$I''_{\text{нб.расч}}$  – составляющая, которая определена регулированием напряжения, А;

$I'''_{\text{нб.расч}}$  – составляющая, которая определена неточностью установки на насыщающемся трансформаторе тока (НТТ), реле расчетных чисел витков для не основной стороны, А.

$$I'_{\text{нб.расч}} = K_{\text{опер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{кзтах}}^{\text{ВН}} \quad (97)$$

где  $K_{\text{опер}}$  – коэффициент, учитывающий переходной режим;  $K_{\text{опер}} = 1$ ;

$K_{\text{одн}}$  – коэффициент однотипности;  $K_{\text{одн}} = 1$ ;

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

$$I''_{\text{нб.расч}} = \Delta U^* \cdot I_{\text{кзтах}}^{\text{ВН}} \quad (98)$$

где  $\Delta U^*$  – относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения, принимаемая равной половине диапазона регулирования,  $\Delta U^* = 0,12$ .

$$I'''_{\text{нб.расч}} = \frac{W_{\text{расч}} - W_{\text{ср}}}{W_{\text{расч}}} \cdot I_{\text{кзтах}}^{\text{ВН}} \quad (99)$$

где  $W_{\text{расч}}$  – расчетное число витков обмотки трансформатора;

$W_{\text{ср}}$  – фактическое (целое) число витков обмотки.

Вычисляем расчетный ток на первом этапе без третьей составляющей, потому что число витков еще не определено.

$$I_{\text{нб.расч}} = I'_{\text{нб.расч}} + I''_{\text{нб.расч}} = K_{\text{опер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{кзmax}}^{\text{ВН}} + \Delta U^* \cdot I_{\text{кзmax}}^{\text{ВН}} \quad (100)$$

$$I_{\text{нб.расч}} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 2214 + 0,12 \cdot 2214 = 487,1 \text{ А}$$

Число витков рабочей обмотки реле, включаемых в плечо защиты со стороны ВН:

$$W_{\text{расч}}^{\text{ВН}} = \frac{100}{I_{\text{с.р.}}} = \frac{100}{10,7} = 9,34$$

Принимаем  $W^{\text{ВН}} = 9$ .

Число витков рабочей обмотки реле, включаемых в плечо защиты со стороны НН:

$$W_{\text{расч}}^{\text{НН}} = W^{\text{ВН}} \cdot \frac{I_{2,\text{ВН}}}{I_{2,\text{НН}}} = 9 \cdot \frac{7,14}{2,89} = 22,23$$

Принимаем  $W^{\text{НН}} = 22$ .

Ток небаланса с учетом  $I'''_{\text{нб.расч}}$ :

$$I'''_{\text{нб.расч}} = \frac{22,23 - 22}{22,23} \cdot 2214 = 22,9 \text{ А}$$

$$I_{\text{нб.расч}} = 487,1 + 22,9 = 510 \text{ А}$$

Число витков тормозной обмотки реле, включаемых в плечо защиты со стороны НН:

$$W_{\text{т.расч}} = \left( \varepsilon + \Delta U^* + \frac{W^{\text{НН}} - W_{\text{расч}}^{\text{НН}}}{W_{\text{расч}}^{\text{НН}}} \right) \cdot \frac{1,5 \cdot W^{\text{НН}}}{\text{tg}\alpha} \quad (101)$$

$$W_{\text{т.расч}} = \left( 0,1 + 0,12 + \frac{22 - 22,23}{22,23} \right) \cdot \frac{1,5 \cdot 22}{0,87} = 7,95$$

Принимаем  $W_{\text{т}} = 8$ .

Минимальное значение тока в реле при двухфазном коротком замыкании на выводе НН

$$I_{\text{р кзmin}} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{кзmin}}^{\text{ВН}}}{K_{\text{т.осн}}} = \frac{0,87 \cdot 1374}{200/5} = 29,9 \text{ А}$$

Минимальное значение коэффициента чувствительности защиты при двухфазном коротком замыкании на выводах НН

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{р кзmin}} \cdot W^{\text{ВН}}}{100} = \frac{29,9 \cdot 9}{100} = 2,69 \geq 1,5$$

### 9.2.3 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита будет являться дополнительной. Она предназначена для отключения трансформаторов от источников питания при повреждениях трансформатора или его смежного оборудования при отказе его защит или выключателей. Если на шинах отсутствует защита, то МТЗ будет защищать и шины. При соединении обмоток в схему звезда с заземленной

нулевой точкой защита от междуфазных КЗ действует на отключение всех выключателей. Защита будет выполняться на базе микропроцессорной защиты СИРИУС-Т.

Сопротивление обобщенной нагрузки:

$$X_{\text{нагр}} = \frac{X_{\text{нагр}}^* \cdot [U_{\text{срВН}} \cdot (1 - \Delta U_{\text{рпн}})]^2}{S_{\text{т.ном}}} \quad (102)$$

$$X_{\text{нагр}} = \frac{0,35 \cdot [35 \cdot (1 - 0,12)]^2}{10} = 33,2 \text{ Ом}$$

По условию чувствительности к двухфазному короткому замыканию ток срабатывания реле будет равен:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{I_{\text{р кзmin}}}{K_{\text{ч}}} = \frac{29,9}{1,5} = 19,93 \text{ А}$$

По условию чувствительности к двухфазному короткому замыканию ток срабатывания защиты за трансформатором будет равен:

$$I_{\text{с.з.}} \leq \frac{I_{\text{с.р.}} \cdot K_{\text{т}}}{K_{\text{сх}}}, \quad (103)$$

$$I_{\text{с.з.}} \leq \frac{19,93 \cdot 200/5}{\sqrt{3}} = 460,8 \text{ А}$$

Максимальный ток самозапуска, проходящий по регулируемой стороне ВН трансформатора

$$I_{\text{сзп max}}^{\text{ВН}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot \left( \frac{X_{\text{с}}}{2} + \frac{X_{\text{вл}}}{2} + X_{\text{т min}} + X_{\text{нагр}} \right)} \quad (104)$$

$$I_{\text{сзп max}}^{\text{ВН}} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot \left( \frac{1,71}{2} + \frac{0,99}{2} + 6,68 + 33,2 \right)} = 211,2 \text{ А}$$

Коэффициент самозапуска обобщенной нагрузки

$$K_{\text{сзп}} = \frac{I_{\text{сзп max}}^{\text{ВН}}}{I_{\text{НОМ.ВН}}} \quad (105)$$

$$K_{\text{сзп}} = \frac{211,2}{165} = 1,28$$

Рассчитываем ток срабатывания защиты

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{K_{\text{зап}} \cdot K_{\text{сзп}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{НОМ.ВН}} \quad (106)$$

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,2 \cdot 1,28}{0,8} \cdot 165 = 316,8 \text{ А}$$

Примем ток срабатывания защиты равным 320 А.

Вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{K_{\text{сх}} \cdot I_{\text{с.з.}}}{K_{\text{т}}} \quad (107)$$

$$I_{c.p.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 320}{200/5} = 13,8 \text{ А}$$

При двухфазном КЗ на шинах низшего напряжения трансформатора при минимальном режиме работы определяется коэффициент чувствительности. Здесь токи должны быть приведены к той стороне трансформатора, где установлена защита.

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{p \text{ кзmin}}}{I_{c.p.}} \quad (108)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{29,9}{13,8} = 2,17 \geq 1,5$$

По расчету условие выполняется.

#### 9.2.4 Газовая защита трансформатора

Есть некоторые повреждения, которые должны немедленно быть отключены быстродействующей защитой. Например, при витковых замыканиях, когда в витках возникает большой ток, который разрушает изоляцию и магнитопровод трансформатора. Но мы не можем использовать для этого токовые, дифференциальные и дистанционные защиты.

При нарушении изоляции между листами магнитопровода возникают потери на перемагничивание и вихревые токи. Эти потери нагревают сталь и происходит полное разрушение изоляции. По это причине появляется необходимость в применении специальной защиты от витковых замыканий и «пожара» стали, потому что защиты, которые основаны на использование эл.величин не реагируют на такие повреждения.

В маслонаполненных трансформаторах на основе явлений газообразования такой защитой является газовая. В поврежденном

трансформаторе образуется газ из-за разложения масла и других изолирующих материалов, которые происходят из-за действия электрической дуги или недопустимого нагрева стали. Газовая защита трансформатора является универсальной при внутренних повреждениях трансформатора, потому что электрическая дуга возникает и при однофазных коротких замыканиях.

Насыщенность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Поэтому мы можем применить газовую защиту, которая сможет определить степень повреждения и сработать на сигнал или на отключение.

Газовое реле, которое устанавливается в маслопроводе между баком и расширителем является основным элементом газовой защиты.

Защита трансформатора от внутренних повреждений будет выполняться на базе микропроцессорной защиты СИРИУС-Т.

#### 9.2.5 Защита трансформатора от перегрузки

Трансформаторы. Которые находятся под наблюдением персонала релейной защиты от перегрузки выполняется одним токовым реле действующим на сигнал. Чтобы не было лишних сигналов при коротких замыканиях и кратковременных перегрузках в схеме релейной защиты предусмотрено реле времени. Его обмотка рассчитана на длительное протекание тока. Защита от перегрузки на двухобмоточном трансформаторе устанавливается на стороне высшего напряжения, т.е. на стороне питания.

Определим ток срабатывания реле тока защиты от перегрузки:

$$I_{с.з.} = \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{ном.т} \quad (109)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки, учитывающий ошибку реле и необходимый запас,  $K_{отс} = 1,05 \dots 1,4$ ;

$K_B$  – коэффициент возврата реле, может быть принят  $K_B = 0,8$ ;

$I_{ном.т}$  – номинальный ток трансформатора на той стороне, где установлена



рассматриваемая защита.

Определяется по выражению:

$$I_{\text{НОМ.Т}} = \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (110)$$

$$I_{\text{НОМ.Т}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 165 \text{ А}$$

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 165 = 216,6 \text{ А}$$

Рассчитаем ток срабатывания реле защиты:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{K_{\text{сх}}}{K_{\text{Т}}} \cdot I_{\text{с.з.}} \quad (111)$$

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{\sqrt{3}}{200/5} \cdot 216,6 = 9,37 \text{ А}$$

Защита трансформатора от перегрузки будет выполняться микропроцессорным устройством на базе СИРИУС-Т.



## 10 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

### 10.1 Расчёт заземлителя

Расчет заземлителей подстанции произведем следующим образом:

Контур сетки заземлителя выполняем должен выходить за границы оборудования не меньше, чем за 2 метра. Это выполняется для того, чтобы человек при прикосновении к оборудованию находился в пределах заземлителя.

Площадь использования под заземлитель:

$$S = 51,6 \text{ м}^2$$

Диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке заземлителя, выполненных в виде прутков будет равен:

$$d = 16 \text{ мм}$$

Нужно провести проверку заземлителя по следующим условиям:

Проверим сечение на механическую прочность:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2 = \pi \cdot 8^2 = 201 \text{ мм}^2 \quad (112)$$

Проверим сечение на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{\text{молн}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (113)$$

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{20^2 \cdot 10^6 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 97,6$$

где  $T = t_{0l} = 0,2$  с – время действия релейной защиты при его отключении;

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

Проверим сечение на стойкость к коррозии:

$$F_{KOP} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) \quad (114)$$

$$F_{KOP} = 3,14 \cdot 0,102 \cdot (16 + 0,102) = 5,2 \text{ мм}^2$$

где

$$S_{CP} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0 \quad (115)$$

$$S_{CP} = 0,102$$

где  $T = 240$  мес - период пользования за 20 лет

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} \geq F_{KOP} + F_{T.C.} \text{ мм}^2 \quad (116)$$

$H = 2$  м – изменение грунта, необходимое для определения глубины заложения вертикальных прутков

$$\rho = const .$$

Проверим выполняемость условия:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} = F_{KOP} + F_{T.C.} \text{ мм}^2 \quad (117)$$

$$F_{M.П.} = 201 \geq F_{\min} = 102,8 \text{ мм}^2, \text{ принимаем } d = 16 \text{ мм} .$$

Прими расстояние между полосами равным 8 м:  $l_{II-II} = 8$  м.

Произведем расчет общей длины полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{l_{II-II}} \quad (118)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot 51,6}{8} = 12,9$$

Конечная длина горизонтальных полос при проектировании квадратной площади  $\sqrt{S}$  -сторона подстанции.

Произведем расчет числа ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 \quad (119)$$

$$m = \frac{12,9}{2 \cdot \sqrt{51,6}} - 1 = 2,5$$

Примем:  $m = 3$

Длина стороны ячейки:

$$a = \frac{\sqrt{S}}{m}$$

$$a = \frac{\sqrt{51,6}}{3} = 2,4 \text{ м}$$

Когда выбираем длину стороны ячейки должно выполняться условие:

$$1,25 \leq a \leq 40$$

$$1,25 \leq 8 \leq 40$$

Условие выполняется.

Произведем расчет длины горизонтальных полос:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \quad (120)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{51,6} \cdot (3 + 1) = 57,47 \text{ м}$$

Определим количество вертикальных электродов.

Примем:  $l_B = 3 \text{ м}$  - длина вертикального электрода;

Таким образом количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = \frac{4 \cdot \sqrt{51,6}}{3} = 9,58 \quad (121)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{51,6}}{3} = 9,58$$

Примем:  $n_B = 10$ .

Произведем расчет стационарного сопротивления заземлителя:

$$R = \rho_{\text{ЭР}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right) \quad (122)$$

где  $\rho_{\text{ЭР}}$  - удельное эквивалентное сопротивление грунта.

Выберем глубину заложения заземлителей:

$$h_3 = 0 \div 0,1 \cdot \sqrt{S} \text{ м}$$

$$h_3 = 0 \div 10 \text{ м}$$

Примем:  $h_3 = 0,7 \text{ м}$ .

Расчётное удельное эквивалентное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{э}} = \rho_2 \cdot \left( \frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k \quad (123)$$

где  $\rho_1, \rho_2$  – удельные электрические сопротивления верхнего и нижнего слоёв грунта, Ом/м;

$k$  – коэффициент, рассчитываемый как:

$$k = 0,32 \cdot \left( 1 + 0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{l_{\text{в}}} \right) \quad \text{при } 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10 \quad (124)$$

$$k = 0,43 \cdot \left( h_3 + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_{\text{в}}} \right) \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1 \quad (125)$$

Исходя из того, что  $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{40}{30} = 1,3$  расчёт коэффициента  $k$  производим по формуле (115):

$$k = 0,32 \cdot \left( 1 + 0,26 \cdot \ln \frac{0,5}{5} \right) = 0,13$$

Определяем расчетное удельное эквивалентное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{э}} = 30 \cdot \left(\frac{40}{30}\right)^{0,13} = 31,1 \text{ Ом/м}$$

Находим расчетное сопротивление искусственного заземлителя :

$$R = 30,8 \cdot \left( \frac{0,4}{\sqrt{51,6}} + \frac{1}{57,47 + 10 \cdot 3} \right) = 0,73 \text{ Ом}$$

$A_{\text{min}}$  - коэффициент подобия;

Примем:  $A_{\text{min}} = 0,4$ .

Произведем расчет импульсного коэффициента:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{э}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}; \quad (126)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{51,6}}{(31,13 + 320) \cdot (20 + 45)}} = 0,67$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R \cdot \alpha_u = 0,73 \cdot 0,67 = 0,48 \quad (127)$$

Условие  $R_u < 0,5$  выполняется.

## 10.2 Молниезащита подстанции

Молниезащита – совокупность защитных устройств, которые предназначены для обеспечения безопасности людей, сохранности электрооборудования от возможных разрушений из-за воздействий молний. Чтобы защитить подстанцию от прямых ударов молнии используют стержневые молниеотводы.

Молниеотвод – это возвышающееся над защищаемым объектом



устройство, через которое ток молнии отводится в землю, избегая защищаемый объект.

Молниеотвод должен принять на себя удары молнии и увести их в землю.

Молниеотвод характеризуется зоной его защиты, т.е. пространством около которого вероятность попадания молнии не превышает допустимого значения в зависимости от типа зоны.

Зоны защиты молниеотводов:

- зона А, вероятность попадания не менее 0,005

- зона Б, вероятность попадания не менее 0,05

Применение стержневых, тросовых и молниезащитной сетки позволяет защитить оборудование от прямых ударов молнии. Когда используется несколько молниеотводов, то зона их защиты будет определяться как зона попарно взятых соседних молниеотводов.

Зона защиты будет образовываться четырьмя равновеликими стержневыми молниеотводами. Примем для молниеотводов 1, 2, высоту  $h = 14$  м.

Определение зоны защиты выполним по формулам, которые используются для проектирования зоны защиты одиночных молниеотводов.

Параметры, характеризующие зону защиты четырех одинаковых по высоте стержневых молниеотводов:

$h$  – высота молниеотвода, м;

$h_{\text{ЭФ}}$  – высота защиты конуса, м;

$h_{\text{СТ}}$  – наименьшая высота внутренней зоны защиты в середине между равновеликими молниеотводами, м;

$h_i$  – высота зоны защиты для защищаемого объекта, м;

$r_0$  – радиус основания зоны защиты на уровне земли, м;

$r_{ix}$  – радиус основания зоны защиты на уровне высоты защищаемого объекта, м

$r_{icx}$  – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли  
середине между равновеликими молниеотводами для защищаемого объекта.

Эффективная высота молниеотвода, м:

$$h_{\text{ЭФ}} = 0,85 \cdot h \quad (128)$$

$$h_{\text{ЭФ}} = 0,85 \cdot 17 = 14,45 \text{ м.}$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне земли, м:

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (129)$$

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot 17) \cdot 17 = 18,122 \text{ м}$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_{IX} = 9 \text{ м} - \text{на уровне линейного портала};$$

При расчете рассматривается расстояние между двумя молниеотводами, которое равно  $h < L_{M-M} \leq 2 \cdot h$ , поэтому половина ширины зоны защиты в середине пролета на уровне земли равна радиусу зоны защиты на уровне земли.

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта, м:

$$r_x = r_o \left( 1 - \frac{h_x}{h_{\text{ЭФ}}} \right) \quad (130)$$

$$r_{IX} = 18,122 \cdot \left( 1 - \frac{9}{14,45} \right) = 6,835 \text{ м}$$

Высота на уровне земли в середине между равновеликими молниеотводами, м:

$$h_{CT} = h_{\text{ЭФ}} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L - h) \quad (131)$$

$$h_{1-2CF} = 14,45 - (0,17 + 0,0003 \cdot 17) \cdot (20 - 17) = 13,925$$

Половина ширины зоны защиты в середине пролета на уровне защищаемого объекта, м:

$$r_{CXi} = r_{CO} \cdot \frac{h_{CF} - h_{iX}}{h_{CF}} \quad (132)$$

На уровне линейного портала:

$$r_{CX1}^{1-2} = 18,122 \cdot \frac{13,925 - 9}{13,925} = 6,409 \text{ м}$$

## 11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 11.1 Безопасность

В систему электроснабжения реконструируемого в данной ВКР предприятия входит трансформаторная подстанция.

В этом разделе рассмотрим технику безопасности при обслуживании комплектной трансформаторной подстанции.

Самые опасные и вредные факторы при работе на трансформаторной подстанции:

- воздействие электрического тока на организм человека;
- работа человека на высоте;
- плохая освещенность рабочего места;
- плохие метеорологические условия: температура, влажность воздуха, скорость движения воздуха, высокое тепловое излучение;
- загазованность рабочей зоны.

При обслуживании и ремонте КТП работник обязан выполнять следующие условия для обеспечения безопасности:

1. работать в специальной одежде и обуви, с использованием защитных средств, приспособлений;
2. выполнять полное снятие напряжения про смене при разрядников, высоковольтных предохранителей необходимо выполнить полное снятие напряжения;
3. при снятии и установке высоковольтных предохранителей под напряжением необходимо пользоваться изолирующими клещами (штангой) с применением диэлектрических перчаток и защитных очков;
4. снятие и установку предохранителей должны производить работники, имеющие группу III;
5. осмотр трансформатора должен выполняться непосредственно с земли или со стационарных лестниц с поручнями. Отбор проб и доливка масла в

трансформатор, протирка масломерных стекол и единичных изоляторов должны производиться только на отключенном оборудовании после соответствующей подготовки рабочего места.

При обслуживании КТП запрещается:

- допускать к эксплуатации не аттестованных работников;
- поднимать трансформатор за скобы, приваренные к раме бака и служащие для крепления изделия при транспортировке;
- производить ремонтные работы, внутренний осмотр и переключения на трансформаторе, включенным в сеть хотя бы с одной стороны;
- пользоваться переключателем без ознакомления с инструкцией по эксплуатации;
- оставлять переключатель в промежуточном положении и без фиксации его положений винтом;
- эксплуатировать трансформатор с поврежденными вводами (трещины, сколы);
- касаться зажимов и неизолированных токоведущих частей проводников;
- эксплуатация незаземленных частей;
- включать КТП в работу без тщательного осмотра и проверки всех элементов, если она была отключена по причине неисправности;
- эксплуатировать или хранить трансформатор без масла, с пониженным уровнем;
- заменять перегоревшие плавкие вставки предохранителей нестандартными;
- использовать для заземления какие-либо проводники, не предназначенные для этих целей запрещается;
- включать трансформатор без заземления бака.

## 11.2 Экологичность

Комплектная трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ является закрытой электроустановкой и вредных выбросов в атмосферу не имеет. Под

трансформаторами стоят маслосборники, если вдруг произойдет аварийный разлив масла. Масло откачивается из маслосборника через патрубок. Данная КТП не оказывает отрицательного воздействия и не нарушает естественных условий окружающей природной среды. Воздействие электромагнитных полей (ЭМП) также будет минимальным, это связано как с небольшой интенсивностью поля от электроустановок таких классов напряжения, так и с предусмотренной конструкцией защитой от воздействия ЭМП.

Месторасположение КТП может быть разным. Она может быть внутрицеховой, пристроенной или отдельно стоящей. Т.к. в данной выпускной квалификационной работе имеется отдельно стоящая трансформаторная подстанция, то необходимо рассчитать отвод земельной территории, на которой будет установлена комплектная трансформаторная подстанция.

Отдельно стоящую КТП применяют, когда:

- центр нагрузки нескольких промышленных предприятий находится в отдалении от этих предприятий
- существует вероятность возгорания на предприятии
- существует взрывоопасная атмосфера, в которой расположено предприятие
- в предприятии существуют высокие температуры
- в предприятии существует слишком активная химическая среда, которая может навредить оборудованию КТП.

В соответствии с «Нормами отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-500 кВ», площади земельных участков, отводимые для подстанций, секционирующих и распределительных пунктов с высшим напряжением от 6 до 20 кВ, должны быть не более величин, приведенных в таблице 18.

Мы имеем двухтрансформаторную подстанцию мощностью 630 кВА значит нам необходима площадь земельного участка в 100 м<sup>2</sup>.

Таблица 18 – Норма отвода земель для электрических сетей

Подстанции, распределительные и секционирующие пункты	Площади отводимых земельных участков в м <sup>2</sup>
Комплектные подстанции с одним трансформатором мощностью до 630 кВ · А	50
Мачтовые подстанции с одним трансформатором мощностью до 250 кВ · А	50
Секционирующие пункты	50
Комплектные подстанции с двумя трансформаторами мощностью до 630 кВ · А	100
Распределительные пункты закрытого типа	150
Подстанции закрытого типа с одним или двумя трансформаторами мощностью до 630 кВ · А	150

### 11.3 Пожарная безопасность

В соответствии с правилами указанными в документе Постановление Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. № 390 “О противопожарном режиме“ [10].

Опасные факторы, которые воздействуют на обслуживающий персонал станции биологической очистки:

- пламя и искры;
- повышенная температура окружающей среды;
- токсичные продукты горения и термические разложения;
- дым;
- пониженная концентрация кислорода.

К второстепенным факторам пожара, воздействующих на рабочий персонал и материальные ценности, относят:

- осколки, части разрушившихся аппаратов, агрегатов, установок, конструкций;

- электрический ток, возникший в результате выноса высокого напряжения на токопроводящие части конструкций, аппаратов, агрегатов.

С целью избегания пожара в рабочей зоне станции биологической очистки следует избегать образование горючей среды и воздействие на неё источников зажигания. Для этого нужно обеспечить устранение следующими способами:

- применять негорючие и трудно горючие вещества и материалы;
- изолировать горючую среду (применение изолированных отсеков, камер, кабин и т.п.);
- поддерживать температуру и давление среды, при которых распространение пламени исключается;
- применять машины, механизмы, оборудование, при эксплуатации которых не образуются источники зажигания;
- применять в конструкции быстродействующих средств защитного отключения возможных источников зажигания;
- поддерживать температуру нагрева поверхности машин, механизмов оборудования, устройств, веществ и материалов, которые могут войти в контакт с горючей средой.

В здании станции биологической очистки существуют несколько рабочих зон, которые относятся к следующим категориям:

- рабочая зона со станками и машинный зал – к категории Д (помещения, в которых находятся негорючие вещества и материалы в холодном состоянии);
- рабочая зона КТП – к категории В (помещение, в котором находится оборудование, использующее легковоспламеняющиеся жидкости); так как в этой зоне используется ГЖ, то она относится к зоне пожароопасности П-1.



Таблица 19 – Категории наружных установок по пожарной опасности

Категория наружной установки	Критерии отнесения наружной установки к той или иной категории по пожарной опасности
АН повышенная взрывопожаро-опасность	В установке содержатся (хранятся, перерабатываются, транспортируются) горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 °С, вещества и (или) материалы, способные гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха и (или) друг с другом (при условии, что величина пожарного риска при возможном сгорании указанных веществ с образованием волн давления превышает одну миллионную в год на расстоянии 30 м от наружной установки)
БН взрывопожаро-опасность	В установке содержатся горючие пыли, волокна, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более 28 °С, горючие жидкости (при условии, что величина пожарного риска при возможном сгорании пыли- и (или) паровоздушных смесей с образованием волн давления превышает одну миллионную в год на расстоянии 30 м от наружной установки)
ВН пожароопасность	В установке содержатся (хранятся, перерабатываются, транспортируются) горючие и (или) трудногорючие жидкости, твердые горючие и (или) трудногорючие вещества и (или) материалы (в том числе пыли и (или) волокна), вещества и (или) материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха и (или) друг с другом гореть, и если не реализуются критерии, позволяющие отнести установку к категории АН или БН (при условии, что величина пожарного риска при возможном сгорании указанных веществ и (или) материалов превышает одну миллионную в год на расстоянии 30 м от наружной установки)
ГН умеренная пожароопасность	В установке содержатся (хранятся, перерабатываются, транспортируются) негорючие вещества и (или) материалы в горячем, раскаленном и (или) расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и (или) пламени, а также горючие газы, жидкости и (или) твердые вещества, которые сжигаются или утилизируются в качестве топлива

Вся станция биологической очистки относится по взрывоопасности к зоне В-1а, потому что там имеются помещения, в которых при авариях и неисправностях могут образоваться взрывоопасные смеси.

## 12 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 12.1 Расчет капитальных вложений

Рассчитываем капитальные вложения по укрупненным показателям. Сначала определяем капитальные вложения в линии с учетом коэффициента трассы. Коэффициент инфляции на 2019 год составляет  $K_{инфл} = 4,61$ . Также определяем капитальные вложения по подстанциям.

В капитальные вложения на сооружение электрической сети входят [6]:

- капитальные вложения на сооружение подстанций,  $K_{ПС}$ ;
- капитальные вложения на сооружение кабельных линий,  $K_{КЛ}$ .

$$K = K_{ПС} + K_{КЛ} \quad (133)$$

$$K = 7.052 \cdot 10^3 + 2.286 \cdot 10^3 = 9.339 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб}$$

В капитальные вложения на сооружения подстанции входят следующие составляющие:

- капитальные вложения на приобретение трансформаторов;
- капитальные вложения на приобретение компенсирующих устройств;
- капитальные вложения на постоянные затраты (покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории).

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ПОСТ} \quad (134)$$

Рассчитаем капитальные вложения на сооружение подстанции:

$$K_{ПС} = 6,574 \cdot 10^5 + 3,21 \cdot 10^5 + 6,677 \cdot 10^5 = 9,887 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

где  $K_{ТР}$  – стоимость трансформатора, которая зависит от мощности и класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$  – постоянная часть затрат.

Капитальные вложения на сооружение кабельных линий определяются по формуле [6]:

$$K_{КЛ} = K_0 \cdot K_{инф} \cdot K_{зон} \cdot l \quad (135)$$

Рассчитаем капитальные вложения на сооружение кабельных линий:

$$K_{КЛ} = 816.48 \cdot 1000 \cdot 1,4 = 2286.144 \text{ тыс.руб}$$

где  $K_0$  – удельная стоимость километра линии;

$l$  – длина трассы.

Таблица 20 – Результаты расчёта капиталовложений

$K_{ПС}$ , млн.руб.	$K_{КЛ}$ , млн.руб.	$K$ , млн.руб.
2.28	7.05	9.39

## 12.2 Расчет эксплуатационных издержек

Издержки находят по формуле [6]:

$$I = I_{АМ} + I_{РЭО} + I_{\Delta W} \quad (136)$$

Рассчитаем издержки:

$$I = 3.015 \cdot 10^3 + 434.19 + 469 = 3016,186 \text{ тыс.руб}$$

где  $I_{АМ}$  – издержки на амортизационные отчисления;

$I_{РЭО}$  – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

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

Издержки на эксплуатацию и ремонт [6]:

$$I_{PЭО} = \alpha_{mэоКЛ} \cdot K_{КЛ} + \alpha_{mэоПС} \cdot K_{ПС} \quad (137)$$

Рассчитаем издержки на эксплуатацию и ремонт:

$$I_{PЭО} = 0,008 \cdot 2,28 \cdot 10^6 + 0,059 \cdot 7,05 \cdot 10^6 = 434.19 \text{ тыс.руб}$$

где  $\alpha_{тэоКЛ}$ ,  $\alpha_{тэоПС}$  – ежегодные отчисления на ремонт КЛ и ПС ( $\alpha_{тэоВЛ} = 0,008$ ;  $\alpha_{тэоПС} = 0,059$ ).

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ( $T_{СЛ} = 20$  лет), [6]:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}} \quad (138)$$

Рассчитаем издержки на амортизацию:

$$I_{AM} = \frac{9,39 \cdot 10^6}{20} = 469 \cdot 10^3 \text{ руб}$$

В издержки стоимости потерь электроэнергии входят величины потерь и стоимости потерь электрической энергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} \quad (139)$$

Рассчитаем издержки стоимости потерь:

$$I_{\Delta W} = 1,945 \cdot 10^3 \cdot 1,55 = 3,015 \cdot 10^6 \text{ руб}$$

где  $\Delta W$  - потери электроэнергии;

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии, равен 1,55 руб/МВт·ч.

### 12.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат

Эксплуатационные затраты – это те затраты, которые связаны с эксплуатационной деятельностью проектируемого объекта.

Расчёт затрат производится по следующей формуле:

$$Z = E \cdot K + I \quad (140)$$

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

$K$  – капитальные вложения, вкладываемые на сооружение электрической сети;

$I$  – издержки.

Значения приведенных затрат приведем в таблицу 21.

Таблица 21 – Экономические показатели затрат

К, тыс.руб	И, тыс.руб	З, тыс.руб/кВт·ч	$\Delta$ , %
9339	3016.186	3017.119	4.8

### 12.4 Расчет срока окупаемости выбранной сети

Доход от полезного отпуска:

$$O = \Delta W_{\Sigma} \cdot T \quad (141)$$

$$O = 1995000 \cdot 3,36 = 6704000 \text{ руб}$$

где:  $T$ -тариф на услуги по передачи электрической энергии;

$$H = 0,2 \cdot (O - I) \quad (142)$$

$$H = 0,2 \cdot (6704000 - 2795000) = 781900 \text{ руб}$$

Ежегодная прибыль:

$$P_{\text{ч}} = O - I - H \quad (143)$$

$$P_{\text{ч}} = 6704000 - 2795000 - 281900 = 3127000 \text{ руб}$$

Срок окупаемости в годах:

$$T_{\text{ч}} = \frac{K}{P_{\text{ч}} + I_{\text{ам}}} \quad (144)$$

$$T_{\text{ок}} = \frac{9788000}{3257000 + 1227} = 3,13 \text{ лет}$$

Сведем в таблицу 22 результаты расчета по варианту с лучом.

Таблица 22 – Результаты экономического расчета

$K$ , руб.	$I_{\text{экс}}$ , руб.	$I_{\text{ам}}$ , руб.	$I_{\Delta W}$ , руб.	$\Delta W_{\text{кл}}$ , кВт·ч	$Z$ , руб
9339000	186780	466.929	3015000	1945345	3017119.9

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были выполнены следующие задания:

- 1) Посчитаны электрические нагрузки станции биологической очистки.
- 2) Выбрано место расположения КТП.
- 3) Выбраны трансформаторы с учетом КРМ.
- 4) Произведен расчет токов короткого замыкания.
- 5) Выбраны и проверены электрические аппараты.
- 6) Произведен расчет релейной защиты кабельных линий и трансформаторов.
- 7) Произведен расчет заземления и молниезащиты трансформаторной подстанции.
- 8) Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности. Рассчитан уровень шума, создаваемый трансформатором при работе.
- 9) Произведен расчет экономической части проекта.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Беляев А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ. – М. : Энергоатомиздат, 1988. – 176 с.
2. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электропитания. Справочные материалы по электрооборудованию : Учебное пособие. – Томск : Том.политех.ун-т, 2005. – 168 с.
3. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М. : 2012. – 151 с.
4. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
5. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций : учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – 6-е издание, стереотипное – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.
6. Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции : Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. – Благовещенск : Изд-во АмГУ. 2013. – 201 с.
7. Правила устройства электроустановок/ Минэнерго РФ. – 7-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 2003.
8. РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. Л.: Издательство ПЭИПК, 1999. 2014 – 100 с.
9. Барыбин, Ю.Г Справочник по проектированию электроснабжения /Под ред. Ю. Г. Барыбина и др.- М.: Энергоатомиздат, 1990 – 576 с.
10. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов / Е.А. Конюхова. – М. : «Мастерство», – 2010. – 320 с.



11. Микропроцессорное устройство основной защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус-Т». Техническое описание, руководство по эксплуатации, паспорт, ЗАО «Радиус Автоматика».- М., 2003. – 70 с.
12. Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб.пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 5-е изд.,- Изд-во БХВ- 2013. - 608 с.
13. Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: Методические указания к практическим занятиям / А.Б. Булгаков – Благовещенск.: Изд-во АмГУ, 2014. - 100 с.
14. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). РД 153-34.0-03.301-00/ РАО «ЕЭС России» - М.:Издательство НЦ ЭНАС, 2004. – 128 с.
15. Фёдоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования. – М. : Энергоатомиздат, 1987 – 368 с.
16. Электротехнический справочник: В 4 т. Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). - 8-е изд., испр. и доп. — М.: Издательство МЭИ, 2007. — 964 с.
17. Ящура, А. И. Система технического обслуживания и ремонта общепромышленного оборудования: Справочник. А. И. Ящура. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 360 с.
18. Иманов, Г. М. Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трёхфазного переменного тока. Г. М. Иманов, Ф. Х. Халилов, А. И. Таджибаев. – СПб. : ПЭИПК, 2014. — 58 с.
19. Шеховцов, В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения: Методическое пособие для курсового проектирования – 2-е изд., перераб. и доп. / В.П. Шеховцов. – М. :Издательский центр ФОРУМ – ИНФА –М, 2007. –

210с.

20. Системы электроснабжения: учебник / Н.П. Гужов, В.Я. Ольховский, Д.А. Павлюченко. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007. – 258 с.: ил.

21. Киреев, Э. А. Электроснабжение промышленных предприятий / Э.А. Киреев, В.В. Орлов, Л.Е. Старкова. – М.: НТФ «Энергетик», 2003.

22. Пожарная безопасность электроустановок. – Справочник / Под ред. В.И. Кузнецова – М.: Спецтехника, 2000. – 259с.

23. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005.– 320с.