

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование системы электроснабжения мусоро-  
перерабатывающего завода в поселке городского типа Прогресс Амурской  
области

Исполнитель

студент группы 742- об 3

\_\_\_\_\_

подпись, дата

И.Ю. Халецкий

Руководитель

профессор,

доктор техн. наук

Консультант:

по безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н. В. Савина

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ассистент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Халецкого Ивана Юрьевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование системы электроснабжения мусороперерабатывающего завода в поселке городского типа Прогресс Амурской области (утверждена приказом от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_)
  2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_
  3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе План мусороперерабатывающего завода, наименование электроприемников, схема электрических соединений СП «ВЭС», нагрузка по ПС контрольным замерам.
  4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика мусороперерабатывающего завода, расчёт электрических нагрузок, проектирование системы низковольтного электроснабжения отделения переработки пластика и стекла, разработка системы внешнего электроснабжения мусороперерабатывающего завода, разработка вариантов схемы внешнего электроснабжения, расчет токов короткого замыкания на шинах ГПП и выбор оборудования на ГПП, молниезащита и заземление ГПП, релейная защита и автоматика на ГПП 35/10 кВ, безопасность и экологичность мусороперерабатывающего завода
  5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) План отделения переработки пластика и стекла; варианты проектируемой системы внешнего электроснабжения для подключения ГПП; однолинейная схема ГПП 35/10 кВ план и разрез ГПП 35/10 кВ; план молниезащиты ГПП 35/10 кВ; структурная схема микропроцессорной защиты сириус 2Л на отходящих линиях 10 кВ
  6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булгаков Андрей Борисович, доцент, канд. техн. наук
  7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_
- Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна,  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)  
профессор, доктор технических наук
- Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 142 с., 12 рисунков, 36 таблиц, 21 использованный источник.

АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ГЛАВНАЯ ПОНИЗИТЕЛЬНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, НАПРЯЖЕНИЕ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, НАГРУЗКА, ПУНКТ ПРИЕМА, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА, СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКИ, ШИНОПРОВОД.

В выпускной квалификационной работе рассмотрено электроснабжение мусороперерабатывающего завода в поселке городского типа Прогресс Амурской области, в связи, с чем необходимо рассмотреть характеристику мусороперерабатывающего завода, расчёт электрических нагрузок, проектирование системы низковольтного электроснабжения отделения переработки пластика и стекла, разработка системы внешнего электроснабжения мусороперерабатывающего завода, разработка вариантов схемы внешнего электроснабжения, расчет токов короткого замыкания на шинах ГПП и выбор оборудования на ГПП, молниезащита и заземление ГПП, релейная защита и автоматика на ГПП 35/10 кВ, безопасность и экологичность мусороперерабатывающего завода.

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматическое включение резерва;  
АПВ – автоматическое повторное включение;  
АРМ – автоматизированное рабочее место;  
ВЛ – воздушная линия электропередачи;  
ВРУ – вводно-распределительные устройства;  
ГПП – главная понизительная подстанция;  
КЗ – короткое замыкание;  
КЛ – кабельная линия электропередачи;  
КРУ – комплектное распределительное устройство;  
ЛВС – локальная вычислительная сеть;  
МТЗ – максимальная токовая защита;  
ОРУ – открытое распределительное устройство;  
ПА – противоаварийная автоматика;  
РЗА – релейная защита и автоматика;  
РУ – распределительное устройство;  
СТМ – система телемеханики;  
ТИ – телеизмерения;  
ТН – трансформатор напряжения;  
ТО – токовая отсечка;  
ТП – трансформаторная подстанция;  
ТС – телесигнализация;  
ТТ – трансформатор тока;  
ТУ – телеуправление;  
УЗО – устройство защитного отключения;  
ЦС – центральная сигнализация;  
ЭП – электроприемник.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения сокращения	4
Введение	8
1 Характеристика мусороперерабатывающего завода	10
1.1 Краткое описание мусороперерабатывающего завода	10
1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности	11
1.3 Технологический процесс мусороперерабатывающего завода	12
1.4 Характеристика электроприёмников мусороперерабатывающего завода	14
2 Расчёт электрических нагрузок	18
2.1 Расчет низковольтной нагрузки по заводу	25
2.2 Расчёт осветительной нагрузки	26
2.3 Расчёт электрической нагрузки по заводу	28
3 Проектирование системы низковольтного электроснабжения отделения переработки пластика и стекла	31
3.1 Выбор числа и мощности трансформаторов КТП с учетом компенсации реактивной мощности	31
3.3 Выбор питающего кабеля	34
3.4 Разработка схемы электроснабжения отделения переработки пластика и стекла	36
3.5 Расчет сети, выполненный шинпроводами	38
4 Разработка системы внешнего электроснабжения мусороперерабатывающего завода	43
4.1 Выбор пункта приема электроэнергии, разработка его однолинейной схемы и конструктивное исполнение	43
4.2 Выбор номинального напряжения	44
4.3 Компенсация реактивной мощности	45
4.4 Выбор числа и мощности трансформаторов на ГПП	47
5 Разработка вариантов схемы внешнего электроснабжения	50

6	Расчет токов короткого замыкания 0,4 кВ и выбор низковольтного оборудования	58
6.1	Расчет токов короткого замыкания отделения переработки пластика	58
6.2	Выбор и проверка плавких предохранителей	63
6.3	Выбор и проверка автоматических выключателей отделения переработки пластика и стекла мусороперерабатывающего завода	65
7	Расчет токов короткого замыкания на шинах ГПП и выбор оборудования на ГПП	69
7.1	Расчет токов короткого замыкания на шинах ГПП	69
7.2	Выбор и проверка выключателей 35 кВ	73
7.3	Выбор и проверка разъединителей 35 кВ	76
7.4	Выбор и проверка трансформаторов тока 35 кВ	77
7.5	Выбор и проверка трансформаторов напряжения 35 кВ	80
7.6	Выбор комплектных распределительных устройств на ГПП	82
7.7	Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ 10 кВ	83
7.8	Выбор трансформатора тока в КРУ 10 кВ	86
7.9	Выбор трансформатора напряжения в КРУ 10 кВ	88
7.10	Выбор и проверка токоведущих частей 10 кВ	89
7.11	Выбор и проверка ТСН в КРУ 10 кВ	90
7.12	Выбор и проверка опорных изоляторов 10 кВ на жестких шинах	92
8	Молниезащита и заземление ГПП	94
8.1	Заземление ГПП	94
8.2	Защита от прямых ударов молнии	98
8.3	Выбор и проверка ограничителей перенапряжения на ГПП	100
9	Релейная защита и автоматика на ГПП 35/10 кВ	104
9.1	Виды и типы релейной защиты 35/10 кВ	104
9.2	Защита силовых трансформатора 35/10 кВ	106
9.2.1	Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала.	106
9.2.2	Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора	108
9.2.3	Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки	112

9.3 Газовая защита	114
9.4 Защита линий 10 кВ отходящих от ГПП	115
9.5 Автоматика	119
9.5.1 Автоматическое повторное включение	119
9.5.2 Автоматическое включение резерва	121
9.6 Сигнализация	123
10 Безопасность и экологичность	125
10.1 Безопасность	125
10.2 Экологичность	131
10.3 Чрезвычайные ситуации	134
Заключение	140
Библиографический список	141

## ВВЕДЕНИЕ

Проектирование системы электроснабжения промышленных предприятий, строится таким образом, чтобы система была надежна, удобна и безопасна в обслуживании, обеспечивала необходимое качество электроэнергии и бесперебойность электроснабжения в нормальном и послеаварийном режимах. Так же система электроснабжения должна быть экономичной по затратам, ежегодным расходам, потерям энергии и расходу дефицитных материалов и оборудования. Экономичность и надежность системы электроснабжения достигается путем применения взаимного резервирования сетей предприятий и объединения питания промышленных, коммунальных и сельских потребителей. При сооружении на предприятиях собственных электростанций, главных понизительных подстанций и других источников питания учитываются близлежащие внезаводские потребители электроэнергии.

Актуальность темы обусловлена тем, что человек “вырабатывает” в год до 250 кг бытовых отходов. В среднестатистическом мусорном баке около 25% занимают пищевые отходы, 5-10% — бумага, 50% — полимеры, остальное приходится на металл, текстиль, резину, стекло и прочий хлам. Классический путь удаления отходов (контейнер — мусоровоз — свалка — рекультивация) сегодня неэффективен и, кроме того, потенциально опасен, поскольку даже тщательно обработанная и засыпанная почвой свалка является источником “свалочного газа”, стимулирующего парниковый эффект. В результате чего, необходимо спроектировать автоматизированный, эффективный, экологичный мусороперерабатывающий завод по приему, сортировке и переработке твердых отходов производства и потребления.

Основной целью выпускной квалификационной работы является проектирование системы электроснабжения мусороперерабатывающего завода в поселке городского типа Прогресс Амурской области, обеспечивающей надёжное и качественное электроснабжения электроприемников.

Для выполнение поставленной цели в выпускной квалификационной



работе решены следующие задачи:

- характеристика электроприемников и технологический процесс мусороперерабатывающего завода;
- расчет электрических нагрузок;
- проектирование низковольтного внутреннего электроснабжения мусороперерабатывающего завода;
- разработка схемы внутреннего электроснабжения мусороперерабатывающего завода;
- проектирование ГПП, разработка двух вариантов схем внешнего электроснабжения к существующей сети,
- технико-экономический анализ двух вариантов и выбор оптимального варианта электроснабжения;
- расчет токов короткого замыкания на шинах ГПП;
- выбор и проверка высоковольтного и низковольтного электрооборудования на ГПП;
- определение параметров заземляющих устройств, зоны защиты от прямых ударов молнии;
- расчет релейной и автоматики, а также диспетчерское управление, телемеханика и средства связи на ГПП;
- безопасность и экологичность схемы электроснабжения мусороперерабатывающего завода.

Для выполнения данных задач используется следующее программное обеспечение: Microsoft Office Excel, Microsoft Office Visio, Mathcad.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА МУСОРОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА

## 1.1 Краткое описание мусороперерабатывающего завода

Мусороперерабатывающий завод планируется построить в поселке городского типа Прогресс Амурской области.

Мусороперерабатывающий завод представляет собой высокорентабельный, автоматизированный завод по сбору бытового и производственного мусора, транспортировке его к месту поэтапной сортировки и переработки, для дальнейшего производства из отходов новых изделий и материалов.

Из полученного от перерабатывающего завода сырья, промышленные предприятия выпускают такие товары:

- полимерные трубы, швабры, пленки, совки, ведра;
- стройматериалы;
- биологическое топливо;
- брикеты лома черных металлов и цветных;
- гранулированные материалы;
- стеклопорошок;
- картонную тару, контейнеры для яиц, туалетную бумагу.

Деятельность мусороперерабатывающего завода является высокорентабельной и необходимой, т. к. существенно сокращает количество свалок, вследствие переработки большого количества первичного сырья в новые товары. Также улучшается экологическая ситуация региона. Мусороперерабатывающие комплексы предоставляют новые рабочие места населению наряду, которые ориентированы на несколько видов продукции.

Мусороперерабатывающий завод площадью 6 тысяч квадратных метров, будет перерабатывать 80 тысяч тонн бытовых отходов в год. С помощью современного оборудования, рабочие вычлняют и отбирают из общей массы мусора стекло, пластик, металл, картон и бумагу, которые имеют потребительские свойства. Оставшийся мусор, не поддающиеся вторичной

обработке, утилизируется на полигоне. Отобранное сырье прессуется и формируется в плотные тюки, для дальнейшей перевозки и переработки.

## **1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности**

Поселок городского типа Прогресс расположен юго-западнее пос. Буряя Бурейского района, расстояние по автодороге 16 км. От областного центра г. Благовещенска расположен в 184 км. Прогресс является административным и культурным центром одноимённого городского округа.

Площадь поселка составляет 101 кв. км.

Климат континентальный. Среднемесячная температура января  $-30^{\circ}\text{C}$ , июля  $+18^{\circ}\text{C}$ . Время с устойчивыми морозами до 5 месяцев. Средняя высота снежного покрова 20 см. Продолжительность залегания до 170 дней. Среднегодовое количество осадков 650 – 700 мм. Влажность воздуха изменяется в пределах 60 – 80 %. Преобладающие ветры - северо-западного направления, среднегодовая скорость ветра 1,6 м/с.

Местность в окрестностях поселка открытая, равнинная со слабо волнистой поверхностью с пологими скатами. Реки и ручьи незначительны. Грунт рассматриваемого района представлен легкими суглинками и супесями.

При расчете ВЛ и их элементов должны учитываться климатические условия - ветровое давление, скоростной напор ветра, толщина стенки гололеда, температура воздуха, интенсивность грозовой деятельности. Для расчета заземления подстанций необходимо учитывать глубину промерзания и удельное сопротивление грунта. В таблице представлена климатическая характеристика п. Прогресс.

Таблица 1 – Климатическая характеристика п. Прогресс

Наименование характеристики	Значение
1	2
Климатическая зона	II
Среднегодовая температура, $^{\circ}\text{C}$	4
Абсолютный минимум, $^{\circ}\text{C}$	-49,2
Абсолютный максимум, $^{\circ}\text{C}$	31,6

1	2
Скоростной напор ветра, кгс/м <sup>2</sup>	21
Район по ветровому давлению	II
Район по толщине стенки гололеда	II
Число грозových часов в год	50
Глубина промерзания грунта, м	1,7-2,5
Удельное сопротивление грунта, Ом	100

### 1.3 Технологический процесс мусороперерабатывающего завода

На мусороперерабатывающем заводе переработка каждого вида сырья осуществляется по различным технологиям:

1. Измельчение. С помощью промышленных shredders крупногабаритный мусор (мебель, крупная бытовая техника и прочие) измельчается до необходимого размера.

2. Грохочение – сортировка отходов на фракции барабанными или звездочными грохотами. Принцип работы прост. Аппараты грохота отделяют методом отсева органические компоненты: землю, песок, органические остатки пищи и прочее. Отделенные таким образом мелкие частицы попадают в отсев.

3. Сепарация. Отсортированный грохочением мусор далее сепарируют. Этот заключительный метод разделения мусора также бывает как ручным, так и автоматизированным. Для отделения ферромагнитных металлов (чугун, железо) применяют магнитный сепаратор, прикрепленный над конвейером. Для сбора немагнитных цветных металлов служит вихретоковый сепаратор. Бумагу, картон, стекло, резину и прочее отделяют вручную.

4. Прессование. Прессование или брикетирование – это завершающий этап сортировки. Пластмассовые бутылки перед этим проходят через прокалыватель, с помощью которого выпускается из них воздух, для облегчения прессования. Картон и бумага, отсортированные вручную, также подвергаются этому способу складирования и перевозки.

5. Мойка (пленки, пластик, полимеры).

6. Сухая очистка (картон, дерево, текстиль). Эти функции могут осуществляться и на мусоросортировочных комплексах, они относятся как к сортировке, так и к переработке.

7. Грануляция. С помощью плавления-нагревательных агрегатов (грануляторов) пластику, полиэтилену и полимерам, после расплавления, придают вид гранул для дальнейшей перевозки к месту их вторичной обработки.

8. Размол и другие. Дробление специальными аппаратами больших кусков до нужного размера (кирпич, камни, строительные отходы).

Для каждой технологии имеется оборудование для переработки в зависимости от этапа и вида принимаемого сырья:

Мусорный завод может выполнять разные функции, от чего будет зависеть, какие станки, агрегаты понадобятся для переработки по той или иной технологии:

- сортировка, применяют магниты, габаритные рамки, конвейерные линии: для разделения мусора на категории задействованы автоматические линии с улавливателями, магнитами;

- измельчение (дробилки, шредеры, измельчители): отделение по переработке оснащается таким оборудованием, если самостоятельно перерабатывает отсортированное сырье, измельчители позволяют привести отходы к более подходящему виду – дробленый материал легче перерабатывать;

- прессы – для прессования: оборудование используется не на всех этапах, применяется, когда необходимо уплотнить отсортированный мусор, а также получить готовую продукцию из вторсырья;

- переработка (печи, камеры, ванны, механические инструменты): для подготовки измельченного, спрессованного мусора с целью повторного производства он должен пройти полную переработку – изменить структуру, форму, размеры, применяют печи для сжигания, ванны для физического, химического воздействия, обеззараживающие камеры;

▪ производство готовой продукции (фильтры, литейные станки): вторичное сырье должно быть очищено, подготовлено к прохождению последнего этапа – формированию новых изделий, для чего применяют экструдеры, формы и др.

Все цеха и отделения мусороперерабатывающего завода приведены в таблице 2.

Таблица 2 –Цеха и отделения мусороперерабатывающего завода

№ п/п	Наименование цехов и отделений	Установ. мощность
1	Бытовой корпус	350
2	Котельная	1020
3	Аварийные насосы	340
4	Компрессорный цех	750
5	Сортировочный цех	1430
6	Отделение переработки пластика и стекла	1079
7	Отделение переработки резины	1057
8	Отделение переработки металла	1414
9	Отделение переработки дерева	407
10	Отделение переработки бумаги	480
11	Отделение сушки сырья	448
12	Административный корпус	342
13	Главный корпус	3609

#### **1.4 Характеристика электроприёмников мусороперерабатывающего завода**

Потребителями электрической энергии, называется, электроприемники или группа электроприемников, объединенных единым технологическим процессам и размещенные на определенной территории. Электроприемники данного завода относятся к группе электроприемников трехфазного тока напряжением до 1 кВ с частотой 50 Гц.

По режиму работы ЭП работают с продолжительным режимом работы, в этом режиме ЭП могут работать длительное время без превышение температуры отдельных частей механизма выше допустимой, с кратковременным режимом работы, где рабочий период не настолько длителен, что бы температура отдельных частей механизма достигала установившегося значения, а период

остановки таков, что они успевают охладиться до температуры окружающей среды, и повторнократковременным режимом работы, в этом случае формируется с кратковременным периодом отключение, при этом нагрев не превосходит допустимого, а охлаждение не допускает температуры окружающей среды. ЭП являются низковольтными и маломощными потребителями.

По степени надежности электроснабжения в соответствии с Правилами устройства электроустановок электроприемники завода в основном относятся к категории II и III . Электрические нагрузки электроприемников категории I обычно незначительны. К ним относятся механизмы, перерыв в электроснабжении которых приводит к порче дорогостоящего оборудования.

## 2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Первым этапом проектирования системы электроснабжения является определение электрических нагрузок. По значению электрических нагрузок выбирают и проверяют электрооборудование системы электроснабжения, определяют потери мощности и электроэнергии. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты на систему электроснабжения, эксплуатационные расходы, надёжность работы электрооборудования.

В качестве примера рассмотрим отделения переработки пластика и стекла.

Ген план отделения переработки пластика и стекла мусороперерабатывающего завода, представлен на рисунке 2.

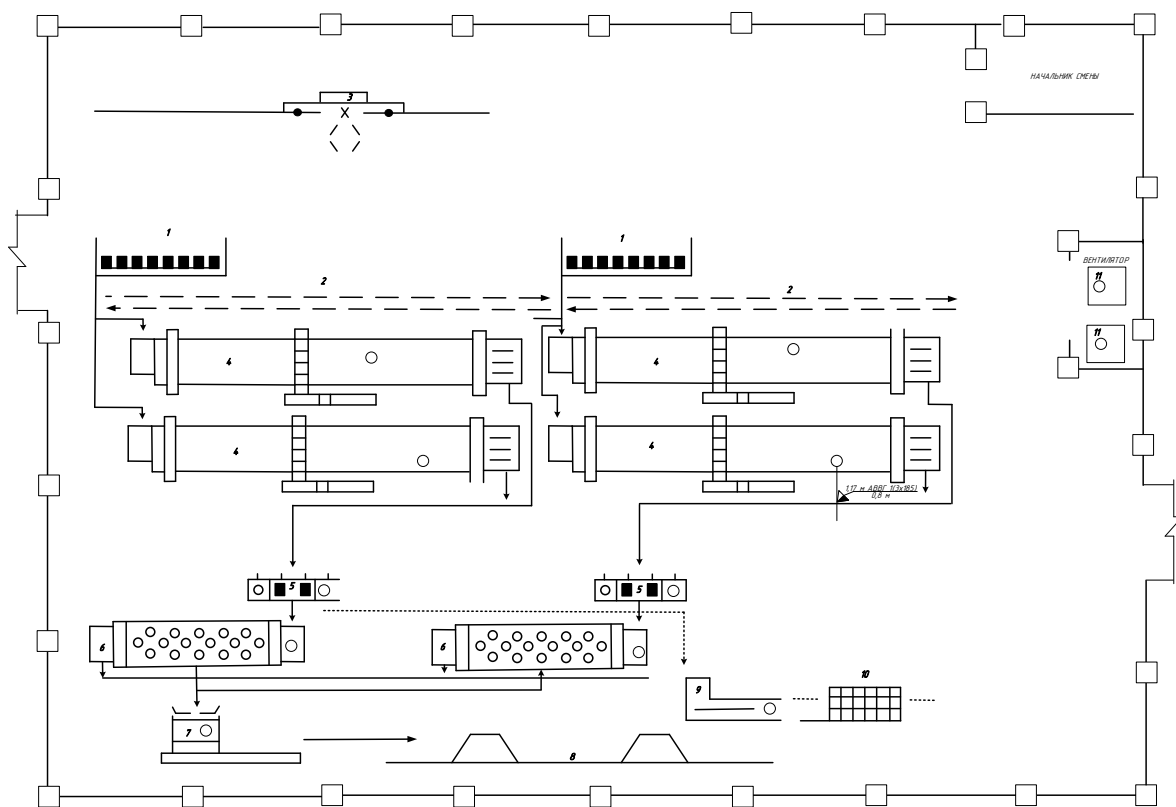


Рисунок 2 – Ген - план отделения переработки пластика и стекла



Таблица 3 – Наименование ЭП цеха переработки мусороперерабатывающего завода

Номер на плане	Наименование ЭП	Количество электроприемников	Мощность ЭП, кВт
1	2	3	4
1	Пластинчатый питатель	1	35
2	Конвейер	2	65
3	Грейферный кран	1	160
4	Биотермический барабан	4	185
5	Электромагнитный сепаратор	2	55
6	Барабанный грохот	2	22
7	Дробилка для компоста	1	90
8	Конвейер для штабеля компоста	1	11
9	Пакетированный пресс	1	7,5
10	Вентиляторы	2	75

Если расчет электрических нагрузок проводится для низковольтного электроснабжения, то расчет проводится по второму этапу, где коэффициент расчетной нагрузки больше 1.

Расчет электрических нагрузок производится в два этапа:

Порядок расчета по первому этапу следующий:

1. Для цеха электроприемники делятся на характерные категории, к одной характерной категории относят ЭП имеющие одинаковые технологические назначения и близкие значения коэффициента использования.

2. Для каждой характерной категории определяется номинальная суммарная мощность:

$$P_{ном\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{номi} ; \quad (1)$$

3. Определение средней активной и реактивной мощности для каждого ЭП:

$$P_{ср} = K_u \cdot P_{ном} ; \quad (2)$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot \operatorname{tg} \varphi; \quad (3)$$

где  $P_{ном}$  - номинальная мощность ЭП;  $P_{ном\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{номi}$

$K_u$  - коэффициент использования для данного ЭП;

$P_{cp}$  - средняя активная мощность ЭП;

$\operatorname{tg} \varphi$  - коэффициент реактивной мощности;

$Q_{cp}$  - средняя реактивная мощность для данного ЭП;

4. Определяется суммарная средняя мощность по каждой характерной категории:

$$P_{cp\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{cpi}; \quad (4)$$

$$Q_{cp\Sigma} = \sum_{i=1}^n Q_{cpi}, \quad (5)$$

где  $P_{cp\Sigma}, Q_{cp\Sigma}$  - суммарная активная и реактивная мощность каждой характерной категории.

5. Определение средневзвешенного коэффициента использования и средневзвешенного коэффициента мощности по характерной категории:

$$K_{иср} = \frac{P_{cp\Sigma}}{P_{ном\Sigma}}; \quad (6)$$

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q_{cp\Sigma}}{P_{cp\Sigma}}; \quad (7)$$

6. Определение эффективного числа ЭП. Эффективное число ЭП – это такое число ЭП одинаковой мощности с однородным режимом работы, которое обуславливает те же значения расчетной нагрузки, что и группа ЭП различной мощности.

$$n_{\Sigma} = \frac{2 \cdot \sum_{i=1}^n P_{номi}}{P_{номmax}}; \quad (8)$$

Если полученное значение  $n_{\Sigma}$  больше фактического числа ЭП, то принимается  $n_{\Sigma} = n_{ф}$ .

7. Определение коэффициента расчетной нагрузки. Расчетный коэффициент характеризует отношение расчетной активной мощности к средней мощности для группы ЭП с эффективным числом больше 2.

Коэффициент расчетной нагрузки является функцией зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа ЭП:

$$k_p = f(k_{u,ср}; n_{эф})$$

8. Определение расчетной нагрузки:

$$P_p = K_p \cdot P_{ср\Sigma}; \quad (9)$$

$$Q_p = K_p \cdot Q_{ср\Sigma}, \text{ если } K_p \leq 1$$

$$Q_p = 1.1 \cdot Q_{ср\Sigma}, \text{ если } K_p > 1 \text{ и } n_{эф} \leq 10; \quad (10)$$

$$Q_p = Q_{ср\Sigma}, \text{ если } K_p > 1 \text{ и } n_{эф} > 10; \quad (11)$$

9. Определение суммарной расчетной нагрузки цеха, как сумма расчетной мощности силовой нагрузки и осветительной:

$$P_{p\Sigma} = P_p + P_{po}; \quad (12)$$

$$Q_{p\Sigma} = Q_p + Q_{po}; \quad (13)$$

Здесь расчетная мощность осветительной нагрузки определяется по формуле:

$$P_{po} = A \cdot B \cdot p_{уд} \cdot K_u, \quad (14)$$

где  $A, B$  - длина и ширина цеха соответственно;

$P_{y\sigma}$  - показатель удельной мощности осветительной установки на единицу площади;

$K_u$  - коэффициент использования освещения;

10. Для определения суммарной нагрузки по цеху в целом учитывают коэффициент одновременности максимумов нагрузки:

$$P_{предн} = \sum_1^n K_o \cdot P_{p\Sigma}; \quad (15)$$

$$Q_{предн} = \sum_1^n K_o Q_{p\Sigma}; \quad (16)$$

Здесь коэффициент одновременности определяется, исходя из способа присоединения нагрузки к источнику питания на предприятии.

ЭП отделения переработки пластика и стекла разделены на 3 группы:

Рассмотрим пример для 1 группы:

Для характерной категории определяется номинальная суммарная мощность:

$$P_{ном\Sigma 1} = P_{ном1} \cdot n_1;$$

$$P_{ном\Sigma 1} = 75 \cdot 2 = 150 \text{ кВт.}$$

Определение средней активной и реактивной мощности:

$$P_{cp1} = 75 \cdot 0,8 = 60 \text{ кВт};$$

$$Q_{cp} = 60 \cdot 0,75 = 45 \text{ кВар.}$$

Определяется суммарная средняя мощность для первой характерной категории:

$$P_{cp1\Sigma} = 60 \cdot 2 = 120 \text{ кВт};$$

$$Q_{cp1\Sigma} = 45 \cdot 2 = 90 \text{ кВар.}$$

Определение средневзвешенного коэффициента использования и средневзвешенного коэффициента:

$$K_{\text{иср}} = \frac{120}{150} = 0,8;$$

$$\text{tg}\varphi = \frac{90}{120} = 0,75.$$

Определяем эффективного числа ЭП:

$$n_{\text{э}} = \frac{(2 \cdot 150)}{75} = 4;$$

Определяем коэффициент расчетной нагрузки:

$$K_p = 1,14;$$

Определяем расчетные нагрузки:

$$P_p = 1,14 \cdot 120 = 136,8 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 1,1 \cdot 90 = 99 \text{ кВар}.$$

Для остальных групп электроприемников расчет аналогичный.

Находим осветительную нагрузку:

$$P_{\text{осв}} = 48 \cdot 28 \cdot 0,024 \cdot 0,85 = 27,418 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{осв}} = P_{\text{осв}} \cdot 0,88 = 27,418 \cdot 0,88 = 24,127 \text{ кВар}.$$

Находим суммарную нагрузку цеха:

$$P_{\Sigma} = 136,8 + 570,9 + 128 + 27,418 = 863,1 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Sigma} = 99 + 659,7 + 30,47 + 24,127 = 813,3 \text{ кВар}.$$

Определяем полную нагрузку завода и расчетный ток:

$$S = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2};$$

$$S = \sqrt{863,1^2 + 813,3^2} = 1186 \text{ кВА};$$

$$I = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} ;$$

$$I = \frac{1186}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1712 \text{ А}.$$

Результаты расчета остальных групп сведем в таблицу 4.

Таблица 4 - Расчет электрических нагрузок по отделению переработки пластика и стекла

Группа	Электроприемники	$P_{уст}$ кВт	n шт.	$P_{\Sigma уст}$ кВт	$K_{и}$	$tg\varphi$	$P_{ср}$ кВт	$Q_{ср}$ кВар	$n_{э}$ шт	$K_{р}$	$P_{р}$ кВт	$Q_{р}$ кВар	$S_{р}$ кВА	$I_{р}$ , А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	Вентиляторы	75	2	150	0,8	0,75	60	45						
	итого			150			120	90	4	1,14	136,8	99		
2	Пластинчатый питатель	35	1	35	0,5	1,13	17,5	19,8						
	Конвейер	65	2	130	0,7	1,17	91	106,47						
	Биотермический барабан	185	4	740	0,5	1,13	370	418,1						
	Электромагнитный сепаратор	55	2	110	0,5	1,13	55	62,15						
	Барабанный грохот	22	2	44	0,5	1,13	22	24,9						
	Дробилка для компоста	90	1	90	0,5	1,13	45	50,9						
	Конвейер для штабеля компоста	11	1	11	0,7	1,17	7,7	9						
	Пакетированный пресс	7,5	1	7,5	0,6	1,17	4,5	5,3						
	итого			376,9			528,7	599,7	8	1,08	570,9	659,7		
3	Грейферный кран	160	1	160	0,1	1,73	16	27,7						
	итого			160					2	8	128	30,47		
	Освещение										27,42	24,13		
	Итого по цеху										863,12	813,3	1186	1712

## 2.1 Расчет низковольтной нагрузки по заводу

Для определения расчётной мощности низковольтной нагрузки рассмотрим метод, использующий коэффициент расчетной нагрузки. Этот метод по сравнению с другими обеспечивает наибольшую точность.

По средней активной мощности и по расчетному коэффициенту для всех характерных групп потребителей определяются расчётные активные  $P_{pi}$  и реактивные  $Q_{pi}$  мощности нагрузок:

$$P_{pi} = P_{cpi} \cdot K_{pi}, \quad (17)$$

Реактивную расчётную мощность определим по формуле:

$$Q_{pi} = P_{pi} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i, \quad (18)$$

где  $K_{pi}$  – коэффициент расчетной активной мощности для внешнего электроснабжения равен 1 [19];

Рассмотрим пример расчёта для бытового корпуса.

Определяем среднюю активную мощность:

$$P_{cpi} = P_{уси} \cdot K_{ui} = 350 \cdot 0,6 = 210 \text{ кВт} \quad (19)$$

где  $K_u$  – коэффициент использования, принимаем по справочным данным [19];

Расчетная активная и реактивная нагрузка составляет:

$$P_p = 210 \cdot 1 = 210 \text{ кВт};$$

$$Q_{pi} = 210 \cdot 0,75 = 157,5 \text{ кВар}.$$

Для остальных цехов и корпусов мусороперерабатывающего завода расчёт низковольтной нагрузки произведем по указанным формулам. Результаты полученных расчётов представлены в таблице 5.



Таблица 5 – Расчёт низковольтной нагрузки мусороперерабатывающего завода

Потребитель	$P_{уст.}$ кВт	$K_u$	$tg\varphi_i$	$P_{расч}$ кВт	$Q_{расч.}$ кВар
Бытовой корпус	350	0.6	0.75	210	157.5
Котельная	1020	0.8	0.85	816	693.6
Аварийные насосы	340	0.85	0.67	289	193.63
Компрессорный цех	750	0.6	0.75	450	337.5
Сортировочный цех	1430	0,8	0,75	1144	858
Отделение переработки пластика и стекла	1079	0,8	0,75	863,13	813,3
Отделение переработки резины	1057	0,8	0,75	677,1	484
Отделение переработки металла	1414	0,8	0,65	528,3	328,8
Отделение переработки дерева	407	0.45	0.8	183.15	146.52
Отделение переработки бумаги	480	0.8	0.82	384	314.88
Отделение сушки сырья	448	0,85	0,8	380,8	304,6
Административный корпус	342	0.6	0.75	205.20	153.9
Главный корпус	3609	0.85	0.85	3068	2608
Итого				9284	6868

## 2.2 Расчёт осветительной нагрузки

На мусороперерабатывающем заводе в качестве электрических источников света используются люминесцентные лампы.

Активная расчётная нагрузка осветительных приёмников цеха определяется по удельной нагрузке:

$$P_{расч.л.} = P_{уд.л.} \cdot F_{ц}, \quad (20)$$

где  $P_{уд.л.}$  - удельная нагрузка осветительных приёмников (ламп);

$F_{ц}$  - площадь пола цеха.

Энергосберегающие лампы на предприятиях в основном используются в качестве аварийного освещения, которое служит для временного продолжения

работы или для эвакуации людей из помещения при внезапном отключении рабочего освещения. Энергосберегающие лампы на предприятии используются как основной источник света (составляют примерно 75% от общего освещения), обеспечивающий нормальную работу производства. Для них реактивная мощность вычисляется по формуле:

$$Q_{расч.Л} = 0,75 \cdot P_{расч.Л} \cdot tg\varphi_{рл}, \quad (21)$$

где  $tg\varphi_{рл} = 0,33$  [17].

Пример расчёта приведем для бытового корпуса, для остальных цехов результаты представлены в таблице 6.

Площадь пола бытового корпуса определим:

$$F_{ц} = 310 + 250 - 200 = 360 \text{ м}^2 \quad (22)$$

$$P_{расч.Л.} = P_{уд.Л.} \cdot F_{ц} = 23 \cdot 10^{-3} \cdot 360 = 8,28 \text{ кВт} \quad (23)$$

$$Q_{расч.Л.} = 0,75 \cdot P_{расч.Л.} \cdot tg\varphi_{рл} = 0,75 \cdot 8,28 \cdot 0,33 = 2,05 \text{ квар} \quad (24)$$

Результаты расчёта осветительной нагрузки для каждого цеха и отделения предприятия мусороперерабатывающего завода показаны в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчёта осветительной нагрузки

Потребитель	$F_{ц},$ $м^2$	$P_{уд.Л.}$ $Вт/м^2$	$P_{расч.Л}$ $кВт$	$Q_{расч.Л}$ $квар$
1	2	3	4	5
Аварийное освещение цеха	4024	20,00	80.48	19.92
Бытовой корпус	360	23,00	8.28	2.05
Котельная	288	23,00	6.62	1.64
Аварийные насосы	1230	16,00	19.68	4.87
Компрессорный цех	950	24,00	22.80	5.64
Сортировочный цех	520	20	15	3,71
Отделение переработки пластика и стекла	450	20	15	3,71

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5
Отделение переработки резины	1150	17,00	19.55	4.84
Отделение переработки металла	1411	22,00	31.04	7.68
Отделение переработки дерева	1152	23,00	26.50	6.56
Отделение переработки бумаги	864	20,00	17.28	4.28
Отделение сушки сырья	750	20,00	15.00	3.71
Административный корпус	288	24,00	6.91	1.71
Главный корпус	2317	146	48,17	11,92
Наружное освещение	320	20,00	6.40	1.58
Итого			339	84

### 2.3 Расчёт электрической нагрузки по заводу

Расчетные полную активную и реактивную мощности, отнесенные к шинам пункта приема, находят по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов (как силовым – до 1 кВ и выше так и осветительным) с учетом потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций и коэффициента одновременности максимумов силовой нагрузки  $K_{O.M}$ .

Суммарные расчетные активные и реактивные нагрузки:

– силовые приемники до 1 кВ [таблица 4]:

$$\Sigma P_{расч.НН.} = 9284 \text{ кВт} ,$$

$$\Sigma Q_{расч.НН.} = 6868 \text{ квар} ,$$

– осветительные приемники [таблица 6]:

$$\Sigma P_{расч.Л.} = 339 \text{ кВт} ,$$

$$\Sigma Q_{расч.Л.} = 84 \text{ квар}$$

Суммарные потери активной и реактивной мощности в цеховых трансформаторах приближённо принимаются равными соответственно 2 и 10 % полной трансформируемой мощности  $S_{расч.ΣH}$ :

$$\Delta P_{ТЦ} = 0,02 \cdot S_{расч.ΣH}; \quad (25)$$

$$\Delta Q_{ТЦ} = 0,1 \cdot S_{расч.ΣH}; \quad (26)$$

$$S_{расч.ΣH} = \sqrt{(P_{расч.ΣH})^2 + (Q_{расч.ΣH})^2} \quad (27)$$

$$P_{расч.ΣH} = \sum P_{расч.ΣH} + \sum P_{расч.Л.} = 9284 + 339 = 9623 \text{ кВт} \quad (28)$$

$$Q_{расч.ΣH} = \sum Q_{расч.ΣH} + \sum Q_{расч.Л.} = 6868 + 84 = 6952 \text{ квар} \quad (29)$$

$$S_{расч.ΣH} = \sqrt{(9623)^2 + (6952)^2} = 11870 \text{ кВА} \quad (30)$$

$$\Delta P_{ТЦ} = 0,02 \cdot S_{расч.ΣH} = 0,02 \cdot 11870 = 187,24 \text{ кВт} \quad (31)$$

$$\Delta Q_{ТЦ} = 0,1 \cdot S_{расч.ΣH} = 0,1 \cdot 11870 = 936,2 \text{ квар} \quad (32)$$

Полная, активная и реактивная мощность мусороперерабатывающего завода определяется по следующим формулам:

$$P_{расч} = \sum P_{расч.НН} \cdot K_{О.м.} + \sum P_{расч.Л.} + \Delta P_{ТЦ} \quad (33)$$

где  $K_{О.м.}$  – коэффициент одновременности максимумов силовой нагрузки, равный  $K_{О.м.} = 0,9$

$$P_{расч.} = 9,284 \cdot 0,9 + 339 + 187,2 = 9780 \text{ кВт}$$

$$Q_{расч.} = (\sum Q_{расч.НН} + \sum Q_{расч.ВН} - \sum Q_{СД}) + \sum Q_{расч.Л.} + \Delta Q_{ТЦ} \quad (34)$$

$$Q_{расч.} = 6868 + 84 + 936,2 = 4288 \text{ квар}$$

$$S_{расч.} = \sqrt{(P_{расч.})^2 + (Q_{расч.})^2} = \sqrt{(9780)^2 + (4288)^2} = 10680 \text{ кВА} \quad (35)$$

Значение реактивной мощности  $Q_{сист}$ , поступающей от питающей энергосистемы к шинам низшего напряжения определяют по формуле:

$$Q_{сист} = P_{расч.} \cdot tg\varphi = 9780 \cdot 0,4 = 3912 \text{ квар} \quad (36)$$

Расчётная нагрузка:

$$S_{расч.Мусзав} = \sqrt{(P_{расч.})^2 + (Q_{сист.})^2} = \sqrt{(9780)^2 + (3912)^2} = 10533 \text{ кВА} \quad (37)$$

### 3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ НИЗКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОТДЕЛЕНИЯ ПЕРЕРАБОТКИ ПЛАСТИКА И СТЕКЛА

#### 3.1 Выбор числа и мощности трансформаторов КТП с учетом компенсации реактивной мощности

Правильное определение числа и мощности цеховых трансформаторов возможно с учетом следующих факторов:

- 1) категории надежности электроснабжения потребителей; компенсации реактивных нагрузок на напряжении до 1 кВ;
- 2) перегрузочной способности трансформаторов в нормальных и аварийных режимах;
- 3) шага стандартных мощностей;
- 4) экономичных режимов работы трансформаторов в зависимости от графика нагрузки.

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

Расчетная мощность трансформатора КТП отделения переработки пластика и стекла определяется как, [7]:

$$S_{расч.тр} = \frac{P_{\Sigmaотдел}}{K_{з.опт} \cdot N_m}, \quad (38)$$

где  $P_{\Sigmaотдел}$  – суммарная активная мощность цеха;

$K_{з.опт}$  – оптимальный коэффициент загрузки трансформатора;

$N_m$  – число силовых трансформаторов.

Выбираем двухтрансформаторную КТП, т.к. в данном отделении имеются потребители II категории, что согласно, ПУЭ предусматривает наличие двух трансформаторов, для обеспечения требуемого уровня надежности.

Выбираем мощность двухтрансформаторной КТП:

$$S_{расч.тр} = \frac{863,12}{0,7 \cdot 2} = 616 \text{ кВА.}$$

К установке принимаем трансформатор ТМГ 630/10/0,4 [5].

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передать из сети ВН в сеть НН через силовой трансформатор КТП определяется по формуле, [7]:

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot K_{з.онт} \cdot S_{т.ном})^2 - P_p^2} \quad (39)$$

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 863,12^2} = 181,5 \text{ кВар.}$$

Определяется суммарная мощность НКУ:

$$Q_{НКУ} = Q_p - Q_T \quad (40)$$

$$Q_{НКУ} = 813,3 - 181,5 = 631,8 \text{ кВар.}$$

Определяется дополнительная мощность НКУ, обеспечивающая снижение потерь в электроэнергии:

$$Q_{НКУ\text{дон}} = Q_p - Q_{НКУ} - \gamma \cdot S_{т.ном} \cdot N_T, \quad (41)$$

где  $\gamma$  – расчетный коэффициент, определяемый в зависимости от схемы питания и дополнительных показателей  $K_1$  и  $K_2$ ;

$K_1$  – зависит от стоимости потерь электроэнергии, количества рабочих смен на предприятии и электрической системы.

$K_2$  – расчетный коэффициент, определяемый сечением линий и их длиной.

$$K_1 = 9, K_2 = 4 \text{ и } \gamma = 0,42$$

$$Q_{НКУ\text{дон}} = 813,3 - (631,8) - 0,42 \cdot 630 \cdot 2 = 114 \text{ кВар.}$$

Определим суммарную мощность НКУ, [7]:

$$Q_{HKVS} = Q_{HKV} + Q_{HKV\text{дон}} \quad (42)$$

$$Q_{HKVS} = 631,8 + (114,3) = 746,1 \text{ кВар.}$$

Устанавливаем НКУ марки 2хУКЗ-0,38-450 УЗ [7].

$$Q_{неск} = Q_{расч} - Q_{HKVS};$$

$$Q_{неск} = 746,1 - 181,5 = 564,6 \text{ кВар.}$$

### 3.2 Выбор места расположения КТП отделения переработки пластика и стекла мусороперерабатывающего завода

Выбор места расположения КТП производится на основании картограммы электрических нагрузок и координат условного центра электрических нагрузок (ЦЭН). На картограмме нанесены ЭП и в виде окружностей их мощности. Площадь окружности пропорциональна мощности ЭП, [7]:

$$P_i = m \cdot \pi \cdot r_i^2.$$

Координаты эллипса ЦЭН находятся как центр тяжести плоской фигуры, [7]:

$$X_{\text{ЦЭН}} = \frac{\sum P_i \cdot x_i}{\sum P_i}; \quad (43)$$

$$Y_{\text{ЦЭН}} = \frac{\sum P_i \cdot y_i}{\sum P_i}, \quad (44)$$

где  $P_i$  – мощность ЭП;

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

В результате расчета были получены следующие данные:

Центр электрических нагрузок ЦЭН –  $x = 13,2$  м,  $y = 6$  м;

Среднеквадратичное отклонение координат ЦЭН -  $\sigma_x = 1,85$  м,  $\sigma_y = 1,3$  м;

Угол поворота осей эллипса –  $\alpha = 22^\circ$ ;

Полуоси эллипса –  $a = 38,9$  м и  $b = 5,96$  м.



На основании расчетных данных строится эллипс зоны рассеяния с углом поворота осей равным  $22^\circ$  относительно выбранной системы координат и откладываются рассчитанные значения полуосей эллипса по оси  $x$  – координата  $x=13,2$  м, а по оси  $y$  – координата  $y=6$  м.

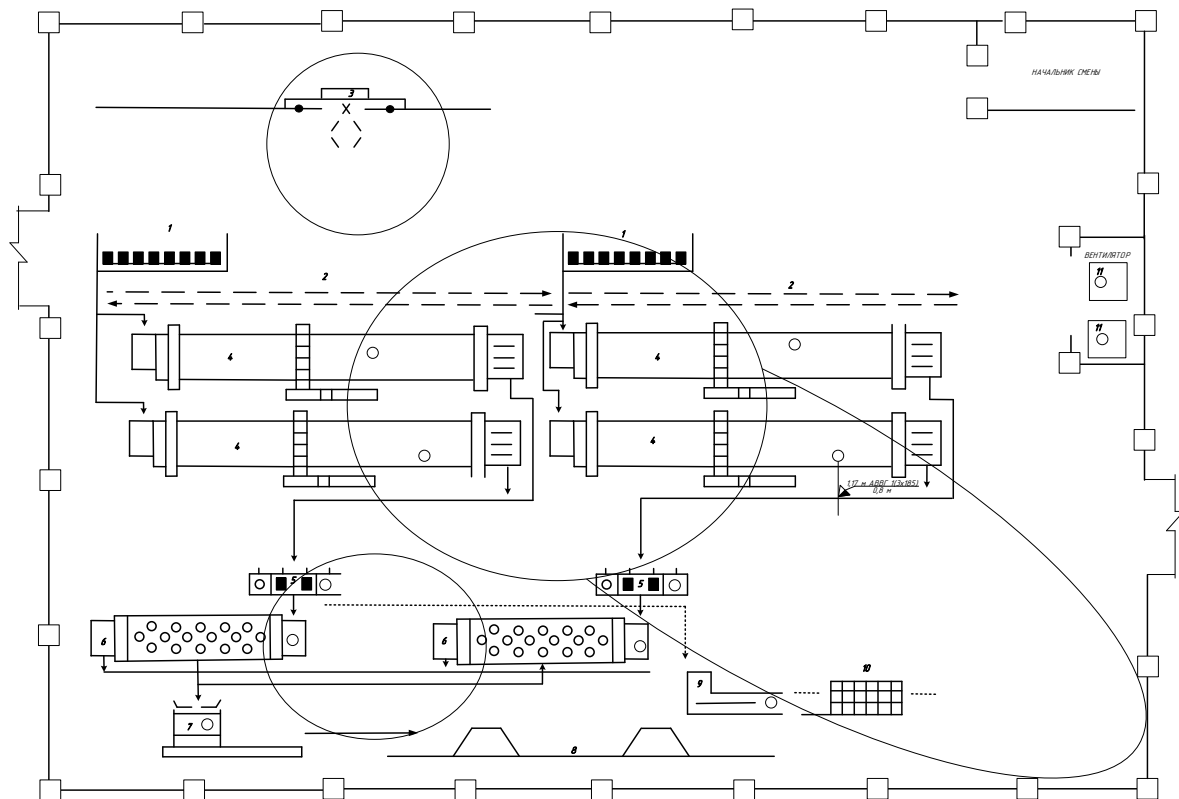


Рисунок 3 – Центр электрических нагрузок отделения переработки пластика и стекла

В результате расчетов выясняем, что выбранная КТП попадает со стороны наиболее мощных ЭП, где и целесообразно разместить.

### 3.3 Выбор питающего кабеля

Передачу электроэнергии от источника питания до приемного пункта промышленного предприятия осуществляют воздушными или кабельными линиями. Сечения проводов и жил кабелей выбирают по техническим и экономическим условиям.

К техническим условиям относят выбор сечений по нагреву расчетным током, условиям коронирования, механической прочности, нагреву от

кратковременного выделения тепла током КЗ, потерям напряжения в нормальном и послеаварийном режимах.

Экономические условия выбора заключаются в определении сечения линии, приведенные затраты на сооружение которой будут минимальными.

Выбор сечений осуществляют по нагреву расчетным током. Для параллельно работающих линий в качестве расчетного тока принимают ток послеаварийного режима, когда одна питающая линия вышла из строя. По справочным данным в зависимости от расчетного тока определяют ближайшее большее стандартное сечение. Это сечение приводится для конкретных условий среды и способа прокладки проводов и кабелей/

Максимальный ток в кабельных линиях рассчитывается по формуле:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}}, \quad (45)$$

где  $I_{\max}$  - максимальный ток, кА;

$P_{\max}, Q_{\text{неск}}$  - потоки активной и реактивной мощности передаваемой по линии, МВт, Мвар.

$n_{\text{ц}}$  - количество цепей;

$U_{\text{ном}}$  - номинальное напряжение, кВ

Расчетный ток найдём по формуле:

$$I_p = I_{\max} \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2, \quad (46)$$

где  $I_{\max}$  - максимальный ток, А;

$\alpha_1$  - коэффициент, зависит от прокладки кабеля;

$\alpha_2$  - коэффициент, зависит от температуры окружающей среды [7].

Рассмотрим выбор питающей линии от ГПП до КТП:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}};$$

$$I_{\text{норм}} = \frac{1186}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 34 \text{ А.}$$

$$I_{\text{расч}} = 34 \cdot 0,9 \cdot 0,96 = 29,4 \text{ А.}$$

Выбираем тип кабеля АПвБПг – (3 х 35) мм<sup>2</sup>.

В послеаварийном при выходе из строя одного кабеля:

$$I_{\text{норм}} = \frac{1186}{\sqrt{3} \cdot 10} = 68 \text{ А.}$$

$$I_{\text{расч}} = 68 \cdot 0,9 \cdot 0,96 = 58,8 \text{ А.}$$

Длительно допустимый тока кабеля АПвБПг – (3 х 35) мм<sup>2</sup> 115 А, следовательно, кабель выбран верно.

### **3.4 Разработка схемы электроснабжения отделения переработки пластика и стекла**

Цеховые сети распределения электроэнергии должны:

- 1) обеспечивать необходимую надежность электроснабжения ЭП в зависимости от их категории;
- 2) быть удобными и безопасными в эксплуатации;
- 3) иметь оптимальные технико-экономические показатели (минимум приведенных затрат);
- 4) иметь конструктивное исполнение, обеспечивающее применение промышленных и скоростных методов монтажа.

Схемы цеховых сетей бывают магистральные и радиальные.

Магистральные схемы обеспечивают высокую надежность электроснабжения, обладают универсальностью и гибкостью (позволяют заменять технологическое оборудование без особых изменений электрической сети). Поэтому их применение рекомендуется во всех случаях, если этому не

препятствуют территориальное расположение нагрузок, условия среды и технико-экономические показатели.

Радиальная схема электроснабжения представляет собой совокупность линий цеховой электрической сети, отходящих от РУ низшего напряжения ТП и предназначенных для питания небольших групп приемников электроэнергии, расположенных в различных местах цеха. Радиальные схемы электроснабжения применяют в тех случаях, когда невозможно применить магистральные схемы. По сути они обеспечивают высокую надежность электроснабжения, но требуют больших затрат на электрооборудование и монтаж, чем магистральные.

В данной работе электроснабжение будет осуществляться с помощью шинопроводов.

В месте присоединения шинопровода к распределительному устройству установлен автоматический выключатель. Непосредственно питание электроприемников осуществляется при помощи кабеля, присоединенного к шинопроводу через предохранитель.

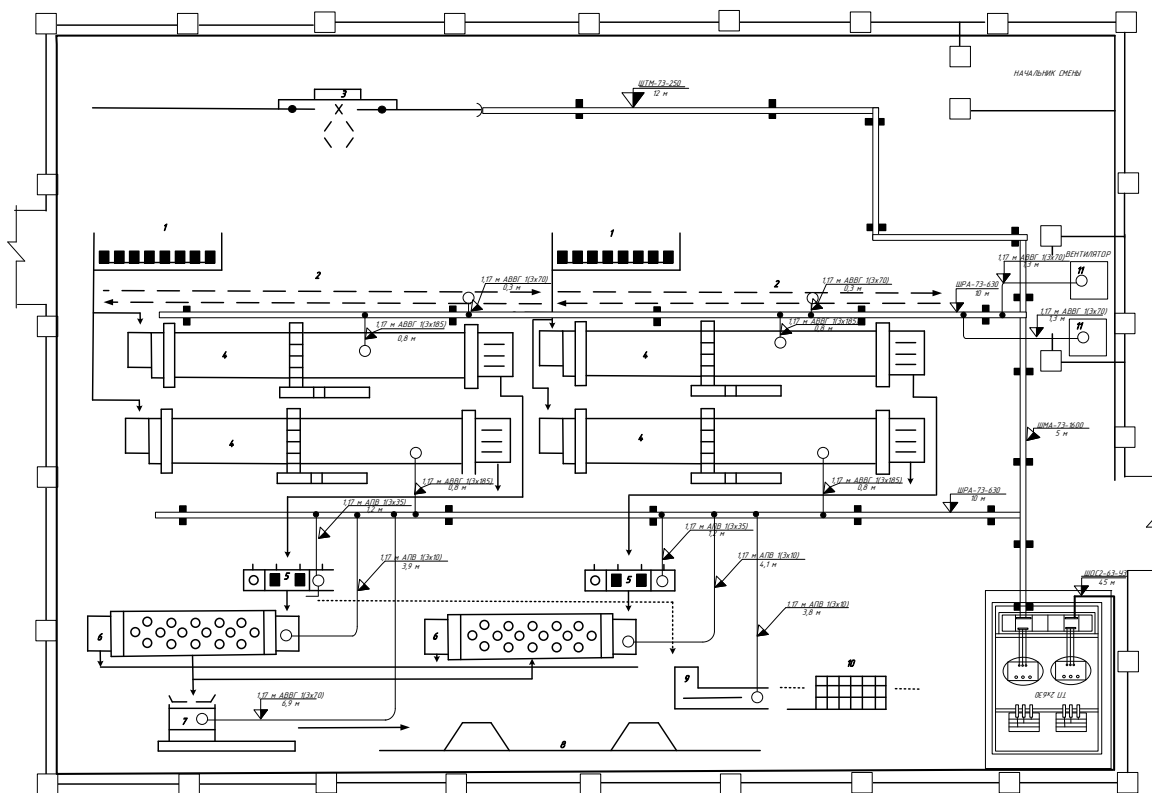


Рисунок 4 – Схема электроснабжения отделения переработки пластика и стекла

### 3.5 Расчет сети, выполненный шинопроводами

Расчёт электрических нагрузок по второму этапу для рисунка 4.

Алгоритм расчёта:

1) При разбиении ЭП на характерные категории учитывается схема низковольтной сети. В данном случае разобьем ЭП на категории, подключённые к ШМА-1, ШРА, ШТМ, ШОС которые питаются от ТП.

Далее алгоритм расчета повторяется до определения коэффициента расчетной нагрузки, такой же, как и по первому этапу.

Определяем расчетный ток каждой категории:

Произведем расчет шинопровода.

Полная расчетная мощность:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (47)$$

Расчетная активная и реактивная мощность электроприемников для первой группы равна:

$$P_p = 136,8 + 570,9 = 707,7 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 99 + 659,7 = 758,7 \text{ кВт};$$

$$S_p = \sqrt{707,7^2 + 758,7^2} = 1038 \text{ кВА}.$$

Расчетный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (48)$$

$$I_p = \frac{1038}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1498 \text{ А}.$$

По расчетному току 1498 А выбираем шинопровод ШМА-73 на номинальный ток 1600 А, [9].

Аналогично считается и для остальных шинопроводов, для крана выбираем троллейный шинопровод, для электроприемников два распределительных шинопровода, для освещение осветительный шинопровод.

Таблица 7 – Результаты расчета для шинопровода

№	Тип шинопровода	$P_{cp\Sigma}$ , кВт	$Q_{cp\Sigma}$ , кВар	$k_{ucn}$	$tg\varphi$	$P_p, кВт$	$Q_p, кВар$	$I_p, А$	$I_{ном}, А$
1	ШМА - 73	588.7	644.7	0.7	0.75	707,7	759	1498	1600
2	ШРА - 630	300,5	329,1	0,7	0,75	210,4	225,3	445	630
3	ШРА - 630	272,2	298,1	0,7	0,75	190,6	204,2	403	630
4	ШТМ - 73	16	27.7	0.1	1.73	128	30.47	191	250
5	ШОС			0,85	0,88	27,42	24,13	52,6	63

Выбранные шинопроводы проверяют по потере напряжения.

Потери напряжения определяем по формуле:

$$\Delta U_{ш} = \left( \frac{\sqrt{3} \cdot I_{рас} \cdot l_{ш} \cdot 10^{-3} \cdot 100}{U_{ном}} \right) \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \quad (49)$$

$$\Delta U_{ш} = \left( \frac{\sqrt{3} \cdot 1498 \cdot 5 \cdot 10^{-3} \cdot 100}{400} \right) \cdot (0,012 \cdot 0,5 + 0,018 \cdot 0,86) = 1\%.$$

Т.к. отклонение не превышает 5% [13], шинопровод выбран, верно.

Так же должны осуществляться проверки после токов короткого замыкания на электродинамическую стойкость, проверка по согласованию с защитой и по согласованию электромагнитного расцепителя.

Выбор и проверка кабелей для электроприемников отделения переработки пластика и стекла.

Выбранный 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:

$$I_P \leq k_{cp} \cdot k_{np} \cdot I_{доп}, \quad (50)$$

где  $I_p$  – расчетный ток линии, питающей группу приемников (для линии, питающей единичный приемник, вместо  $I_p$  принимают номинальный ток приемника  $I_{доп}$ );

$k_{CP}$  – 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.

Выбор сечения кабеля осуществляется для каждого ЭП.

Расчетный ток для вентилятора:

$$I_p = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} \quad (51)$$

$$I_p = \frac{75}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,9} = 120,4 \text{ А.}$$

Выбираем кабель марки АВВГ с сечением жилы 70 мм<sup>2</sup> длительно допустимый ток 165 А. [7]

Расчет сечения кабелей для остальных ЭП сведем в таблицу 8.

Таблица 8 – Сечения кабелей, питающие ЭП

Номер на плане	Наименование ЭП	Расчетный ток, $I_p$ , А	Марка кабеля	Сечение кабеля	Допустимый ток, $I_{доп}$ , А	$\Delta U$ , %
1	Вентиляторы	120.4	АВВГ	3x70	165	0,174
2	Пластинчатый питатель	56.2	АПВ	3x16	60	0,022
3	Конвейер	104.4	АВВГ	3x50	130	0,13
4	Биотермический барабан	297.1	АВВГ	3x185	397	1,396
5	Электромагнитный сепаратор	88.3	АПВ	3x35	90	0,123
6	Барабанный грохот	35.3	АПВ	3x10	47	0,027
7	Дробилка для компоста	144.5	АВВГ	3x70	165	0,185
8	Конвейер для штабеля компоста	17.7	АПВ	3x10	47	0,043
9	Пакетированный пресс	12.04	АПВ	3x10	47	0,054

Выбранные сечения удовлетворяют условию по нагреву расчётным током. Затем кабели аналогично шинпроводам, проверяют на потери напряжения. Результаты расчета сведем в таблицу 9.

Выбранные сечения кабелей, проверяют на потерю напряжения по следующим формулам:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_{рас} \cdot l \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 10^{-3} \quad (52)$$

где  $r_0$ ,  $x_0$  - удельное активное и индуктивное сопротивление;

$l$  - длина питающей или распределительной линии.

Допустимое значения потери напряжения не должно превышать  $\Delta U = \pm 5\%$  [13]

Для примера произведем расчёт для ШРА и 1-го ЭП:

$$\Delta U_{ЭП} = \sqrt{3} \cdot 120,4 \cdot 0,3 \cdot (0,8 \cdot 3,1 + 0,073 \cdot 0,6) \cdot 10^{-3} = 1 \text{ \%};$$

Таблица 9 – Результаты расчета проверки кабелей по потери напряжения

Номер на плане	Наименование ЭП	Сечение кабеля	$r_0$ и $x_0$ , мОМ/м	Длина кабеля, м	$\Delta U$ , %
1	Вентиляторы	3x70	0,08/0.073	1,3	0,974
2	Пластинчатый питатель	3x16	0.63/0.095	6,4	2,668
3	Конвейер	3x50	0,204/0.073	3,6	1,1
4	Биотермический барабан	3x185	0,17/0,06	4,5	1,32
5	Электромагнитный сепаратор	3x35	0,34/0.0602	2,8	0,96
6	Барабанный грохот	3x10	0.62/0.099	7,5	1,31
7	Дробилка для компоста	3x70	0,08/0.073	8	2,91
8	Конвейер для штабеля компоста	3x10	0.62/0.099	4,1	1,61
9	Пакетированный пресс	3x10	0.62/0.099	3,9	1,45

Допустимое нормальное отклонение напряжения у наиболее удаленного ЭП должно быть не ниже -5%, таким образом, общее снижение напряжения в



сети от источника питания до наиболее удаленного ЭП равно 10% [5]. Условие выполняется.

Так же должны осуществляться проверки после токов короткого замыкания на термическую стойкость.

## 4 РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ МУСОРОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА

### **4.1 Выбор пункта приема электроэнергии, разработка его однолинейной схемы и конструктивное исполнение**

Под системой внешнего электроснабжения понимают комплекс технических устройств, обеспечивающих передачу электроэнергии от источника питания до приёмных подстанций. Ввод на мусороперерабатывающем заводе может осуществляться напряжением от 6 до 220 кВ.

Пункт приема на мусороперерабатывающем заводе рассмотрим ГПП. ГПП – это главная понизительная подстанция, которая получает питание от энергосистемы преобразует и распределяет электроэнергию на более низком напряжении. Особенность расположения - ГПП располагаются в центре электрических нагрузок.

Все элементы распределительного устройства (РУ) электрической станции или ГПП должны надежно работать в условиях длительно нормального режима, а также обладать достаточной термической и динамической стойкостью при возникновении самых тяжелых коротких замыканий. Поэтому при выборе аппаратов, шин, кабелей и других элементов РУ очень важна проверка соответствия их параметров длительно рабочим и кратковременно аварийным режимам, которые могут возникать при эксплуатации.

Кроме этого, следует учитывать внешние условия работы РУ (влажность, загрязненность воздуха, окружающую температуру, высоту над уровнем моря и другое), так как эти условия могут потребовать оборудования специального исполнения, обладающего повышенной надежностью.

Основными параметрами оборудования, которые должны соответствовать условиям рабочего (длительного) режима, являются номинальные ток и напряжение.

Выбор местоположения, типа, мощности и других параметров ГПП в обуславливается величиной и характером электрических нагрузок и размещением их на плане. Намеченное место расположения уточняется по условиям розы ветров, планировки предприятия, габаритов и типа ГПП, возможности подвода высоковольтных линий от энергосистемы.

Распределительное устройство по высокой стороне выполним по схеме: «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии». Распределительное устройство по низкой стороне выполнено по схеме «одна секционированная система шин» [1].

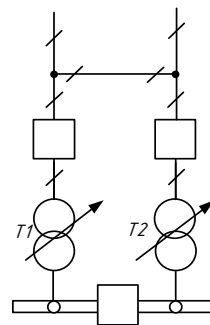


Рисунок 2 – ГПП

#### 4.2 Выбор номинального напряжения

Номинальное напряжение сети зависит от многих факторов: мощности нагрузок, удалённости их от источника питания, конфигурации сети и т. д. Существенные из этих факторов являются: мощность, передаваемая по сети  $P_{P\Sigma}$  и длина линии сети  $l$ . При повышении номинального напряжения снижаются потери активной мощности, сечение линии, но растёт пропускная способность линии. Рациональное напряжение определяем по формуле Стилла:

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P_{\Sigma}} \quad (53)$$

где  $l$  – наибольшая длина линии;

$P_{P\Sigma}$  – суммарная активная расчётная нагрузка.

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{10 + 16 \cdot 9,780} = 37,9 \text{ кВ} \quad (54)$$

Принимаем номинальное напряжение по высокой стороне на ГПП 35 кВ.

Напряжение 10 и 6 кВ широко используется на промышленных предприятиях средней мощности – для питающих и распределительных сетей, на крупных предприятиях – на второй и последующих ступенях.

Напряжение 10 кВ является наиболее экономичным по сравнению с напряжением 6 кВ. напряжение 6 кВ допускается только в тех случаях, если на предприятии преобладает нагрузка с напряжением 6 кВ или когда значительная часть нагрузки питается от заводской ТЭЦ, где стоят генераторы напряжением 6 кВ.

а) Если процент высоковольтной нагрузки напряжением 6 кВ до 30%, то напряжение распределительных линий 10 кВ, принимаем понизительные трансформаторы 10/6.

б) Если процент высоковольтной нагрузки больше 30 % то напряжение распределения должно соответствовать напряжению высоковольтной нагрузки.

При рассмотренных условиях напряжение распределительных линий для проектируемого варианта принимаем 10 кВ.

### **4.3 Компенсация реактивной мощности**

В настоящее время прирост потребления реактивной мощности существенно превосходит прирост потребления активной мощности. При этом передача реактивной мощности на значительные расстояния от мест генерации до мест потребления существенно ухудшает технико-экономические показатели систем электроснабжения. Приходится увеличивать сечение проводов и кабелей, повышать мощность силовых трансформаторов, ну и конечно всё это сопровождается потерями активной и реактивной мощностей.

На промышленном предприятии уменьшение потребляемой реактивной мощности может быть достигнуто естественным путём, например улучшением режима работы приёмников, применением двигателей более совершенных конструкций, устранением их недогрузки, а также за счёт установки

специальных компенсирующих устройств. Одним из средств искусственной компенсации наиболее часто применяют батареи силовых конденсаторов, подключаемые параллельно к электросети. Их преимуществом являются простота, невысокая стоимость, недефицитность материалов, малые удельные собственные потери активной мощности. К недостаткам относятся невозможность плавного регулирования реактивной мощности, пожароопасность, наличие остаточного заряда.

Рассмотрим выбор КУ на ГПП.

Требуемая мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{КУ\text{требуемая}} = Q_{MAX} - P_{max} \cdot tg\varphi_{пред} \quad (55)$$

где  $P_{max}$  – максимальная активная мощность, МВт.

$tg\varphi_{пред}$  – предельное значение коэффициента реактивной мощности для 10 кВ составляет 0,4 согласно приказу №380 [12].

По заданным коэффициентам мощности определяем заданную максимальную реактивную мощность:

$$Q_3 = P_{max} \cdot tg\varphi_{зад} = 9,780 \cdot 0,4 = 3,912 \text{ MVar};$$

Мощность необходимых КУ на одну секцию шин.

$$Q_{КУ} = \frac{4,29 - 3,912}{2} = 0,2 \text{ MVar} \quad (56)$$

Фактическая мощность компенсирующего устройства:

$$Q_{КУ.i}^{\Phi} = S \cdot n \quad (57)$$

где  $n$  – количество устанавливаемых батарей конденсаторов;

$S$  – мощность батарей конденсаторов.

$$Q_{КУ}^{\Phi} = n \cdot S = 1 \cdot 0,45 = 0,45 \text{ MVar}. \quad (58)$$

Устанавливаем компенсирующие устройства БК-10-450 на каждую секцию шин.

Определяем некомпенсированную реактивную мощность для двух секций шин:

$$Q_{HECK.i} = Q_i - 2 \cdot Q_{KV.i}^{\Phi}; \quad (59)$$

$$Q_{HECK.3} = Q_3 - 2 \cdot Q_{KV.3}^{\Phi} = 4,29 - 2 \cdot 0,450 = 3,39 \text{ Мвар} \quad (60)$$

#### 4.4 Выбор числа и мощности трансформаторов на ГПП

Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к ГПП. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на ГПП. Повреждения трансформаторов на понижающих подстанциях, сопровождающиеся их отключением, довольно редки, однако с их возможностью следует считаться, особенно если к ГПП подключены потребители I и II категорий, не терпящие перерывов в электроснабжении. Поэтому, если подстанция питает потребителей указанных категорий, на ней должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из трансформаторов второй должен обеспечить полной мощностью названных потребителей. Практически это может быть достигнуто путем установки на ГПП двух трансформаторов, номинальная мощность каждого из которых будет рассчитана на 60...70 % максимальной нагрузки ГПП.

При оценке мощности, которая будет приходиться в послеаварийном режиме на оставшийся в работе трансформатор, следует учитывать его перегрузочную способность. В противном случае можно без достаточных оснований завысить установленную мощность трансформаторов и тем самым увеличить стоимость ГПП. В послеаварийных режимах допускается перегрузка трансформаторов до 140 % на время максимума (не более 6 ч в сутки на

протяжении не более 5 суток), при этом коэффициент заполнения суточного графика нагрузки не должен быть больше 0.75 (коэффициент заполнения графика нагрузки – отношение среднесуточного тока нагрузки к наибольшему току за сутки). Такая перегрузка может быть допущена при условии, что система обладает передвижным резервом трансформаторов. Следует учитывать, что при аварии на одном из параллельно работающих трансформаторов допускается отключение потребителей III категории. Практически это осуществимо в том случае, если потребители III категории питаются по отдельным линиям.

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{тр\text{расч}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{n_m \cdot k_{зонт}} \quad (61)$$

где  $S_{тр}$  – расчётная мощность трансформатора, МВА;

$P_{cp}$  – расчетная активная мощность, МВт;

$Q_{неск}$  – значение максимальной не скомпенсированной реактивной мощности, Мвар;

$n_m$  – число трансформаторов;

$k_{зонт}$  – оптимальный коэффициент загрузки.

Рассчитаем мощность трансформатора на ГПП:

$$S_{тр\text{расч}} = \frac{\sqrt{9,78^2 + 3,39^2}}{2 \cdot 0,7} = 7,4 \text{ МВА} \quad (62)$$

Принимаем трансформаторы ТДН 10000 [17]

Проверяем трансформатор на загрузку в нормальном режиме, при работе двух трансформаторов:

$$k_{3\text{ норм}} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n_m) \cdot S_{\text{тр}}} \quad (63)$$

$$k_{3n/a} = \frac{\sqrt{9,78^2 + 3,39^2}}{10 \cdot 2} = 0,52 \quad (64)$$

Условие выполняется.

Проверяем трансформатор на загрузку в послеаварийном режиме, т.е. при отключении одного трансформатора.

$$k_{3n/a} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n_m - 1) \cdot S_{\text{тр}}} \quad (65)$$

При этом должно выполняться условие:

$$k_{3n/a} \leq 1,4 \quad (66)$$

$$k_{3n/a} = \frac{\sqrt{9,78^2 + 3,39^2}}{10} = 1,04 \quad (67)$$

Условие выполняется, следовательно, трансформатор выбран, верно.



## 5 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Схемы электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество энергии у приемников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность ее дальнейшего развития и подключения новых потребителей. Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью.

Для построения рациональной конфигурации сети применяют повариантный метод, согласно которому для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов, и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший.

Первый вариант предусматривает строительство двух ВЛ-35 кВ от ВЛ-35 Райчихинская ГРЭС - Прогресс №1 до проектируемой ГПП 35/10 кВ, протяженностью 4 км и от Райчихинской ГРЭС с расширением ОРУ 35 кВ на одну линейную ячейку до проектируемой ГПП протяженностью 6 км. Первый вариант представлен на рисунке 3.

Второй вариант, предусматривает строительство двух воздушных линий 35 кВ от Райчихинской ГРЭС до ГПП, с расширением ОРУ 35 кВ на две линейных ячейки на Райчихинской ГРЭС. Второй вариант представлен на рисунке 4.

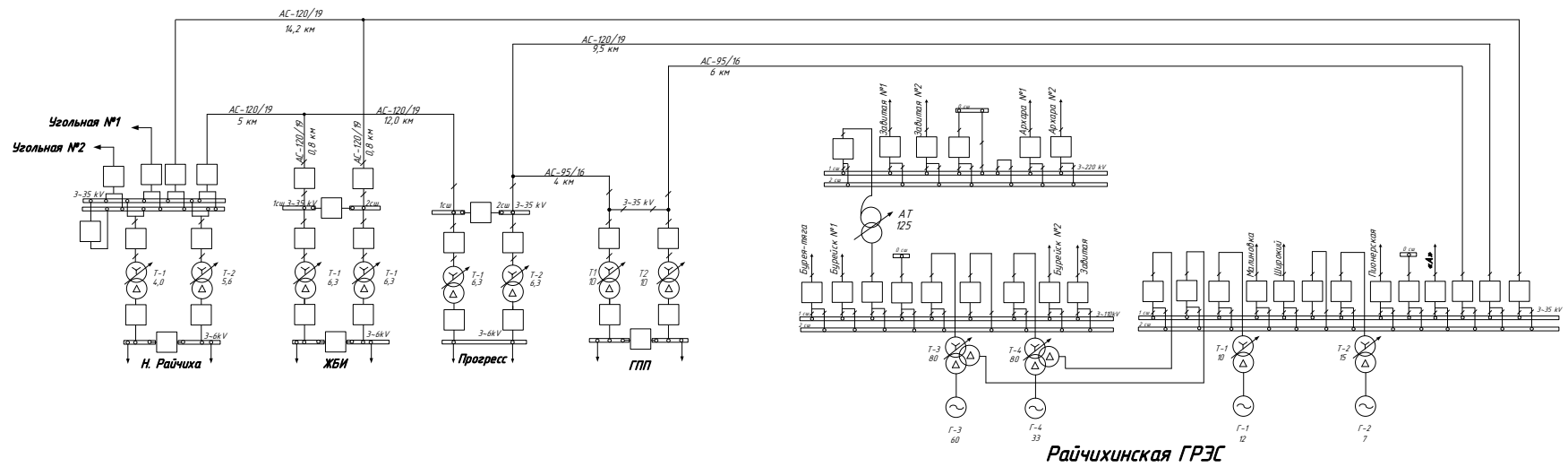


Рисунок 3 – 1 Вариант развития электрической сети

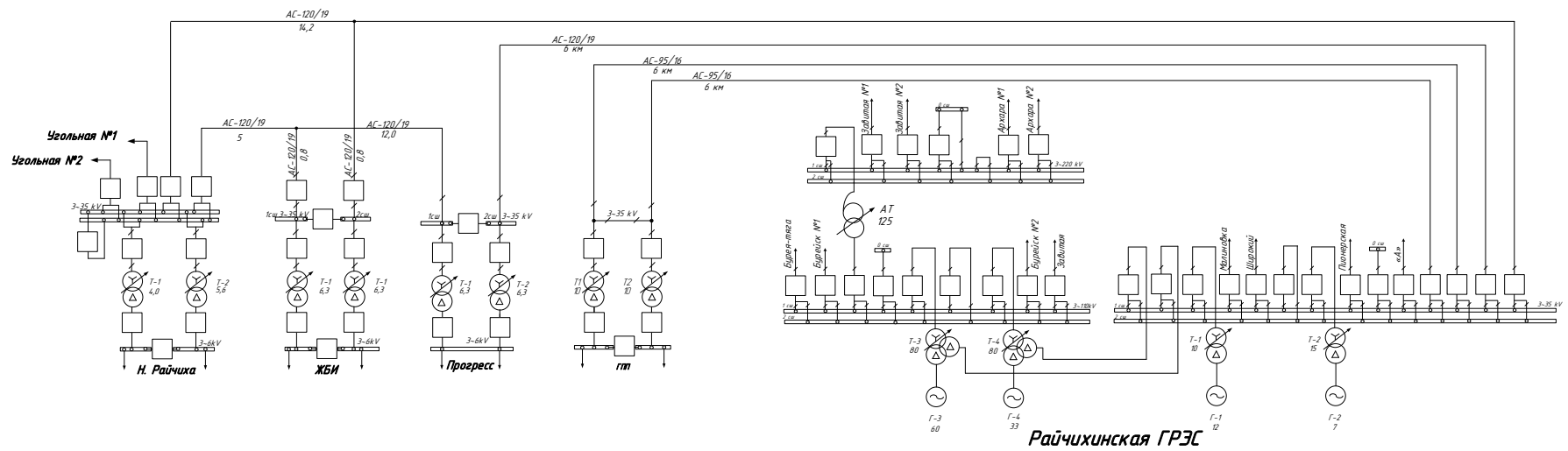


Рисунок 4 – 2 Вариант развития электрической сети

Отличие в разработанных вариантах заключается в длине линии, количестве выключателей.

Таблица 10 - Технический анализ вариантов

U <sub>ном</sub>	Линия	l, км	п <sub>цеп</sub>	Кол. Выключат.
1 Вариант				
35 кВ	отпайка на ГПП ВЛ 35 кВ Райчихинская ГРЭС-Прогресс и ВЛ 35 кВ ГПП - Райчихинская ГРЭС	10 <sup>1</sup>	2	4
2 Вариант				
35 кВ	ВЛ 35 кВ Райчихинская ГРЭС – ГПП	12	2	4

Критерием для выбора сечения проводников воздушных линий является минимум приведенных затрат. В качестве такого показателя при проектировании электрической сети 35 кВ является экономическая плотность тока.

Экономическое сечение проводов определяется по приведенному расчетному току, учитывающему изменение токовой нагрузки во времени:

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}^{\text{np}}}{j_{\text{эк}}}, \quad (68)$$

где  $S_{\text{эк}}$  – экономическое сечение провода, мм<sup>2</sup>;

$I_{\text{расч}}^{\text{np}}$  – приведенный расчетный ток, определенный с учетом фактора времени, А;

$j_{\text{эк}}$  – экономическая плотность тока провода, А/мм<sup>2</sup>.

Приведенный расчетный ток определяем по формуле:

$$I_{\text{расч}}^{\text{np}} = \alpha \cdot I_5,$$

где  $I_5$  – базисный ток, принимаемый по току пятого года эксплуатации, А;

$\alpha$  – поправочный коэффициент, зависящий от изменения тока во времени [19]:

$$\alpha = \sqrt{0,15 + 0,25(i_1 - 0,3)^2 + 0,35 \cdot (i_{\text{нб}} - 0,1)^2} \quad (69)$$

В этой формуле  $i_1 = I_1/I_5$  – расчетный ток первого года эксплуатации линии электропередачи, отнесенный к току пятого года;  $i_{нб} = I_{нб}/I_5$  – наибольший расчетный ток за пределами пятого года эксплуатации линии электропередачи, отнесенный к току пятого года.

Сечение, полученное в результате указанного расчета, округляется до ближайшего стандартного значения.

Для ВЛ 35 кВ  $I_{нб}$  принимаем равным расчетному току на уровне пятого года эксплуатации, который с учетом среднегодового прироста электропотребления равен:

$$I_{нб} = \frac{\sqrt{P_{max}^2 + Q_{max}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot \left(1 + \frac{n}{100}\right)^5, \quad (70)$$

где  $P_{max}$  – наибольшая активная мощность, протекающая по линии;

$Q_{max}$  – наибольшая реактивная мощность, протекающая по линии.

$$I_{нб} = \frac{\sqrt{9,78^2 + 3,39^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} \cdot \left(1 + \frac{4,2}{100}\right)^5 = 129 \text{ A}$$

$$\alpha = \sqrt{0,15 + 0,25(83,9 / 105 - 0,3)^2 + 0,35 \cdot (129 / 105 - 0,1)^2} = 0,811$$

$$I_{расч}^{np} = 0,811 \cdot 105 = 85,16 \text{ A}$$

$$S_{эк} = \frac{85,16}{1,1} = 77 \text{ мм}^2$$

Принимаем на ГПП ВЛ 35 кВ провода марки АС-95/16.

Для первого варианта схемы внешнего электроснабжения необходимо проверить сечение существующей линии ВЛ 35 кВ Райчихинская ГРЭС - Прогресс. Существующее сечение провода АС 95, на 23 опоре идет присоединение, необходимо до 23 опоры проверить сечение провода АС 95

$$I_{нб} = \frac{\sqrt{16,33^2 + 8,24^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} \cdot \left(1 + \frac{4,2}{100}\right)^5 = 223 A$$

$$\alpha = \sqrt{0,15 + 0,25(145 / 181 - 0,3)^2 + 0,35 \cdot (223 / 181 - 0,1)^2} = 0,67$$

$$I_{расч}^{нр} = 0,67 \cdot 181 = 121,44 A$$

$$S_{эк} = \frac{121,44}{1,1} = 110,4 \text{ мм}^2$$

Необходима замена существующего сечение провода АС 95/16 на сечение 120/19.

Согласно данным контрольного замера 16.12.2021 загрузка трансформаторов на Райчихинской ГРЭС с вновь водимой нагрузкой составит Т1- 65 %, Т2 - 48 %.

## 5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ДВУХ ВАРИАНТОВ

Обоснование решений при проектировании электрических сетей осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети, путем оценки их сравнительной эффективности. Обоснование решений производится по минимуму затрат при условии, что сравниваемые варианты обеспечивают одинаковый энергетический эффект.

### Определение капитальных вложений в сеть

Большое распространение в технико-экономическом анализе получили укрупненные технико-экономические показатели, которые рассчитываются на основе проектно-сметных данных, опыта строительства и эксплуатации. Укрупненные технико-экономические показатели используются при сравнении вариантов энергетических сооружений, схем энергоснабжения и т.п. Они дают возможность достаточно просто определять капитальные затраты. Укрупненные стоимостные показатели приведены в базовых сметных ценах 2000г.

Капитальные вложения определяются по формуле:

$$K = K_{ВЛ} + K_{П/С} \quad (71)$$

где  $K_{ВЛ}$  – капиталовложения в воздушные линии;

$K_{П/С}$  – капиталовложения в ГПП.

При определении фактических цен электросетевого строительства принимают индекс перехода от базовых цен 2000г. к текущим ценам.

Капиталовложения в воздушные линии определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = k_0 \cdot l \cdot k_{пер} \quad (72)$$

где  $k_0$  – стоимость одного километра строительства линии в ценах 2000 г.;

$k_{пер}$  – коэффициент переоценки (индекс цен).

Согласно письму Федерального агентства по строительству и жилищно коммунальному хозяйству №1951-ВТ/10 от 01.01.2021 индекс изменения

сметной стоимости технологического оборудования относительно 2000г. составляет 3,86. С учетом повышающего зонального коэффициента Дальнего Востока он составляет по воздушным линиям: 7,15; по подстанциям: 6,41.

Таблица 11 – Капиталовложения в ВЛ:

U <sub>ном</sub>	Линия	Марка провода	пцеп	l, км	к <sub>0</sub> , тыс. руб./км	Квл руб.
1 Вариант						
35 кВ	отпайка на ГПП ВЛ 35 кВ Райчихинская ГРЭС-Прогресс и ВЛ 35 кВ ГПП - Райчихинская ГРЭС	АС-120 АС-95	2	10	4920	251,3 млн. руб.
2 Вариант						
35 кВ	ВЛ 35 кВ Райчихинская ГРЭС – ГПП	АС-95	2	12	4163	249,8 млн. руб.

Капитальные вложения на ГПП определяются по формуле:

$$K_{П/С} = (K_{ОРУ} + K_{тр} + K_{ку} + K_{пост})k_{пер}, \quad (73)$$

где  $K_{ОРУ}$  – укрупненные показатели стоимости открытых распределительных устройств (ОРУ) [19];

$K_{тр}$  – укрупненные показатели стоимости трансформаторов, тыс.руб.;

$K_{ку}$  – укрупненные показатели стоимости компенсирующих устройств, тыс.руб. [19];

$K_{пост}$  – постоянные затраты на строительство подстанций [19].

Произведем сравнение капиталовложений в оба варианта.

Для первого и второго варианта:

$$K_{П/С} = (40 + 8 + 0 + 28) \cdot 6.41 = 439,5 \text{ млн. руб.}$$

В эксплуатационные издержки входят:

Суммарные затраты электросетевых хозяйств на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей по укрупнённым стоимостным показателям:

$$И_{РЭО} = \alpha_{РЭО} \cdot K, \quad (74)$$

где  $\alpha_{рЭО}$  – нормы отчислений на обслуживание [19].

1) Амортизационные отчисления:

$$I_a = K \cdot \alpha, \quad (75)$$

где  $K$  – капиталовложения в ВЛ и ГПП;

$\alpha$  – норма амортизационных отчислений для силового оборудования.

Результаты расчётов сводятся в таблицу 12.

Таблица 12 – Издержки

Издержки	1 Вариант	2 Вариант
$I_a$ , тыс. руб.	35065	34498
$I_z$ , тыс. руб.	31198	31098
Суммарные издержки	66263	65499

Оценку экономичности вариантов произведем по эквивалентным годовым расходам с учётом ущерба, по формуле:

$$Z_{ср.г} = E \cdot K + I \quad (76)$$

где  $E$  – норматив дисконтирования, меняющийся в зависимости от ставки рефинансирования ЦБ; принимается равным 0,1;

$K$  – капитальные вложения;

$I$  – суммарные эксплуатационные издержки.

Таблица 13 – Сравнение вариантов

Эквивалентные годовые расходы	1 Вариант	2 Вариант
$Z$ , руб	675,23 млн. руб.	657,85 млн. руб.

Суммарные эквивалентные годовые расходы у двух вариантов разница меньше 5%. По результатам технико-экономических расчётов и с учетом надежности ПС Прогресс, ПС Новорайчиха, ПС ЖБИ, оптимальным считается вариант 2, подключение от Райчихинской ГРЭС двумя воздушными линиями.



## 6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ 0,4 кВ И ВЫБОР НИЗКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Короткими замыканиями называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо и эффективно-заземленными нейтралью, а также витковые замыкания в электрических машинах. Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Чаще всего КЗ происходят через переходное сопротивление, например, через сопротивление электрической дуги, возникающей в месте повреждения изоляции. Иногда, возникает металлическое КЗ без переходного сопротивления. Для упрощения анализа в большинстве случаев при расчете токов КЗ рассматривают металлическое КЗ без учета переходных сопротивлений. Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики.

### 6.1 Расчет токов короткого замыкания отделения переработки пластика и стекла

#### 6.1.1 Расчет трехфазных токов КЗ

Сети промышленных предприятий напряжением до 1 кВ характеризуются большой протяженностью и наличием большого количества коммутационно-защитной аппаратуры. При напряжении до 1 кВ даже небольшое сопротивление оказывает существенное влияние на ток КЗ. Поэтому в расчетах учитывают все сопротивления короткозамкнутой цепи, как индуктивные, так и активные. Кроме того, учитывают активные сопротивления всех переходных контактов в этой цепи, [3].

Сопротивление системы определяется по следующей формуле:

$$x_c = x_1 = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{Kc}^{(3)}} \left( \frac{U_{Б.СТ}}{U_c} \right)^2 \cdot 10^3, \quad (77)$$

где  $U_c$  – напряжение системы, в данном случае равно 10,5 кВ;

$U_{Б.СТ}$  – напряжение базисной ступени, в данном случае равно 0,4 кВ;

$I_{КС}^{(3)}$  – трехфазный ток короткого замыкания системы, т.к. не задан принимаем равным 10000 А.

$$x_c = x_1 = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 10000} \left( \frac{0,4}{10,5} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,87 \text{ Ом.}$$

Сопротивления цехового трансформатора определяются по формулам:

$$r_{ЦТ} = \frac{\Delta P_K}{S_{НОМ}} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}}, \quad (78)$$

$$x_{ЦТ} = \sqrt{\left( \frac{U_{К, \%}}{100} \right)^2 - \left( \frac{\Delta P_K}{S_{НОМ}} \right)^2} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} \cdot 10^6 \quad (79)$$

Для трансформатора ТМГ-630/10: кВт,  $\Delta P_K = 2,65 \% \text{ кВт}$  и  $u_{К, \%} = 4,5 \%:$

$$r_{ЦТ} = \frac{2,65}{630} \cdot \frac{0,4^2}{630} \cdot 10^6 = 16,6 \text{ Ом};$$

$$x_{ЦТ} = \sqrt{\left( \frac{4,5}{100} \right)^2 - \left( \frac{2,65}{630} \right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{630} \cdot 10^6 = 41,8 \text{ Ом.}$$

Сопротивления шинопроводов и кабелей определяются по формуле:

$$\begin{cases} r = r_0 \cdot l; \\ x = x_0 \cdot l, \end{cases} \quad (80)$$

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

$l$  – длина линии, м.

Сопротивления трансформатора тока, автоматических выключателей и контактов берется из справочных данных.

Ток трехфазного КЗ определяется по формуле, [3]:

$$I_K = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_{\Sigma}^2}} \quad (81)$$

Составляем схему замещения электрической сети.

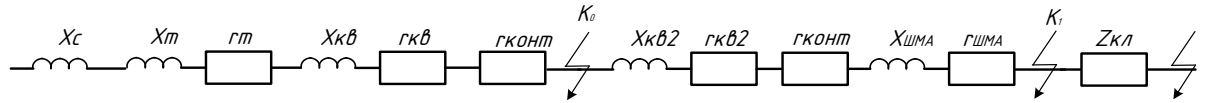


Рисунок 5 – Схема замещения для участка цепи, выполненного ШМА-73

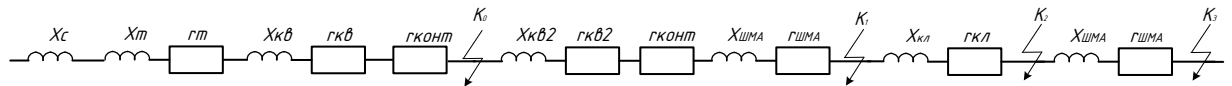


Рисунок 6 – Схема замещения для ШРА №1, №2 -630

Произведем расчет тока трехфазного КЗ для точки К0.

Суммарное активное и реактивное сопротивление для точки К0:

$$r_{\Sigma K0} = r_T + r_{кв} + r_{кон} \quad (82)$$

$$r_{\Sigma K0} = 16,6 + 1 + 15 = 33,3 \text{ Ом};$$

$$x_{\Sigma K0} = x_C + x_T + x_{кв} \quad (83)$$

$$x_{\Sigma K0} = 41,7 + 0,42 + 0,2 = 42,7 \text{ Ом}.$$

Полное суммарное сопротивление для точки К0:

$$z_{\Sigma K0} = \sqrt{r_{\Sigma K0}^2 + x_{\Sigma K0}^2} \quad (84)$$

$$z_{\Sigma K0} = \sqrt{33,3^2 + 42,7^2} = 54,1 \text{ Ом}.$$

Ток периодической составляющей:

$$I_{ПОК0} = \frac{U_{номНН}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma K0}} \quad (85)$$

$$I_{ПОК0} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 54,1} = 4,3 \text{ кА}.$$

Постоянная времени определим по формуле:

$$T_a = \frac{x_{\Sigma K0}}{314 \cdot r_{\Sigma K0}} \quad (86)$$

$$T_a = \frac{42,7}{314 \cdot 33,3} = 0,0041.$$

Ударный ток:

$$I_{y\partial K0} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{пoкo}} \cdot (1 + e^{\frac{-6,01}{T_a}}) \quad (87)$$

$$I_{y\partial K0} = \sqrt{2} \cdot 4,3 \cdot (1 + e^{\frac{-6,01}{0,0041}}) = 6 \text{ кA}.$$

Аналогично рассчитываем токи для остальных точек, результаты сведены в таблицу 14.

Таблица 14 – Расчет трехфазных токов КЗ

Точка КЗ	$r_{\Sigma K0}$ , Ом	$x_{\Sigma K0}$ , Ом	$z_{\Sigma}$ , Ом	$I_{no}$ , кА	$T_a$	$I_{y\partial}$ , кА
К-0	33,3	42,7	54,1	4,3	0,0041	6
К-1	41,2	44,5	60,7	3,8	0,0034	5,4
К-2	51,6	45	68,5	3,4	0,0028	4,8
К-3	33,8	43,6	55,2	4,2	0,0041	5,9
К-4	87,7	44,3	98,3	2,4	0,0016	3,3

### 6.1.2 Расчет однофазных токов КЗ

В качестве несимметричного короткого замыкания рассчитаем однофазное КЗ. Принцип расчёта остаётся тот же, однако при несимметричных коротких замыканиях появляется обратная и нулевая последовательность, а также изменяется сопротивление некоторых элементов схемы. В приближённых расчётах сопротивление обратной последовательности можно принять равным сопротивлению прямой последовательности.

Ток однофазного КЗ определяется по формуле, [3]:

$$I_R^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}{\sqrt{(r_{1\Sigma} + r_{2\Sigma} + r_{0\Sigma})^2 + (x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}}, \quad (88)$$

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.

Для трансформаторов с обмоткой соединения Д/У-11 активные и реактивные сопротивления обратной и нулевой последовательности равны сопротивлениям прямой последовательности ( $r_{1T} = r_{2T} = r_{0T}$  и  $x_{1T} = x_{2T} = x_{0T}$ ). Для шинпроводов:  $r_1 = r_2 = r_0$  и  $x_1 = x_2$ ,  $x_0 = 2 \cdot x_1$ . Для трехжильных кабелей:  $r_1 = r_2 = r_0$  и  $x_1 = x_2$ ,  $x_0 = 4 \cdot x_1$ . Сопротивление системы:  $x_{C1} = x_{C2}$ .

$$x_C = x_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}{I_{кз}^{(1)}} - 2 \cdot x_{C1}, \quad (89)$$

где  $I_{кз}^{(1)}$  – однофазный ток короткого замыкания системы, т.к. не задан принимаем равным 8300 А.

$$x_C = x_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot 10500}{8300} - 2 \cdot 0,88 = 0,431 \text{ Ом.}$$

Произведем расчет тока однофазного КЗ для точки К0.

$$r_{\Sigma K0} = r_T + r_{TT} + r_{ли} + r_{ав} + r_{к} + r_{д} \quad (90)$$

$$r_{\Sigma K0} = 16,6 + 0,07 + 0,004 + 0,7 + 1 + 15 = 33,3 \text{ Ом.}$$

$$x_{\Sigma K0} = x_{C0} + x_T + x_{TT} + x_{ав} \quad (91)$$

$$x_{\Sigma K0} = 0,8 + 41,7 + 0,42 + 0,2 = 42,7 \text{ Ом.}$$

Ток однофазного КЗ определяется по формуле:

$$I_{K1} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}{\sqrt{(2 \cdot r_{\Sigma K0} + r_{\Sigma K0})^2 + (2 \cdot x_{\Sigma K0} + x_{\Sigma K0})^2}} \quad (92)$$

$$I_{K1} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 33,3 + 33,3)^2 + (2 \cdot 43,1 + 42,9)^2}} = 4,2 \text{ кА.}$$

Аналогично рассчитываем токи для остальных точек, и результаты сведены в таблицу 15.

Таблица 15 – Расчет однофазных токов КЗ для первого варианта

Точка КЗ	$x_{\Sigma K0}$ , Ом	$r_{\Sigma K0}$ , Ом	$I_{K1}$ , кА
К-0	33,3	42,6	4,2
К-1	41,2	47,5	3,8
К-2	51,6	45	3,4
К-3	33,8	43,6	4,2
К-4	87,7	44,1	2,4

## 6.2 Выбор и проверка плавких предохранителей

Для защиты электроприемников цеха переработки мусороперерабатывающего завода используются плавкие вставки предохранителей.

Условия выбора плавкого предохранителя, [17]:

а) номинальное напряжение предохранителя должно быть равно или больше номинального напряжения электрической сети;

$$U_{ном.п} \geq U_{сети} \quad (93)$$

б) номинальный ток плавкой вставки выбирают по расчётному току защищаемой цепи и отстраивают от токов кратковременной перегрузки;

$$I_{ном.вст} \geq I_p \quad (94)$$

$$I_{п.вст} \geq \frac{I_n}{2,5}, \quad (95)$$

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

$I_p$  – расчетный ток линии, А;

$I_n$  – пиковый ток, А.

$$I_{II} = K_{II} \cdot I_{номЭП}, \quad (96)$$

где  $K_{II}$  – кратность пуска.

Для примера выберем плавкую вставку для питателя:

$$I_p = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} \quad (97)$$

$$I_p = \frac{75}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,9} = 120,4 \text{ А}$$

$$I_n = \frac{I_p \cdot 5}{2,5} \quad (98)$$

$$I_n = \frac{120,4 \cdot 5}{2,5} = 241 \text{ А}$$

Выбираем плавкую вставку по кривым на ток  $I_{н.вст} = 200 \text{ А}$  и предохранитель ПН2-250.

Аналогично производится выбор предохранителей для остальных электроприемников. Результаты выбора представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор предохранителей отделения переработки пластика и стекла

Электроприемники	$I_p, \text{ А}$	$I_n, \text{ А}$	$I_{н.вст}, \text{ А}$	Марка предохранителя
1	2	3	4	5
Вентиляторы	120.4	241	250	ПН2-250
Пластинчатый питатель	56.2	112,4	125	ПН2-250
Конвейер	104.4	208,8	250	ПН2-250
Биотермический барабан	297.1	594,2	630	ПН2-630
Электромагнитный сепаратор	88.3	176,6	200	ПН2-250

1	2	3	4	5
Барабанный грохот	35.3	70,6	80	ПН2-100
Дробилка для компоста	144.5	289	315	ПН2-400
Конвейер для штабеля компоста	17.7	35,4	40	ПН2-100
Пакетированный пресс	12.04	24,08	25	НПН2-63

Проверка предохранителей по согласованию выбранной вставки с сечением выбранного кабеля:

Рассмотрим на примере вентилятора:

$$I_{вст} \leq 3 \cdot I_{дл доп}, \quad (99)$$

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

$I_{дл доп}$  – длительно допустимый ток кабеля, А.

Выбранный ранее кабель [таблица 8] АВВГ 3х70 с длительно допустимым током 165 А.

$$250 \leq 3 \cdot 165 = 495 \text{ А}$$

Условие соблюдается.

Проверка по чувствительности током КЗ:

$$I_{кз мин}^I \leq 3 \cdot I_{вст}, \quad (100)$$

$$540 \leq 3 \cdot 250 = 750 \text{ А}$$

### **6.3 Выбор и проверка автоматических выключателей отделения переработки пластика и стекла мусороперерабатывающего завода**

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока. Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах.



Автоматические выключатели могут иметь следующие встроенные в них расцепители:

- 1) с электромагнитным или с электронным расцепителем максимального тока мгновенного или замедленного действия;
- 2) с электротермическим или с электронным инерционным расцепителем максимального тока с зависимой от тока выдержкой времени;
- 3) с расцепителем тока утечки;
- 4) с расцепителем минимального напряжения;
- 5) с расцепителем обратного тока или обратной мощности;

Условия выбора и проверки автоматического выключателя:

1. Соответствие номинального напряжения автоматического выключателя номинальному напряжению сети:

$$U_{ном.в} \geq U_{ном.с}; \quad (101)$$

2. Номинальный ток расцепителя должен быть не меньше наибольшего расчетного тока нагрузки, длительно протекающего по защитному элементу:

$$I_{ном.расц} \geq I_p; \quad (102)$$

3. Проверка осуществляется по току электромагнитного расцепителя:

$$I_{с.о.} \geq k_n I_n, \quad (103)$$

где  $I_n$  - пиковый (пусковой) ток ЭП;

$k_n$  - коэффициент надежности отстройки,  $k_n = 1,25$ .

Для защиты группы электродвигателей, например, присоединенных к одному СП, пиковый ток определяется по выражению:

$$I_n = (k_n - 1) \cdot I_{м.ном} + I_p, \quad (104)$$

где  $I_{м.ном}$  - номинальный ток самого мощного электродвигателя группы;

$I_p$  - расчетный ток группы электродвигателей;

$k_n$  - кратность пуска.

4. Определяем ток электромагнитного расцепителя:

$$I_{ср.э} \geq 8I_{номрасц} \quad (105)$$

5. Проверка по согласованию с тепловым расцепителем:

$$I_{н.расц} \leq 1,5 \cdot I_{дл.доп} . \quad (106)$$

Для примера выберем АВ для ШМА:

$$I_{норм.расч} = \frac{S_{р.мп}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}} = \frac{1038}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1498 \text{ A}$$

Выбираем автоматический выключатель ВА53-43 с номинальным током расцепителя 1600 А.

Проверим выключатель по вышеуказанным условиям:

- по величине тока:

$$I_{ном} \geq I_{норм.расч}, 1600 \text{ A} > 1498 \text{ A}$$

- коммутационной способности:

$$I_{откл.ном} \geq I_{п0}, 20 \text{ кА} > 1,3 \text{ кА}$$

- по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{п0\min}^{(1)} \geq 1,25 \cdot I_{ср.расц}, 1,2 \text{ кА} \geq 0,72 \text{ кА}$$

Все условия выполняются, следовательно, автомат был выбран правильно.

Для остальных шинопроводов выбор автоматических выключателей аналогичный и приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Результаты выбора автоматических выключателей цеха переработки мусороперерабатывающего завода

Название элемента	$I_{расч.}, А$	$I_{ном.}, А$	$I_{ном.расц}, А$	$I_{кз}^{(1)}, А$	Марка выключателя
ШМА - 73	1498	1600	1520	5100	ВА54-43
ШРА - 630	300,5	630	580	2450	ВА54-41
ШРА - 630	272,2	630	320	1230	ВА54-41
ШТМ - 73	191	250	320	2560	ВА53-39
ШОС	52,6	100	120	960	ВА52-37

## 7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ШИНАХ ГПП И ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ НА ГПП

### 7.1 Расчет токов короткого замыкания на шинах ГПП

Составляем расчетную схему электроустановки с указанием расчетных точек, в которых необходимо определить токи КЗ.

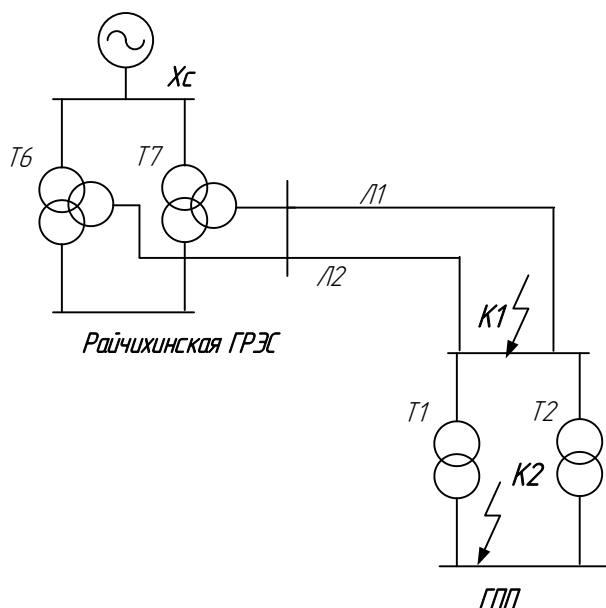


Рисунок 5 – Расчетная схема сети для расчета токов КЗ

Схема замещения выглядит следующим образом.

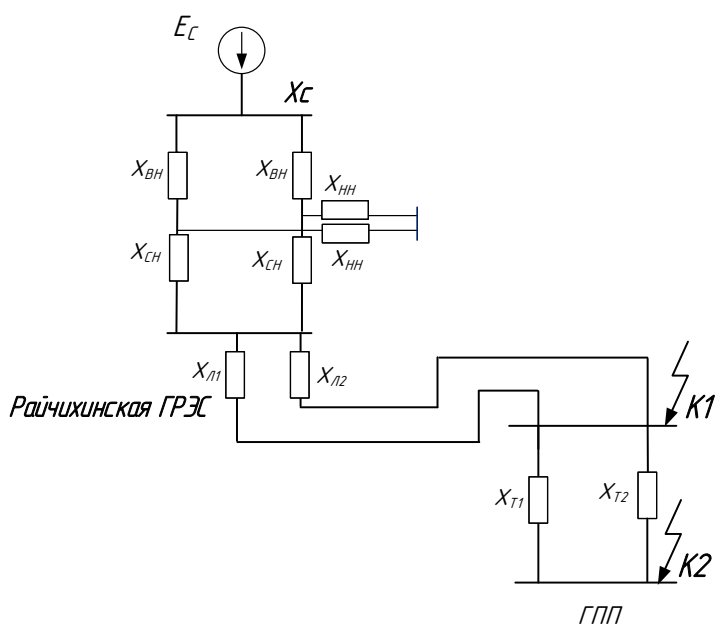


Рисунок 6 – Схема замещения для расчёта тока КЗ на шинах 35 и 10 кВ

В качестве примера рассчитаем точки КЗ 1, КЗ 2. Рассчитаем параметры схемы замещения, найдём сопротивление всех элементов.

Сопротивление системы определяется выражением:

$$X_C = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot I_{IIO}^{(3)} \cdot U_{cp.ном}} \quad (107)$$

где  $I_{IIO}^{(3)}$  – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ для момента начала КЗ (информация взята с преддипломной практики).

$$X_C = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 12.3 \cdot 37} = 0,127 \text{ о.е.},$$

Параметры питающих линий:

Райчихинская ГРЭС – ГПП:

$L_{л1,2} = 12$  км, марка провода АС-95,  $x_0 = 0,421$  Ом/км;

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_1^2} \quad (108)$$

$$X_{л1,2} = 0,421 \cdot 12 \cdot \frac{100}{35^2} = 0,34 \text{ о.е.}$$

$$X_1 = \frac{X_{л1} \cdot X_{л2}}{X_{л1} + X_{л2}} = \frac{0,34 \cdot 0,34}{0,34 + 0,34} = 0,17 \text{ о.е.} \quad (109)$$

Сопротивление трансформаторов на ГПП:

$$X_{mp} = \frac{1}{2} \cdot \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{mp}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{10} = 0,51 \text{ о.е.} \quad (110)$$

Сопротивление трансформаторов на Райчихинской ГРЭС:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{KBH} + U_{KBC} - U_{KCH}) = 0,5 \cdot (20 + 12,5 - 6,5) = 13\% \quad (111)$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{KBC} + U_{KCH} - U_{KBH}) = 0,5 \cdot (12,5 + 6,5 - 20) = 0,5\% \quad (112)$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{KCH} + U_{KBH} - U_{KBC}) = 0,5 \cdot (6,5 + 20 - 12,5) = 7\% \quad (113)$$

$$X_{TB} = \frac{U_{KB\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{T2}} = \frac{13}{100} \cdot \frac{100}{80} = 0,52 \text{ o.e.} \quad (114)$$

$$X_{TH} = \frac{U_{KH\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{T2}} = \frac{7}{100} \cdot \frac{100}{80} = 0,28 \text{ o.e.} \quad (115)$$

$$X_{TC} = 0 \text{ o.e.} \quad (116)$$

$$X_2 = \frac{1}{2} \cdot X_{TB} = \frac{1}{2} \cdot 0,52 = 0,26 \text{ o.e.} \quad (117)$$

Эквивалентуем схему замещения:

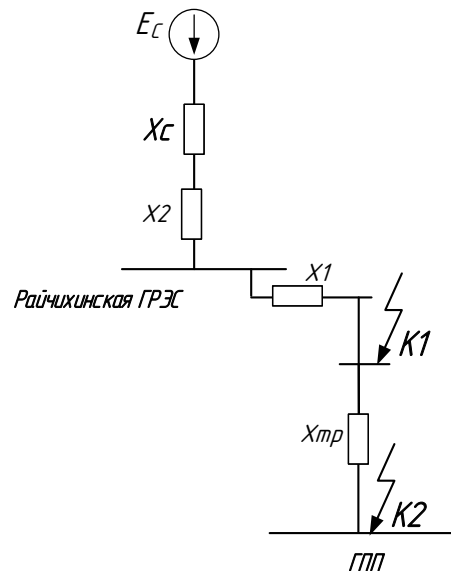


Рисунок 7 – Преобразование схемы замещения

Суммарное сопротивление до точки К1:

$$X_{\Sigma K1} = X_c + X_2 + X_1 = 0,127 + 0,26 + 0,17 = 0,56 \text{ o.e.} \quad (118)$$

Суммарное сопротивление до точки К2:

$$X_{\Sigma K2} = X_{мп} + X_{\Sigma K1} = 0,51 + 0,56 = 1,07 \text{ o.e.} \quad (119)$$

Определяем базисные токи:

$$I_{\bar{6}} = \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{6}}} \quad (120)$$

$$I_{\bar{6}1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА}$$

$$I_{\bar{6}2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{\text{пок1}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 1}} \cdot I_{\bar{6}1} = \frac{1}{0,56} \cdot 1,56 = 2,8 \text{ кА} \quad (121)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_{\text{пок2}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 2}} \cdot I_{\bar{6}2} = \frac{1}{1,07} \cdot 5,5 = 5,14 \text{ кА}$$

Определим ударные токи по следующей формуле:

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot k_{y\delta} \quad (122)$$

Согласно [24, с.110] принимаем средние значение  $k_{y\delta} = 1,608$  для точки К1,  $k_{y\delta} = 1,369$  для точек К2. Тогда ударные токи будут равны:

$$I_{y\delta 1} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.1} \cdot k_{y\delta 1} = \sqrt{2} \cdot 2,8 \cdot 1,608 = 6,4 \text{ кА},$$

$$I_{y\delta 2} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.2} \cdot k_{y\delta 2} = \sqrt{2} \cdot 5,14 \cdot 1,369 = 9,95 \text{ кА}.$$

В качестве несимметричного тока короткого замыкания рассчитаем ток двухфазного КЗ, по следующей формуле:

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0} \quad (123)$$

Тогда токи составят:

$$I_{K31}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0.1} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,8 = 2,4 \text{ кА},$$

$$I_{K33}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0.2} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,14 = 4,45 \text{ кА}.$$

## 7.2 Выбор и проверка выключателей 35 кВ

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

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

- напряжению:  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$ ;
- длительному току :  $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}}$ ;  $k_{\text{пт}} I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$ .

Проверку выключателей следует производить на симметричный ток отключения по условию:  $I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$ .

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}} / 100 \geq i_{\text{ат}}, \quad (124)$$

где  $i_{\text{а.ном}}$  – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ ;

$\beta_{\text{норм}}$  – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %;

$i_{\text{ат}}$  – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов  $\tau$ ;

$\tau$  – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов:

$$t = t_{3 \text{ min}} + t_{\text{с.в}}, \quad (125)$$

где  $t_{3 \text{ min}}$  – минимальное время действия релейной защиты;  $t_{\text{с.в}}$  – собственное время отключения выключателя.



По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}, I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{п0}},$$

где  $i_{\text{вкл}}$  – наибольший пик тока включения (по каталогу);

$i_{\text{уд}}$  – ударный ток КЗ в цепи выключателя;

$I_{\text{вкл}}$  – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей);

$I_{\text{п0}}$  – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}; I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}, \quad (126)$$

где  $i_{\text{пр.скв}}$  – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

$I_{\text{пр.скв}}$  – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ [8].

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}, \quad (127)$$

где  $I_{\text{тер}}$  – ток термической стойкости по каталогу;

$t_{\text{тер}}$  – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу, с;

$B_{\text{к}}$  – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля) по расчету:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \text{кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (128)$$

где  $t_{\text{откл}}$  – расчетная продолжительность КЗ.

$T_{\text{а}}$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$B_k = 2,8^2 \cdot (3 + 0,01) = 19,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбираем колонковый элегазовый выключатель ВГТ-35П-40/630 с пружинным приводом типа ППрК.

Для проверки отключающей способности определим значения аperiodической и периодической составляющей тока КЗ для момента времени  $\tau$ .

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов равно:

$$t = 0,01 + t_{c,e} = 1 + 0,015 = 1,015 \text{ с.}$$

Аperiodическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 2,8 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 0,88 \text{ кА.}$$

Для определения действующего значения периодической составляющей  $I_{\tau t}$  в любой момент КЗ  $t$  используется метод типовых кривых. Он основан на использовании кривых изменения во времени отношения действующих значений периодической составляющей тока КЗ от генератора в произвольный и начальный моменты времени, т. е.  $\gamma_t = I_{\tau t} / I_{n0} = f(t)$ , построенных для разных удаленностей точки КЗ. Метод типовых кривых целесообразно применять в тех случаях когда точка КЗ находится у выводов генераторов или на небольшой электрической удаленности от них. Если же энергосистема связана с точкой КЗ непосредственно как в нашем случае, то действующее значение аperiodической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным  $I_{\tau t} = I_{n0} = \text{const}$ .

Определим номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot b_{норм} \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 12,5}{100} = 7,07 \text{ кА.}$$

Термическая стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 12,5^2 \cdot 1 = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне ВН:

$$I_{max p} = \frac{1,4 \cdot S_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot \sqrt{9,78^2 + 3,39^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,239 \text{ кА.} \quad (129)$$

Результаты выбора выключателя на ГПП сведены в таблице 18.

Таблица 18 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=35 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном}=35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=630 \text{ А}$	$I_{max}=239 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
$I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{пт}=2,8 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$
$i_{a.ном}=7,07 \text{ кА}$	$i_{ат}=2,4 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \geq i_{ат}$
$I_{пр.скв}=12,5 \text{ кА}$	$I_{п0}=2,8 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
$i_{дин}=42 \text{ кА}$	$i_{оа}=6,4 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\epsilon}=19,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$

Как видно из результатов выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

### 7.3 Выбор и проверка разъединителей 35 кВ

Высоковольтные разъединители применяются для электрического разделения высоковольтных сетей. В отключенном положении они образуют видимый изоляционный промежуток. Высоковольтные разъединители производят переключение без нагрузки.

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей находящихся под током.

На высокой стороне выбираем разъединители РГ-35/630 УХЛ1 с двигательным электроприводом типа ПД-14УХЛ1.

Таблица 19 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=35$ кВ	$U_{сет.ном}=35$ кВ	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=630$ А	$I_{max}=239$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$
$i_{дин}=42$ кА	$i_{уд}=6,4$ кА	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$
для главных ножей: $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1350$ кА <sup>2</sup> ·с	$B_k = 19,7$ кА <sup>2</sup> ·с	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
для заземляющих ножей: $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 156$ кА <sup>2</sup> ·с	$B_k = 19,7$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$

Как видно из результатов разъединитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

#### 7.4 Выбор и проверка трансформаторов тока 35 кВ

Трансформатор тока - это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи. На вводных ячейках устанавливаем ТТ на каждой фазе, на отходящих линиях и на секционном выключателе достаточно двух ТТ.

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

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} ,$$

где  $Z_2$  - вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2ном}$  - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в

выбранном классе точности.

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

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

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}; \quad (129)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине  $l$  соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм<sup>2</sup> по меди и 4 мм<sup>2</sup> по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно - 6 и 10 мм<sup>2</sup>. Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что  $Z_{\text{пров}} = R_{\text{пров}}$ .

На стороне ВН выберем трансформатор тока ТГ145 -35У1. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3020	0,6	-	-
Ваттметр	СВ3020	0,07	-	0,07
Варметр	СР3020	0,07	-	0,07
Счетчик АЭ и РЭ	Энергомера СЕ 301	7,5	7,5	7,5
ИТОГО		8,24	7,5	7,64

$Z_{2\text{ном}} = 15$  Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока

$\sum r_{\text{приб}}$  - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока:

$$\Sigma r_{\text{приб}} = \frac{\Sigma S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2} = \frac{8,24}{5^2} = 0,329 \text{ Ом}, \quad (130)$$

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

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным  $R_K = 0,1$  Ом.

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (131)$$

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

$\rho = 0,028$  - удельное сопротивление материала (алюминий).

Принимаем кабель АКРНГ с сечением  $4 \text{ мм}^2$ , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0,028 \cdot 85}{4} = 0,595 \text{ Ом}. \quad (132)$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_K = 0,329 + 0,595 + 0,1 = 1,024 \text{ Ом}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 21.

Таблица 21 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 300 \text{ А}$	$I_p = 239 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_{2\text{ном}} = 15 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,024 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 6,4 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 156 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 19,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

### **7.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 35 кВ**

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$

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

$S_{2\Sigma}$  - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Трансформаторы напряжения также как и трансформаторы тока выбираются цифровые.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие класса точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи  $S_{2\text{ расч.}}$

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно

работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений. Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 22.

Таблица 22 - Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

Параметр	Условия выбора
Напряжение	$U_{ном} \geq U_{раб}$
Класс точности	$\Delta U_{доп} \leq \Delta U$
Ном. мощ. вторичной цепи, ВА	$S_{2Н} \geq S_{2расч}$

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин. Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения.

На сторону ВН ГПП выбираем трансформатор напряжения НАМИ - 35 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 23.

Таблица 23 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{обм},$ ВА	sin	cos	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	СВ3020	4	0	1	1	4	0
Ваттметр	СР3020	5	0,91	0,42	2	10	4,2
Варметр	СР3020	5	0,91	0,42	2	10	4,2
Счетчик АЭ	Энергомера СЕ 208-308	7,5	0.38	0,92 5	2	15	13,8
Счетчик АЭ	Энергомера СЕ 208-308	7,5	0.38	0.92 5	2	15	13,8
Сумма						54	36

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{54^2 + 36^2} = 64,9 \text{ ВА};$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 24.



Таблица 24 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 100 \text{ ВА}$	$S_p = 64,9 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

Как видно из результатов выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

### 7.6 Выбор комплектных распределительных устройств на ГПП

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

Максимальный рабочий ток на стороне НН ГПП:

$$I_{max p} = \frac{1.4 \cdot S_{THOM}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 10} = 808 \text{ А.} \quad (133)$$

К установке принимаем КРУ серии К-63.

КРУ предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц на номинальное напряжение 10 кВ и комплектования распределительных устройств напряжением 10 кВ подстанций, включая комплектные трансформаторные подстанции 35/6-10 кВ, 110/6-10 кВ и 110/35/6-10 кВ. КРУ серии К-63 могут поставляться для расширения уже действующих распределительных устройств других производителей через переходные шкафы, входящие в состав КРУ.

В шкафах КРУ К-63 в зависимости от схемы главных цепей и конкретного заказа могут быть установлены следующие аппараты:

- выключатели вакуумные;
- разъединители и заземлители высоковольтные на 630, 1000 А, 10 кВ с приводами;
- трансформаторы тока опорные и шинные (по заказу) на ток до 2500 А;
- трансформаторы напряжения;
- предохранители типа ПКТ; ПКН;
- ограничители перенапряжений;
- силовые трансформаторы.

Применяются вакуумные выключатели с дополнительными расцепителями работающими в режиме дешунтирования.

Релейная защита присоединений к шкафам КРУ обеспечивается многофункциональными малогабаритными высоконадежными микропроцессорными блоками фирмы «Сириус».

### **7.7 Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ 10 кВ**

Предварительно выбираем на вводах вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-20/630 встроенный в выкатной элемент ВЭ/TEL.

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$B_k = I_{n0}^2 (t_{откл} + T_a) = 5,14^2 \cdot (2,5 + 0,01) = 66 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (134)$$

где  $t_{откл}$  – расчетная продолжительность КЗ, которая для отходящих линий 10 кВ согласно принимается равной 1 с [8];

$T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ [8].

$I_{n0}$  – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

Для проверки отключающей способности определим значения аperiodической и периодической составляющей тока КЗ для момента времени.

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов равно:

$$t = 0,01 + t_{c.с} = 1 + 0,015 = 1,015 \text{ с.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 5,14 \cdot e^{\frac{-1,015}{0,01}} = 1,62 \text{ кА} \quad (135)$$

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным  $I_{пт} = I_{п0}$  (таблица 13).

Определим номинальное допустимое значение аperiодической составляющей в отключаемом токе выключателя [18]:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot b_{норм} \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 57 \cdot 12,5}{100} = 10,08 \text{ кА.}$$

Термическая стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 12,5^2 \cdot 1 = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне НН:

$$I_{max p} = \frac{S_{НН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{(9,78)^2 + (3,39)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 598 \text{ А.}$$

Выбираем секционный и вводной выключатель на ГПП марки ВВ/TEL-10-20/630. Результаты выбора вводного и секционного выключателя на стороне 10 кВ представлены в таблицах 25 и 26.

Таблица 25 – Данные по выбору вводного выключателя

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ВВ/TEL-10-20/1000	$U_{НОМ}=10$ кВ	$U_{сет.НОМ}=10$ кВ	$U_{НОМ} \geq U_{сет.НОМ}$
	$I_{НОМ}=1000$ А	$I_{маx}=808$ А	$I_{НОМ} \geq I_{маx}$
	$I_{откл.НОМ} = 12,5$ кА	$I_{пт} = 5,14$ кА	$I_{откл.НОМ} \geq I_{пт}$
	$i_{а.НОМ} = 10,08$ кА	$i_{ат} = 4,45$ кА	$i_{а.НОМ} \geq i_{ат}$
	$I_{пр.скв} = 12,5$ кА	$I_{п0} = 5,14$ кА	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
	$i_{дин} = 32$ кА	$i_{уд} = 9,95$ кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$
	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 156$ кА <sup>2</sup> · с	$B_k = 66$ кА <sup>2</sup> · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Таблица 26 – Данные по выбору секционного выключателя

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ВВ/TEL-10-20/630	$U_{НОМ}=10$ кВ	$U_{сет.НОМ}=10$ кВ	$U_{НОМ} \geq U_{сет.НОМ}$
	$I_{НОМ}=630$ А	$I_{маx}=598$ А	$I_{НОМ} \geq I_{маx}$
	$I_{откл.НОМ} = 12,5$ кА	$I_{пт} = 5,14$ кА	$I_{откл.НОМ} \geq I_{пт}$
	$i_{а.НОМ} = 10,08$ кА	$i_{ат} = 4,45$ кА	$i_{а.НОМ} \geq i_{ат}$
	$I_{пр.скв} = 12,5$ кА	$I_{п0} = 5,14$ кА	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
	$i_{дин} = 32$ кА	$i_{уд} = 9,95$ кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$
	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 156$ кА <sup>2</sup> · с	$B_k = 66$ кА <sup>2</sup> · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Расчет выбора выключателей по фидерам на ГПП аналогичный.

Результаты выбора выключателей по фидеру 10 кВ от ТП отделения переработки пластика и стекла сведены в таблицу 27.

Таблица 27 – Данные по выбору выключателя Ф-4 ГПП

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ВВ/TEL-10-20/630	$U_{НОМ}=10$ кВ	$U_{сет.НОМ}=10$ кВ	$U_{НОМ} \geq U_{сет.НОМ}$
	$I_{НОМ}=630$ А	$I_{маx}=69$ А	$I_{НОМ} \geq I_{маx}$
	$I_{откл.НОМ} = 12,5$ кА	$I_{пт} = 5,14$ кА	$I_{откл.НОМ} \geq I_{пт}$
	$i_{а.НОМ} = 10,08$ кА	$i_{ат} = 4,45$ кА	$i_{а.НОМ} \geq i_{ат}$
	$I_{пр.скв} = 12,5$ кА	$I_{п0} = 5,14$ кА	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
	$i_{дин} = 32$ кА	$i_{уд} = 9,95$ кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$
	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 156$ кА <sup>2</sup> · с	$B_k = 66$ кА <sup>2</sup> · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

## 7.8 Выбор трансформатора тока в КРУ 10 кВ

На стороне НН выбираем трансформатор тока ТОЛ-10-І-1-0,5.

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 28.

Таблица 28 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3020	0,6	-	-
Ваттметр	СВ3020	0,07	-	0,07
Варметр	СР3020	0,07	-	0,07
Счетчик АЭ и РЭ	Энергомера СЕ 301	7,5	7,5	7,5
ИТОГО		8,24	7,5	7,64

Расчет производим аналогично.

$Z_{2ном} = 2,6$  Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\sum r_{приб}$  - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне НН.

$$\sum r_{приб} = \frac{\sum S_{приб}}{I_{2н}^2} = \frac{8,24}{5^2} = 0,329 \text{ Ом}, \quad (136)$$

где  $\sum S_{приб}$  - мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным  $R_K = 0,1$  Ом.

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}} ;$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением  $4 \text{ мм}^2$ , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{S} = \frac{0,028 \cdot 10}{4} = 0,07 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_{проб} + r_{np} + r_k = 0,329 + 0,07 + 0,1 = 0,499 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 29.

Таблица 29 - Проверка трансформатора тока на вводе 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 808 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2ном} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,499 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$I_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,95 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 66 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq B_k$

На секционном выключателе выбираем трансформатор тока марки ТОЛ-10-1-У2. Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу 30.

Таблица 30 – Проверка ТТ на секционном выключателе

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 600 \text{ А}$	$I_P = 598 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2ном} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,499 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$I_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,95 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 66 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq B_k$

На отходящих присоединениях так же выбираем трансформаторы тока марки ТОЛ-10-1-У2.

Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу 31.

Таблица 31 – Проверка ТТ на отходящем присоединении Ф-4

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 100 \text{ А}$	$I_P = 69 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2ном} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,499 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

1	2	3
$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 9,95 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 66 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} \geq B_{\text{к}}$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

### 7.9 Выбор трансформатора напряжения в КРУ 10 кВ

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИ-10-95-У2. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения представлена в таблице 32.

Таблица 32 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{\text{Обм}}, \text{ ВА}$	sin	cos	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	СВ3020	4	0	1	1	4	0
Ваттметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	25	10,5
Варметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	25	10,5
Счетчик АЭ	Энергомера СЕ 208-308	7,5	0.38	0,92 5	5	37,5	14,3
Счетчик АЭ	Энергомера СЕ 208-308	7,5	0.38	0.92 5	5	37,5	14,3
Сумма						125	49,6

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{125^2 + 49,6^2} = 134,5 \text{ ВА};$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 33.

Таблица 33 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{нт}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{нт}} \geq U_{\text{н}}$
$S_{\text{н}} = 105 \text{ ВА}$	$S_{\text{н}} = 134,5 \text{ ВА}$	$S_{\text{н}} \geq S_p$

Как видно из результатов выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

## 7.10 Выбор и проверка токоведущих частей 10 кВ

В закрытых РУ 10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Номинальный ток:

$$I_{\max p} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{(9,78)^2 + (3,39)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 598 \text{ А}; \quad (137)$$

Выбираем алюминиевые двухполосные шины прямоугольного сечения марки АО:

$$2 \times (6 \times 50) \text{ мм}, S = 297 \text{ мм}^2.$$

$$I_{дон} = 745 \text{ А}.$$

Проверка по термостойкости исходя из данных расчета точки КЗ.

$$I_{но} = 5,14 \text{ кА}; \quad T_a = 0,02 \text{ [23]}; \quad i_{y\delta} = 9,95 \text{ кА}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{104,604 \cdot 10^6}}{91} = 112,39 \text{ мм}^2, \quad (138)$$

где  $C = 91$  - для алюминиевых шин и кабелей [19];

$q_{\min}$  – минимальное сечение провода.

$B_k$  - тепловой импульс тока КЗ (формула 68)

$$q_{\min} < S.$$

Длину пролета между опорными изоляторами примем равной  $L = 1,5$  м [19].

Собственная частота колебаний шины при выбранной  $L$ :

$$f_0 = \frac{173,2}{L^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \sqrt{\frac{2,67}{2}} = 17,57 \text{ Гц} \quad (139)$$



где  $J$  - момент инерции шины, который равен

$$J = \frac{0,8 \cdot 5^3}{12} = 6,25 \text{ см}^4; \quad (140)$$

$q$  - поперечное сечение выбранной шины.

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины (Н/м)

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{2330^2}{1,5} = 10,276 \text{ Н / м} \quad (141)$$

где  $i_{y0}$  - ударный ток на шине (А);

$a$  - расстояние между фазами (м).

Напряжение, в материале шины возникающее из-за изгибающего усилия, (МПа):

$$s_{расч} = \frac{f \cdot L^2}{10W_{\phi}} = \frac{10,276 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 2,5} = 0,925 \text{ МПа} , \quad (142)$$

где  $L$  - длина пролета между опорными изоляторами (м);

$W_{\phi}$  - момент сопротивления шины, который равен:

$$W_{\phi} = \frac{0,6 \cdot 5^2}{6} = 2,5 \text{ см}^3.$$

Для выбранной шины  $\sigma_{дон} = 90$  МПа, следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого, а это значит, что они механически прочны.

### 7.11 Выбор и проверка ТСН в КРУ 10 кВ

Состав потребителей собственных нужд зависит от типа ГПП, мощности трансформатора, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования. Наименьшее количество потребителей на подстанциях, выполненных по упрощенным схемам, без СК, без постоянного дежурства.

Мощность трансформаторов СН выбирается по нагрузкам СН с учетом коэффициента загрузки и одновременности.

Определяем нагрузку собственных нужд и сводим в таблицу 22.

Таблица 34 – нагрузка собственных нужд [8]

Вид потребителя	Нагрузка
	P, кВт
Подогрев выключателей	8,5
Подогрев шкафов КРУ	1
Подогрев приводов разъединителей	0,6
Подогрев релейного шкафа	1
Отопление, освещение, вентиляция ОПУ	40
Отопление, освещение, вентиляция ЗРУ	5
Освещение ОРУ	5
Отопление, освещение компрессорной	10
Подзарядно-зарядный агрегат ВЗП	25

Суммарная активная мощность определяется по формуле:

$$P_{\Sigma} = \sum_{i=0}^n P_i ; \quad (143)$$

$$P_{\Sigma} = 8,5 + 1 + 0,6 + 1 + 40 + 5 + 5 + 10 + 25 = 96,1 \text{ кВт}.$$

Суммарная мощность электроприемников определяется по выражению:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi}, \quad (144)$$

где  $\cos \varphi$  – коэффициент мощности, равный 1 [8].

Найдем суммарную мощность для второй категории:

$$S_{\Sigma} = \frac{0,96}{1} = 0,96 \text{ МВА}.$$

Определяем мощность трансформатора по формуле:

$$S_{ТН} = \frac{S_{\Sigma}}{k_3 \cdot N_T}. \quad (145)$$

Определяем мощность трансформатора для первой категории:

$$S_{TCH} = \frac{96}{2 \cdot 0,7} = 68 \text{ кВА.}$$

Выбираем ТМ-100/10 кВА.

### 7.12 Выбор и проверка опорных изоляторов 10 кВ на жестких шинах

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах.

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор  $F_{расч}$  в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки  $F_{разр}$ , приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \quad (146)$$

Выбираем опорные изоляторы ИОР-10-3.75 УХЛ с допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н};$$

Высота изолятора равна  $H_{из} = 120$  мм.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{yd}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \frac{9950^2}{1} \cdot 1 \cdot 1,446 \cdot 10^{-7} = 22,29 \text{ Н}; \quad (147)$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h / 2}{H_{из}} = \frac{130 + 8 + 100 / 2}{130} = 1,446 ; \quad (148)$$

Проверка:  $F_{расч.} = 22,29 \text{ Н} \leq F_{дон} = 2250 \text{ Н}$ .

Таким образом, опорный изолятор ИОР-10-3.75 УХЛ проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

Выбор и результаты оборудования приведены на 3 листе графической части выпускной квалификационной работы.

## 8 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ГПП

### 8.1 Заземление ГПП

Заземляющие устройства являются составной частью электроустановок и служат для обеспечения необходимого уровня электробезопасности в зоне обслуживания электроустановки и за ее пределами, для отвода в землю импульсных токов с молниеотводов и разрядников, для создания цепи при работе защиты от замыканий на землю.

Заземляющее устройство представляет собой сложную систему. Линейные размеры и общая форма этой системы определяется компоновкой электрооборудования. Обычно это сетка с прямоугольными ячейками, с которой соединяются вертикальные электроды молниеотводов. Кроме того, вертикальные электроды могут устанавливаться и по периметру сетки, для достижения нормированных значений сопротивления заземлителя.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года согласно должно быть:

$$R \leq \frac{250}{I}, \quad (149)$$

где  $I$  – расчетный ток замыкания на землю, А.

Так как согласно ПУЭ сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом, в дальнейших расчетах принимаем, что  $R$  равно 10 Ом.

Определим площадь  $S$  ГПП используемой под заземление:

$$S = (38 + 2 \cdot 1,5) \cdot (55,4 + 2 \cdot 1,5) = 2394,4 \text{ м}^2$$

Принимается диаметр и длина прутка для заземлителя:  $d = 10$  мм,  $L_B = 5$  м. Сечение данного прутка составляет  $S_{\text{пр.в}} = 78,5 \text{ мм}^2$

Выбранный пруток проверяется на термическую стойкость токам короткого замыкания по формуле:

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot \delta_{\text{ср}} (d_{\text{пр}} + \delta_{\text{ср}}), \quad (150)$$

где  $\delta_{\text{ср}}$  – средняя глубина коррозии, по сечению проводника, определяемая по формуле:

$$\delta_{\text{ср}} = a_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + b_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + c_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + d_{\text{к}}, \text{ мм} \quad (151)$$

где  $T$  – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

$a_{\text{к}}$ ,  $b_{\text{к}}$ ,  $c_{\text{к}}$ ,  $d_{\text{к}}$  – коэффициенты, зависящие от грунтовых условий.

$$\delta_{\text{ср}} = 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,00915 \cdot \ln(240)^3 + 0,0104 \cdot \ln(240)^3 + 0,0224 =$$

$$= 0,782 \text{ мм};$$

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot 0,78(10 + 0,78) = 26,49 \text{ мм}^2.$$

Подтверждается правильность выбора сечения прутков для заземлителя ГПП согласно условию:

$$S_{\text{пр.в.}} \geq F_{\text{кор}},$$

$$78,5 \text{ мм}^2 > 26,49 \text{ мм}^2$$

Глубина залегания горизонтальных элементов заземлителя принимается 0,8 метров.

Пользуясь планом расположения оборудования показанный на листе №5 графической части выпускной квалификационной работы.

Определяется месторасположение и длина горизонтальных заземлителей, принимая во внимание, что размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов не должна превышать 6 × 6 метров.

Производим конструктивное выполнение заземляющей сетки. Сторона  $d$  условно делится на целое число с шагом  $a_q = 6$  м.

Суммарная длина горизонтальных заземлителей определяется по формуле:

$$L = \left( \frac{S}{a_q} \right) \cdot 2 = \left( \frac{2394,4}{6} \right) \cdot 2 = 798,13 \text{ м.} \quad (152)$$

Представим площадь ГПП квадратичной моделью со сторонами  $a$ , тогда  $a = \sqrt{2394,4} = 48,93$  м.

Число ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1 = \frac{798,13}{2 \cdot 48,93} - 1 = 7,16 \quad (153)$$

принимаем значение – 8 штук.

Длина ячейки  $a_m = a / m = 48,93 / 8 = 6,1$  м.

Длина горизонтальных полос в этой модели определяется по формуле:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1) = 2 \cdot 48,93 \cdot (8 + 1) = 880,8 \text{ м.} \quad (154)$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_b = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q}{l_b} \cdot l_b} = \frac{4 \cdot 48,93}{6} = 33,62, \quad (155)$$

где  $a_q$  – расстояние между вертикальными электродами, равная 6 м;

$l_b$  – длина вертикальных электродов, м.

Округляем до ближайшего целого значения  $n_b = 34$  шт.

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{ст} = \rho \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_b \cdot l_b} \right), \quad (156)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление грунта [10];

Удельное сопротивление первого и второго слоя грунта:

$$\rho_1 = \rho_{\text{Э1}};$$

$$\rho_2 = \rho_{\text{Э2}};$$

Находим отношения по кривой [24]:

$$\rho = \frac{\rho_{\text{Э1}}}{\rho_{\text{Э2}}};$$

Определяем эквивалентное сопротивление грунта двухслойного модели грунта:

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \frac{\rho_{\text{ЭКВ}}}{\rho_2} \cdot \rho_2 = 100;$$

$A$  – параметр, зависящий от соотношения  $l_b/\sqrt{S}$ , равный 0,05.

$$R_{\text{ст}} = 100 \cdot \left( \frac{0,05}{48,93} + \frac{1}{798,13 + 34 \cdot 5} \right) = 0,32 \text{ Ом}$$

Импульсное сопротивление  $R_{\text{и}}$  определяется умножением сопротивления при стационарном режиме  $R_{\text{ст}}$  на импульсный коэффициент  $\alpha_{\text{и}}$ , зависящий от характеристики грунта, значения импульса тока молнии и типа заземлителя:

$$R_{\text{и}} = R_{\text{ст}} \cdot \alpha_{\text{и}}, \quad (157)$$

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{ЭКВ}} + 320) \cdot (I_{\text{мол}} + 45)}}, \quad (158)$$

где  $I_{\text{мол}}$  – ток молнии, принимается равным 60 кА.

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 48,93}{(100 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,26$$



$$R_{\text{н}} = 0,32 \cdot 1,26 = 0,4 \leq 10 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя менее 10 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

## 8.2 Защита от прямых ударов молнии

Для выбора необходимого числа и места расположения молниеотводов на территории ГПП необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зоной защиты называется та часть пространства около молниеотвода, в которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превосходит 0,05 или 0,005 относительно вероятности попадания молнии в случае отсутствия молниеотвода.

Расчет производится для защиты объектов ГПП, находящиеся на высоте  $h_x$  от уровня земли:

- 8 м для порталов 35 кВ;
- 6 м для остального оборудования (высота ЗРУ 10 кВ).

Принимаем высоту 1 молниеотвода равной 21 м, второго 19 м.

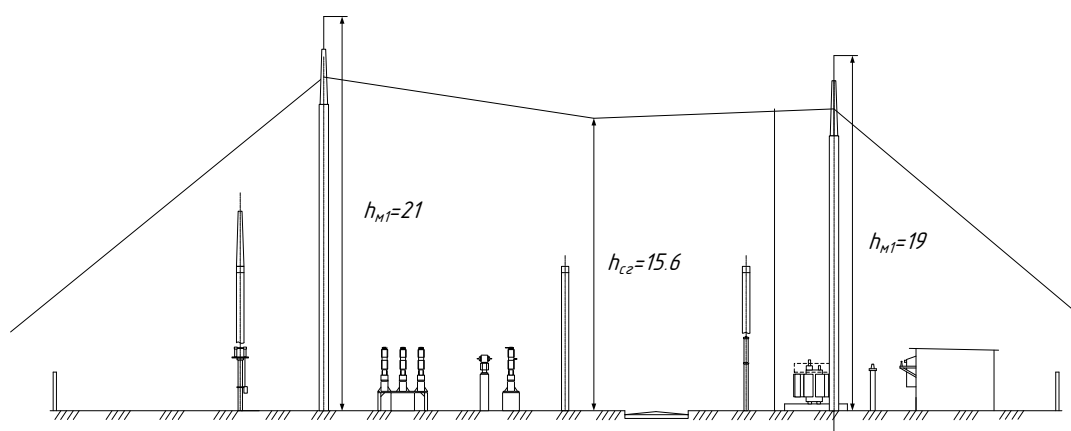


Рисунок 10 - Зоны защиты двойных стержневых молниеотводов

Зона защиты двойного стержневого молниеотвода с высотой  $h$  представляет круговой конус с вершиной на высоте  $h_{\text{эф}} < h$  и радиусом основания  $r_0$  на уровне земли.

$$h_{\text{эф}1} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 21 = 17,8 \text{ м;} \quad (159)$$

$$h_{\text{эф}2} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 19 = 16,1 \text{ м;}$$

$$r_{0.1} = (1,1 - 0,002 \cdot h_1) \cdot h_1 = (1,1 - 0,002 \cdot 21) \cdot 21 = 22,2 \text{ м}; \quad (160)$$

$$r_{0.2} = (1,1 - 0,002 \cdot h_2) \cdot h_2 = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,2 \text{ м};$$

Устанавливаем два свободностоящих молниеотвода.

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cr} - h_i}{h_{cr}}, \quad (161)$$

где  $h_{cr}$  – высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами;

$r_{c0}$  – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли.

Высота внутренней зоны защиты в середине между совместно действующими молниеотводами одинаковой высоты определяется по формуле:

$$h_{cr} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (162)$$

Для 1 молниеотвода определим:

$$h_{cr1} = 17,85 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 21) \cdot (28 - 21) = 16,6 \text{ м}$$

Для 2 молниеотвода:

$$h_{cr2} = 16,15 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 19) \cdot (28 - 19) = 14,6 \text{ м}$$

Высота внутренней зоны защиты в середине между 1 и 2 молниеотводом равна:

$$h_{cr12} = \frac{h_{cr1} - h_{cr2}}{2} = \frac{16,6 - 14,6}{2} = 15,6 \text{ м} \quad (163)$$

Радиус зоны защиты молниеотвода на высоте  $h$  защищаемых порталов 35 кВ:

$$r_{1.1} = r_{0.1} \cdot \left(1 - \frac{h_{об1}}{h_{эф1}}\right) = 22,2 \cdot \left(1 - \frac{8}{17,8}\right) = 12,3 \text{ м}, \quad (164)$$

$$r_{2.1} = r_{0.2} \cdot \left(1 - \frac{h_{об1}}{h_{эф2}}\right) = 20,2 \cdot \left(1 - \frac{8}{16,1}\right) = 10,2 \text{ м}$$

При расстояниях между молниеотводами  $h < L_{м-м} \leq 2h$  половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли равна:  $r_{с0}=r_0$ .

Границы внутренней области зоны защиты на высоте порталов 35 кВ определяются следующим образом:

$$r_{c1} = r_{c01} \cdot \left(\frac{h_{cr1} - h_{об1}}{h_{cr1}}\right) = 22,2 \cdot \left(\frac{16,6 - 8}{16,6}\right) = 11,5 \text{ м} \quad (165)$$

$$r_{c2} = 20,2 \cdot \left(\frac{14,6 - 8}{14,6}\right) = 9,1 \text{ м}$$

$$r_{c12} = \frac{r_{c1} - r_{c2}}{2} = \frac{11,5 - 9,1}{2} = 10,3 \text{ м} \quad (166)$$

Зоны защиты молниеотводов от прямых ударов молнии ГПП приведены на 5 листе графической части выпускной квалификационной работы.

### 8.3 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения на ГПП

Нелинейные ограничители перенапряжения предназначены для защиты изоляции электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений. В отличие от традиционных вентильных разрядников с искровыми промежутками и карборундовыми резисторами ограничители перенапряжения не содержат искровых промежутков и состоят только из колонки металлооксидных нелинейных резисторов (варисторов) на основе окиси цинка, заключенных в полимерную или фарфоровую покрывку.

ОПН имеют ряд преимуществ по сравнению с ранее используемыми, для защиты от перенапряжений разрядниками:

- благодаря высокой нелинейности варисторов достигается быстрая реакция на импульсные переходные процессы с быстро нарастающим фронтом (грозовые перенапряжения).

- низкий и постоянный уровень защитного напряжения обеспечивает надежную защиту элемента настройки и самого заградителя в целом.

- из-за отсутствия искровых промежутков отсутствует дуга, вызывающая обгорание электродов и, соответственно, выход из строя разрядника.

В целом, использование ОПН в качестве защитного устройства взамен ранее применявшегося для этих целей разрядника позволяет существенно повысить надежность высокочастотного заградителя.

Для ограничителя перенапряжения (ОПН) основными характеристиками являются:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.

Чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения  $U_{н.р.}$ , которое для сетей 35 кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot U_{ном.сети}, \quad (167)$$

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot 35 = 42 \text{ кВ}.$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент  $K_B$ , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1.1, [9].

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{расч} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}; \quad (168)$$

$$U_{расч} = \frac{42}{1,1} = 38,18 \text{ кВ.}$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН марки ОПН-П1-/35/40,5/10/3УХЛ1, [9].

Энергия, выделяемая в ограничителе 3-35 кВ:

$$W = 0.5 \cdot C \cdot [(K_n \cdot 0.82 \cdot U_{нр})^2 - (1.77 \cdot U_{нд})^2], \quad (169)$$

где  $C$  – емкость кабеля или конденсирующей батареи [9];

$k$  – кратность напряжений, [9];

$U_{нр}$  – наибольшее рабочее напряжение сети,

$U_{нд}$  – наибольшее дополнительное напряжение ОПН.

$$W = 0.5 \cdot 2 \cdot [(2 \cdot 0.82 \cdot 42)^2 - (1.77 \cdot 35.7)^2] = 28,95 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{W}{U_{ном}}; \quad (170)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{28,95}{35} = 0,827 \text{ кДж/кВ.}$$

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН-П1-/35/40,5/10/3УХЛ1 с удельной энергоемкостью 7 кДж/кВ.

Для защиты трансформатора напряжения 10 кВ принимаем к установке ОПН-П-10/9,5/10/550 УХЛ1 встраиваемые в ячейку К-63. Характеристики выбранных ОПН представлены в таблице 30.

Таблица 30– Характеристики ОПН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ОПН- 35/40,5-10(1)УХЛ1		
$U_{нро}=40,5$ кВ	$U_{нс} =40,5$ кВ	$U_{нро} \geq U_{нс}$
$I_{вб} = 20$ кА	$I_{кз}=4,36$ кА	$I_{вб} > 1,2 \cdot I_{кз}$
$\mathcal{E}^*_{опн} =1,73$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^*=0.827$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^*_{опн} > \mathcal{E}^*$
ОПН-П-10/9,5/10/550 УХЛ1		
$U_{нро}= 10$ кВ	$U_{нс} =10,5$ кВ	$U_{нро} \geq U_{нс}$
$I_{вб} = 20$ кА	$I_{кз} = 1,044$ кА	$I_{вб} > 1,2 \cdot I_{кз}$
$\mathcal{E}^*=2$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^*=0,36$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^*_{опн} > \mathcal{E}^*$

## 9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА НА ГПП 35/10 кВ

### 9.1 Виды и типы релейной защиты 35/10 кВ

Релейная защита осуществляет непрерывный контроль за состоянием всех элементов энергосистемы и реагирует на возникновение повреждений и ненормальных режимов. При возникновении повреждений РЗ должна выявить поврежденный участок и отключить его от энергосистемы, воздействуя на специальные силовые выключатели, предназначенные для размыкания токов повреждения.

Релейную защиту принято классифицировать по характеру изменения параметра, на который реагирует защита, по назначению в зависимости от ответственности и порядка работы при КЗ, а также для определенных видов КЗ.

По характеру изменения параметра защиты разделяются на максимальные и минимальные. Защиты, реагирующие на величины токов и напряжений, возрастающие в условиях КЗ, называются максимальными. Защиты, реагирующие на величины напряжения и сопротивления, снижающиеся при КЗ, называются минимальными.

По назначению в зависимости от ответственности и порядка действия при КЗ, защиты классифицируют как основные, резервные и дополнительные.

Основной называется защита, обеспечивающая первоочередное отключение повреждений в любой точке защищаемого участка.

Резервной называют защиту, обеспечивающую отключение поврежденного участка при отказе в работе основной защиты или выключателя. Различают резервные защиты ближнего действия, отключающие повреждения в любой точке защищаемого участка при отказе его основной защиты, и резервные защиты дальнего действия, создающие условия для отключения защищаемого участка при КЗ на смежном участке и отказе защиты или выключателя смежного участка. С целью упрощения резервных защит допускается выполнение их реагирующими только на более частные виды КЗ (однофазные и двухфазные).

Дополнительной называется защита, обеспечивающая частичное дублирование основной защиты и действующая в этом случае одновременно с ней. Обычно это простая защита, основанная на другом принципе и отключающая наиболее тяжелые виды КЗ на части защищаемого участка.

По назначению для определенных видов КЗ классификация защит зависит от режима заземления нейтрали сети. Для сети, работающей с эффективно заземленной нейтралью, выделяют защиты от междуфазных повреждений (максимальные токовые и дистанционные), от замыканий на землю (максимальные токовые нулевой последовательности) и от всех видов повреждений (дифференциальные, дифференциально-фазные и направленные высокочастотные защиты, а также приставки высокочастотной блокировки).

В зависимости от вида защищаемого оборудования различают защиты воздушных ЛЭП; кабельных ЛЭП; шин; силовых трансформаторов; синхронных компенсаторов; электродвигателей.

Таким образом, можно выделить основные виды релейной защиты оборудования, применяемые в различных системах электроснабжения:

- а) токовая защита – ненаправленная или направленная;
- б) защита минимального напряжения;
- в) газовая защита;
- г) дифференциальная защита;
- д) дистанционная защита;
- е) дифференциально-фазная (высокочастотная) защита.

При проектировании релейной защиты основными требованиями являются: быстродействие, избирательность (селективность), чувствительность, надежность и наличие устройств сигнализации.

Быстродействующей считается защита, обеспечивающая подачу командного импульса на отключение со временем не более 0,1 с момента возникновения нарушения. Быстродействующими являются первые ступени токовых отсечек, дистанционных защит, продольные и поперечные



дифференциальные, дифференциально-фазные и направленные высокочастотные защиты.

Избирательной считается защита, обеспечивающая отключение только поврежденного элемента энергосистемы. Необходимая избирательность достигается отстройкой от таких величин подводимых к защите параметров, при которых защита данного элемента не должна действовать.

Чувствительной считается защита, обеспечивающая надежное отключение защищаемого элемента при его повреждениях. Надежность отключения характеризуется коэффициентом чувствительности.

Надежной считается защита, обеспечивающая ее устойчивое функционирование в неодинаковых режимах. Различают аппаратную и эксплуатационную надежность. Аппаратная надежность характеризует качество защиты, обеспечивается простотой схем, а также безотказностью, ремонтпригодностью и долговечностью комплектующих элементов. Для сложных защит применяют устройства самоконтроля (функциональный контроль), обеспечивающие, в частности, вывод защиты из работы при ее повреждениях и контроль исправности выходных цепей. Эксплуатационная надежность характеризует устойчивость функционирования и обеспечивается точностью работы и помехозащищенностью, а также реализацией таких основных требований, как быстродействие, избирательность и чувствительность. Для повышения надежности применяют дублирование и резервирование основных защит.

Наличие устройств сигнализации позволяет судить о правильности работы защиты и автоматики и анализировать порядок протекания процессов при КЗ. Для этой цели применяют различные устройства регистрации аварийных событий.

## **9.2 Защита силовых трансформатора 35/10 кВ**

### **9.2.1 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала.**

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{\text{ном.Н}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.Н}}}, \quad (171)$$

где  $S_{\text{ном.тр}}$  – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{ном.Н}}$  – номинальное напряжение стороны N.

Номинальные токи трансформатора равны:

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 165 \text{ A},$$

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.НН}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577 \text{ A}$$

При протекании в обмотках силового трансформатора номинального тока на входе терминала наблюдается вторичный ток в номинальном режиме:

$$I_{\text{ном.втор.Н}} = \frac{I_{\text{ном.Н}} \cdot I_{\text{н.ТТ.В}}}{I_{\text{н.ТТ.П}}} = \frac{I_{\text{ном.Н}}}{K_{\text{ТР.ТТ.Н}}}, \quad (172)$$

где  $K_{\text{ТР.ТТ.Н}} = I_{\text{н.ТТ.П}} / I_{\text{н.ТТ.В}}$  – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока стороны N;

$I_{\text{н.ТТ.П}}$ ,  $I_{\text{н.ТТ.В}}$  – первичный и вторичный номинальные токи трансформатора тока стороны N.

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$K_{\text{ТР.ТТ.ВН}} = 600 / 5 = 120$$

$$K_{\text{ТР.ТТ.НН}} = 1000 / 5 = 200$$

$$I_{\text{ном.втор.ВН}} = \frac{165}{120} = 1,38 \text{ A}$$

$$I_{\text{ном.втор.НН}} = \frac{577}{200} = 2,89 \text{ A}$$

При выборе рабочего ответвления токового входа терминала, к которому подключаются вторичные цепи трансформатора тока, должно выполняться условие по максимальному коэффициенту цифрового выравнивания, который должен быть менее пяти и более 0,5.

$$0,5 \leq K_{TP.TTN} \geq 5$$

$$I_{ном.ВН} = 1,38 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}$$

$$I_{ном.НН} = 2,89 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}$$

### 9.2.2 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

Продольная дифференциальная защита трансформатора используется в качестве основной защиты от внутренних повреждений и от повреждений на выводах. Должно быть обеспечено несрабатывание защиты при бросках тока намагничивания.

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания (БНТ))

- дифференциальный орган с торможением;
- дифференциальную токовую отсечку (ДТО).

Дифференциальную защиту трансформатора необходимо отстраивать от максимального тока небаланса и от бросков тока намагничивания.

Отстройка от броска тока намагничивания обеспечивается с помощью торможения от блокировки по второй гармонике и блокировки по форме тока.

Тормозная характеристика чувствительной ступени ДЗТ-2 изображена на рисунке 11. Она построена в относительных единицах, то есть токи приведены к базисному току стороны ВН.



Рисунок 11 – Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением)

Тормозная характеристика определяется уставками:

$I_{д1}/I_{ном.ВН}$  – минимальный дифференциальный ток (отнесенный к  $I_{баз}$ ) срабатывания;

$K_{торм}, \%$  – коэффициент торможения второго участка характеристики;

$I_{т2}/I_{ном.ВН}$  – точка второго излома характеристики.

В качестве базисного тока в устройстве принято значение уставки  $I_{ном.ВН}$ .

Характеристика имеет три участка:

Участок 1 (отрезок А- В): точка В (точка первого излома характеристики) получается как пересечение уставки ДЗТ-2 –  $I_{д1}/I_{ном.ВН}$  с прямой, проходящей через начало координат и точку С. На данном участке дифференциальный ток, необходимый для отключения, постоянный.

Участок 2 (между точками В и С): точка С определяется двумя уставками наклоном прямой ДЗТ-2 –  $K_{торм}, \%$  и ДЗТ-2 –  $I_{т2}/I_{ном.ВН}$ .

Участок 3 (правее точки С): начало лежит в точке С, наклон участка постоянен и равен 60 градусам.

Значение  $I_{д1}/I_{ном.ВН}$  выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального тока трансформатора:

$$I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}, \quad (173)$$

где  $K_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1,2.

Относительный ток небаланса определяется как сумма трех составляющих, которые обусловлены погрешностями трансформаторов тока

$$I_{\text{нб.расч}} = I'_{\text{нб.расч}} + I''_{\text{нб.расч}} + I'''_{\text{нб.расч}}, \quad (174)$$

$$I'_{\text{нб.расч}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{расч}}^*, \quad (175)$$

$$I''_{\text{нб.расч}} = \Delta U \cdot I_{\text{расч}}^*, \quad (176)$$

$$I'''_{\text{нб.расч}} = f_{\text{выр}} \cdot I_{\text{расч}}^*, \quad (177)$$

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

$k_{\text{пер}}$  – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей), рекомендуется принимать 1,0 согласно [4];

$k_{\text{одн}}$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока. Для защиты Бреслер рекомендуется во всех режимах с запасом принимать коэффициент однотипности равным 1,0;

$\varepsilon$  – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока. Рекомендуется принимать равной 0,05;

$I'''_{\text{нб.расч}}$  – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием защищаемого трансформатора;

$\Delta U$  – погрешность, обусловленная регулированием напряжения под нагрузкой на сторонах защищаемого трансформатора и принимаемая равной половине используемого диапазона регулирования;

$I'''_{\text{нб.расч}}$  – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$f_{\text{выр}}$  – погрешность выравнивания токов плечв терминале защиты, принимается равным 0,03;

$I_{\text{расч}}^*$  – относительное значение периодической составляющей тока, проходящего через защищаемую зону при трехфазном КЗ.

$$I_{\text{нб.расч}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 0,16 + 0,03) \cdot 12,91 = 0,49 \text{ о.е.}$$

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания равен:

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1,2 \cdot 0,24 = 0,59 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения  $K_{\text{торм}}$  должен обеспечивать несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики. Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АПВ питающих линий.

Коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1 - 0,5 \cdot 0,49 = 0,76 \quad (178)$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} / K_{\text{сн.т.}} \quad (179)$$

$$K_{\text{торм}} = 100 \cdot 1,2 \cdot 0,49 / 0,76 = 77\%$$

Вторая точка излома тормозной характеристики  $I_{\text{T2}}/I_{\text{баз}}$  определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ( $I_{\text{T}}/I_{\text{баз}}=1$ ), режим допустимых длительных перегрузок ( $I_{\text{T}}/I_{\text{баз}}=1,3$ ). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск

двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется принимать уставку равную  $I_{Т2}/I_{баз} = 1,5 - 2$ .

### 9.2.3 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

Дифференциальная токовая отсечка (ДТО) служит для мгновенного отключения больших токов повреждения в зоне действия защиты.

Уставка ДТО отстраивается:

- от бросков тока намагничивания;
- от максимального тока небаланса при КЗ.

$$I_{дто} \geq 6$$

$$I_{дто} \geq k_{отс} \cdot I_{нб.расч*}$$

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

$I_{нб.расч*}$  – расчетный ток небаланса при максимальном токе КЗ.

При расчете  $I_{нб.расч*}$  коэффициент переходного режима рекомендуется принимать равным  $3 \div 4$ . Величина  $I_{расч*}$  принимается равной току (в относительных единицах), проходящему через защищаемую зону при расчетном трехфазном КЗ на стороне, где рассматривается повреждение. Этот ток определяется при работе трансформатора на расчетном ответвлении, соответствующем, как правило минимальному значению напряжения регулируемой обмотки.

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению.

$$I_{нб.расч} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 12,91 = 2,65 \text{ о.е.}$$

$$I_{дто} = 1,25 \cdot 2,65 = 3,31 \text{ о.е.}$$

Выбираем  $I_{дто} = 3,5 \text{ о.е.}$

Выбор уставок максимальной токовой защиты

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен

быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки по выражению:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_{зап}}{K_{в}} \cdot I_{раб.макс}, \quad (180)$$

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

$K_{зап}$  – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят из диапазона от 1,5 до 2,5. Согласно [18] для городских сетей общего назначения:  $K_{зап}=2,5$ ;

$K_{в}$  – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9 (для реле максимального тока);

$I_{раб,макс}$  – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Первая ступень используется в качестве токовой отсечки без пуска по напряжению и без органа направления мощности.

Ток срабатывания на стороне ВН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 45 = 150 \text{ А}$$

Ток срабатывания на стороне НН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 261 = 870 \text{ А}$$

Проверка коэффициента чувствительности производится при металлическом КЗ расчетного вида в расчетной точке в режиме, обуславливающим наименьшее значение этого тока, по выражению:

$$K_{ч} = \frac{I_{кз,мин}}{I_{уст}}, \quad (181)$$



где  $I_{кз,мин}$  – минимальное значение тока в месте установки защиты, при расчетном виде КЗ;

$I_{уст}$  – принятое значение тока срабатывания.

В качестве расчетного вида принимается междуфазное КЗ.

Согласно ПУЭ значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 1,5 для МТЗ, установленной на стороне НН трансформатора, и не менее 1,2 для МТЗ, установленной на стороне ВН.

$$K_{\nu} = \frac{1,044 \cdot 10^3}{171} = 2,4, > 1,2$$

$$K_{\nu} = \frac{1,032 \cdot 10^3}{598} = 1,98 > 1,5$$

### 9.3 Газовая защита

Газовая защита трансформаторов имеет абсолютную селективность и срабатывает только при повреждениях внутри бака защищаемого объекта. Защита реагирует на повреждения, сопровождающиеся выделением газа, выбросом масла из бака в расширитель или аварийным понижением уровня масла. Газовая защита – одна из немногих, после которых не допускается действие АПВ, так как в большинстве случаев отключаемые ей повреждения оказываются устойчивыми.



Рисунок 12– Газовое реле Бухгольца

В рассечку трубопровода, соединяющего бак и расширитель, устанавливается газовое реле. Газовое реле имеет герметичный корпус со смотровыми окошками. Сверху на корпусе реле имеется специальный кран, предназначенный для выпуска воздуха и отбора проб газа. Газовое реле имеет два поплавковых элемента, действующих при срабатывании на замыкание механически связанных с ними контактов, и реагирующих на снижение уровня масла в реле, а также струйный элемент (подвешенная на пути масла пластинка с калиброванным отверстием), срабатывающим при интенсивном движении потока масла из бака в расширитель. В нормальном режиме корпус газового реле заполнен маслом, и контакты, связанные с его поплавковыми и струйным элементами, разомкнуты.

При внутреннем повреждении в баке защищаемого аппарата – горение электрической дуги или перегрев внутренних элементов – трансформаторное масло разлагается с выделением горючего газа, содержащего до 70% водорода. Выделяющийся газ стремится вверх к крышке бака и, так как трансформатор устанавливается с наклоном (1÷2)% в сторону расширителя, движется в расширитель. Проходя через газовое реле, газ вытесняет из него масло. При незначительном выделении газа или снижении уровня масла в расширителе до уровня верхнего поплавкового элемента, он срабатывает и замыкаются контакты, действующие на сигнал (первая ступень газовой защиты). При значительном выделении газа срабатывает нижний поплавковый элемент и замыкаются контакты, действующие на отключение (вторая ступень газовой защиты). При интенсивном движении потока масла из бака в расширитель срабатывает струйный элемент, действующий на отключение, аналогично второй ступени газовой защиты.

#### **9.4 Защита линий 10 кВ отходящих от ГПП**

В сетях напряжением до 35 кВ в качестве основных применяют максимальные токовые защиты в сочетании с токовой отсечкой при обеспечении требуемой селективности и чувствительности. Защиту отходящих линий выполним на основе микропроцессорного терминала «Сириус-Л». Данное

устройство предназначено для выполнения функций релейной защиты в линиях 6-35 кВ. В нём имеются такие защиты как трёхступенчатая МТЗ, защита от однофазных замыканий на землю, защита от обрыва фазы, токовая отсечка.

МТЗ может иметь четыре ступени, первая ступень выполнена в виде токовой отсечки, вторая ступень, ступень с независимыми времятоковыми характеристиками, третья – с зависимыми времятоковыми характеристиками. Четвёртая ступень – дополнительная, и может быть либо введена, либо выведена, в зависимости от необходимости, и действовать на отключение или сигнализацию.

Произведем расчет защиты линии от Ф 4 -ТП.

Рассчитаем максимальную токовую защиту.

Ток срабатывания защиты определяется по следующей формуле:

$$I_{с.з} = \frac{k_H \cdot k_{с/з}}{k_{в}} \cdot I_{раб}, \quad (182)$$

где  $k_H$  – коэффициент надежности микропроцессорной защиты, равный 1,05 [23, с 45];

$k_{с/з}$  – коэффициент, учитывающий толчки тока от самозапуска электродвигателей, принимаем равным 1, [23, с 48];

$k_{в}$  – коэффициент возврата, равный 0,95, [23, с 49];

$I_{раб}$  – максимальный рабочий ток нагрузки защищаемой линии.

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з} = \frac{1,05 \cdot 1}{0,95} \cdot 69 = 76,2 \text{ А.}$$

Ток надежного срабатывания защиты определится из выражения:

$$I_{с.п} = I_{с.з} \cdot \left( \frac{k_{сх}}{k_{Т.Т}} \right) = 69 \cdot \frac{1}{100/5} = 3,45 \text{ А}, \quad (183)$$

где  $k_{cx}$  – коэффициент схемы ( $k_{cx}=1$ , для схемы неполной звезды);  
 $k_{T.T}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока на отходящем присоединении равен 300/5.

Коэффициент чувствительности определяется по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5, \quad (184)$$

где  $I_{\text{КЗ}}^{(2)}$  – двухфазный минимальный ток КЗ.

Определим коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{149,4}{76,2} = 1,96;$$

$$1,96 \geq 1,5.$$

Условие выполняется.

Выдержка времени МТЗ согласуется со временем срабатывания резервируемых защит:

$$t_1 = t_2 + \Delta t, \quad (185)$$

где  $t_1$  – выдержка времени рассчитываемой защиты;

$t_2$  – выдержка времени защиты, с которой ведется согласование;

$\Delta t$  – ступень селективности.

$$\Delta t = t_Q + t_{KT2} + t_{KT1} + t_{зан}, \quad (186)$$

где  $t_Q$  – время отключения выключателя,  $t_Q = 0,04$  с, [2, с 180];

$t_{KT2}$ ,  $t_{KT1}$  – погрешности в срабатывании реле времени защиты

поврежденного элемента и последующей защиты;

$t_{зан}$  – время запаса, учитывает неточность регулировки реле времени,

принимается равным  $0,1-0,15$  с, [2, с 56];

$$t_1 = 0,5 + 0,04 = 0,54 \text{ с.}$$

Принимаем максимальную токовую защиту «Сириус» с диапазоном уставок  $0,5 \div 9$  с.

Выдержка времени МТЗ при КЗ в основной зоне защиты слишком велика, поэтому дополнительно к МТЗ применяют токовую отсечку.

Ток срабатывания отсечки определяется по формуле:

$$I_{с.з.}^{TO} = k_H \cdot I_{к\max}^{(3)}, \quad (187)$$

где  $k_H$  – коэффициент надежности защиты равен 1,1, [2, с 61];

$I_{к\max}^{(3)}$  – максимальный ток в фазе линии при коротком замыкании.

Поэтому  $I_{с.з.}^{TO}$  должен удовлетворять условию:

$$I_{с.з.}^{TO} \geq k_{нам} \cdot \Sigma I_{т.ном}, \quad (188)$$

где  $k_{нам}$  – коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания силовых трансформаторов,  $k_{нам} = 3 \dots 5$  [2, с 81];

$\Sigma I_{т.ном}$  – сумма номинальных токов силовых трансформаторов, питаемых по защищаемой цепи.

Коэффициент чувствительности токовой отсечки:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{кз}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{I_{с.з.}} \geq 1,5; \quad (189)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 149,4}{76,2} = 2,01$$

Токовую отсечку дополняют пусковым органом минимального напряжения.

## 9.5 Автоматика

Электроавтоматика включает в себя устройства автоматического повторного включения, автоматического ввода резервного питания, автоматики регулирования напряжения трансформаторов, автоматической частотной разгрузки и другой делительной автоматики.

### 9.5.1 Автоматическое повторное включение

Статистические данные о повреждаемости линий электропередачи показывают, что доля неустойчивых повреждений составляет от 50 % до 90% [2].

Учитывая, что отыскание места повреждения на линии электропередачи путем ее обхода требует длительного времени, и что многие повреждения носят неустойчивый характер, обычно при ликвидации аварий оперативный персонал производит опробование линии путем включения ее под напряжение.

Операцию включения под напряжение отключившейся линии называют повторным включением.

Линия, на которой произошло неустойчивое повреждение, при повторном включении остается в работе. Повторные включения при неустойчивых повреждениях принято называть успешными.

Реже на линиях возникают такие повреждения, как обрывы проводов, тросов или гирлянд изоляторов, падение или поломка опор и т. д. Такие повреждения не могут самоустраниться, и поэтому их называют устойчивыми. При повторном включении линии, на которой произошло устойчивое повреждение коротким замыканием, линия вновь отключается защитой. Повторные включения линий при устойчивых повреждениях называют неуспешными.

Повторное неавтоматическое включение линий на подстанциях с постоянным оперативным персоналом или на телеуправляемых объектах занимает несколько минут, а на подстанциях не телемеханизированных и без постоянного оперативного персонала –  $(0,5 \div 1)$  час и более. Для ускорения повторного включения линий и уменьшения времени перерыва электроснабжения потребителей широко используются специальные устройства

автоматического повторного включения. Время действия АПВ обычно не превышает нескольких секунд. Поэтому, при успешном включении они быстро подают напряжение потребителям, чего не может обеспечить оперативный персонал.

Согласно [2] обязательно применение АПВ на всех воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линиях напряжением 1000 В и выше.

Наиболее эффективно применение АПВ на линиях с односторонним питанием, так как в этих случаях каждое успешное действие АПВ восстанавливает питание потребителей и предотвращает аварию.

Схемы АПВ, применяемые на линиях и другом оборудовании, должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1) Схемы АПВ должны приходить в действие при аварийном отключении выключателя (или выключателей), находившегося в работе. В некоторых случаях схемы АПВ должны отвечать дополнительным требованиям, при выполнении которых разрешается пуск АПВ, например, при наличии или при отсутствии напряжения, при наличии синхронизма и т. д.

2) Схемы АПВ не должны приходить в действие при оперативном отключении выключателя персоналом, а также в случаях, когда выключатель отключается релейной защитой сразу же после его включения персоналом, т. е. при включении выключателя на КЗ, поскольку повреждения в таких случаях обычно бывают устойчивыми.

3) Схемы АПВ должны обеспечивать определенное количество повторных включений, т. е. действие с заданной кратностью. Наибольшее распространение получили АПВ однократного действия.

4) Время действия АПВ должно быть минимально возможным для того чтобы обеспечить быструю подачу напряжения потребителям и восстановить нормальный режим работы. Наименьшая выдержка времени, с которой производится АПВ на линиях с односторонним питанием, принимается 0,3–0,5 с.

5) Схемы АПВ должны автоматически обеспечивать готовность выключателя, на который действует АПВ, к новому действию после его включения.

Реализовать функцию АПВ питающих линий позволяет выбранное устройство защиты «Сириус-21-Л».

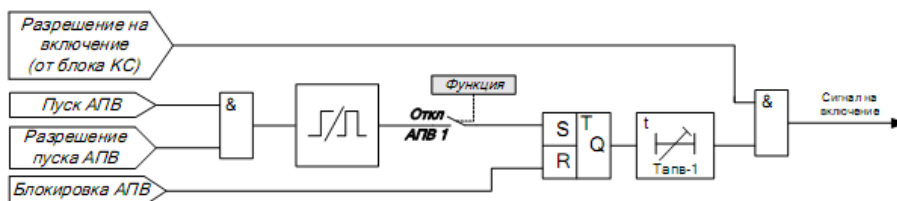


Рисунок 13 – Упрощенная функционально-логическая схема работы АПВ

Для параллельных линий с односторонним питанием прием на питающем конце однократное АПВ без контроля по напряжению, на приемном конце – однократное АПВ с контролем наличия напряжения на линии для того, чтобы избежать суммарно двойного включения выключателей на устойчивое КЗ внутри питающей линии.

### 9.5.2 Автоматическое включение резерва

Схемы подстанции и распределительной сети должны обеспечивать надежность электроснабжения потребителей. Высокую степень надежности обеспечивают принятые схемы питания с двумя трансформаторами, работающими на разные секции шин, с применением АВР на секционном выключателе.

При наличии АВР время перерыва питания потребителей в большинстве случаев определяется лишь временем включения секционного выключателя и составляет  $(0,3 \div 0,8)с$ .

Все устройства АВР должны удовлетворять следующим основным требованиям:

Схема АВР должна приходить в действие в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей по любой причине, в том числе при аварийном, ошибочном или самопроизвольном отключении выключателей



рабочего источника питания, а также при исчезновении напряжения на шинах, от которых осуществляется питание рабочего источника.

Для того, чтобы уменьшить длительность перерыва питания потребителей, включение резервного источника питания должно производиться возможно быстрее, сразу же после отключения рабочего источника.

Действие АВР должно быть однократным для того, чтобы не допускать нескольких включений резервного источника на неустранившееся КЗ.

Схема АВР не должна приходить в действие до отключения выключателя рабочего источника для того, чтобы избежать включения резервного источника на КЗ в неотключившемся рабочем источнике.

Для того, чтобы схема АВР действовала при исчезновении напряжения на шинах, питающих рабочий источник, когда его выключатель остается включенным, схема АВР должна дополняться специальным пусковым органом минимального напряжения.

Для ускорения отключения резервного источника питания при его включении на неустранившееся КЗ должно предусматриваться ускорение действия защиты резервного источника после АВР.

Рассмотрим принципы использования АВР на примере схемы подстанции, приведенной на рисунке 14.

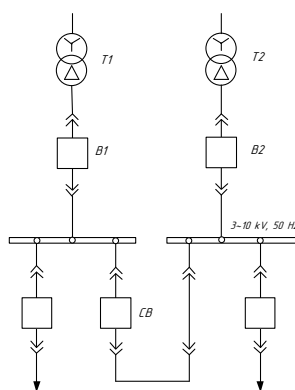


Рисунок 14 – Фрагмент схемы ГПП

Трансформаторы T1 и T2 включены на разные секции шин. Секционный выключатель CB нормально отключен. При аварийном отключении любого из

рабочих трансформаторов автоматически от АВР включается выключатель СВ, подключая нагрузку секции, потерявшей питание, к оставшемуся в работе трансформатору. Принятые к установке трансформаторы имеют мощность, достаточную для питания всей нагрузки подстанции.

Функцию АВР секционного выключателя 10 кВ реализуем на устройстве защиты «Сириус-2-В».

Функцию АВР секционных выключателей 0,4 кВ в РУ НН ТП распределительной сети реализуем на устройстве защиты «Сириус-2-0,4-ВВ».

## **9.6 Сигнализация**

Кроме своего основного назначения – автоматического отключения поврежденного участка от остальной неповрежденной сети, релейная защита служит так же для сигнализации (подачи предупредительных сигналов) обслуживающему персоналу нарушений нормального режима работы оборудования или неисправностей, которые в дальнейшем могут привести к аварии.

На подстанциях предусматриваются следующие виды сигнализации:

- сигнализация положения коммутационных аппаратов, положения РПН;
- сигнализация действия отдельных устройств релейной защиты и автоматики;
- аварийная сигнализация – об аварийных отключениях коммутационных аппаратов;
- предупредительная сигнализация – о наступлении ненормального режима или ненормального состояния отдельных элементов электроустановки.

Цепи индивидуальных аварийных и предупредительных сигналов отдельных элементов подстанции собираются в общую схему сигнализации объекта. Общая для всех элементов объекта схема сигнализации, собранная на панели (в релейном шкафу), воспринимающая и фиксирующая сигналы от отдельных элементов, формирующая аварийный и предупредительный сигналы для обслуживающего персонала, называется центральной сигнализацией.

При аварийном отключении выключателей присоединений без выдержки времени срабатывает аварийная звуковая сигнализация.

При нарушении нормального режима работы оборудования, или при появлении его неисправности, обычно с выдержкой времени, позволяющей отстроиться от кратковременных процессов и самоустраняющихся неисправностей, срабатывает предупредительная звуковая сигнализация.

Сигнализация отключенного, включенного и аварийно отключенного состояния коммутационных аппаратов выполняется при помощи сигнальных ламп. Аварийное отключение коммутационных аппаратов (определяется по принципу несоответствия) сигнализируется миганием лампы положения «Отключено» данного коммутационного аппарата.

Сигнализация срабатывания отдельных ступеней защиты и функций автоматики микропроцессорных устройств РЗ осуществляется светодиодными индикаторами.

Центральная сигнализация подстанции должна обеспечивать:

- постоянную готовность сигнализации к работе;
- автоматический контроль наличия оперативного тока;
- ручной контроль ее исправности;
- выдачу аварийного звукового сигнала без выдержки времени;
- выдачу предупредительного сигнала с выдержкой времени;
- фиксацию факта срабатывания сигнализации;
- ручной или автоматический съем звукового сигнала;
- возможность определения источника поступившего сигнала;
- повторность действия при последовательном поступлении нескольких сигналов;
- одновременный прием сразу нескольких сигналов;
- возможность передачи сигналов по каналам телемеханики.

## 10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 10.1 Безопасность

Общие требования техники безопасности на мусороперерабатывающем заводе регламентируются Правилами и другими документами.

Устройство и техническая эксплуатация электроустановок, электрических сетей, а также электрооборудования и установок на заводах должны производиться согласно «Правилам устройства электроустановок», «Правилам технической эксплуатации и безопасности обслуживания электроустановок промышленных предприятий», «Правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок городских электрических сетей напряжением до 1000 В».

На участках производства работ должны быть аптечки с медикаментами и перевязочными материалами.

Рассмотрим технику безопасности основных электроприемников на мусороперерабатывающем заводе.

#### *Приемные бункеры и пластинчатые питатели*

Размеры и конструкция бункера должны позволять вести одновременную его загрузку отходами из мусоровозов и разгрузку питателями или грейферными кранами.

Во избежание пылеобразования помещения, где расположены бункеры, должны находиться под постоянным разряжением аспирационных установок.

Бункеры должны иметь гладкую внутреннюю поверхность и форму, обеспечивающую их полную разгрузку.

ТБО должны находиться в приемном бункере не более двух суток. Раз в месяц бункер следует полностью опорожнять, промывать и дезинфицировать.

На дне бункера должны быть предусмотрены приямок для стока жидкости во время мойки и дезинфекции бункера и отсасывающее оборудование.

Над бункером с пластинчатым питателем должен устанавливаться тельфер грузоподъемностью 500 кг для извлечения случайно попавших в бункер крупногабаритных отходов.

Спуск в бункеры и выполнение работ в них, вызванные производственной необходимостью, допускаются с письменного разрешения начальника цеха и только нарядом-допуском.

Для работы в бункере выделяют не менее двух проинструктированных рабочих и назначают ответственного руководителя из инженерно-технического персонала.

#### *Ленточные конвейеры*

Вдоль конвейеров должны быть оставлены проходы: с одной стороны не менее 700 мм, с другой (только для ремонтно-монтажных целей) — не менее 400 мм.

Для обслуживания приводящих станций ленточных конвейеров должны быть устроены площадки с перилами, расположенные на расстоянии не менее 1800 мм от потолка или перекрытия здания.

Для перехода через конвейеры устанавливают стационарные мостки с лестницами и перилами. Проходы, расположенные под конвейерами, защищают прочным перекрытием на всю ширину прохода. Конвейеры, под которыми возможен проход людей, должны быть снабжены бортами, предупреждающими скатывание транспортируемых материалов.

Натяжные и приводные барабаны конвейеров должны быть надежно ограждены так, чтобы лента была закрыта на расстоянии не менее 1 м от оси барабана.

В закрытых помещениях места перегрузки ТБО должны закрываться герметичными кожухами, подключенными к пылеотсасывающей установке.

При наличии трассы из двух или более ленточных конвейеров должна быть устроена автоматическая блокировка, которая при остановке одного из конвейеров, расположенных со стороны потока материала, обеспечивает

остановку остальных. При необходимости конвейеры должны быть оборудованы аварийными остановочными тросами, расположенными по длине конвейера.

При эксплуатации ленточных конвейеров в условиях, когда лента конвейера (или трасса) не просматривается, с места пуска должна быть установлена двухсторонняя звуковая сигнализация.

Натяжение и выправление ленты, ее очистку, ремонт натяжных и приводных станций (барабанов, звездочек) производят при выключенном электродвигателе после вывешивания на пускателе предупредительной надписи: «Не включать, работают люди!».

#### *Биотермический барабан*

Биотермический барабан должен быть заблокирован со вспомогательным оборудованием и механизмами. При пуске биобарабана и заблокированного с ним оборудования должна предусматриваться система звуковой и световой сигнализации. Система блокировки должна иметь звуковую и световую сигнализацию. Управление биобарабаном должно быть сосредоточено у рабочего места машиниста и на пульте в диспетчерской.

На площадках против выступающих частей на корпусе биобарабана (термопары, люки, вентиляторы-наездники и т. д.) должны быть устроены ограждения и вывешены предупредительные знаки по ГОСТ 19433—81. Во вспомогательном приводе биобарабана предусматривается тормозное устройство. Для предупреждения самопроизвольного поворота при ремонтах предусмотреть установку надежного стояночного тормоза.

Соединительные муфты, приводы и другие вращающиеся детали должны иметь съемные ограждения из листа толщиной не менее 2 мм или сетки с ячейкой не менее 5 мм и диаметром проволоки не менее 2 мм.

При пуске биобарабана на рабочей площадке может находиться только обслуживающий персонала.

Вдоль люков на биобарабане предусматривается рифленая дорожка с двусторонним ограждением для перемещения по биобарабану, остановленному в положении «люками вверх».

При проведении работ на биобарабане (отбор проб, замер степени заполнения и др.) барабан должен быть надежно заторможен, на пускателе вывешена предупредительная надпись: «Не включать, работают люди!». Работы производят не менее двух рабочих: один — на биобарабане, второй — внизу, в зоне видимости первого.

Работы на биобарабанах, не оборудованных дорожкой с ограждением, производят с натянутым над барабаном (вдоль его оси) тросом, к которому пристегивают предохранительные пояса.

Пуск биобарабана запрещен при: ослаблении деталей крепления привода, опор, упорных роликов или наличии трещин в корпусе; повышенной вибрации и толчках элементов привода и опорных узлов; искривлении корпуса биобарабана, что создает аварийные условия работы опор и привода; неисправности любого механизма, связанного с работой биобарабана.

### *Грохоты*

Кожухи грохотов должны присоединяться к аспирационной системе. Площадки вокруг грохотов должны быть ограждены перилами и оборудованы лестницами. Перила должны иметь по периметру сплошную обшивку снизу на высоте 15 см. Площадка и ступени лестницы должны иметь рифленую поверхность. Рабочие места около грохота должны быть чистыми и сухими.

Необходимо предусматривать автоматическое отключение электропривода грохота при выходе из строя одной из камер опорных катков с одновременной остановкой технологической линии со стороны подачи компостируемой массы и аварийной сигнализацией на пульт управления завода.

Запрещается открывать люки кожуха грохота до полной остановки сита и отключения привода. Работу по прочистке грохотов можно проводить только после выключения двигателя и вывешивания на пускателе надписи: «Не включать, работают люди!».

### *Дробилки*

Учитывая, что молотковые дробилки для ТБО изредка взрываются, в схемах МПЗ целесообразно предусматривать измельчение ТБО в биотермических барабанах.

Приводимые ниже рекомендации относятся к дробилкам для компоста, которые устанавливаются после биобарабанов.

Во время работы дробилки запрещается проталкивать в нее материал, очищать разгрузочное отверстие, устранять неполадки и производить какое-либо регулирование. Запрещается находиться в зоне разгрузочного отверстия и люка выброса балласта.

Работа дробилки должна быть немедленно прекращена: при отсутствии предохранительных ограждений и ослаблений шпонок у зубчатых колес, шкивов или маховиков на валу, а также крепежных и фундаментных болтов; без предохранительных шпилек к муфте приводного шкива молотковой дробилки.

Пускать дробилку и связанные с ней механизмы можно лишь с разрешения мастера и только после установленного сигнала.

Для предупреждения обратного выброса кусков дробленого материала из дробилок загрузочные отверстия должны иметь предохранительный щиток. При длительной остановке дробилки весь материал с питателя должен быть удален.

При возникновении во время работы резких ударов (вызванных попаданием инородных предметов, дисбалансировкой ротора и пр.) дробилку немедленно останавливают. Ротор молотковой дробилки перед пуском должен быть тщательно отбалансирован. При неисправности дробилки (сильная вибрация, поломка бил, разрыв болтов и т. п.) ее следует немедленно остановить.

Подавать сырье в приемную воронку дробилки разрешается только после достижения ротором рабочей скорости вращения.

Производить осмотр дробилки следует только после остановки дробилки и снятия предохранителей или вилок разрыва.

При наличии в одном помещении двух или более дробилок они должны быть занумерованы с соответствующим обозначением их номеров на рубильниках или пускателях; для каждой дробилки должен быть установлен



предупредительный сигнал пуска и остановки, отличный от сигнала других дробилок.

### *Магнитные сепараторы*

Персоналу не разрешается находиться в зоне магнитного сепаратора.

Около сепаратора должен быть вывешен предупреждающий знак: «Осторожно, сильное магнитное поле».

Перед началом работы магнитного сепаратора необходимо произвести осмотр и установить: отсутствие на ленте надрывов, ее натяжение, отсутствие смещения ленты, целостность концов соединения ленты; отсутствие на установке посторонних предметов; наличие предусмотренных ограждений, достаточную освещенность.

Сигналом начала работы оборудования является установленный звуковой сигнал; персонал, находящийся вблизи сепаратора, обязан отойти и занять свое рабочее место.

При включенном ленточном конвейере необходимо проверить работу магнитного сепаратора, пропустив под ним по ленте металлический предмет. В случае если магнитный сепаратор не отделяет и пропускает металл, следует остановить конвейер и доложить мастеру о неисправности, так как она может привести к аварии дробилки.

Персонал, обслуживающий данный пост, должен находиться на площадке обслуживания за специальным щитом, не соприкасаясь с движущейся лентой.

Во время работы магнитного сепаратора запрещается: снимать руками металл с движущейся ленты; очищать ленту и электромагнит сепаратора; очищать привод и валы барабанов от пыли и посторонних предметов.

После окончания работы всех механизмов необходимо произвести тщательную очистку электромагнита, двигателя, валов барабанов от металла и других посторонних предметов.

При выполнении ремонта, чистки, смазки и для устранения каких-либо неисправностей магнитный сепаратор должен быть отключен, предохранители сняты и вывешены плакаты: «Не включать, работают люди!».

находящемся на пульте управления, делают запись о причинах остановки, начале и окончании производства ремонтных работ.

Техника безопасности на заводе должна соответствовать следующим нормативно - техническим документам системы безопасности труда: СТП –1504-01-08 «Порядок разработки инструкций по охране труда», СО 34.03.201-97 ПТБ при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей, эксплуатации электроустановок, СО 34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий, коллективный договор и др. Знание правил техники безопасности обязательно для рабочих всех разрядов и групп квалификации, а также их непосредственных руководителей.

Техника безопасности на заводе должна соответствовать следующим нормативно - техническим документам системы безопасности труда: СТП –1504-01-08 «Порядок разработки инструкций по охране труда», СО 34.03.201-97 ПТБ при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей, эксплуатации электроустановок, СО 34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий, коллективный договор и др. Знание правил техники безопасности обязательно для рабочих всех разрядов и групп квалификации, а также их непосредственных руководителей.

## **10.2 Экологичность**

Настоящая часть проекта выполнена с целью определения возможных нарушений природной среды в результате проведения монтажных работ при проектировании мусороперерабатывающего завода, последствий осуществления проекта, обоснования экологической безопасности предлагаемых технических решений и достаточности соответствующих природоохранных мероприятий.

Данный раздел имеет цель:

- выявить все источники вредного воздействия проектируемого объекта на окружающую среду при реконструкции;
- сформировать мероприятия, направленные на исключение или максимальное снижение отрицательного воздействия объекта на окружающую среду и дать оценку их экономической эффективности.

### 10.2.1 Нормативно-правовая база

Раздел «Охрана окружающей природной среды» рабочего проекта при проектировании мусороперерабатывающего завода выполнен в соответствии с основными законодательными актами и нормативными документами, регламентирующими требования в области охраны природы и рационального использования природных ресурсов. Перечень основных законодательных актов:

- Закон РФ "Об охране атмосферного воздуха" от 02.04.99г;
- Закон РФ "Об отходах производства и потребления" от 24.06.98г;
- Закон РФ "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения" от 30.03.99г;
- Закон РФ "Об охране окружающей среды" от 10.01.02г.

### 10.2.2 Краткое описание методов производства монтажных работ

Работы по проектированию ведутся на территории мусороперерабатывающего завода. Проектирование проводится в летний период. Решения по организации проектирование приведены в разделе проекта организации работ.

Проектирование ведется в стеснённых условиях, вблизи работающего оборудование на высоте как до, так и более 2 х метров от уровня земли. Складирование оборудования и материалов предусматривается непосредственно на площадке под временным навесом, в заводской упаковке или во временных бытовках.

Исходя из условий осуществления строительства и принятых транспортных схем доставки оборудования и материалов реконструкция будет происходить следующими этапами:

- доставка оборудования и материалов к месту монтажа;
- монтаж временных строительных конструкций и освещения;
- демонтаж существующего оборудования;
- замена реконструируемого оборудования;
- антикоррозийная обработка и окраска металлических конструкции;

- демонтаж временных строительных конструкций;
- уборка монтажной площадки, вывоз мусора.

### 10.2.3 Шум от трансформаторов

Трансформатор является источником постоянного шума механического и аэродинамического происхождения. Механический шум излучается баком трансформатора и в основном зависит от типовой мощности трансформатора. Аэродинамический шум создается дутьевыми устройствами систем охлаждения и в ряде случаев может быть более интенсивным, чем механический шум трансформаторов.

На ГПП в ОРУ установлено два трансформатора типа ТДТН 6300/35, для них заданы следующие данные: вид системы охлаждения – трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, с системой регулирования напряжения. Типовая мощность трансформатора – 6,3 МВА. Класс напряжения - 35 кВ. Тип территории - территории, непосредственно прилегающие к жилым домам.

По [4] определяем допустимый уровень звука:  $DV_{LA} = 45 \text{ дБА}$ . Данное значение взято для времени суток ( $23^{00} - 7^{00}$ ), как наиболее жесткое требование к допустимому уровню звука.

По [4] в зависимости от типовой мощности, класса напряжения, вида системы охлаждения трансформатора определяем скорректированный уровень звуковой мощности одного трансформатора:  $L_{PA} = 89 \text{ дБА}$ .

С учетом того, что трансформаторов два, суммарный скорректированный уровень звуковой мощности:

$$L_{\Sigma WA} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 89} = 92,01 \text{ дБ}; \quad (191)$$

Определим минимальное расстояние до соответствующей территории, которое выражается из формулы:

$$L_{\Sigma WA} = DV_{LA} + 10 \cdot \lg \left( \frac{S}{S_0} \right), \quad (192)$$

где  $S_0 = 1 \text{ м}^2$ .

$$S = 2 \cdot n \cdot (R_{min})^2. \quad (193)$$

Отсюда:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{L_{\Sigma WA} - DV_{LA}}{10}}}{2 \cdot \pi}}, \quad (194)$$

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{92-45}{10}}}{6,28}} = 89 \text{ м.}$$

Минимальное расстояние от ГПП до границы посёлка составляет 89 м, а ГПП находится на расстоянии 350 м от посёлка. Следовательно, защита жилых застроек от шума выполняется расстоянием. Дополнительных мер по защите от шума не требуется.

### 10.3 Чрезвычайные ситуации

#### 10.3.1 Возможные чрезвычайные ситуации на ГПП

Все случаи нарушений нормальных режимов работы подстанций (автоматические отключения оборудования при КЗ, ошибочные действия персонала) рассматриваются как аварии или отказы в работе в зависимости от их характера, степени повреждения оборудования и тех последствий к которым они привели.

Наличие большого количества источников зажигания, которые возникают в результате перегрузок, коротких замыканий, образования больших местных переходных сопротивлений, электрических искр и дуг, а также горючих материалов (масла различных марок, изоляция электрических кабелей и др.) обуславливают высокую пожарную опасность электроустановок. Растекание горящих масел по площади создает опасность перехода огня на другие электроустановки.

Наибольшее число пожаров имеет свободное развитие из-за несвоевременного отключения электроустановок, а также из-за расположения в непосредственной близости от этих установок другого оборудования под напряжением. Снятие напряжения с электроустановок является сложным организационным процессом и требует определенного времени, что приводит к увеличению материального ущерба и осложнению обстановки на пожаре.

Сложность обстановки на таких пожарах и наличие большого количества электрооборудования высокого напряжения существенно затрудняют действия пожарных подразделений и добровольных формирований при локализации и ликвидации пожаров на энергообъектах. Поэтому необходимо применение таких способов подачи огнетушащих веществ и средств для их реализации, которые обеспечили бы безопасную и одновременно эффективную ликвидацию горения электроустановок под напряжением.

### 10.3.2 Обеспечение пожарной безопасности на ГПП

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции и основные противопожарные мероприятия.

Согласно Правилам пожарной безопасности для энергетических предприятий пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, должны иметься на тропках обхода территории ОРУ.

В соответствии с требованиями ПТЭ:

Запрещается производить перепланировку помещений без предварительной разработки проекта, а при отступлении его от строительных норм и правил - без согласования с местными надзорными органами.

Курение разрешается только в специальных и оборудованных местах, у которых должны быть вывешены знаки безопасности по действующему государственному стандарту.

При пересечении коммуникациями и кабелями перегородок (перекрытий)

все места проходок необходимо на всю толщину уплотнить несгораемыми материалами, а при необходимости специальными сальниковыми уплотнениями.

Пожарная опасность электрооборудования установленного на подстанции связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности приводов выключателей и др. аппаратов.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться «Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций».

К первичным средствам пожаротушения относятся:

- огнетушители порошковые;
- огнетушители углекислотные;
- пожарные краны;
- песок;
- пожарный щит.

Порядок тушения пожара:

1) Первый заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене подстанции, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных

подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене.

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

В соответствии с [4], для пожаротушения трансформаторов 16 МВ·А, тушение пожаров на энергообъектах может проводиться на отключенном электрооборудовании и на электроустановках, находящихся под напряжением,

используют воду в виде компактных струй из стволов РС-50 ( $d_{сн} = 13$  мм) и распыленных из стволов с насадками НРТ-5, а также негорючие газы, порошковые составы и комбинированные составы (углекислота с хладоном



или распыленная вода с порошком).

Минимальные безопасные расстояния от насадок стволов до электроустановок под напряжением приведены в таблице 36 [5].

Таблица 36 – Безопасное расстояние до горящих электроустановок, находящихся под напряжением

Применяемое огнетушащее вещество	до 1кВ	от 1 до 10 кВ	от 10 до 35 кВ	от 35 до 110 кВ	от 110 до 220 кВ вкл.
Вода (распыленные струи), подаваемая из стволов, снабженных насадками турбинного типа НРТ; огнетушащие порошковые составы (всех типов); одновременная подача воды и порошка	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0
Вода (компактные струи), подаваемая из ручных стволов типа РС- 50 с расходом 3,6 л/с	4,0	6,0	8,0	10,0	Не допускается

Данные расстояния приняты из условия прохождения через ствольщика тока силой до 0,5 мА, который не является опасным для человека.

Кроме этого, с целью ограничения пожара в случае загорания трансформатора под ним оборудуется маслоприемник, не допускающий распространения пожара.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру,

установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные (ОУ-5, ОУ-8) или углекислотные - бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7) огнетушители, а также распыленную воду.

В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе проведено проектирование электроснабжение мусороперерабатывающего завода в поселке городского типа Прогресс Амурской области.

В выпускной квалификационной работе выполнены следующие основные задачи:

- дана характеристика мусороперерабатывающего завода;
- рассчитаны нагрузки мусороперерабатывающего завода;
- разработаны два варианта схемы внешнего электроснабжения мусороперерабатывающего завода;
- выбран оптимальный вариант и схема подключения к электрической сети мусороперерабатывающего завода;
- выполнена проектирование ГПП;
- произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, а также для расчета и проверки уставок устройств релейной защиты и автоматики.
- произведен расчет молниезащиты вводимой ГПП с расстановкой молниеотводов;
- произведен выбор защит на ГПП;
- рассмотрены вопросы по безопасности выполняемых работ при проектировании ГПП.

Таким образом, разработан вариант электрической сети обеспечивающий эффективное и надежное электроснабжения потребителя – мусороперерабатывающего завода.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Балаков Ю.Н. Проектирование схем электроустановок / Ю. Н. Балаков, М.Ш. Мисриханов.– М.: Выш. шк., 2004.–186с.
- 2 ГОСТ 12.1.019-79\* ССБТ «Электробезопасность»
- 3 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2006. – 47 с.
- 4 ГОСТ 12.2.024 – 87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля. – Взамен ГОСТ 12.2.024—76; Введ. 01.01.89 – М.: Изд-во стандартов, 1990.
- 5 ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
- 6 Гловацкий В.Г. Современные средства релейной защиты и автоматики энергосетей: [Электронный ресурс]/ В.Г. Гловацкий, И.В. Понамарев. –М. 2006 г.
- 7 Дмитриев М.В. Применение ОПН в электрических сетях 6-750 кВ. М.В. Дмитриев. – СПб.: 2007. –57 с.
- 8 Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках 153-34.03.603-2003.
- 9 Кабышев А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения. Справочные материалы по электрооборудованию: Учебное пособие/ А.В. Кабышев, С.Г. Обухов – Томск: Том.политех.ун-т, 2010. – 168 с.
- 10 Киреева Э.А., Орлов В.В, Старкова Л.Е. «Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий». Москва НТФ «энергетик », 2011 -368 с.
- 11 Наумов И.В. « Электроснабжение» [Электронный ресурс] : учеб. пособие / И. В. Наумов. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 381 с.

12 Макаров Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ. Т.2. Москва, 2003.- 398с.

13 Мясоедов Ю. В. «Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения с распределенной генерацией» [Текст] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 117 с.

14 Мясоедов Ю.В., Савина Н. В., Ротачева А.Г., «Электрическая часть станций и подстанций». Благовещенск 2013.- 106 с.

15 Микропроцессорные устройства релейной защиты Seram [Электронный ресурс]: Режим доступа:

16 Савина Н.В. «Электроснабжение промышленных предприятий » [Электронный ресурс]: метод. указания к курс. проектированию / Н. В. Савина. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 81 с.

17 Савина Н.В., Проценко П.П., «Техника высоких напряжений». Благовещенск 2015.- 105 с.

18 СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве

19 Повзик Я. С. Пожарная тактика. – М.: ЗАО «СПЕЦТЕХНИКА», 2004. - 416 с.

20 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. М.: НЦ ЭНАС., 2013.

21 Правила устройства электроустановок. Распределительные устройства и подстанции. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003.

22 Приказ Минпромэнерго РФ от 23.06.2015 № 380. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии.

23 Приказ ФСТ России № 1747/17 от 19.12.2020 г. Об утверждении предельных уровней тарифов на услуги по передаче электрической энергии по субъектам Российской Федерации на 2021 год

24 Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» РД-153.-34.0-03.301-00. – МЗАО «Энергетические технологии», 2000.- 116 с.

25 Руководящий документ «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок». М.: НЦ ЭНАС., 2013

26 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. –М.: Издательский центр «Академия», 2005 .– 448с.

27 СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве.

28 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012.– 320с.

29 Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография/ М.А. Шабад. – Спб.: ПЭИПК, 2003. –4-е изд., перераб. и доп. – 350 стр., ил.

30 Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭВ.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.