

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Южно-Уральский государственный университет»  
(национальный исследовательский университет)  
Политехнический институт. Энергетический факультет  
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ И.М. Кирпичникова  
(подпись)

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.

Электроснабжение электродного производства электрометаллургического  
комбината

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ  
ЮУрГУ – 13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной защите  
к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ А.М. Ершов  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.

Руководитель проекта  
к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ В.В. Пястолов  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.

Консультант по экономике  
к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ Е.Ж. Васильев  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.

Автор проекта  
Студент группы П-475

\_\_\_\_\_ Ю.П. Лузина  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.

Консультант по БЖД  
д.т.н., профессор

\_\_\_\_\_ В.Ф. Бухтояров  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.

Нормоконтролер  
старший преподаватель

\_\_\_\_\_ Н.Ю. Аверина  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«Южно-Уральский государственный университет»  
(национальный исследовательский университет)

Факультет «Энергетический»  
Кафедра «Системы электроснабжения»  
Направление 140400 «Электроэнергетика и  
электротехника»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой СЭС

\_\_\_\_\_ И.М. Кирпичникова  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.

ЗАДАНИЕ  
на выпускную квалификационную работу студента

Лузина Юлия Павловна  
\_\_\_\_\_  
(фамилия, имя, отчество полностью)

Группа П-475

1 Тема работы  
Электроснабжение радиозавода

утверждена приказом по университету от \_28.04\_\_\_\_\_ 2017 г. № \_835\_\_\_\_\_

2 Срок сдачи студентом законченной работы \_25.05.16

3 Исходные данные к работе

Из базы данных кафедры.

---

---

---

---

---

---

---





## КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка руководителя о выполнении
Введение	15.05.17	
Технический паспорт проекта	30.04.17	
Сравнение современных отечественных и зарубежных технологий	13.02.17	
Расчет электрических нагрузок по подробно рассматриваемому цеху и по заводу в целом	22.02.17	
Выбор мощности, типа силовых трансформаторов ТП	13.03.17	
Расчет картограммы электрических нагрузок, определение центров электрических нагрузок и места расположения ТП	22.03.17	
Технико-экономическое обоснование схемы внутреннего электроснабжения	03.04.17	
Расчет токов короткого замыкания	10.04.17	
Выбор электрооборудования системы электроснабжения	30.04.17	
Релейная защита	30.04.17	
Расчет компенсации реактивной мощности	10.05.17	
Расчёт показателей качества электрической энергии в СЭС	10.04.17	
Безопасность жизнедеятельности	30.04.17	
Экономическая часть	30.04.17	
Заключение	30.04.17	
Библиографический список	30.05.17	
Оформление пояснительной записки	06.05.17	
Графическая часть	30.04.17	

Заведующий  
кафедрой СЭС

\_\_\_\_\_ (подпись)

И.М. Кирпичникова

Руководитель работы

\_\_\_\_\_ (подпись)

В.В Пястолов

Студент

\_\_\_\_\_ (подпись)

Ю.П. Лузина

## АННОТАЦИЯ

Лузина Ю.П. – Электроснабжение электродного производства  
 электрометаллургического комбината. – Челябинск: ЮУрГУ, Э; 2017. –  
 113 с., 22 ил., 23 табл., библиогр. список – 16 наим., 6 листов чертежей ф.  
 А1

В данной работе выполнен проект электродного производства электрометаллургического комбината, расположенного на Южном Урале.

В ходе проектирования, основываясь на технико-экономическом сравнении нескольких вариантов выбран наиболее экономичный и технически выгодный, обеспечивающий надежное электроснабжение электрометаллургического комбината. В проекте были определены расчетные нагрузки предприятия, рассчитаны токи короткого замыкания, выбрано оборудование и измерительные приборы, произведен расчет компенсации реактивной мощности.

Помимо этого рассмотрены основные требования к технике безопасности и охране труда, а также произведен расчет по пожарной безопасности.

					<b>13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ</b>							
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>								
Разраб.	Лузина				Электроснабжение электродного производства электрометаллургического комбината			Лит.	Лист	Листов		
Пров.	Пястолов							В	К	Р	3	113
Реценз.								ФГБОУ ВПО ЮУрГУ (НИУ) Кафедра ЭССиЭС				
Н. Контр.	Аверина											
Утверд.	Кирпичникова											

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	7
ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА.....	8
1 СРАВНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ.....	9
Вывод по разделу 1 .....	12
2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ .....	13
2.1 Расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху.....	13
2.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию .....	22
2.3 Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия.....	26
Вывод по разделу 2 .....	28
3 ВЫБОР ЧИСЛА, МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПРЕДПРИЯТИЯ.....	29
Вывод по разделу 3 .....	32
4 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ, СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГЛАВНОЙ ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ ПРЕДПРИЯТИЯ.....	35
Вывод по разделу 4 .....	37
5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ.....	38
5.1 Вариант с напряжением внешнего электроснабжения 35 кВ.....	38
5.1.1 Схема внешнего электроснабжения.....	38
5.1.2 Потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП.....	39
5.1.3 Расчет линий электропередач от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия.....	39
5.1.4 Расчет токов короткого замыкания.....	40
5.1.5 Выбор коммутационной аппаратуры в начале отходящих от подстанции энергосистемы линий и на вводе ГПП .....	42
5.1.6 Технико-экономические показатели схемы внешнего электроснабжения .....	46
5.2 Вариант с напряжением внешнего электроснабжения 110 кВ.....	48
5.2.1 Схема внешнего электроснабжения.....	48
5.2.2 Потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП.....	49
5.2.3 Расчет линий электропередач от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия.....	49
5.2.4 Расчет токов короткого замыкания.....	49

					13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

5.2.5	Выбор коммутационной аппаратуры в начале отходящих от подстанции энергосистемы линий и на вводе ГПП .....	50
5.2.6	Технико-экономические показатели схемы внешнего электроснабжения .....	54
5.3	Сравнение вариантов с напряжением внешнего электроснабжения предприятия 35 и 110 кВ .....	55
	Вывод по разделу 5 .....	56
6	ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ .....	57
	6.1 Выбор напряжения .....	57
	6.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия .....	57
	6.3 Конструктивное выполнение электрической сети .....	57
	6.4. Расчет питающих линий .....	57
	Вывод по разделу 6 .....	59
7	РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ .....	62
	Вывод по разделу 7 .....	66
8	ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ .....	67
	8.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП, выключателей, трансформаторов тока и напряжения .....	67
	8.2 Выбор соединения силового трансформатора ГПП с КРУ .....	71
	8.3 Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания .....	71
	8.4 Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП .....	72
	8.5 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей распределительных устройств низшего напряжения цеховых ТП и вводных аппаратов НРП .....	73
	Вывод по разделу 8 .....	74
9	ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ .....	75
	Вывод по разделу 9 .....	77
10	КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ .....	78
	Вывод по разделу 10 .....	81
11	ЗАЩИТА АСИНХРОННОГО ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ 6 кВ .....	82
	11.1 Организация защиты электродвигателя .....	83
	11.2 Защита от перегрузки .....	86
	11.3 Мгновенная отсечка .....	86



11.4	Защита от минимального напряжения.....	86
	Вывод по разделу 11 .....	90
12	ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	91
	Вывод по разделу 12 .....	96
13	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....	97
13.1	Обоснование выбора местоположения ГПП.....	97
13.2	Основные габариты и разрывы, обеспечивающие безопасность работ и осмотра оборудования .....	97
13.3	Основные требования к установке трансформаторов.....	98
13.4	Мероприятия, обеспечивающие возможность безопасного осмотра высоко расположенных токоведущих частей .....	99
13.5	Проходы и проезды на ОРУ .....	99
13.6	Правила окраски токоведущих частей.....	99
13.7	Перечень защитных средств, необходимых на ГПП.....	99
13.8	Требования к устройству дверей и оснащению их замками .....	100
13.9	Электробезопасность .....	100
13.9.1	Установка заземляющих ножей, выбор системы блокировки разъединителей с выключателями и заземляющими ножами.....	100
13.9.2	Расчет защитного заземления ГПП.....	101
13.9.3	Устройства сигнализации и контроля изоляции выключателя ВВУ-СЭЩ-10 .....	106
13.10	Расчет освещения открытого распределительного устройства .....	107
13.11	Пожарная безопасность .....	108
13.12	Расчет молниезащиты.....	109
	Вывод по разделу 13 .....	110
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	112
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	113

## ВВЕДЕНИЕ

Энергетическая программа России, разработанная на длительную перспективу, предусматривает ускоренное внедрение энергосберегающей техники и технологии.

Ускорение НТП предъявляет высокие требования к базовым отраслям экономики, одной из которых является энергетика. Производство, передача и оптимальное распределение электроэнергии приобретают все большее значение. В целях повышения всемирного технического уровня необходимо как можно быстрее добиться повышения уровня качества ЭЭ, повышения надежности электроснабжения. Это является определяющим фактором для решения задач проектирования и эксплуатации современных систем ЭС ПП.

Большое значение имеет проблема оптимизации режимов потребления промышленными предприятиями. Она усложняется в связи с непрерывно возрастающими требованиями к качеству электроэнергии, особенно для энергоемких промышленных предприятий с высокой степенью энерговооруженности и автоматизации.

Главными задачами проектирования и эксплуатации современных систем электроснабжения промышленных предприятий являются: правильное определение электрических нагрузок; рациональная передача и распределение электроэнергии; обеспечение необходимого качества электроэнергии на зажимах промышленных предприятий; экономия электроэнергии и других материальных ресурсов.

					13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

## ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

Основные характеристики потребителей и системы электроснабжения восточной группы цехов трубопрокатного завода.

1) Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1000 В: 8964,9 кВт.

2) Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением выше 1000 В: 21600 кВт

3) По надежности электроснабжения потребители предприятия относятся к первой, второй и третьей категориям.

К потребителям первой категории относятся:

- прессовый цех,
- обжиговый цех,
- корпус графитации 1,
- корпус графитации 2,
- корпус графитации 3,
- котельная.

К потребителям второй категории относятся:

- цех механической обработки электродов,
- ремонтно-механический цех,
- цех электродных масс.

К потребителям третьей категории относятся:

- склады,
- химлаборатория,
- бытовые,
- столовая.

4) Полная расчетная мощность на шинах ГПП: 20624 кВА.

5) Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.

6) Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме питающих предприятие линий: 3800 МВА.

7) Расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы 4,5 км, питающая воздушная линия выполнена проводом марки АС-70/11.

8) На ГПП установлены два трансформатора типа ТРДН - 25000/110-У1.

9) Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия: 10 кВ.

10) Тип принятых ячеек распределительного устройства ГПП: КРУ-СЭЩ-59.

11) Для питания потребителей напряжением ниже 1000 В устанавливаются цеховые трансформаторные подстанции с трансформаторами типа ТМГ мощностью 250, 630, 800, 1000, 1250 и 1600 кВА.

12) Типы кабельных линий:

- ААПл с сечениями 3×70, 3×95, 3×150;

										Лист
										8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ					

# 1 СРАВНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Автоматические выключатели предназначены для защиты и коммутации распределительных цепей от перегрузок и коротких замыканий в промышленных, административных и жилых зданиях.

## Compact

Автоматические выключатели и выключатели нагрузки низкого напряжения, Compact, 80А - 1250А (предназначены для коммутации номинальных токов и отключения токов коротких замыканий в распределительных электрических сетях и системах электроснабжения низкого напряжения) [1].

Диапазон токов серии выключателей Compact NS предопределяет возможность их использования и для защиты индивидуальных потребителей, и для защиты групповых линий, и для защиты сети в точке подключения к источнику низкого напряжения. Уровень токов защищаемых выключателями Compact NS линий требует достаточно частых коммутаций и потому к ним предъявляются жесткие требования по износостойкости. Количество циклов последовательных операций включения и отключения при нормальной электрической нагрузке, которое допускают выключатели Compact NS, достигает 8 тысяч при токе 630 А. Даже при ежедневной коммутации (что заведомо маловероятно для этих токов) ресурса допустимого числа циклов хватит более, чем на 20 лет.

Все выключатели серии допускают использование традиционных термомагнитных расцепителей или установку вместо них электронных блоков управления. Электронный блок управления, конечно, не просто дань времени и моде на электронику. Даже самые простые блоки электронного управления STR22 и STR23 выключателей Compact NS позволяют существенно увеличить точность выбора уставки срабатывания при перегрузке. Так, для выключателя с термомагнитным расцепителем (ТМ 100D) на номинальный ток 100 А возможно получение только трех различных значений уставки 80, 90 и 100 А. В тех же пределах от 80 до 100 А при наличии электронного расцепителя STR22 можно выбрать уставку из десяти возможных фиксированных значений. Встроенные блоки управления магнитотермического или электронного типа, обеспечивающие любые типы токовых защит, а именно:

- базовая защита (защита от перегрузки и короткого замыкания);
- селективная защита;
- защита цепей, запитываемых генераторами;
- защита кабелей большой длины;
- защита электродвигателей.

Реализация многообразия применений с заменяемыми расцепителями и блоками управления основана на использовании модульной конструкции выключателей Compact NS. Эта конструктивная особенность позволяет развивать автоматический выключатель до уровня автоматического выключателя

									Лист
									9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ				

дифференциального тока (АВДТ), что, конечно, дает более компактное решение задачи дифференциальной защиты от токов утечки, чем простое сочетание устройства защитного отключения (УЗО) и автоматического выключателя.

Аппараты Compact NS выпускаются в трех модификациях, которые отличаются друг от друга по отключающей способности и, соответственно, по цене:

N – полный ток отключения  $I_{cu} = 25/45$  кА;

H – полный ток отключения  $I_{cu} = 70$  кА;

L – полный ток отключения  $I_{cu} = 150$  кА, при напряжении 380/415 В, 50/60 Гц.

Все модификации имеют одинаковые габариты и всего два типоразмера на весь диапазон номинальных токов: это типоразмер NS 100-NS 250 на токи от 16 до 250 А и типоразмер NS 400-NS 630 от 150 до 630 А.

Выключатель автоматический ВА55-43

Выключатели предназначены для проведения тока в нормальном режиме и отключения тока при коротких замыканиях, перегрузках и недопустимых снижениях напряжения, а также для нечастых (до 30 раз в сутки) оперативных включений и отключений электрических цепей и рассчитаны для эксплуатации в электроустановках с номинальным напряжением до 440 В постоянного тока и напряжением до 660 В переменного тока частоты 50 и 60 Гц. Автоматические выключатели широкого применения используются для защиты потребителей в составе аппаратуры распределения электроэнергии в общественных зданиях в качестве аппарата высокой мощности.

Технические характеристики:

Номинальный ток максимальных расцепителей: 2000А

Тип: стационарный с электроприводом

Структура условного обозначения выключателя:

ВА X1X2–X3X4–X5X6X7X8X9X10–IP20 УХЛ3(Т3)

где X1X2 – условное обозначение серии,

52 – токоограничивающий, с электромагнитным расцепителем;

53 – токоограничивающий, с полупроводниковыми расцепителями.

55 – селективный с выдержкой времени в режиме короткого замыкания.

56 – без максимальных расцепителей.

X3X4 – условное обозначение номинального тока:

41 – 1000 А,

43 – 1600 А.

X5 – условное обозначение числа полюсов:

3 – 3 полюса с расцепителями,

8 – 2 полюса с расцепителями в двух полюсах в 3-полюсном исполнении.

где X6 – условное обозначение максимальных расцепителей тока в комбинации с исполнением максимальных расцепителей тока по зоне защиты.

0 – без максимальных расцепителей тока (для выключателей ВА56);

										Лист
										10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ					

1 – полупроводниковый расцепитель тока с защитой от токов перегрузки, короткого замыкания, с выдержками времени при коротком замыкании (для выключателей ВА53 и ВА55 постоянного тока);

2 – электромагнитные расцепители тока с защитой от тока короткого замыкания (для выключателей ВА52);

3 – полупроводниковый расцепитель тока МРТ1 с защитой от токов перегрузки, короткого замыкания, однофазного короткого замыкания (для выключателей ВА53 и ВА55 переменного тока);

4 – полупроводниковый расцепитель тока МРТ2 с защитой от токов перегрузки, короткого замыкания, тока включения (для выключателей ВА53 и ВА55 переменного тока);

5 – полупроводниковый расцепитель тока МРТ6 с защитой от токов перегрузки, короткого замыкания, с выдержками времени при коротком замыкании (для выключателей ВА53 и ВА55 постоянного тока);

6 – полупроводниковый расцепитель тока МРТ8 с защитой от токов перегрузки, короткого замыкания, с выдержками времени при коротком замыкании (для выключателей ВА53 и ВА55 постоянного тока);

7 – полупроводниковый расцепитель тока с защитой от токов перегрузки, короткого замыкания и однофазного короткого замыкания (для выключателей ВА53 и ВА55 переменного тока);

8 – полупроводниковый расцепитель тока с защитой от токов перегрузки, короткого замыкания и тока включения (для выключателей ВА53 и ВА55 переменного тока);

9 – полупроводниковый расцепитель тока с защитой от токов перегрузки, короткого замыкания, с выдержками времени при коротком замыкании (для выключателей ВА53 и ВА55 постоянного тока).

где Х6Х7 – условное обозначение исполнения по дополнительным сборочным единицам.

Независимый расцепитель:

Переменного напряжения: В - 110; 127; 220; 240; 380; 400; 415; 550; 660.

Постоянного напряжения: В - 110; 220.

где Х9 – условное обозначение по виду привода и способа установки выключателя.

1 – стационарный, с ручным приводом;

3 – стационарный, с электромагнитным приводом;

5 – выдвижной, с ручным дистанционным приводом;

7 – выдвижной, с электромагнитным приводом.

Электромагнитный привод:

Переменного напряжения: В - 110; 127; 220; 240; 380; 400; 415; 550; 660.

Постоянного напряжения: В - 110; 220.

Х10 – условное обозначение исполнения по дополнительным механизмам:

0 – отсутствуют;

										Лист
										11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ					

5 – ручной дистанционный привод для оперирования через дверь распределительного устройства для стационарного исполнения с ручным приводом;

6 – устройство для блокировки положений «Включено» и «Отключено» выключателя стационарного исполнения с ручным приводом;

7 – узел для установки электромагнитного замка у выключателей выдвижного исполнения;

8 – узел для установки электромагнитного замка и выключателей сигнализации конечных положений выключателей выдвижного исполнения.

Таблица 1.1 – Сравнительная таблица параметров автоматических выключателей

Страна, фирма	Наибольшее рабочее напряжение, В	Номинальный ток отключения, кА	Номинальный ток, А
Compact NS1600	800	85	1600
BA55-43	660	80	1600

#### Выводы по разделу 1

Из-за простоты монтажа и применения, адаптированности к пользователю, экологичности конструкции аппаратов Compact, применим их к установке на низкой стороне ТП.

									Лист
									12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ				

## 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ

### 2.1 Расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху

Для оценки ожидаемых электрических нагрузок предприятия будем использовать метод упорядоченных диаграмм. Подробное описание этого метода изложено в «Указаниях по расчету электрических нагрузок» [2], разработанных на основе исследований ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект».

Согласно [1] с точки зрения расчета электрических нагрузок СЭС разделены на шесть уровней. Сначала проведем расчет для системы второго уровня, к которой относятся распределительные шинопроводы и щиты, с которых непосредственно питаются отдельные электроприемники напряжением до 1 кВ. В качестве примера рассмотрим ремонтно-механический цех, состоящий из шести отделений, в которых установлены распределительные шинопроводы.

План ремонтно-механического цеха представлен на рисунке 2.1.



Рисунок 2.1 – План ремонтно-механического цеха

Подробно рассмотрим отделение пропитки. В этом отделении находятся 12 электроприемников общей номинальной мощностью 157 кВт. Для их питания в отделении устанавливается распределительный шинопровод ШР-5.

Согласно исходным данным, в отделении пропитки ремонтно-механического цеха имеются однофазные электроприемники. Для уменьшения влияния однофазных электроприемников на коэффициенты прямой и обратной последовательности распределим однофазные электроприемники по фазам так, чтобы они были загружены равномерно, насколько это возможно.

Производим расчет однофазных нагрузок, подключенных на линейное напряжение, на примере печи, подключенной на линейное напряжение, с номинальной мощностью  $P_{ном} = 60$  кВт. Здесь и далее будем учитывать, что мощности всех электроприемников приведены к длительному режиму.



По справочнику [2, таблицы 2.2, 2.21] находим коэффициент использования по активной мощности  $K_{ИА} = 0,75$ , коэффициент мощности  $\cos\varphi = 0,75$  и коэффициенты приведения однофазной нагрузки, включенной на линейное напряжение, к нагрузке, отнесенной к одной фазе трехфазного тока и фазному напряжению:  $k_{ab(a)} = 0,72$ ,  $k_{ab(b)} = 0,28$ ,  $q_{ab(a)} = 0,09$ ,  $q_{ab(b)} = 0,67$ . Зная  $\cos\varphi$ , определяем  $\operatorname{tg}\varphi = 0,88$ .

Средние активные и реактивные нагрузки для электроприемников, включенных на линейное напряжение, определяются по формулам:

$$P_{C(a)} = k_{ab(a)} \cdot K_{ИА} \cdot P_{НОМ}, \quad (2.1)$$

$$Q_{C(a)} = q_{ab(a)} \cdot K_{ИА} \cdot P_{НОМ}. \quad (2.2)$$

Так, для фазы а получим:

$$P_{C(a)} = 0,72 \cdot 0,75 \cdot 20 = 10,8 \text{ кВт},$$

$$Q_{C(a)} = 0,09 \cdot 0,75 \cdot 20 = 1,35 \text{ квар}.$$

Аналогично, рассчитываются средние активные и реактивные нагрузки для фаз b и с.

Другие однофазные нагрузки отделения рассчитываются аналогичным образом, результаты расчета сведены в таблицу 2.1.

Для сварочного отделения (ШР-1):

$$n_{\text{Э}} = \frac{\left( \sum_{i=1}^n P_{НОМ i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n (P_{НОМ i})^2}, \quad (2.3)$$

где  $n$  – реальное число электроприемников,

$P_{НОМ i}$  – номинальная активная мощность  $i$ -го электроприемника, кВт.

$$n_{\text{Э}} = \frac{(205,7)^2}{1411,5} = 30.$$

Далее определяем средневзвешенное значение коэффициента использования по шинопроводу:

$$K_{ИА} = \frac{\sum_{i=1}^n (K_{ИА i} \cdot P_{НОМ i})}{\sum_{i=1}^n P_{НОМ i}}, \quad (2.4)$$

где  $K_{ИА i}$  – коэффициент использования  $i$ -го электроприемника.

									Лист
									14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ				

Для ШР-1:

$$K_{ИА} = \frac{69,69}{205,7} = 0,34.$$

Аналогично определяем средневзвешенное значение  $\operatorname{tg}\varphi$ :

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{\sum_{i=1}^n (K_{ИАi} \cdot P_{НОМi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i)}{\sum_{i=1}^n (K_{ИАi} \cdot P_{НОМi})}, \quad (2.5)$$

где  $\operatorname{tg}\varphi_i$  – коэффициент реактивной мощности  $i$ -го электроприемника.

Для ШР-1:

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{63,89}{69,69} = 0,92.$$

По полученному значению  $\operatorname{tg}\varphi$  определяем значение  $\cos\varphi$ .

Согласно [1] расчетные мощности для системы второго уровня определяются по формулам:

$$P_P = K_{РА} \cdot \sum_{i=1}^n K_{ИАi} \cdot P_{НОМi}, \quad (2.6)$$

$$Q_P = K_{РР} \cdot \sum_{i=1}^n K_{ИАi} \cdot P_{НОМi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i, \quad (2.7)$$

где  $K_{РА}$  – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, приводится в [1, таблица 1] в зависимости от эффективного числа электроприемников и средневзвешенного коэффициента использования по активной мощности;

$K_{РР}$  – коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности, который может быть определен в зависимости от  $n_{\text{э}}$ , согласно следующей формуле:

$$K_{РР} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_{\text{э}}}}. \quad (2.8)$$

Тогда полная расчетная нагрузка равна:

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2}. \quad (2.9)$$

					13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

Расчетный ток равен:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (2.10)$$

где  $U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение,  $U_{\text{НОМ}} = 0,38$  кВ.

Так, для рассматриваемого шинпровода ШП-1  $K_{\text{РА}} = 1$ . Отсюда:

$$K_{\text{РР}} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{30}} = 1,03;$$

$$P_p = 1 \cdot 69,69 = 69,69 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 1,03 \cdot 63,89 = 65,83 \text{ квар};$$

$$S_p = \sqrt{69,69^2 + 65,83^2} = 95,87 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{95,87}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 145,65 \text{ А}.$$

Аналогично рассчитываются нагрузки всех отделений, результаты расчета сведены в таблицу 2.2.

После определения нагрузок по отделениям можно перейти к расчету нагрузок в целом по цеху, то есть необходимо определить электрические нагрузки на сборных шинах напряжением 0,38 кВ цеховых трансформаторных подстанций, а это уже система третьего уровня.

Расчетные активная и реактивная мощности определяются по формулам (2.4) и (2.5) соответственно, но  $K_{\text{РА}}$  определяется согласно [2, таблица 2]. Коэффициенты расчетной нагрузки по активной и реактивной мощности принимаются одинаковыми, так как на третьем уровне графики активной нагрузки становятся более ровными во времени, чем в узлах системы второго уровня.

При расчете нагрузок по цеху в целом также необходимо определить эффективное число электроприемников, средневзвешенные коэффициенты использования и реактивной мощности по формулам (2.1), (2.2) и (2.3) соответственно.

Так, для ремонтно-механического цеха:

$$n_{\text{Э}} = \frac{(1852,8)^2}{16639,9} = 206,$$

$$K_{\text{ИА}} = \frac{487,56}{1852,8} = 0,26,$$

$$\text{tg}\varphi = \frac{530,33}{487,56} = 1,1,$$

$$\cos\varphi = 0,67,$$

$$K_{\text{РА}} = 0,7,$$

$$P_p = 0,7 \cdot 487,56 = 341,29 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 0,7 \cdot 530,33 = 375,39 \text{ квар}.$$

									Лист
									16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ				

Чтобы получить полную расчетную мощность цеха, необходимо учесть осветительную нагрузку. Расчетная нагрузка осветительных электроприемников определяется по удельной осветительной нагрузке на единицу производственной поверхности пола с учетом коэффициента спроса:

$$P_{P.OCB} = K_{C.OCB} \cdot P_{уд.OCB} \cdot F_{ц}, \quad (2.11)$$

где  $K_{C.OCB}$  – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки;  
 $P_{уд.OCB}$  – удельная осветительная нагрузка на 1 м<sup>2</sup> производственной поверхности пола цеха, кВт;  
 $F_{ц}$  – поверхность пола цеха, м<sup>2</sup>.

Расчетная реактивная мощность осветительной нагрузки определяется как:

$$Q_{P.OCB} = P_{P.OCB} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{OCB}, \quad (2.12)$$

где  $\operatorname{tg}\varphi_{OCB}$  – коэффициент реактивной мощности осветительной нагрузки.

Для рассматриваемого цеха  $K_{C.OCB} = 0,85$ ,  $P_{уд.OCB} = 0,015$  кВт/м<sup>2</sup>,  $F_{ц} = 3993,75$  м<sup>2</sup>,  $\cos\varphi_{OCB} = 0,9$ ,  $\operatorname{tg}\varphi_{OCB} = 0,484$ . Тогда получим:

$$P_{P.OCB} = 0,85 \cdot 0,015 \cdot 3993,75 = 50,92 \text{ кВт},$$

$$Q_{P.OCB} = 50,92 \cdot 0,484 = 24,44 \text{ квар.}$$

Просуммировав расчетные мощности силовой и осветительной нагрузки, получим расчетные активную и реактивную нагрузки цеха и, следовательно, можем определить полную расчетную низковольтную нагрузку цеха по формуле:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{P.OCB})^2 + (Q_p + Q_{P.OCB})^2}. \quad (2.13)$$

$$S_p = \sqrt{(341,3 + 50,92)^2 + (375,4 + 24,44)^2} = 684,3 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток определим по формуле (6):

$$I_p = \frac{504,28}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 770,83 \text{ А.}$$

На этом расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху закончен, все результаты расчетов представлены в таблице 2.2.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ					17

Таблица 2.1 – Расчет однофазной нагрузки по ремонтно-механическому цеху

№	Наименование узлов СЭС и ЭП	P <sub>НОМ</sub>	n	nP <sub>НОМ</sub> <sup>2</sup>	Установленная мощность ЭП, подключённых на Ул			Коэффициенты приведения			Установленная мощность ЭП, подключённых на Уф			K <sub>ИА</sub>	tgφ	Средние мощности за наиболее загруженную смену					
					ab	bc	ca	к фазе	k	q	a	b	c			Pс, кВт			Qс, квар		
																a	b	c	a	b	c
1	2	3	4	5	6	7	8	15	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Отделение пропитки - Ул																					
4 3	Печь сушильная, однофазная, U <sub>НОМ</sub> = 380 В	60	1	3600	20			A	0,72	0,09	14,4			0,75	0,88	10,8	0	0	1,35		
								B	0,28	0,67		5,6				0	4,2	0		10,05	
						20		B	0,72	0,09		14,4				0	10,8	0		1,35	
								C	0,28	0,67			5,6			0	0	4,2		10,05	
							20	C	0,72	0,09			14,4			0	0	10,8		1,35	
								A	0,28	0,67	5,6					4,2	0	0	10,05		
Итого		60	1	3600							20,0	20,0	20,0			15,0	15,0	15,0	11,4	11,4	11,4
Отделение пропитки - Уф																					
4 2	Ванна для пропитки, однофазная, U <sub>НОМ</sub> = 220 В	10	6	600							4	3	3	0,75	0,88	3	2,25	2,25	2,64	1,98	1,98
Итого		10	6	600							4	3	3			3	2,25	2,25	2,64	1,98	1,98
Итого по цеху		70	7	4200							24	23	23			18	17,25	17,25	14,04	13,38	13,38

Таблица 2.2 – Расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху

№	Исходные данные					Расчетные величины							Расчетные мощности			I <sub>p</sub> , А	
	По заданию технологов			Справочные		Средняя нагрузка		K <sub>РА</sub>	K <sub>PP</sub>	Расчетные мощности							
	Наименование узлов СЭС и ЭП	n	Номинальная мощность, приведенная к длительному режиму	K <sub>ИА</sub>	cosφ	tgφ	P <sub>c</sub> , кВт			Q <sub>c</sub> , квар	nP <sub>ном</sub> <sup>2</sup> , кВт	nЭ	P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , квар	S <sub>p</sub> , кВА		
P <sub>ном</sub> , кВт								ΣP <sub>ном</sub> , кВт									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
Намоточное отделение 1																	
1	Станок намоточный	30	2,4	72	0,12	0,40	2,29	8,64	19,80	172,80							
2	Установка испытательная	3	7,5	22,5	0,17	0,65	1,17	3,83	4,47	168,75							
3	Станок перемоточный	1	3	3	0,12	0,40	2,29	0,36	0,82	9,00							
4	Автомат намоточный	4	3,3	13,2	0,17	0,65	1,17	2,24	2,62	43,56							
5	Станок оплеточный	14	0,6	8,4	0,12	0,40	2,29	1,01	2,31	5,04							
6	Ванна для лужения	2	10	20	0,80	0,96	0,29	16,00	4,67	200,00							
7	Установка сатураторная	1	2,2	2,2	0,17	0,65	1,17	0,37	0,44	4,84							
8	Электротельфер	3	2,8	8,4	0,10	0,50	1,73	0,84	1,45	23,52							
9	Вентилятор	4	14	56	0,65	0,80	0,75	36,40	27,30	784,00							
Итого по отделению		62		205,7	0,34	0,74	0,92	69,69	63,89	1411,51	30	1,00	1,03	69,69	65,83	95,87	145,65
Механическое отделение																	
10	Станок токарно-винторезный	30	6,4	192	0,12	0,40	2,29	23,04	52,79	1228,80							
11	Станок универсально-фрезерный	12	2,8	33,6	0,12	0,40	2,29	4,03	9,24	94,08							
12	Станок круглошлифовальный	5	9,7	48,5	0,12	0,40	2,29	5,82	13,34	470,45							
13	Станок плоскошлифовальный	2	3,4	6,8	0,12	0,40	2,29	0,82	1,87	23,12							
14	Станок универсальнозаточный	2	2,4	4,8	0,12	0,40	2,29	0,58	1,32	11,52							
15	Станок вертикально-сверлильный	18	2,2	39,6	0,12	0,40	2,29	4,75	10,89	87,12							
16	Станок токарно-доделочный	4	4,5	18,0	0,12	0,40	2,29	2,16	4,95	81,00							

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
17	Станок горизонтально фрезерный	4	4,5	18,0	0,12	0,40	2,29	2,16	4,95	81,00							
18	Электротельфер	1	2,8	2,8	0,10	0,50	1,73	0,28	0,48	7,84							
19	вентилятор	2	14	28,0	0,65	0,80	0,75	18,20	13,65	392,00							
Итого по отделению		80		392,1	0,16	0,48	1,84	61,84	113,48	2476,93	62	1,03	1,02	63,69	115,88	132,23	200,90
<b>Намоточное отделение 2</b>																	
20	Станок рубки провода	10	0,6	6	0,12	0,40	2,29	0,72	1,65	3,60							
21	Станок подрезки секций	2	3,4	6,8	0,12	0,40	2,29	0,82	1,87	23,12							
22	Станок укладки пазов	10	1,2	12	0,12	0,40	2,29	1,44	3,30	14,40							
23	Полуавтомат рубки меди	6	1,5	9	0,17	0,65	1,17	1,53	1,79	13,50							
24	Полуавтомат резки металлов	1	7,5	7,5	0,17	0,65	1,17	1,28	1,49	56,25							
25	Полуавтомат укладки пазовой изоляции	9	1,1	9,9	0,17	0,65	1,17	1,68	1,97	10,89							
26	Полуавтомат изолировки пазов	6	1,7	10,2	0,17	0,65	1,17	1,73	2,03	17,34							
27	Полуавтомат резки изоляционных прокладок	2	2,2	4,4	0,17	0,65	1,17	0,75	0,87	9,68							
28	Станок оплеточный	1	0,6	0,6	0,12	0,40	2,29	0,07	0,16	0,36							
29	Станок намотки и скрутки	2	3,4	6,8	0,12	0,40	2,29	0,82	1,87	23,12							
30	Станок намоточный	40	3	120	0,12	0,40	2,29	14,40	32,99	360,00							
31	Полуавтомат намотки якорей	2	5,5	11	0,17	0,65	1,17	1,87	2,19	60,50							
32	Ванна для пайки	2	15	30	0,80	0,96	0,29	24,00	7,00	450,00							
33	Электротельфер	2	2,8	5,6	0,10	0,50	1,73	0,56	0,97	15,68							
34	Испытательная установка	2	10	20	0,17	0,65	1,17	3,40	3,98	200,00							
Итого по отделению		97		259,8	0,2	0,65	1,16	55,06	64,128	1258,44	54	1,00	1,02	55,06	65,59	85,64	130,11
<b>Коллекторное отделение</b>																	
35	Пресс гидравлический	40	9,5	380	0,17	0,65	1,17	64,60	75,53	3610,00							
36	Пресс кривошипный	14	4,5	63	0,2	0,65	1,17	10,71	12,52	283,50							
37	Станок агрегатный	2	18	36	0,12	0,65	1,17	4,32	5,05	648,00							

13.03.02.2017.124.00.00

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

Лист

199

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7		8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
38	Автомат токарный	1	8	8	0,17	0,65	1,17	1,36	1,59	64,00							
39	Установка испытательная	2	7,5	15	0,17	0,65	1,17	2,55	2,98	112,50							
40	Обогреватель прессформ	1	20	20	0,50	0,85	0,62	10,00	6,20	400,00							
41	Вентилятор	8	4	32	0,65	0,80	0,75	20,80	15,60	128,00							
Итого по отделению		68		554	0,21	0,69	1,04	114,34	119,47	5246,00	59	1,00	1,02	114,34	122,07	167,26	254,12
Отделение пропитки																	
42	Ванна для пропитки, однофазная, U <sub>ном</sub> = 220 В	6	10	60	0,75	0,75	0,88	45,00	39,69	600,00							
43	Печь сушильная, однофазная, U <sub>ном</sub> = 380 В	1	60	60	0,60	0,75	0,88	36,00	31,75	3600,00							
44	Вентилятор	2	14	28	0,65	0,80	0,75	18,20	13,65	392,00							
45	Насос	3	3	9	0,70	0,80	0,75	6,30	4,73	27,00							
Итого по отделению		12		157	0,67	0,76	0,85	105,50	89,81	4619,00	5	1,00	1,07	105,50	96,29	142,84	217,02
Отделение намотки полюсных катушек																	
46	Станок оплеточный	10	0,6	6	0,12	0,40	2,29	0,72	1,65	3,60							
47	Станок намоточный	55	3	165	0,12	0,40	2,29	19,80	45,37	495,00							
48	Станок перемоточный	2	3	6	0,12	0,40	2,29	0,72	1,65	18,00							
49	Автомат намоточный	3	3,3	9,9	0,17	0,65	1,17	1,68	1,97	32,67							
50	Установка испытательная	1	7,5	7,5	0,17	0,65	1,17	1,28	1,49	56,25							
51	Электротельфер	2	2,8	5,6	0,10	0,50	1,73	0,56	0,97	15,68							
52	Установка сатурноторная	1	2,2	2,2	0,17	0,65	1,17	0,37	0,44	4,84							
53	Электрокипятильни к	2	3	6	0,60	1,00	0,00	3,60	0,00	18,00							
54	Ванна для пайки	2	10	20	0,80	0,96	0,29	16,00	4,67	200,00							
55	Вентилятор	4	14	56	0,65	0,80	0,75	36,40	27,30	784,00							
Итого по отделению		82		284,20	0,29	0,69	1,05	81,13	85,50	1628,04	50	1,00	1,02	81,13	87,52	119,34	181,32
Итого по ремонтно-механическому цеху		401		1852,80	0,26	0,67	1,10	487,56	536,27	16639,92	206	0,70	0,70	341,29	375,39	507,34	770,83

13.03.02.2017.124.00.00

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

Лист

199



## 2.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

В исходных данных заданы суммарные установленные мощности электроприемников по цехам ( $P_{\text{НОМ}}$ ) и эффективное число электроприемников ( $n_{\text{Э}}$ ) для низковольтной нагрузки, а также количество ( $n_{\text{Э}}$ ) и мощность ( $P_{\text{НОМ}}$ ) двигателей и вентильных преобразователей (высоковольтная нагрузка). Низковольтные и высоковольтные электроприемники рассчитываются отдельно.

Расчет начинается с определения низковольтных нагрузок по цехам. Расчетные активная ( $P_p$ ) и реактивная ( $Q_p$ ) мощности определяются по формулам (2.4) и (2.5) соответственно. В исходных данных задаются средневзвешенные коэффициенты использования  $K_{\text{ИА}}$  и мощности  $\cos\varphi$  по цехам. По выражениям (2.7) и (2.8) соответственно определяется расчетная осветительная активная ( $P_{\text{р.осв}}$ ) и реактивная ( $Q_{\text{р.осв}}$ ) нагрузка цеха. Полная расчетная низковольтная нагрузка ( $S_p$ ) цеха определяется по формуле (2.9).

Таким образом, для цеха механической обработки электродов ( $n_{\text{Э}} = 38$ ,  $P_{\text{НОМ}} = 1360$  кВт,  $K_{\text{ИА}} = 0,5$ ,  $\cos\varphi = 0,7$ ,  $\text{tg}\varphi = 1,02$ ,  $K_{\text{с.осв}} = 0,85$ ,  $P_{\text{уд.осв}} = 0,015$  кВт/м<sup>2</sup>,  $F_{\text{ц}} = 1581,25$  м<sup>2</sup>,  $\cos\varphi_{\text{осв}} = 0,9$ ,  $\text{tg}\varphi_{\text{осв}} = 0,484$ ) получаем:

$$\begin{aligned}K_{\text{РА}} &= K_{\text{РР}} = 0,8, \text{ согласно [1, таблица 2]}, \\P_p &= 0,8 \cdot 0,5 \cdot 1360 = 544 \text{ кВт}, \\Q_p &= 0,8 \cdot 0,5 \cdot 1360 \cdot 1,02 = 554,99 \text{ квар}, \\P_{\text{р.осв}} &= 0,85 \cdot 0,015 \cdot 2206,25 = 28,13 \text{ кВт}, \\Q_{\text{р.осв}} &= 28,13 \cdot 0,484 = 13,5 \text{ квар}, \\S_p &= \sqrt{(544 + 28,13)^2 + (554,99 + 13,5)^2} = 909,7 \text{ кВА}.\end{aligned}$$

Аналогично рассчитываются электрические нагрузки остальных цехов, результаты расчета сведены в таблицу 2.3.

Далее заполняется итоговая строка по нагрузке 0,4 кВ, в которой суммируются номинальные активные мощности цехов, средние активные и реактивные нагрузки, расчетные активные и реактивные мощности от силовой и осветительной нагрузки цехов, а также учитывается расчетная нагрузка от освещения территории завода. Следующим шагом является нахождение полной расчетной мощности предприятия от низковольтной нагрузки по формуле (2.9). Помимо этого, определяются средневзвешенные коэффициенты использования (см. формула (2.2)) и реактивной мощности (см. формула (2.3)) соответственно.

Следующим этапом является расчет высоковольтной нагрузки – системы пятого уровня. При определении расчетной нагрузки высоковольтных электроприемников мы учитываем, что коэффициент расчетной нагрузки  $K_{\text{РА}}$  равен единице, тогда расчетные активная и реактивная мощности будут равны соответственно средним активной и реактивной мощностям.

Например, в корпусе графитации установлено 4 электрические печи (с трансформаторами) номинальной мощностью  $P_{\text{НОМ}} = 2500$  кВт, следовательно, общая номинальная мощность равна:

					13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

$$P_{НОМ} = 4 \cdot 2500 = 9000 \text{ кВт},$$

Коэффициенты равны  $K_{иА} = 0,8$ ,  $\cos\varphi = 0,85$ ,  $\operatorname{tg}\varphi = 0,62$ .

Тогда расчетные активная, реактивная и полная мощности высоковольтной нагрузки цеха равны (см. формулы (4), (5) и (9)):

$$P_p = 0,8 \cdot 1 \cdot 9000 = 7200 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 0,8 \cdot 1 \cdot 9000 \cdot 0,62 = 4464,2 \text{ квар},$$

$$S_p = \sqrt{7200^2 + 4464,2^2} = 8470,6 \text{ кВА}.$$

Далее заполняется итоговая строка по нагрузке 10 кВ аналогично итоговой строке по нагрузке 0,4 кВ.

Завершающим этапом является заполнение итоговой строки по предприятию, в которой записываются суммарные данные по низковольтным и высоковольтным электроприемникам: номинальная активная мощность, средние, расчетные активные и реактивные нагрузки, полная нагрузка, а также средние для всего предприятия значения коэффициентов  $K_{иА}$ ,  $\cos\varphi$ ,  $\operatorname{tg}\varphi$ .

Полная нагрузка по предприятию определяется аналогично формуле (2.9).

Все расчеты представлены в таблице 2.3.

### 2.3 Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия

Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генеральном плане предприятия окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади кругов пропорциональны расчетным активным нагрузкам. Каждый круг делится на секторы, площади которых пропорциональны расчетным активным нагрузкам электрического освещения, электроприемников напряжением до 1 кВ и электроприемников напряжением выше 1 кВ. При этом радиус окружности и углы секторов для каждого цеха соответственно определяются:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{Pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (2.14)$$

$$\alpha_{Hi} = 360 \frac{P_{PHi}}{P_{Pi}}, \quad (2.15)$$

$$\alpha_{Bi} = 360 \frac{P_{PBi}}{P_{Pi}}, \quad (2.16)$$

$$\alpha_{OCBi} = 360 \frac{P_{P.OCBi}}{P_{Pi}}, \quad (2.17)$$

					13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

Таблица 2.3 – Расчет электрических нагрузок по предприятию

№ цеха	Наименование цехов	$n_{\Sigma}$	$P_{НОМ},$ кВт	$K_{ИА}$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$P_C, \text{ кВт}$	$Q_C, \text{ квар}$	$K_{РА}$	$P_P, \text{ кВт}$	$Q_P, \text{ квар}$	$F_{Ц},$ $\text{м}^2$	$P_{уд.осв.},$ $\text{кВт/м}^2$	$\cos\varphi_{осв}$	$K_{с.осв}$	$P_{P.осв.},$ кВт	$Q_{P.осв.},$ квар	$P_{P+}$ $+P_{P.осв.},$ кВт	$Q_{P+}$ $+Q_{P.осв.},$ квар	$S_P, \text{ кВА}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Низковольтная нагрузка																				
1	Цех механической обработки электродов	38	1360	0,5	0,7	1,02	680,0	693,74	0,80	544,0	554,99	1581,25	0,015	0,9	0,85	28,13	13,50	572,13	707,24	909,68
2	Склад пека	36	90	0,5	0,7	1,02	45,0	45,91	1,00	45,0	45,91	2175	0,01	0,9	0,85	18,49	8,87	63,49	54,78	83,86
3	Прессовый цех	240	5210	0,65	0,75	0,88	3386,5	2986,61	0,80	2709,2	2389,29	11681,25	0,015	0,9	0,85	148,94	71,49	2858,14	3058,10	4185,80
4	Склад кирпича	6	35	0,3	0,6	1,33	10,5	14,00	1,28	13,4	17,92	525	0,01	0,9	0,85	4,46	2,14	17,90	16,14	24,11
5	Химлаборатория	10	40	0,5	0,75	0,88	20,0	17,64	1,05	21,0	18,52	625	0,02	0,9	0,85	10,63	5,10	31,63	22,74	38,95
6	Обжиговый цех	129	1900	0,6	0,75	0,88	1140,0	1005,39	0,80	912,0	804,31	4550	0,015	0,9	0,85	58,01	27,85	970,01	1033,23	1417,21
7	Корпус графитации 1	27	1740	0,75	0,8	0,75	1305,0	978,75	0,85	1109,2	831,94	4931,25	0,015	0,9	0,85	62,87	30,18	1172,12	1008,93	1546,55
8	Корпус графитации 2	31	1575	0,75	0,8	0,75	1181,2	885,94	0,85	1004,0	753,05	4950	0,015	0,9	0,85	63,11	30,29	1067,18	916,23	1406,54
9	Корпус графитации 3	65	1360	0,75	0,8	0,75	1020,0	765,00	0,80	816,0	612,00	4775	0,015	0,9	0,85	60,88	29,22	876,88	794,22	1183,09
10	Бытовые 1	5	15	0,3	0,6	1,33	4,5	6,00	1,35	6,0	8,10	400	0,015	0,9	0,85	5,10	2,45	11,18	8,45	14,01
11	Бытовые 2	6	10	0,3	0,6	1,33	3,0	4,00	1,28	3,8	5,12	325	0,015	0,9	0,85	4,14	1,99	7,98	5,99	9,98
12	Котельная	42	865	0,8	0,85	0,62	692,0	428,86	0,85	588,2	364,53	600	0,015	0,9	0,85	7,65	3,67	595,85	432,54	736,29
13	Бытовые 3	7	15	0,3	0,6	1,33	4,5	6,00	1,23	5,5	7,38	393,75	0,015	0,9	0,85	5,02	2,41	10,56	8,41	13,50
14	Ремонтно-механический цех	206	185,8	0,26	0,67	1,1	487,5	536,30	0,70	341,3	375,40	3993,75	0,015	0,9	0,85	50,92	24,44	392,22	560,74	684,30
15	Столовая	28	60	0,7	0,8	0,75	42,0	31,50	1,00	42,0	31,50	525	0,02	0,9	0,85	8,93	4,28	50,93	35,78	62,24
16	Цех электродных масс	300	1340	0,75	0,8	0,75	1005,0	753,75	0,80	804,0	603,00	4162,5	0,015	0,9	0,85	53,07	25,47	857,07	779,22	1158,34
Освещение территории		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	206463	0,002	0,9	-	-	-	-	-	-
Итого по нагрузке 0,4 кВ		1176	1580 0,8	0,68	-	-	11026,8	9159,38	-	8964,9	7422,95	-	-	-	-	590,35	283,37	9555,25	9442,75	13433,86

13.03.02.2017.124.00.00

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

Продолжение таблицы 2.3

№ цеха	Наименование цехов	пЭ	P <sub>ном</sub> , кВт	K <sub>ИА</sub>	cosφ	tgφ	P <sub>С</sub> , кВт	Q <sub>С</sub> , квар	K <sub>РА</sub>	P <sub>Р</sub> , кВт	Q <sub>Р</sub> , квар	F <sub>Ц</sub> , м <sup>2</sup>	P <sub>уд.осв.</sub> , кВт/м <sup>2</sup>	cosφ <sub>осв</sub>	K <sub>С.осв</sub>	P <sub>Р.осв.</sub> , кВт	Q <sub>Р.осв.</sub> , квар	P <sub>Р+</sub> +P <sub>Р.осв.</sub> , кВт	Q <sub>Р+</sub> +Q <sub>Р.осв.</sub> , квар	S <sub>Р</sub> , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Высоковольтная нагрузка																				
7	Корпус графитации 1	Электрические печи(с трансформаторами)	4	9000	0,80	0,85	0,62	7200	4462,16	1,00	7200,0	4462,16	-	-	-	-	-	-	-	8470,58
8	Корпус графитации 2	Электрические печи(с трансформаторами)	4	9000	0,80	0,85	0,62	7200	4462,16	1,00	7200,0	4462,16	-	-	-	-	-	-	-	8470,58
9	Корпус графитации 3	Электрические печи(с трансформаторами)	4	9000	0,80	0,85	0,62	7200	4462,16	1,00	7200,0	4462,16	-	-	-	-	-	-	-	8470,58
Итого по 10 кВ			12	27000				21600	13386,50		21600,0	13386,48	-	-	-	-	-	-	-	25411,76
Итого по предприятию			1188	42800	0,76	0,57	1,45	32626	22545,90		30564,9	20809,43	-	-	-	-	-	-	-	36976,28

13.03.02.2017.124.00.00

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

где  $P_{Pi}$ ,  $P_{PHi}$ ,  $P_{PBi}$ ,  $P_{P.OCBi}$  – расчетные активные нагрузки соответственно всего цеха, электроприемников напряжением до 1 кВ, электроприемников напряжением выше 1 кВ и электрического освещения цеха, кВт;

$m$  – масштаб площадей картограммы нагрузок, кВт/мм<sup>2</sup>.

Масштаб определяем из условия, что радиус окружности, соответствующей минимальной расчетной нагрузке, равен 10 мм. Тогда, согласно формуле (2.14):

$$m = \frac{P_{P_{MIN}}}{\pi \cdot R_{MIN}^2} = \frac{7,98}{3,14 \cdot 10^2} = 0,025 \text{ кВт/мм}^2.$$

Далее определяем радиусы окружностей и углы секторов для каждого цеха по формулам (2.14), (2.15), (2.16) и (2.17), результаты расчетов сведены в таблицу 2.4.

Например, для корпуса графитации (цех №7) согласно таблице 2.3 получаем:

$$P_{PH7} = 1109,25 \text{ кВт}, P_{PB7} = 7200 \text{ кВт}, P_{P.OCB7} = 62,87 \text{ кВт},$$

$$P_{P7} = P_{PH7} + P_{PB7} + P_{P.OCB7} = 1109,25 + 7200 + 62,87 = 8372,12 \text{ кВт},$$

$$R_7 = \sqrt{\frac{8372,12}{3,14 \cdot 0,025}} = 326,58 \text{ мм},$$

$$\alpha_{PH7} = 360 \frac{1109,25}{8372,12} = 47,7^\circ,$$

$$\alpha_{PB7} = 360 \frac{7200}{8372,12} = 309,6^\circ,$$

$$\alpha_{OCB7} = 360 \frac{62,87}{8372,12} = 2,7^\circ.$$

Главную понизительную подстанцию (ГПП) следует размещать в центре электрических нагрузок или как можно ближе к нему. Центр электрических нагрузок предприятия является символическим центром потребления электрической энергии (активной мощности) предприятия, координаты которого находятся по формулам:

$$X_{Ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Pi} \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n P_{Pi}},$$

$$Y_{Ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Pi} \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n P_{Pi}},$$

где  $X_i$ ,  $Y_i$  – координаты центра  $i$ -го цеха на генеральном плане предприятия, м.

										Лист
										26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ					

Результаты расчета представлены в таблице 2.4, координаты центра электрических нагрузок:

$$X_{\text{ц}}=306,09 \text{ м,}$$

$$Y_{\text{ц}}=246,43 \text{ м.}$$

При выборе местоположения ГПП, помимо расположения центра электрических нагрузок, необходимо учесть несколько факторов:

- площадь, необходимую для размещения ГПП;
- розу ветров;
- рельеф местности;
- наличие коридоров для прокладки воздушных и кабельных линии с учетом охранной зоны.

#### Выводы по разделу 2

Проведен подробный расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху и всего предприятия в целом, картограммы электрических нагрузок предприятия, а также выбрано место установки ГПП и цеховых трансформаторных подстанций (ТП).

					13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

Таблица 2.4 – Картограмма электрических нагрузок предприятия

№ цеха	Наименование цехов	$P_{Pi}$ , кВт	$P_{PHi}$ , кВт	$P_{PVi}$ , кВт	$P_{P.OcVi}$ , кВт	$X_i$ , м	$Y_i$ , м	$R_i$ , мм	$\alpha_{Hi}$	$\alpha_{Vi}$	$\alpha_{OcVi}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Цех механической обработки электродов	572,13	544,00	0,00	28,13	525,00	150,00	85,37	342,30	0,00	17,70
2	Склад пека	63,49	45,00	0,00	18,49	482,50	72,50	28,44	255,17	0,00	104,83
3	Прессовый цех	2858,14	2709,20	0,00	148,94	355,00	115,00	190,81	341,24	0,00	18,76
4	Склад кирпича	17,90	13,44	0,00	4,46	432,50	325,00	15,10	270,26	0,00	89,74
5	Химлаборатория	31,63	21,00	0,00	10,63	425,00	187,50	20,07	239,05	0,00	120,95
6	Обжиговый цех	970,01	912,00	0,00	58,01	347,50	67,50	111,16	338,47	0,00	21,53
7	Корпус графитации 1	8372,12	1109,25	7200,0	62,87	312,50	340,00	326,58	47,70	309,60	2,70
8	Корпус графитации 2	8267,18	1004,06	7200,0	63,11	297,50	275,00	324,52	43,72	313,53	2,75
9	Корпус графитации 3	8076,88	816,00	7200,0	60,88	312,50	200,00	320,77	36,37	320,92	2,71
10	Бытовые 1	11,18	6,08	0,00	5,10	247,50	57,50	11,93	195,70	0,00	164,30
11	Бытовые 2	7,98	3,84	0,00	4,14	217,50	142,50	10,08	173,15	0,00	186,85
12	Котельная	595,85	588,20	0,00	7,65	217,50	110,00	87,12	355,38	0,00	4,62
13	Бытовые 3	10,56	5,54	0,00	5,02	170,00	232,50	11,60	188,78	0,00	171,22
14	Ремонтно-механический цех	392,22	341,30	0,00	50,92	112,50	140,00	70,69	313,26	0,00	46,74
15	Столовая	50,93	42,00	0,00	8,93	142,50	232,50	25,47	296,91	0,00	63,09
16	Цех электродных масс	857,07	804,00	0,00	53,07	55,00	360,00	104,49	337,71	0,00	22,29
Итого		31147,29	8964,90	21600	582,38	306,09	246,43	-	-	-	-

### 3 ВЫБОР ЧИСЛА, МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПРЕДПРИЯТИЯ

Мощность трансформаторов цеховых ТП зависит от величины нагрузки электроприемников, их категории по надежности электроснабжения, от размеров площади, на которой они размещены и т.п. При одной и той же равномерно распределенной нагрузке с увеличением площади цеха должна уменьшаться единичная мощность трансформаторов.

Существует связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора  $S_{\text{от}}$  цеховой ТП и плотностью  $\sigma$  электрической нагрузки цеха. Эта связь приведена в [4, таблица 4.3].

Плотность электрической нагрузки цеха определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{\text{ц}}}, \quad (3.1)$$

где  $S_p$  – расчетная электрическая нагрузка цеха, кВА;  
 $F_{\text{ц}}$  – площадь цеха, м<sup>2</sup>.

Мощность трансформаторов цеховой ТП корректируется в зависимости от величины расчетной нагрузки цеха, ее категории, числа типоразмеров трансформаторов на предприятии и ряда других факторов.

Количество трансформаторов одной подстанции зависит от категории электроприемников по надежности электроснабжения. В данном курсовом проекте будем считать, что для питания потребителей первой и второй категорий применяются двухтрансформаторные подстанции с допустимым коэффициентом загрузки трансформаторов в нормальном режиме  $K_{\text{зт,доп}} = 0,7$ .

Экономически обоснованное значение минимального числа трансформаторов в общем случае определяется следующим образом:

$$N_{\text{э.т.мин}} = \frac{P_p}{K_{\text{зт,доп}} \cdot S_{\text{н.т}}} + \Delta N_T = N_0 + \Delta N_T, \quad (3.2)$$

где  $P_p$  – расчетная активная нагрузка цеха от низковольтных потребителей, кВт;  
 $S_{\text{н.т}}$  – выбранная номинальная мощность трансформаторов цеховых ТП, кВА;  
 $\Delta N_T$  – добавка до ближайшего целого числа.

Оптимальное число трансформаторов определяется следующим образом:

$$N_{\text{т.опт}} = N_{\text{э.т.мин}} + m, \quad (3.3)$$

где  $m$  – добавка до оптимального числа трансформаторов, которая находится по диаграммам [3].

					13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29



Результирующее число трансформаторов  $n$ , устанавливаемых на ТП, определяется как большее между оптимальным числом трансформаторов по экономической целесообразности и числом трансформаторов по надежности.

При выборе трансформаторов цеховых ТП определяется наибольшая реактивная мощность  $Q_{1P}$ , которую трансформаторы могут пропустить из сети 10 кВ в сеть напряжением 0,4 кВ. Для цеха (группы цехов), в котором установлено  $M$  подстанций с числом  $n$  равных по мощности трансформаторов, наибольшая реактивная мощность определяется как:

$$Q_{1P} = \sqrt{(n \cdot M \cdot K_{\text{ЗТ.ДОП}} \cdot S_{\text{Н.Т}})^2 - P_P^2}, \quad (3.4)$$

где  $P_P$  – расчетная активная нагрузка цеха (группы цехов), кВт.

Величина  $Q_{1P}$  является расчетной, поэтому в общем случае реактивная нагрузка трансформаторов  $Q_1$  равна:

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{1P} & \text{если } Q_{1P} < Q_P, \\ Q_P & \text{если } Q_{1P} \geq Q_P, \end{cases} \quad (3.5)$$

где  $Q_P$  – расчетная реактивная нагрузка цеха (группы цехов), квар.

При  $Q_{1P} < Q_P$  трансформаторы ТП не могут пропустить всю реактивную нагрузку, и поэтому часть ее должна быть скомпенсирована с помощью батарей конденсаторов, которые устанавливаются на стороне низшего напряжения данной ТП. Мощность конденсаторов будет равна:

$$Q_K = Q_P - Q_1. \quad (3.6)$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах определяются следующим образом:

$$K_{\text{ЗТ.НОРМ}} = \frac{\sqrt{P_P^2 + Q_1^2}}{n \cdot M \cdot S_{\text{Н.Т}}}, \quad K_{\text{ЗТ.П/А}} = \frac{\sqrt{P_P^2 + Q_1^2}}{(n-1) \cdot M \cdot S_{\text{Н.Т}}}. \quad (3.7)$$

Для определения расчетной нагрузки предприятия необходимо знать потери активной и реактивной мощности в трансформаторах цеховых ТП. Указанные потери определяются следующим образом:

$$\Delta P_T = n \cdot (\Delta P_{\text{XX}} + K_{\text{ЗТ.НОРМ}}^2 \cdot \Delta P_{\text{КЗ}}), \quad (3.8)$$

$$\Delta Q_T = n \cdot \left( \frac{I_{\text{XX}} \%}{100} S_{\text{Н.Т}} + K_{\text{ЗТ.НОРМ}}^2 \cdot \frac{U_{\text{КЗ}} \%}{100} S_{\text{Н.Т}} \right), \quad (3.9)$$

					13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

где  $\Delta P_{xx}$ ,  $\Delta P_{кз}$ ,  $I_{xx}$ ,  $U_{кз}$  – паспортные данные трансформаторов.

В проекте предусмотрено питание некоторых цехов от соседней трансформаторной подстанции, при этом в этих цехах установлены низковольтные распределительные пункты (НРП). При этом считается, что установка НРП в цехе экономически выгодна, если выполняется соотношение:

$$S_p \cdot L \leq 15000 \text{ кВА} \cdot \text{м}, \quad (3.10)$$

где  $S_p$  – полная расчетная нагрузка цеха, кВА;

$L$  – расстояние от НРП цеха до соседней ТП, м.

Проверка выполнения этого соотношения при установке низковольтных распределительных пунктов представлена в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Обоснование установки РПН

Номер цеховой ТП	Номер низковольтного РП	$S_p$	$L$	$S_p \cdot L$
1	1	13,50	40	472,50
3	2	38,95	160	6232,00
5	4	9,98	160	1636,72
7	5	83,86	130	10985,66
8	3	24,11	180	4339,80
9	6	14,01	100	1372,98

Активная и реактивная мощности, потребляемые трансформаторами, определяются как сумма расчетной мощности цеха (цехов) и потерь в трансформаторах.

Согласно всему выше сказанному (см. формулы (3.1) – (3.9)), выберем число, мощность и тип трансформаторов цеховых ТП предприятия, рассчитаем реактивную нагрузку трансформаторов, мощность компенсирующих конденсаторов, коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах, а также потери и потребляемые мощности в трансформаторах. Расчет сведем в таблицу 3.1.

Поскольку трансформаторы цеховых ТП расположены в цехах, то принимаем к установке трансформаторы типа ТМГ.

В проекте предусмотрено питание некоторых цехов от соседней трансформаторной подстанции, при этом в этих цехах установлены низковольтные распределительные пункты (НРП).

Выбранные цеховые трансформаторные подстанции и низковольтные распределительные пункты показаны на генеральном плане предприятия.

### Выводы по разделу 3

В результате расчетов были выбраны трансформаторы на трансформаторных подстанциях во всех цехах по предприятию. В данном дипломном проекте для потребителей второй категории допустимый коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме не больше 0,7, а в аварийном режиме не больше 1,4. Все выбранные трансформаторы удовлетворяют этому условию. Также определили, какую реактивную мощность могут пропускать трансформаторы из сети 10 кВ в сеть 0,4 кВ.

					13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

Таблица 3.1 – Выбор трансформаторов цеховых ТП

№ цеха	Наименование цехов	Категория	P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , квар	S <sub>p</sub> , кВА	F <sub>ц</sub> , м <sup>2</sup>	σ, кВа/м <sup>2</sup>	S <sub>ЭТ</sub> , кВа	Тип трансформаторов	S <sub>н.т.</sub> , кВА	n	К <sub>зт. доп</sub>	Q <sub>1p</sub> , квар	Q <sub>1</sub> , квар	Q <sub>к</sub> , квар	К <sub>зт. НОРМ</sub>	К <sub>зт. П/А</sub>	ΔP <sub>XX</sub> , кВт	ΔP <sub>кз</sub> , кВт	I <sub>XX</sub> , %	U <sub>кз</sub> , %	ΔP <sub>т</sub> , кВт	ΔQ <sub>т</sub> , квар	P <sub>p+</sub> +ΔP <sub>т</sub> , кВт	Q <sub>1+</sub> +ΔQ <sub>т</sub> , квар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
13	Термический цех	3	10,56	8,40	13,50	393	0,03																		
15	Компрессорная	3	50,93	35,78	62,24	525	0,12																		
ТП1			61,49	44,18	75,72		0,12	800	ТМГ	250	1	0,7	344,5	44,18	0	0,3	0,6	0,58	3,7	4,50	1,90	7,51	8,16	69,0	352,71
16	Электромонтажный цех	2	857,47	779,22	1158,34	4162	0,28																		
ТП2			857,47	779,22	1158,64		0,28	1600	ТМГ	800	2	0,7	206,5	206,5	572,6	0,7	1,4	1,24	7,6	5,50	1,20	16,42	63,63	873,8	270,20
9	Котельная	1	876,88	794,22	1183,09	4775	0,25																		
5	Административно-бытовой цех	3	31,63	22,74	38,95	625	0,06																		
ТП3			908,51	816,96	1221,81		0,25	1600	ТМГ	630	2	0,7	1065,1	816,9	0,0	0,6	1,2	1,60	10,8	5,50	1,10	22,79	89,20	931,3	1154,38
8	Литейный цех	1	1067,18	916,23	1406,54	4950	0,28																		
ТП4			1067,18	916,23	1406,54		0,28	1600	ТМГ	1600	2	0,7	906,1	906,1	10,1	0,7	1,4	1,60	10,8	5,50	1,10	23,17	99,00	1090,3	1005,16
14	Мартеновский цех	1	392,22	560,74	648,3	3993	0,16																		
11	Склады	3	7,98	5,99	9,98	325	0,03																		
ТП5			400,20	566,73	693,79		0,16	1000	ТМГ	1250	2	0,7	1341,5	1341,5	0,0	0,7	1,4	1,60	10,8	5,50	1,10	23,17	99,00	423,3	1440,58

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
3	Компрес сорная	2	2858,14	3058,10	4185,80	11681	0,36																		
ТП6			2858,14	3058,10	4185,80		0,36	2500	ТМГ	0,7	4	0,7	2020,1	2020,1	1037,9	0,70	1,4	2,10	16,5	6,00	1,20	70,12	270,00	2928,2	2290,16
1			564,16	703,42	901,70	1581	0,57																		
2			63,49	54,78	83,86	2175	0,04																		
ТП7			627,65	758,20	984,28		0,57	2500	ТМГ		2	0,7	1633,5	1633,5	0,00	0,70	1,4	1,80	12,4	6,00	0,80	26,56	125,00	654,2	1758,57
7			1172,12	1008,93	1546,50	4931	0,31																		
4			17,90	16,14	24,11	525	0,05																		
ТП8			1190,02	1025,07	1570,64		0,31	2000	ТМГ		2	0,7	737,4	765,6	287,6	0,71	1,4	1,60	10,8	5,50	1,10	23,20	99,83	1213,2	837,29
12			595,85	432,54	736,29	600	1,23																		
10			11,18	8,45	14,01	400	0,04																		
ТП9			607,03	440,99	750,31		1,23	2500	ТМГ		2	0,7	639,8	432,5	0,0	0,59	1,1	1,24	7,6	5,50	1,20	16,07	56,12	623,1	695,99
6			970,00	1033,23	1417,21	4550	0,31																		
ТП10			970,00	1033,23	1417,21		0,31	2000	ТМГ		2	0,7	1009,5	998,6	23,7	0,70	1,4	1,60	10,8	5,50	1,10	23,15	98,57	993,1	1108,08

#### 4 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ, СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГЛАВНОЙ ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ ПРЕДПРИЯТИЯ

Величина напряжения питания главной понижительной подстанции предприятия определяется наличием источников питания, уровнями напряжений на них, расстоянием от ГПП до этих источников, возможностью сооружения воздушных линий для передачи электроэнергии и другими факторами.

Величину рационального напряжения питания ГПП можно оценить по приближенной формуле Стилла:

$$U_{РАЦ} = 4,34 \sqrt{1 + 0,016 \cdot P_{Р.П}}, \quad (4.1)$$

где  $l$  – длина линии питающей ГПП,  $l = 4,5$  км;

$P_{Р.П}$  – расчетная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП, кВт;

Сборные шины 10 кВ ГПП относятся к системе пятого уровня, тогда по методу упорядоченных диаграмм расчетная активная нагрузка предприятия рассчитывается по формуле:

$$P_{Р.П} = K_{ОМ} \cdot \left[ \sum_{i=1}^m P_{Pi}^{III} + \sum_{i=1}^N P_{Pi}^{IV} + \sum_{i=1}^L \Delta P_{Ti} \right] + \sum P_{P.OCB}, \quad (4.2)$$

где  $K_{ОМ}$  – коэффициент одновременности максимумов, который согласно [1, таблица 3] равен:  $K_{ОМ} = 0,9$ ;

$\sum_{i=1}^m P_{Pi}^{III}$  – суммарная расчетная активная мощность узлов системы электроснабжения третьего уровня, непосредственно питающихся от сборных шин низшего напряжения ГПП,  $\sum_{i=1}^m P_{Pi}^{III} = 8964,9$  кВт (см. таблицу 2.3);

$\sum_{i=1}^N P_{Pi}^{IV}$  – суммарная расчетная активная мощность распределительных устройств напряжением 6-10 кВ, которые питаются от данного узла 5-го уровня,  $\sum_{i=1}^N P_{Pi}^{IV} = 21600$  кВт (см. таблицу 2.2.1);

$\sum_{i=1}^L \Delta P_{Ti}$  – суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых

ТП,  $\sum_{i=1}^L \Delta P_{Ti} = 177,92$  кВт (см. таблицу 3.1);

$\sum P_{P.OCB}$  – суммарная расчетная активная мощность осветительной нагрузки, включая освещение территории,  $\sum P_{P.OCB} = 582,38$  кВт (см. таблицу 2.3).



Тогда коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме равен:

$$K_{\text{ЗТ.НОРМ}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{Р.П}} \cdot k_{\text{ЗД}})^2 + (Q_{\text{ЭС}_1} - \Delta Q_{\text{ТГПП}})^2}}{n \times S_{\text{Т.НОМ}}},$$

где  $N = 2$  – число трансформаторов ГПП, то есть:

- для сети напряжением 35 кВ:

$$K_{\text{ЗТ.НОРМ}} = \frac{\sqrt{(28250,92 \cdot 0,99)^2 + (8757,8 - 2048,4)^2}}{2 \cdot 25000} = 0,57;$$

- для сети напряжением 110 кВ:

$$K_{\text{ЗТ.НОРМ}} = \frac{\sqrt{(28250,92 \cdot 0,99)^2 + (8757,8 - 2070,4)^2}}{2 \cdot 25000} = 0,58.$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме равен:

$$K_{\text{ЗТ.П/А}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{Р.П}} \times k_{\text{ЗД}})^2 + (Q_{\text{ЭС}_1} - \Delta Q_{\text{ТГПП}})^2}}{(n-1) \times S_{\text{Т.НОМ}}},$$

где  $N = 2$  – число трансформаторов ГПП, то есть:

- для сети напряжением 35 кВ:

$$K_{\text{ЗТ.П/А}} = \frac{\sqrt{(28250,92 \times 0,99)^2 + (8757,8 - 2048,4)^2}}{(2-1) \times 25000} = 1,15;$$

- для сети напряжением 110 кВ:

$$K_{\text{ЗТ.П/А}} = \frac{\sqrt{(28250,92 \cdot 0,99)^2 + (8757,8 - 2070,4)^2}}{(2-1) \cdot 25000} = 1,16.$$

Выбранные согласно [13] типы трансформаторов на напряжения 35 и 110 кВ представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Каталожные данные трансформаторов ГПП

Тип трансформатора	$U_{\text{НОМ.ВН.}}$ , кВ	$U_{\text{НОМ.НН.}}$ , кВ	$S_{\text{НТ}}$ , МВА	$\Delta P_{\text{ХХ}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{КЗ}}$ , кВт	$U_{\text{КЗ}}$ , %	$I_{\text{ХХ}}$ , %
ТДНС-25000/35	36,75	10,5	25	18,5	115	12,7	0,3
ТРДН-25000/110	115,00	10,5	25	19	120	10,5	0,45

#### Выводы по разделу 4

В данном разделе был проведен расчет рационального напряжения, который показал, что ГПП восточной группы цехов трубопрокатного завода может питаться как от энергосистемы с напряжением 35 кВ, так и от энергосистемы с напряжением 110 кВ.



# 5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

## 5.1 Вариант с напряжением внешнего электроснабжения 35 кВ

### 5.1.1 Схема внешнего электроснабжения

Схема внешнего электроснабжения представлена на рисунке 5.1.

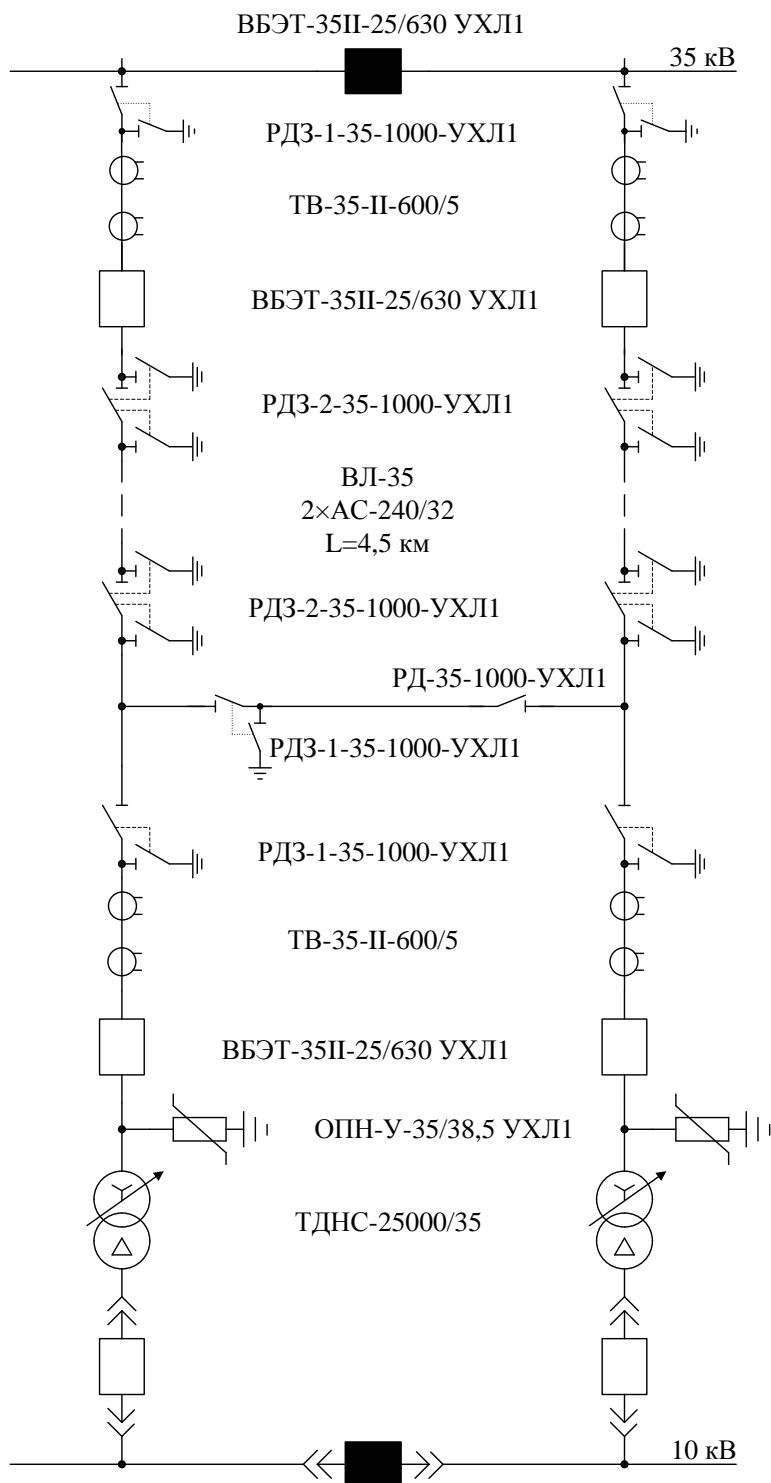


Рисунок 5.1 – Схема внешнего электроснабжения предприятия на 35 кВ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ

Лист

38

### 5.1.2 Потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП

Потери мощности в трансформаторах определяем по формулам (3.8) и (3.9):

$$\Delta P_T = 2 \cdot (18,5 + 0,57^2 \cdot 115) = 111,73 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \left( \frac{0,3}{100} 25000 + 0,57^2 \cdot \frac{12,7}{100} 25000 \right) = 2213,12 \text{ квар}.$$

Потери электрической энергии в трансформаторах определяем по формуле:

$$\Delta A_T = N \cdot (\Delta P_{XX} \cdot T_T + K_{3T.HOPM}^2 \cdot \Delta P_{K3} \cdot \tau), \quad (5.1)$$

где  $T_T = 8760$  ч/год – число часов в году;

$\tau$  – годовое число часов максимальных потерь, определяемых по выражению:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_M}{10^4} \right)^2 \cdot T_T, \quad (5.2)$$

где  $T_M$  – годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки, равное:  $T_M = 4355$  ч/год [2, таблица 2.3].

Таким образом, получаем:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{4355}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2742 \text{ ч/год},$$

$$\Delta A_T = 2 \cdot (18,5 \cdot 8760 + 0,57^2 \cdot 115 \cdot 2742) = 529 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

### 5.1.3 Расчет линий электропередач от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия

Нагрузка в начале линии определяется по формуле:

$$S_{PJI} = \sqrt{(P_{PII} + \Delta P_T)^2 + Q_{ЭС1}^2}, \quad (5.3)$$

$$S_{PJI} = \sqrt{(28250,92 + 111,7)^2 + 7627,7^2} = 29370 \text{ кВА}.$$

Расчетный ток одной цепи линии напряжением 35 кВ равен:

$$I_{PJI} = \frac{S_{PJI}}{\sqrt{3} \cdot N \cdot U_H}, \quad (5.4)$$

					13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

$$I_{РЛ} = \frac{29370}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 242,2 \text{ А.}$$

Ток в послеаварийном режиме (в случае питания всей нагрузки по одной цепи линии) равен:

$$I_{П/А} = \frac{S_{РЛ}}{\sqrt{3} \cdot (N-1) \cdot U_H}, \quad (5.5)$$

$$I_{П/А} = \frac{29370}{\sqrt{3} \cdot (2-1) \cdot 35} = 484,5 \text{ А.}$$

Сечение проводов линии находим по экономической плотности тока:

$$F_{э} = \frac{I_{РЛ}}{j_{э}}. \quad (5.6)$$

Согласно [6, таблица 1.3.36]  $j_{э} = 1,1 \text{ А/мм}^2$ , тогда:

$$F_{э} = \frac{242,2}{1,1} = 220,22 \text{ мм}^2.$$

Ближайшее стандартное значение сечения проводов равно  $F = 240 \text{ мм}^2$ .

Таким образом, выбираем провод марки АС-240/32, длительно допустимый ток которого согласно [6, таблица 7.35]  $I_{доп} = 605 \text{ А}$ , а удельные сопротивления согласно [6, таблица 7.38]  $r_0 = 0,129 \text{ Ом/км}$ ,  $x_0 = 0,111 \text{ Ом/км}$ .

Проверим провод одной цепи двухцепной линии по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{доп} = 605 \text{ А} > I_{П/А} = 484,5 \text{ А.}$$

Потери активной энергии в проводах линии за год находим по формуле:

$$\Delta A_{Л} = 2 \cdot N \cdot (3 \cdot I_{РЛ}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau), \quad (5.7)$$

$$\Delta A_{Л} = 2 \cdot 2 \cdot (3 \cdot 242,2^2 \cdot 0,129 \cdot 4,5 \cdot 2742) = 560,5 \cdot 10^3 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

#### 5.1.4 Расчет токов короткого замыкания

Необходимо рассчитать токи короткого замыкания (КЗ) в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП.

Исходная схема питания предприятия и схема замещения для расчета токов короткого замыкания приведены на рисунке 5.2.

					13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

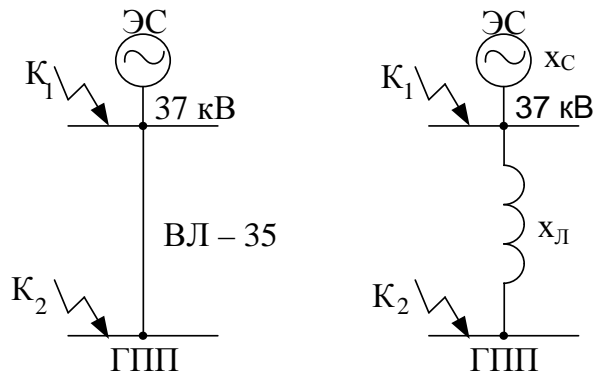


Рисунок 5.2 – Схемы для расчета токов КЗ

Определим параметры схемы замещения. Примем базисную мощность  $S_B = 1000$  МВА и базисное напряжение  $U_B = 37$  кВ.

Сопротивление системы в относительных единицах равно:

$$x_{C*} = \frac{S_B}{S_{КЗС}}, \quad (5.8)$$

где  $S_{КЗС}$  – мощность КЗ на шинах подстанции энергосистемы при напряжении сети 35 кВ, МВА.

$$x_{C*} = \frac{1000}{780} = 1,28.$$

Сопротивление воздушной линии 35 кВ в относительных единицах равно:

$$x_{Л*} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_B}{U_B^2}, \quad (5.9)$$

$$x_{Л*} = \frac{0,111 \cdot 4,5 \cdot 1000}{37^2} = 0,36.$$

Определим ток КЗ в точке  $K_1$  (периодическая составляющая  $I_{Пт}$  принимается неизменной в течение всего процесса замыкания):

$$I_{К1} = I_{Пт} = I_{П0} = \frac{I_B}{x_{C*}} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot x_{C*}}, \quad (5.10)$$

$$I_{К1} = \frac{1000 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 1,28} = 12,17 \text{ кА.}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Ударный ток короткого замыкания в точке  $K_1$  равен:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot K_{y1} \cdot I_{K1}, \quad (5.11)$$

где  $K_{y1} = 1,72$  – ударный коэффициент [2, таблица 2.45], тогда:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 12,17 = 29,61 \text{ кА.}$$

Найдем ток КЗ и ударный ток КЗ в точке  $K_2$  по формулам (5.10) и (5.11):

$$I_{K2} = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot (1,28 + 0,36)} = 9,47 \text{ кА,}$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 9,47 = 24,12 \text{ кА.}$$

Здесь  $K_{y2} = 1,8$  согласно [2, таблица 2.45],

$X_2 = X_{C*} + X_{Л*} = 1,28 + 0,36 = 1,65$  – суммарное сопротивление в точке  $K_2$ .

Мощность короткого замыкания в точке  $K_2$  равна:

$$S_{K32} = \sqrt{3} \cdot U_B \cdot I_{K2}, \quad (5.12)$$

$$S_{K32} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 9,47 = 607,2 \text{ МВА.}$$

### 5.1.5 Выбор коммутационной аппаратуры в начале отходящих от подстанции энергосистемы линий и на вводе ГПП

Выбор выключателей производится по следующим параметрам:

1) по номинальному напряжению:

$$U_C \leq U_H; \quad (5.13)$$

2) по номинальному току:

$$I_{РАБ.УТЯЖ} \leq I_H, \quad (5.14)$$

где  $I_{РАБ.УТЯЖ}$  – рабочий ток выключателя в наиболее тяжелом режиме:  $I_{РАБ.УТЯЖ} = I_{П/А}$ ;

3) по номинальному току отключения

$$I_{Пт} \leq I_{НОМ.ОТКЛ}, \quad (5.15)$$

где  $I_{НОМ.ОТКЛ}$  – номинальный ток отключения выключателя, кА,

$I_{Пт}$  – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в момент расхождения контактов выключателя  $\tau$ , кА.

Согласно этим требованиям намечаем к установке выключатель типа ВБЭТ-35П-25/630 УХЛ1. Собственное время отключения выключателя  $t_{св} = 0,035$  с и полное время отключения выключателя  $t_{ов} = 0,06$  с.

									Лист
									42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ				

При выборе выключателя необходимо также осуществить следующие проверки.

4) Проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{A\tau} \leq i_{A.HOM}, \quad (5.16)$$

где  $i_{A.HOM}$  – номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ , А;

$i_{A\tau}$  – амплитудное значение апериодической составляющей тока КЗ в момент расхождения контактов выключателя  $\tau$ , равно:

$$i_{A\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{П0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_A}}, \quad (5.17)$$

где  $T_A = 0,03$  с – постоянная времени затухания апериодической составляющей согласно [2, таблица 2.45];

$\tau$  – время от начала КЗ до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов, равно:

$$\tau = t_{P3.MIN} + t_{CB}, \quad (5.18)$$

где  $t_{P3.MIN} = 0,01$  с – минимально возможное время срабатывания релейной защиты [4, с. 45].

Таким образом, по формулам (5.17) и (5.18) получаем:

$$\tau = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с},$$

$$i_{A\tau} = \sqrt{2} \cdot 12,17 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 3,84 \text{ кА}.$$

Для ГПП:

$$i_{A\tau} = \sqrt{2} \cdot 9,47 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 5,4 \text{ кА}.$$

Номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$  определяем по формуле:

$$i_{A.HOM} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{НОМ} \cdot I_{НОМ.ОТКЛ}}{100\%}, \quad (5.19)$$

где  $I_{НОМ.ОТКЛ} = 25$  кА – номинальный ток отключения по каталогу;

$\beta_{НОМ} = 30\%$  – допустимое относительное содержание апериодической составляющей тока в токе отключения по каталогу.

Тогда получаем:

$$i_{A.HOM} = \frac{\sqrt{2} \cdot 30 \cdot 25}{100\%} = 10,61 \text{ кА}.$$

Таким образом, видим, что для выключателя данное условие выполняется.

						Лист
					13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ	43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5) Проверка на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}}, \quad (5.20)$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{\text{дин}}, \quad (5.21)$$

6) Проверка на термическую стойкость:

$$W_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}},$$

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

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

$W_{\text{к}}$  – тепловой импульс тока КЗ, пропорциональный количеству тепловой энергии, выделенной за время КЗ:

$$W_{\text{к}} = (I_{\text{п0}})^2 \cdot (t_{\text{з}} + t_{\text{с}} + T_{\text{а}}) \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = W_{\text{к.доп}}, \quad (5.22)$$

- Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы:

$$(12,17)^2 \cdot (2,1 + 0,045 + 0,03) = 322,2 (\text{кА})^2 \cdot \text{с} \leq (25)^2 \cdot 3 = 1875 (\text{кА})^2 \cdot \text{с},$$

- Для выключателей на вводе ГПП:

$$(9,47)^2 \cdot (1,8 + 0,045 + 0,05) = 167 (\text{кА})^2 \cdot \text{с} \leq (25)^2 \cdot 3 = 1875 (\text{кА})^2 \cdot \text{с},$$

Выключатели в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП принимаются одного типа.

Результаты выбора и проверки выключателей сведены в таблицы 5.1 и 5.2.

Выбор разъединителей осуществляется по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению:

$$U_{\text{с}} \leq U_{\text{н}}; \quad (5.24)$$

2) по номинальному току:

$$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_{\text{н}}, \quad (5.25)$$

где  $I_{\text{раб.утяж}}$  – рабочий ток выключателя в наиболее тяжелом режиме.

$$I_{\text{раб.утяж}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т}}^{\text{ГПП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}},$$

$$I_{\text{раб.утяж}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 577,35 \text{ А.}$$

3) проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{\text{дин}}, \quad (5.26)$$

					13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

4) проверка на термическую стойкость:

$$B_k \leq I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \quad (5.27)$$

$$B_k = (I_{\text{п0}})^2 \cdot (t_3 + t_c + T_a) \leq I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = B_{\text{к, доп}}$$

$t_3$  - время действия защиты, равное ступени селективности (1,8 для выключателей ГПП и 2,1 для выключателей подстанции энергосистемы).

где  $I_{\text{ТЕР}}$  - ток термической стойкости. По [16, 3.1]:

$$I_{\text{ТЕР}} = 25 \text{ кА};$$

$t_{\text{ТЕР}}$  - время протекания тока термической стойкости.  $t_{\text{ТЕР}} = 3 \text{ с}$ .

Разъединители в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП принимаются одного типа. Выбираем разъединители по каталогу, каталожные данные представлены в таблицах 5.1 и 5.2.

Таблица 5.1 – Выбор коммутационной аппаратуры в начале отходящей линии

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные аппарата	
		Выключатель ВБЭТ-35П-25/630 УХЛ1	Разъединители РДЗ-2-35-1000 УХЛ1 РДЗ-1-35-1000 УХЛ1 РД-35-1000 УХЛ1
$U_c \leq U_H$	$U_c = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{РАБ.УТЯЖ}} \leq I_H$	$I_{\text{РАБ.УТЯЖ}} = 577,35 \text{ А}$	$I_H = 630 \text{ А}$	$I_H = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{Пг}} \leq I_{\text{НОМ.ОТКЛ}}$	$I_{\text{Пг}} = 12,17 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ.ОТКЛ}} = 25 \text{ кА}$	-
$i_{\text{Аг}} \leq i_{\text{А.НОМ}}$	$i_{\text{Аг}} = 3,84 \text{ кА}$	$i_{\text{А.НОМ}} = 10,61 \text{ кА}$	-
$I_{\text{П0}} \leq I_{\text{ДИН}}$	$I_{\text{П0}} = 12,17 \text{ кА}$	$I_{\text{ДИН}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{ДИН}} = 63 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{ДИН}}$	$i_{\text{уд}} = 29,61 \text{ кА}$	$i_{\text{ДИН}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{\text{ДИН}} = 160,4 \text{ кА}$	$i_{\text{ДИН}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{\text{ДИН}} = 160,4 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}}$	$B_k = 323,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Тип привода		ПЭМУ-500	ПРН-35УХЛ1

В выключатель ВБЭТ-35П-25/630 УХЛ1 встроены трансформаторы тока типа ТВ-35-П-600/5, поэтому их выбор осуществлять не надо.

Для защиты оборудования ГПП от перенапряжений в питающей сети устанавливаем ОПН-У-35/38 УХЛ1.

Таблица 5.2 – Выбор коммутационной аппаратуры на вводе ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные аппарата	
		Выключатель ВБЭТ-35П-25/630 УХЛ1	Разъединители РДЗ-2-35-1000 УХЛ1 РДЗ-1-35-1000 УХЛ1 РД-35-1000 УХЛ1
1	2	3	4
$U_c \leq U_H$	$U_c = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{РАБ.УТЯЖ}} \leq I_H$	$I_{\text{РАБ.УТЯЖ}} = 577,35 \text{ А}$	$I_H = 630 \text{ А}$	$I_H = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{Пг}} \leq I_{\text{НОМ.ОТКЛ}}$	$I_{\text{Пг}} = 12,17 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ.ОТКЛ}} = 25 \text{ кА}$	-



Окончание таблицы 5.2

1	2	3	4
$i_{\text{Ат}} \leq i_{\text{А.НОМ}}$	$i_{\text{Ат}} = 3,84 \text{ кА}$	$i_{\text{А.НОМ}} = 10,61 \text{ кА}$	-
$I_{\text{П0}} \leq I_{\text{ДИН}}$	$I_{\text{П0}} = 12,17 \text{ кА}$	$I_{\text{ДИН}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{ДИН}} = 63 \text{ кА}$
$i_{\text{УД}} \leq i_{\text{ДИН}}$	$i_{\text{УД}} = 29,61 \text{ кА}$	$i_{\text{ДИН}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{\text{ДИН}} = 160,4 \text{ кА}$	$i_{\text{ДИН}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{\text{ДИН}} = 160,4 \text{ кА}$
$V_{\text{к}} \leq I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}}$	$V_{\text{к}} = 226,93 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Тип привода		ПЭМУ-500	ПРН-35УХЛ1

5.1.6 Техничко-экономические показатели схемы внешнего электроснабжения

Годовые приведенные затраты находятся по формуле:

$$Z = \sum_{i=1}^n E_i \cdot K_i + C_3 + Y, \quad (5.28)$$

где  $E_i$  – общие ежегодные отчисления от капитальных вложений, являющиеся суммой нормативного коэффициента эффективности  $E_{\text{Н}} = 0,12$ , отчислений на амортизацию  $E_{\text{Аi}}$  и расходов на обслуживание  $E_{\text{Оi}}$ :

$$E_i = E_{\text{Н}} + E_{\text{Аi}} + E_{\text{Оi}},$$

и может быть определен по [2, таблица 2.23];

$K_i$  – сумма капитальных затрат  $i$ -ой группы одинаковых элементов, определяется по [8];

$C_3$  – стоимость годовых потерь электроэнергии;

$Y$  – народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения, определяется для вариантов, неравноценных по надежности, поэтому в нашем случае его определять не будем.

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C_3 = (\Delta A_{\text{Т}} + \Delta A_{\text{Л}}) \cdot C'_0, \quad (56)$$

где  $\Delta A_{\text{Т}}$  – потери электроэнергии в трансформаторах ГПП, кВт·ч;

$\Delta A_{\text{Л}}$  – потери электроэнергии в линии, кВт·ч;

$C'_0$  – удельная стоимость потерь электроэнергии, руб/кВт·ч:

$$C'_0 = \delta \cdot \left( \frac{\alpha \cdot K_{\text{М}}}{\tau} + \beta \right), \quad (5.29)$$

где  $\alpha = 14502,72$  руб/кВт·год – основная ставка тарифа;

$\beta = 1,3396$  руб/кВт·ч – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии;

$K_{\text{М}} = \Delta P_{\text{э}} / \Delta P_{\text{М}}$  – отношение потерь активной мощности предприятия в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям активной мощности предприятия, для трубопрокатного завода можно принять  $K_{\text{М}} = 1$ ;

$\delta$  – поправочный коэффициент, для сетей напряжением 35 кВ  $\delta = 1,05$ ;  
 $\tau$  – годовое число часов максимальных потерь.

Тогда получим:

$$C'_o = 1,05 \cdot \left( \frac{14502,72 \cdot 1}{2742} + 1,3396 \right) = 6,96 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч.}$$

Результаты расчета экономических показателей схемы внешнего электроснабжения напряжением 35 кВ сведены в таблицу 11.

Таблица 5.3 – Экономические показатели схемы внешнего электроснабжения

Наименование оборудования	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость единицы, тыс.руб	Капиталовложения, К, тыс.руб	Отчисления Е, о.е.	Затраты К·Е, тыс.руб	Потери э/э ДА, кВт·ч	Стоимость потерь э/э Сэ, тыс.руб
ТДНС-25000/35	шт.	2,0	9000,0	18000	0,193	3474	529039	3 682
ВЛ 35 кВ на 2-х цепных ЖБ опорах АС-150/24	км	1,5	1200,0	1800	0,152	820	560465	3 901
ВБЭТ-35П-25/630 УХЛ1	шт.	4,0	820,0	3280	0,193	633	-	-
РДЗ-1-35-1000	шт.	5,0	65,0	325	0,193	62	-	-
РДЗ-2-35-1000	шт.	4,0	88,0	352	0,193	67	-	-
РД-35-1000УХЛ1	шт.	1,0	22,3	22	0,193	4	-	-
ОПН-У-35/38 УХЛ1	шт.	6,0	13,6	81	0,193	15	-	-
ИТОГО	тыс.руб			15861		5079	1089504	7583

Годовые приведенные затраты:  $Z = 5079 + 7583 = 12662$  тыс.руб/год.



## 5.2.2 Потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП

Потери мощности в трансформаторах определяем по формулам (3.8) и (3.9):

$$\Delta P_T = 2 \cdot (19 + 0,58^2 \cdot 120) = 118,74 \text{ кВт},$$
$$\Delta Q_T = 2 \cdot \left( \frac{0,45}{100} 25000 + 0,58^2 \cdot \frac{10,5}{100} 25000 \right) = 2141,1 \text{ квар}.$$

Потери электрической энергии в трансформаторах определяем по формуле (5.7):

$$\Delta A_T = 2 \cdot (19 \cdot 8760 + 0,58^2 \cdot 120 \cdot 2742) = 554,3 \cdot 10^3 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

## 5.2.3 Расчет линий электропередач от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия

Нагрузка в начале линии определяется по формуле (30):

$$S_{\text{рл}} = \sqrt{(28250,92 + 118,74)^2 + 8757,8^2} = 29690 \text{ кВА}.$$

Расчетный ток одной цепи линии напряжением 110 кВ по формуле (5.4) равен:

$$I_{\text{рл}} = \frac{29690}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 77,9 \text{ А}.$$

Ток в послеаварийном режиме (в случае питания всей нагрузки по одной цепи линии) по формуле (32) равен:

$$I_{\text{п/а}} = \frac{29690}{\sqrt{3} \cdot (2-1) \cdot 110} = 155,8 \text{ А}.$$

Сечение проводов линии находим по формуле (5.6):

$$F_{\text{э}} = \frac{77,9}{1,1} = 70,8 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод марки АС-70/11, длительно допустимый ток которого согласно [5, таблица 7.35]  $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$ , а удельные сопротивления согласно [5, таблица 7.38]  $r_0 = 0,428 \text{ Ом/км}$ ,  $x_0 = 0,444 \text{ Ом/км}$ .

Проверим провод по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{доп}} = 265 \text{ А} > I_{\text{п/а}} = 155,8 \text{ А}.$$

Потери активной энергии в проводах линии за год находим по формуле (34):

$$\Delta A_{\text{л}} = 2 \cdot (3 \cdot 77,9^2 \cdot 0,428 \cdot 4,5 \cdot 2742) = 192,4^3 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

## 5.2.4 Расчет токов короткого замыкания

Исходная схема питания предприятия и схема замещения для расчета токов короткого замыкания приведены на рисунке 5.4.

					13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

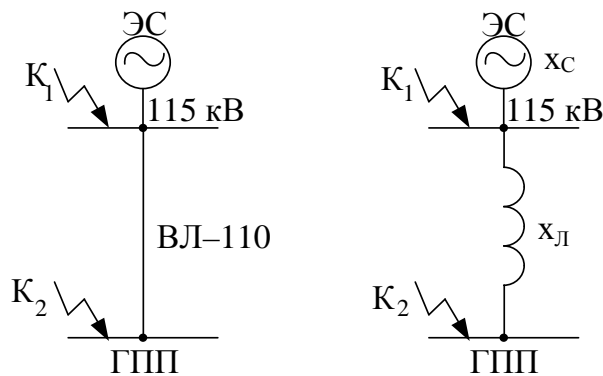


Рисунок 5.4 – Схемы для расчета токов КЗ

Определим параметры схемы замещения. Примем базисную мощность  $S_b = 1000$  МВА и базисное напряжение  $U_b = 115$  кВ.

Сопротивление системы в относительных единицах по формуле (5.8) равно:

$$x_{C*} = \frac{1000}{3800} = 0,26.$$

где  $S_{кзс} = 3800$  МВА – мощность КЗ на шинах подстанции энергосистемы при напряжении сети 110 кВ.

Сопротивление воздушной линии 110 кВ в относительных единицах по формуле (36) равно:

$$x_{Л*} = \frac{0,444 \cdot 4,5 \cdot 1000}{115^2} = 0,15.$$

Определим ток КЗ в точке  $K_1$  по формуле (37):

$$I_{K1} = I_{Пт} = I_{П0} = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,26} = 19,08 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке  $K_1$  по формуле (5.11) равен:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 19,08 = 46,41 \text{ кА.}$$

Найдем ток КЗ и ударный ток КЗ в точке  $K_2$ ):

$$I_{K2} = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot (0,26 + 0,15)} = 12,12 \text{ кА,}$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 12,12 = 30,85 \text{ кА.}$$

Здесь  $x_2 = x_{C*} + x_{Л*} = 0,26 + 0,15 = 0,41$  – суммарное сопротивление в точке  $K_2$ .

Мощность короткого замыкания в точке  $K_2$  равна:

$$S_{K32} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 12,12 = 2414,09 \text{ МВА.}$$

### 5.2.5 Выбор коммутационной аппаратуры в начале отходящих от подстанции энергосистемы линий и на вводе ГПП

Выбор выключателей производится по следующим параметрам:

1) по номинальному напряжению:

$$U_C \leq U_H; \quad (5.13)$$

2) по номинальному току:

$$I_{РАБ.УТЯЖ} \leq I_H, \quad (5.14)$$

где  $I_{РАБ.УТЯЖ}$  – рабочий ток выключателя в наиболее тяжелом режиме:  $I_{РАБ.УТЯЖ} = I_{П/А}$ ;

3) по номинальному току отключения

$$I_{Пт} \leq I_{НОМ.ОТКЛ}, \quad (5.15)$$

где  $I_{НОМ.ОТКЛ}$  – номинальный ток отключения выключателя, кА,

$I_{Пт}$  – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в момент расхождения контактов выключателя  $\tau$ , кА.

Согласно этим требованиям намечаем к установке выключатель типа ВБЭТ-35П-25/630 УХЛ1. Собственное время отключения выключателя  $t_{СВ} = 0,035$  с и полное время отключения выключателя  $t_{ОВ} = 0,06$  с.

При выборе выключателя необходимо также осуществить следующие проверки.

4) Проверяется возможность отключения аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{А\tau} \leq i_{А.НОМ}, \quad (5.16)$$

где  $i_{А.НОМ}$  – номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ , А;

$i_{А\tau}$  – амплитудное значение аperiodической составляющей тока КЗ в момент расхождения контактов выключателя  $\tau$ , равное:

$$i_{А\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{П0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_A}}, \quad (5.17)$$

где  $T_A = 0,03$  с – постоянная времени затухания аperiodической составляющей согласно [2, таблица 2.45];

$\tau$  – время от начала КЗ до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов, равное:

$$\tau = t_{РЗ.МИН} + t_{СВ}, \quad (5.18)$$

где  $t_{РЗ.МИН} = 0,01$  с – минимально возможное время срабатывания релейной защиты [4, с. 45].

Таким образом, по формулам (5.17) и (5.18) получаем:

$$\tau = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с,}$$

$$i_{А\tau} = \sqrt{2} \cdot 19,08 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,03}} = 6,02 \text{ кА.}$$

					13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

Для ГПП:

$$i_{At} = \sqrt{2} \cdot 12,12 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 3,83 \text{ кА.}$$

Номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$  определяем по формуле:

$$i_{A.НОМ} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{НОМ} \cdot I_{НОМ.ОТКЛ}}{100\%}, \quad (5.19)$$

где  $I_{НОМ.ОТКЛ} = 25 \text{ кА}$  – номинальный ток отключения по каталогу;

$\beta_{НОМ} = 40\%$  – допустимое относительное содержание апериодической составляющей тока в токе отключения по каталогу.

Тогда получаем:

$$i_{A.НОМ} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 25}{100\%} = 10,61 \text{ кА.}$$

Таким образом, видим, что для выключателя данное условие выполняется.

5) Проверка на электродинамическую стойкость:

$$I_{П0} \leq I_{ДИН}, \quad (5.20)$$

$$i_{уд} \leq i_{ДИН} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{ДИН}, \quad (5.21)$$

б) Проверка на термическую стойкость:

$$W_K \leq I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР},$$

где  $I_{ТЕР}$  – ток термической стойкости выключателя по каталогу, кА;

$t_{ТЕР}$  – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу, с;

$W_K$  – тепловой импульс тока КЗ, пропорциональный количеству тепловой энергии, выделенной за время КЗ:

$$W_K = (I_{П0})^2 \cdot (t_3 + t_c + T_a) \leq I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = W_{K,ДОП}, \quad (5.22)$$

- Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы:

$$(19,08)^2 \cdot (2,1 + 0,045 + 0,03) = 791,8 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с} \leq (25)^2 \cdot 3 = 1875 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с},$$

- Для выключателей на вводе ГПП:

$$(12,12)^2 \cdot (1,8 + 0,045 + 0,05) = 247,4 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с} \leq (25)^2 \cdot 3 = 1875 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с},$$

Выключатели в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП принимаются одного типа.

Результаты выбора и проверки выключателей сведены в таблицы 5.4 и 5.5.

									Лист
									52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ				

Выбор разъединителей осуществляется по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению:

$$110 \leq 110; \quad (5.24)$$

2) по номинальному току:

$$I_{РАБ.УТЯЖ} \leq I_H, \quad (5.25)$$

где  $I_{РАБ.УТЯЖ}$  – рабочий ток выключателя в наиболее тяжелом режиме.

$$I_{РАБ.УТЯЖ} = \frac{1,4 \cdot S_{Н.Т}^{ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_H},$$

$$I_{РАБ.УТЯЖ} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,7 \text{ А.}$$

3) проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} \leq i_{дин} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{дин}, \quad (5.26)$$

4) проверка на термическую стойкость:

$$B_K \leq I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}. \quad (5.27)$$

$$B_K = (I_{п0})^2 \cdot (t_3 + t_c + T_a) \leq I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = B_{к.доп}$$

$t_3$  - время действия защиты, равное ступени селективности (1,8 для выключателей ГПП и 2,1 для выключателей подстанции энергосистемы).

где  $I_{ТЕР}$  - ток термической стойкости. По [16, 3.1]:

$$I_{ТЕР} = 40 \text{ кА};$$

$t_{ТЕР}$  - время протекания тока термической стойкости.  $t_{ТЕР} = 3 \text{ с.}$

Намечаем к установке выключатель типа ВГБ-110-40/2000 УХЛ1. Собственное время отключения выключателя  $t_{св} = 0,03 \text{ с}$  и полное время отключения выключателя  $t_{ов} = 0,055 \text{ с}$ .

Выключатели и разъединители в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП принимаются одного типа.

Результаты выбора и проверки выключателей и разъединителей сведены в таблицы 5.4 и 5.5.

Таблица 5.4 – Выбор коммутационной аппаратуры в начале отходящей линии

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные аппарата	
		Выключатель ВГБ-110-40/2000 УХЛ1	Разъединители РДЗ-2-110-1000 УХЛ1 РДЗ-1-110-1000 УХЛ1 РД-110-1000 УХЛ1
1	2	3	4
$U_C \leq U_H$	$U_C = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$



Окончание таблицы 5.4

1	2	3	4
$I_{РАБ.УТЯЖ} \leq I_H$	$I_{РАБ.УТЯЖ} = 183,7 \text{ А}$	$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_H = 1000 \text{ А}$
$I_{Пт} \leq I_{НОМ.ОТКЛ}$	$I_{Пт} = 19,08 \text{ кА}$	$I_{НОМ.ОТКЛ} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{Ат} \leq i_{А.НОМ}$	$i_{Ат} = 6,34 \text{ кА}$	$i_{А.НОМ} = 16,97 \text{ кА}$	-
$I_{П0} \leq I_{ДИН}$	$I_{П0} = 19,08 \text{ кА}$	$I_{ДИН} = 102 \text{ кА}$	$I_{ДИН} = 80 \text{ кА}$
$i_{уд} \leq i_{ДИН}$	$i_{уд1} = 46,41 \text{ кА}$	$i_{ДИН} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{ДИН} = 269,65 \text{ кА}$	$i_{ДИН} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{ДИН} = 203,65 \text{ кА}$
$V_K \leq I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$	$V_K = 791,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Тип привода		Гидравлический	ПРН-110УХЛ1

Таблица 5.5 – Выбор коммутационной аппаратуры на вводе ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные аппарата	
		Выключатель ВГБ-110-40/2000 УХЛ1	Разъединители РДЗ-2-110-1000 УХЛ1 РДЗ-1-110-1000 УХЛ1 РД-110-1000 УХЛ1
$U_C \leq U_H$	$U_C = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$
$I_{РАБ.УТЯЖ} \leq I_H$	$I_{РАБ.УТЯЖ} = 183,7 \text{ А}$	$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_H = 1000 \text{ А}$
$I_{Пт} \leq I_{НОМ.ОТКЛ}$	$I_{Пт} = 12,12 \text{ кА}$	$I_{НОМ.ОТКЛ} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{Ат} \leq i_{А.НОМ}$	$i_{Ат} = 3,24 \text{ кА}$	$i_{А.НОМ} = 16,97 \text{ кА}$	-
$I_{П0} \leq I_{ДИН}$	$I_{П0} = 12,12 \text{ кА}$	$I_{ДИН} = 102 \text{ кА}$	$I_{ДИН} = 80 \text{ кА}$
$i_{уд} \leq i_{ДИН}$	$i_{уд2} = 30,85 \text{ кА}$	$i_{ДИН} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{ДИН} = 269,65 \text{ кА}$	$i_{ДИН} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{ДИН} = 203,65 \text{ кА}$
$V_K \leq I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$	$V_K = 247,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Тип привода		Гидравлический	ПРН-110УХЛ1

В выключатель ВГБ-110-40/2000 УХЛ1 встроены трансформаторы тока типа ТВ-110-П-1000/5, поэтому их выбор осуществлять не надо.

Для защиты трансформаторов ГПП от перенапряжений в питающей сети устанавливаем ОПН-У-110/73 УХЛ1, в нейтраль силового трансформатора включаем ОПН-У-110/56 УХЛ1, ЗОН-110М-ГУХЛ1.

5.2.6 Техничко-экономические показатели схемы внешнего электроснабжения

Годовые приведенные затраты находятся по формуле (5.28).

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу определяется по формуле (5.29).

Удельная стоимость потерь электроэнергии равна:

$$C'_o = \delta \cdot \left( \frac{\alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right),$$

где  $\alpha = 11509,32 \text{ руб/кВт} \cdot \text{год}$  – основная ставка тарифа;

$\beta = 1,3488 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}$  – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии;

$K_M = \Delta P_{\text{э}} / \Delta P_M$  – отношение потерь активной мощности предприятия в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям активной мощности предприятия, для медьэлектролитного завода можно принять  $K_M = 1$ ;

$\delta$  – поправочный коэффициент, для сетей напряжением 110 кВ  $\delta = 1,05$ ;

$\tau$  – годовое число часов максимальных потерь.

Тогда получим:

$$C'_o = 1,05 \cdot \left( \frac{11509,32 \cdot 1}{2742} + 1,3488 \right) = 5,82 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч.}$$

Результаты расчета экономических показателей схемы внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ сведены в таблицу 5.6.

Таблица 5.6 – Экономические показатели схемы внешнего электроснабжения

Наименование оборудования	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость единицы, тыс.руб	Капиталовложения, К, тыс.руб	Отчисления Е, о.е.	Затраты К·Е, тыс.руб	Потери э/э $\Delta A$ , кВт·ч	Стоимость потерь э/э $C_{\text{э}}$ , тыс.руб
ТДН-25000/110/10	шт	2	8000	16000	0,193	2895	554277	3858
ВЛ 110 кВ на 2-х цепных ЖБ опорах АС-70/11	км	1,5	1350	2025	0,152	307	192383	1339
ВГБ-110-40/2000 УХЛ1	шт	4	1000	4000	0,193	772	-	-
РДЗ-1-110-1000 УХЛ1	шт	5	85	425	0,193	82	-	-
РДЗ-2-110-1000 УХЛ1	шт	4	100	400	0,193	77	-	-
РД-110-1000 УХЛ1	шт	1	40	40	0,193	7	-	-
ОПН ОПН-У-110/73 УХЛ1	шт	6	34	204	0,193	39	-	-
ЗОН-110М-ГУХЛ1	шт	2	21	42	0,193	8	-	-
ОПН-У-110/56 УХЛ1	шт	2	28	56	0,193	10	-	-
ИТОГО	тыс.руб	-	-	22192	-	4393	746659	5197

Годовые приведенные затраты:  $Z = 4393 + 5197 = 9590$  тыс.руб/год.

### 5.3 Сравнение вариантов с напряжением внешнего электроснабжения предприятия 35 и 110 кВ

Сравнение технико-экономических показателей рассматриваемых вариантов представлено в таблице 15.

Рассчитаем следующее выражением:

$$\frac{Z_{U=110} - Z_{U=35}}{Z_{U=110}} = \frac{12662 - 9590}{12662} = 24,26$$

Таблица 5.7 – Сравнение технико-экономических показателей вариантов

Вариант	Капитальные затраты К, тыс.руб	Приведенные капитальные затраты $\Sigma K \cdot E$ , тыс.руб	Потери $\Delta A$ , тыс.кВт·ч	Стоимость потерь $\Delta A$ , тыс.руб	Приведенные затраты $\Sigma$ , тыс.руб
35 кВ	27 461	5 079	1 089 504	7 583	12 662
110 кВ	23 192	4 393	746 659	5 197	9 590

Выводы по разделу 5

В нашем случае, принимаем напряжение внешнего электроснабжения 110 кВ, так как его экономические показатели на 24,26% лучше варианта с напряжением 35 кВ.

## 6 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ

### 6.1 Выбор напряжения

Выбор величины напряжения распределительных сетей предприятия зависит от величин нагрузок на напряжениях 6 и 10 кВ. Критерием выбора являются технико-экономические показатели, в первую очередь приведенные затраты, которые рассчитываются как для сети, так и для понижающих подстанций.

Согласно “Инструкции по проектированию электроснабжения промышленных предприятий. СН 174-75” для распределительных сетей следует применять, как правило, напряжение 10 кВ. Принимаем напряжение внутреннего электроснабжения предприятия 10 кВ.

### 6.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия

При построении схемы электроснабжения необходимо учитывать требования СН 174-75.

Распределение электроэнергии осуществляется по магистральным схемам. Так как имеются потребители первой и второй категорий, то предусматривается секционирование во всех звеньях схемы. Применяется глухое присоединение цеховых трансформаторов.

Электрическая схема внутреннего электроснабжения предприятия представлена на рисунке 2.

### 6.3 Конструктивное выполнение электрической сети

Выбор способа распределения электроэнергии зависит от величины электрических нагрузок и их размещения, плотности застройки предприятия, конфигурации технологических, транспортных и других коммуникаций, типа грунта на территории предприятия.

Распределительные сети предприятия напряжением 10 кВ выполним кабельными линиями. В качестве основного способа прокладки выбираем прокладку кабелей в траншее. В одной траншее допускается прокладка до 6 кабелей. Поскольку грунт предприятия имеет среднюю коррозионную активность, в грунте отсутствуют блуждающие токи и присутствует растягивающие усилия, то для прокладки в траншее выбираем кабели марки ААПл [7, таблица 21.16]. При пересечении траншей с дорогами для прокладки кабеля применяется кабельные блоки.

### 6.4. Расчет питающих линий

Сечение кабелей напряжением 10 кВ определяется по экономической плотности тока и проверяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме

						Лист
					13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ	57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потери напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам короткого замыкания. Сечение кабелей напряжением 0,4 кВ определяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки и проверяется по току перегрузки и потери напряжения в послеаварийном режиме. Все расчеты приведены в таблице 6.

В качестве примера приведем расчет кабельной линии от ГПП до ТП-2.

Расчетный ток в кабельной линии (КЛ) в нормальном режиме определяется следующим образом:

$$I_{PK} = \frac{S_{PK}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_K},$$

где  $n_K = 2$  – число КЛ питающих ТП-1;

$S_{PK}$  – мощность, которая должна передаваться по кабельной линии в нормальном режиме, кВА.

$$I_{PK} = \frac{914,7}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 26,41 \text{ А.}$$

Сечение кабельной линии определяется по экономической плотности тока:

$$F_э = \frac{I_{PK}}{j_э},$$

где  $j_э = 1,4$  – экономическая плотность тока для кабелей с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами при числе часов использования максимума нагрузки  $T_M = 4355$  ч/год [7, табл. 1.3.36].

Получаем:

$$F_э = \frac{26,41}{1,4} = 18,86 \text{ мм}^2.$$

Таким образом, выбираем кабель марки ААПл (3×35), длительно допустимый ток которого согласно [6, таблица 1.3.16] равен  $I_{доп} = 115$  А.

Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки рассчитывается по формуле:

$$I'_{доп} = K_{п} \cdot K_t \cdot I_{доп},$$

где  $K_{п} = 0,9$  – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей согласно [6, таблица 1.3.26];

$K_t$  – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой проложен кабель. Согласно исходным данным, наивысшая температура окружающего воздуха равно 22,4 °С. Для нормированной температуры жил, используя линейную интерполяцию, получим:  $K_t = 1,074$

Таким образом:

$$I'_{доп} = 0,9 \cdot 1,074 \cdot 115 = 111,16 \text{ А.}$$

Проверим кабель по допустимому току в нормальном режиме работы по условию:

$$I'_{доп} = 111,16 > I_{PK} = 26,41 \text{ А.}$$

										Лист
										58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ					

Под послеаварийным режимом кабельной линии будем понимать режим, когда выходит из строя одна из двух кабельных линий, питающих потребители первой и второй категорий. При этом нагрузка на линию удваивается, то есть:

$$I_{AB} = 2I_{PK} = 2 \cdot 26,41 = 52,81 \text{ А.}$$

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме равна:

$$I'_{AB} = K_{AB} \cdot I'_{доп},$$

где  $K_{AB}$  – коэффициент перегрузки, определяемый по [6, таблица 1.3.1] в зависимости от коэффициента предварительной нагрузки:

$$K_3 = \frac{I_{PK}}{I'_{доп}} = \frac{26,41}{111,16} = 0,23,$$

тогда  $K_{AB} = 1,35$ .

Получаем:

$$I'_{AB} = 1,35 \cdot 111,16 = 150,06 \text{ А.}$$

Осуществим проверку по току перегрузки:

$$I'_{AB} = 150,06 > I_{AB} = 52,81 \text{ А.}$$

Потеря напряжения в КЛ в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$\Delta U = \frac{P_P \cdot r_0 \cdot l + Q_P \cdot x_0 \cdot l}{N \cdot U_H^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{доп} = 5\%,$$

где  $P_P$ ,  $Q_P$  – расчетные активная и реактивная нагрузки кабеля в послеаварийном режиме;

$r_0$ ,  $x_0$  – удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля согласно [5, таблица 7.28], Ом/км;

$l$  – длина кабельной линии, км.

Для рассматриваемой кабельной линии ААПл (3×35)  $r_0 = 0,89$  Ом/км,  $x_0 = 0,09$  Ом/км,  $l = 0,1$  км.

$N$  – количество параллельных линий.

Тогда:

$$\Delta U = \frac{873,89 \cdot 0,89 \cdot 0,1 + 270,2 \cdot 0,095 \cdot 0,1}{2 \cdot 10^2 \cdot 1000} \cdot 100\% = 0,09\% \leq \Delta U_{доп} = 5\%.$$

Аналогично рассчитываются остальные кабельные линии, все результаты расчетов представлены в таблице 16.

## Выводы по разделу 6

В данном разделе был проведен расчет кабельных линий, питающих ТП, НРП и высоковольтные электроприемники. Кабельные линии выбраны таким образом, чтобы система внутреннего электроснабжения была надежной, но на ее строительство ушло минимум затрат.

					13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

Таблица 16 – Расчет кабельных линий

№ цеха	№	Конечные пункты КЛ	P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , квар	S <sub>PK</sub> , кВА	I <sub>PK</sub> , А	F <sub>Э</sub> , мм <sup>2</sup>	F <sub>TE</sub> , мм <sup>2</sup>	Тип и кол-во кабелей	Способ прокладки	Нагрузка на кабель, А		I <sub>доп</sub> , А	K <sub>п</sub> , о.е.	K <sub>т</sub> , о.е.	I' <sub>доп</sub> , А	K <sub>ав</sub> , о.е.	I' <sub>ав</sub> , А	l, км	r <sub>0</sub> , Ом/км	x <sub>0</sub> , Ом/км	ΔU, %	
											норм	п/а											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
ГПП - ТП (КЛ 10 кВ)																							
16	1	ГПП - ТП2	873,89	270,20	914,70	26,41	18,86	35	ААПл	2	в траншее	26,41	52,81	115	0,9	1,074	111,16	1,35	150,06	0,1	0,89	0,095	0,04
7	2	ГПП - ТП8	1213,22	837,29	1474,10	42,55	30,40	35	ААПл	2	в траншее	42,55	85,11	115	0,9	1,074	111,16	1,35	150,06	0,311	0,89	0,095	0,18
8	3	ГПП - ТП4	2021,65	1005,16	2257,75	65,18	46,55	50	ААПл	2	в траншее	65,18	130,35	165	0,9	1,074	159,49	1,35	215,31	0,246	0,67	0,090	0,18
9	4	ТП4 - ТП3	931,30	1154,38	1483,21	42,82	30,58	35	ААПл	2	в траншее	42,82	85,63	115	0,9	1,074	111,16	1,35	150,06	0,071	0,89	0,095	0,03
15	5	ГПП - ТП1	69,00	352,71	359,40	10,37	7,41	16	ААПл	2	в траншее	10,37	20,75	75	0,9	1,074	72,50	1,35	97,87	0,089	1,94	0,113	0,01
3	6	ГПП - ТП6	3582,47	4048,73	5406,14	156,06	111,47	120	ААПл	2	в траншее	156,06	312,12	240	0,9	1,074	231,98	1,35	313,18	0,474	0,26	0,081	0,30
14	7	ГПП - ТП5	2039,62	3244,65	3832,46	110,63	79,02	95	ААПл	6	в траншее	110,63	221,27	205	0,9	1,074	198,15	1,35	267,51	0,11	0,33	0,078	0,02
12	8	ТП5 - ТП9	595,85	432,54	736,29	21,25	15,18	16	ААПл	2	в траншее	21,25	42,51	75	0,9	1,074	72,50	1,35	97,87	0,185	1,94	0,113	0,11
6	9	ТП9 - ТП10	970,00	1033,23	1417,20	40,91	29,22	35	ААПл	2	в траншее	40,91	81,82	115	0,9	1,074	111,16	1,35	150,06	0,23	0,89	0,095	0,11
1	10	ТП6 - ТП7	564,16	703,42	901,71	26,03	18,59	35	ААПл	2	в траншее	26,03	52,06	115	0,9	1,074	111,16	1,35	150,06	0,12	0,89	0,095	0,03
ТП - НРП (КЛ 0,4 кВ)																							
13	11	ТП1 - НРП1	10,56	8,40	13,49	9,74	6,96	16	ААПл	1	в траншее	9,74	19,48	75	0,9	1,074	72,50	1,35	97,87	0,035	1,94	0,113	0,23
5	12	ТП3 - НРП2	31,63	22,74	38,96	28,11	20,08	35	ААПл	1	в траншее	28,11	56,23	115	0,9	1,074	111,16	1,35	150,06	0,16	0,89	0,095	1,52

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
Электрические печи 10кВ																							
10	13	ТП9 - НРП-6	11,18	8,45	14,01	10,11	7,22	16	ААПл	1	В транш ее	10,11	20,23	75	0,9	1,074	72,50	1,35	97,87	0,098	1,94	0,113	0,69
11	14	ТП5 - НРП4	7,98	5,99	9,98	7,20	5,14	16	ААПл	1	В транш ее	7,20	14,40	75	0,9	1,074	72,50	1,35	97,87	0,164	1,94	0,113	0,83
2	15	ТП7 - НРП5	63,49	54,78	83,86	60,52	43,23	50	ААПл	1	В транш ее	60,52	121,04	165	0,9	1,074	159,49	1,35	215,31	0,131	0,67	0,090	1,94
4	16	ТП8 - НРП3	17,90	16,14	24,10	17,39	12,42	16	ААПл	1	В транш ее	17,39	34,79	75	0,9	1,074	72,50	1,35	97,87	0,18	1,94	0,113	2,06
8	16	ГПП- ТП- 8(Печи )	1800,00	1115,54	2117,65	122,26	87,3	95	ААПл	4	В транш ее	122,3	-	205	0,9	1,074	198,15	1,35	267,51	0,303	0,33	0,078	0,05
5	16	ГПП- ТП- 4(Печи )	1800,00	1115,54	2117,65	122,26	87,3	95	ААПл	4	В транш ее	122,3	-	205	0,9	1,074	198,15	1,35	267,51	0,246	0,33	0,078	0,04
5	16	ГПП- ТП- 3(Печи )	1800,00	1115,54	2117,65	122,26	87,3	95	ААПл	4	В транш ее	122,3	-	205	0,9	1,074	198,15	1,35	267,51	0,305	0,33	0,078	0,05

13.03.02.2017.124.00.00

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

Лист

19



## 7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания производится с помощью типовых кривых. Достаточно рассмотреть ток трехфазного КЗ в характерных точках СЭС предприятия и определить периодическую составляющую этого тока для наиболее тяжелого режима работы сети. Учет апериодической составляющей производится приближенно, допускается, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой точке электрической сети. Так как мощность КЗ энергосистемы в месте присоединения питающей предприятие линии значительно превышает мощность, потребляемую предприятием, то допускается периодическую составляющую тока КЗ от энергосистемы принимать неизменной во времени:

$$I_K = I_{п0} = I_{пт}.$$

Для расчета токов КЗ составим расчетную электрическую схему (см. рисунок 8).

При выборе расчетной схемы для определения токов короткого замыкания рассчитывается режим, при котором воздействие токов КЗ на систему электроснабжения является наиболее тяжелым. Это режим, когда один из трансформаторов главной понизительной подстанции отключен для проведения профилактических мероприятий или аварийного ремонта, включен секционный выключатель в распределительном устройстве 10 кВ ГПП, то есть все электроприемники питаются от одного трансформатора. Кроме того, учтем, что одна кабельная линия ГПП – РП повреждена, и включен секционный выключатель на РП, а значит все двигатели питаются через 1 кабельную линию.

При определении токов КЗ в точках  $K_1$ ,  $K_2$  подпитку от электродвигателей можно не учитывать. В подпитке точки  $K_3$  участвуют синхронные и асинхронные двигатели, подключенные ко всем секциям сборных шин. При определении тока КЗ в точке  $K_4$  в качестве источника рассматривается только энергосистема, а подпитка от электродвигателей напряжением 10 кВ не учитывается.

Для расчета токов КЗ по схеме электроснабжения предприятия (см. рисунок 8) составляется схема замещения.

Найдем параметры схемы замещения в относительных единицах при  $S_B = 1000$  МВА, принимая за базисное напряжение той ступени, на которой произошло короткое замыкание.

Сопроотивления системы и ВЛ напряжением 110 кВ уже были определены (см. раздел 5.2.4):  $x_1 = x_C = 0,26$ ,  $x_2 = x_{Л} = 0,15$ .

Сопроотивление трансформатора ГПП определяется по формуле:

$$x_T = \frac{U_{КЗ}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{Н.Т}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 4,2,$$

$$x_{ТВ} = 0,125x_T = 0,125 \cdot 4,2 = 0,525$$

$$x_{ТН} = 1,75x_T = 1,75 \cdot 4,2 = 7,35$$

$$x_3 = x_{ТВ} + x_{ТН} = 0,525 + 7,35 = 7,875$$

									Лист
									62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ				



$$R_1=R_{T4}=\Delta P_{K3} \cdot \frac{S_B}{S_{TH}^2}=7600 \times \frac{1000 \cdot 10^6}{(1600 \cdot 10^3)^2}=2,97,$$

$$x_9=x_{T8}=\sqrt{34,375^2-2,97^2}=34,246.$$

Согласно [1] для распределительных устройств цеховых ТП переходное сопротивление контактов можно принять  $R_K = 0,015$  Ом, то есть в относительных единицах:

$$R_2=R_{K^*}=R_K \cdot \frac{S_B}{U_{CP3}^2},$$

где  $U_{CP3} = 0,4$  кВ – среднее напряжение,  
тогда:

$$R_2=R_{K^*}=0,015 \cdot \frac{1000}{0,4^2}=93,75.$$

Перейдем к расчету токов короткого замыкания.

Токи КЗ в точках  $K_1$  и  $K_2$  были определены (см. раздел 5.2.4):

$$I_{K1}=19,08 \text{ кА},$$

$$I_{K2}=12,12 \text{ кА}.$$

Определим ток короткого замыкания в точке  $K_3$ .

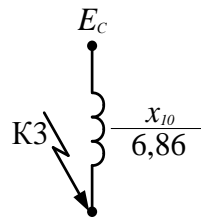


Рисунок 7.2 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке  $K_3$

Определим базисный ток по формуле:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{CP2}},$$

$$I_B = \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 55 \text{ кА}.$$

Сопротивление  $x_{10}$  на рисунке 10 равно:

$$x_{10}=x_1+x_2+x_3=0,26+0,15+0,525=0,935.$$

Начальные значения сверхпереходного тока для каждой ветви равны:

$$I_C = \frac{E_C}{x_{10}} I_B,$$

здесь  $E_C = 1$ , – ЭДС энергосистемы.

$$I_C = \frac{1}{0,935} \cdot 55 = 58,8 \text{ кА},$$

Таким образом, начальное значение тока КЗ в точке К<sub>3</sub> равно:

$$I_{K3}=I_C=58,8 \text{ кА.}$$

Периодическую составляющую тока КЗ будем считать неизменной, то есть:

$$I_{K3}=I_{П0}=I_{Пт}=58,8 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ в точке К<sub>3</sub> равен:

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 58,8 = 160 \text{ кА.}$$

Здесь  $K_{y3} = 1,92$  – ударный коэффициент согласно [2, таблица 2.45].

Мощность КЗ в точке К<sub>3</sub> определим по формуле (39):

$$S_{K33} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 58,8 = 1069 \text{ МВА.}$$

Определим ток короткого замыкания в точке К<sub>4</sub>.

Суммарное активное сопротивление равно:

$$R_3 = R_1 + R_2 = 2,97 + 93,75 = 96,72$$

Суммарное индуктивное сопротивление равно:

$$x_{11} = x_8 + x_9 + x_{10} = 0,139 + 34,246 + 0,935 = 35,32$$

Таким образом, суммарное полное сопротивление равно:

$$z_{11} = \sqrt{R_3^2 + x_{11}^2} = \sqrt{96,72^2 + 35,32^2} = 103.$$

Мощность КЗ в точке К<sub>4</sub> равна:

$$S_{K34} = \frac{S_B}{z_{11}},$$

$$S_{K34} = \frac{1000}{103} = 9,7 \text{ МВА.}$$

Ток КЗ при базисном напряжении  $U_B = 0,4 \text{ кВ}$  найдем по формуле:

$$I_{K4} = I_{П0} = I_{Пт} = \frac{S_{K34}}{\sqrt{3} \times U_B},$$

$$I_{K4} = I_{П0} = I_{Пт} = \frac{9,7 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 10^3} = 14 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ в точке К<sub>4</sub> равен:

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 14 = 31,7 \text{ кА.}$$

Здесь  $K_{y4} = 1,6$  – ударный коэффициент согласно [2, таблица 2.45].

Результаты расчетов по всем точкам КЗ представлены в таблице 17.

Таблица 7.1 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	Напряжение расчетной точки $U_{CP}$ , кВ	Токи, кА			Мощность КЗ ступени, МВА
		$I_{П0}$	$I_{Пт}$	$i_{уд}$	
К <sub>1</sub>	115	19,08	19,08	46,41	3800
К <sub>2</sub>	115	12,12	12,12	30,85	2414
К <sub>3</sub>	10,5	58,8	58,8	160	1069
К <sub>4</sub>	0,4	14	14	31,7	9,7

## Выводы по разделу 7

В данном разделе был проведен расчет токов короткого замыкания в четырех точках. Полученные при этом результаты необходимы для дальнейшего выбора аппаратуры схемы внутреннего электроснабжения завода.

					13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

## 8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

8.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП, выключателей, трансформаторов тока и напряжения.

Распределительное устройство (РУ) низшего напряжения (НН) ГПП выполняется комплектным (КРУ), состоящим из шкафов серии КРУ-СЭЩ-59 ХЛ1.

Шкаф КРУ-СЭЩ-59 ХЛ1 комплектуется вакуумными выключателями типа ВВЭ-10, с электромагнитным приводом.

К установке в качестве вводного выключателя РУ НН ГПП намечается выключатель ВВУ – СЭЩ – 10 – 31,5 / 2000УЗ. Проверка выключателей производится по номинальному напряжению, номинальному току, току утяжеленного режима, по стойкости к электродинамическому и термическому действию тока КЗ, по отключающей способности. При его проверке по номинальному току используется формула:

$$I_{\text{норм}} = \frac{k_{\text{зн}} \cdot S_{\text{нт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}};$$
$$I_{\text{норм}} = \frac{0,7 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 962,25 \text{ А};$$
$$I_{\text{мах}} = \frac{k_{\text{з п/а}} \cdot S_{\text{нт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}};$$
$$I_{\text{мах}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1925 \text{ А}.$$

Ударный ток указан в таблице 17 для точки КЗ.

Серия КРУ-СЭЩ-59 ХЛ1 выпускается с вакуумными выключателями ВВУ-10 с электромагнитным приводом. Принимаем выключатель ВВУ – СЭЩ – 10 – 31,5 / 2000УЗ [2,с 178].

Собственное время отключения выключателя  $t_{\text{св}} = 0,03\text{с}$ , расчетное время:

$$t = t_{\text{рз.мин}} + t_{\text{св}};$$
$$t = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с}.$$

Тепловой импульс, выделяемый током КЗ:

$$W_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a),$$

где  $t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{св}}$ ,  $t_{\text{откл}} = 1,53 \text{ с}$ ;

$t_{\text{рз}} = 1,5 \text{ с}$  - время действия релейной защиты;

$t_{\text{св}} = 0,03 \text{ с}$  - время отключения выключателя.

Результаты выбора выключателей КРУ представлены в таблице 8.1.

									Лист
									67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ				

Таблица 8.1 – Выбор вводного и секционного выключателей ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные выключателя типа ВВУ – СЭЩ – 10 – 31,5 / 2000У3
$U_C \leq U_H$	$U_C = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{РАБ.УТЯЖ}} \leq I_H$	$I_{\text{max}} = 1925 \text{ А}$	$I_H = 2000 \text{ А}$
$I_{\text{Пг}} \leq I_{\text{НОМ.ОТКЛ}}$	$I_{\text{Пг}} = 11,93 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ.ОТКЛ}} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{\text{Аг}} \leq i_{\text{А.НОМ}}$	$I_{\text{П0}} = 11,93 \text{ кА}$	$I_{\text{ДИН}} = 31,5 \text{ кА}$
$I_{\text{П0}} \leq I_{\text{ДИН}}$	$i_{\text{УД}} = 32,4 \text{ кА}$	$i_{\text{ДИН}} = 81 \text{ кА}$
$i_{\text{УД}} \leq i_{\text{ДИН}}$	$V_K = 217,76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

В ячейках КРУ типа КРУ-СЭЩ-59 устанавливаются трансформаторы тока типа ТОЛ-СЭЩ и ТШЛ-СЭЩ. На вводе в КРУ и в цепи секционного выключателя устанавливают одинаковые ТТ.

В качестве примера рассмотрим выбор ТТ, установленного в ячейке вводного выключателя. Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные ТТ [9] указаны в таблице 19.

Таблица 8.2 – Выбор ТТ в ячейки вводного выключателя ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ТТ ТОЛ-СЭЩ-10- 0,5/10Р-10/15-2000/5
$U_C \leq U_H$	$U_C = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{РАБ.УТЯЖ}} \leq I_H$	$I_{\text{max}} = 1925 \text{ А}$	$I_H = 2000 \text{ А}$
$i_{\text{УД}} \leq i_{\text{ДИН}}$	$i_{\text{УД}} = 32,4 \text{ кА}$	$i_{\text{ДИН}} = 152,5 \text{ кА}$
$V_K \leq I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}}$	$V_K = 217,76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{ТЕР}}^2 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор выключателей и ТТ представлен в таблице 20.

Таблица 8.3 – Выбор выключателей и ТТ схемы внутреннего электроснабжения

КЛ	$U_H$ , кВ	$I_P$ , А	$I_{\text{УТЯЖ}}$ , А	$I_{\text{П0}}$ , кА	$i_{\text{УД}}$ , кА	Тип выключателя	Тип ТТ
ГПП - ТП2	10	26,41	52,81	11,93	32,40	ВВЭ-10-20/630У3	ТОЛ-СЭЩ-10-11 75/5
ГПП - ТП8		42,55	85,11				ТОЛ-СЭЩ-10-11 100/5
ГПП - ТП4		65,18	130,35				ТОЛ-СЭЩ-10-11 150/5
ГПП - ТП1		10,37	20,75				ТОЛ-СЭЩ-10-11 30/5
ГПП - ТП6		156,06	312,12				ТОЛ-СЭЩ-10-11 400/5
ГПП - ТП5		110,63	221,27				ТОЛ-СЭЩ-10-11 300/5
ГПП - ЭП		64,1	-				ТОЛ-СЭЩ-10-11 75/5

Для проверки выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке составляем схему включения трансформаторов тока и измерительных приборов

(см. рисунок 8.1). Перечень измерительных приборов в цепи понижающего трансформатора на стороне НН определяется согласно [10, таблица 4.11].

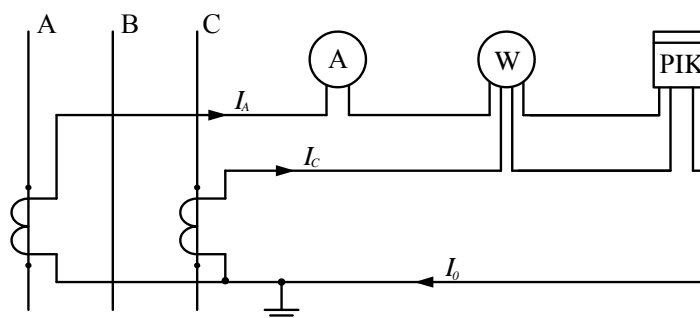


Рисунок 8.1 – Схема включения ТТ и приборов

Согласно рисунку 12 определяем нагрузку по фазам (см. таблица 21) для выбора наиболее загруженного трансформатора тока.

Из таблицы 21 видно, что наиболее загруженным является трансформатор тока фазы А. Мощность, потребляемая приборами в этой фазе, равна:  $S_{\text{ПРИБ}} = 6 \text{ ВА}$ .

Таблица 8.4 – Список приборов

Прибор	Тип прибора	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	-//-	-//-
Ваттметр	Д-335	0,5	-//-	0,5
Счетчик активной энергии	СА3-И681	2,5	-//-	2,5
Счетчик реактивной энергии	СР4-И689	2,5	-//-	2,5
Итого		6	-//-	5,5

Определим сопротивление приборов по формуле:

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

где  $I_{2\text{Н}} = 5 \text{ А}$  – вторичный номинальный ток ТТ;

то есть:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{3}{5^2} = 0,12 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов принимаем равным  $r_{\text{К}} = 0,7 \text{ Ом}$  [11, с.19].

Номинальная нагрузка трансформатора тока равна:  $z_{2\text{Н}} = 0,4 \text{ Ом}$ .

Таким образом, определяем допустимое значение  $r_{\text{ПР}}$  по формуле:

$$r_{\text{ПР}} = z_{2\text{Н}} - r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}},$$

то есть:

$$r_{\text{ПР}} = 0,4 - 0,12 - 0,07 = 0,21 \text{ Ом.}$$

Определим сечение соединительных проводов.



$$q = \frac{\rho \cdot I_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}};$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 10}{0,46} = 1,35 \text{ мм}^2.$$

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель АКВВГ с жилами сечением 4 мм<sup>2</sup>.

Выбор трансформаторов напряжения на секциях сборных шин ГПП.

Трансформатор напряжения устанавливается один на каждую секцию сборных шин. Во вторичную обмотку трансформатора напряжения включаются катушки напряжения измерительных приборов всех присоединений данной секции и сборных шин.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим параметрам:

1. по номинальному напряжению:  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}$ ,
2. по классу точности,
3. по конструкции и схеме соединения обмоток,
4. по вторичной нагрузке:  $S_{2\text{з}} \leq S_{2\text{н}}$ .

Для определения вторичной нагрузки  $S_{2\text{з}}$  и желаемого класса точности составляют схему включения приборов и определяют активные и реактивные мощности, потребляемые этими приборами.

Схема включения трансформаторов напряжения – «звезда с землей – звезда с землей – разомкнутый треугольник» (см. рисунок 13), при этом используется три трансформатора напряжения.

При напряжении 10 кВ в ячейках типа КРУ-СЭЦ-59 к установке принимаем три однофазных трансформатора напряжения типа НАМИ-10 [10]. Номинальная мощность одного такого трансформатора равна  $S'_{2\text{н}} = 75 \text{ ВА}$  в классе точности 0,5.

Перечень приборов, включаемых во вторичную обмотку трансформатора напряжения, приведен в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор		Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность, ВА	
								P, кВт	Q, квар
PW	шины	Д - 335	2	2	1	–	2	8,00	–
Вольтметр	шины	Э - 335	2	1	1	–	2	4,00	–
Счетчик активной и реактивной энергии	Отходящие линии	СЭТЗр – 01 – 08А	2	1	0,38	0,93	29	22,04	53,94
Итого:								34,04	53,94

Вторичная нагрузка:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2},$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{34,04^2 + 53,94^2} = 62 \text{ ВА};$$

$$S_{2\Sigma} < S_{2\Sigma\text{ном}} \quad (60 \text{ ВА} < 75 \text{ ВА}).$$

Трансформаторы напряжения будут работать в выбранном классе точности.

Для присоединения приборов к трансформаторам напряжения принимаем контрольный кабель с алюминиевыми жилами АКРВГ сечением 2,5 мм<sup>2</sup>, по условию механической прочности.

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПKN001-10УЗ и втычной разъединитель.

## 8.2 Выбор соединения силового трансформатора ГПП с КРУ

Соединение трансформатора ГПП с КРУ выполним комплектным токопроводом.

Комплектные токопроводы выбираются по следующим параметрам:

1. по номинальному напряжению:  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}$ ;
2. по максимальному рабочему току:  $I_{\text{утяж}} \leq I_{\text{н}}$ ;
3. по электродинамической стойкости:  $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$ .

Учитывая предъявляемые требования, принимаем к установке комплектный токопровод типа ТЗК-10-2000-128 УХЛ1 [6, таблица 9.14]. Все расчетные и каталожные данные сведены в таблицу 23.

Таблица 8.6 – Выбор комплектного токопровода

Мощность трансформатора ГПП, МВА	$I_{\text{утяж}}$ , А	$i_{\text{уд}}$ , кА	Параметры токопровода			
			Тип	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$I_{\text{ном}}$ , А	$i_{\text{дин}}$ , кА
25	1925	32,4	ТЗК-10-2000-128 УХЛ1	10	2000	128

## 8.3 Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания

Кабели напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения проверяются на термическую стойкость к токам короткого замыкания.

Расчет всех характерных термических сечений кабелей сведен в таблицу 24.

Таблица 8.7 – Проверка кабелей на термическую стойкость

Начало и конец КЛ	$I_{\text{к}}$ , кА	$t_{\text{рз}}$ , с	$t_{\text{ов}}$ , с	$T_{\text{а}}$ , с	$B_{\text{к}}$ , кА <sup>2</sup> ·с	C	$F_{\text{тс}}$ , мм <sup>2</sup>
ГПП-ТП2	11,93	0,7	0,03	0,12	159,4	100	150
ГПП-ЭП	11,93	0	0,03	0,12	59,8	100	95

В таблице 8.7 обозначено:

$t_{рз}$  – время срабатывания релейной защиты, с;

$t_{ов}$  – полное время отключения выключателя;

$T_A$  – время протекания апериодической составляющей тока КЗ, с;

$C$  – коэффициент согласно [2, таблица 2.72], зависящий от вида металла жил кабеля,  $A \cdot c^{0.5}/\text{мм}^2$ ;

$B_K$  – тепловой импульс тока КЗ.

$F_{тс}$  – термически стойкое сечение для КЛ согласно выражения:

$$F_{тс} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}.$$

В таблице 8.8 записаны все кабели, для которых производится увеличение площади сечения, выбранной по условиям нормального и утяжеленного режимов работы, до термически устойчивого сечения.

Таблица 8.8 – Термически устойчивые сечения кабелей

Начало и конец кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, мм <sup>2</sup>	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм <sup>2</sup>	Тип и площадь сечения нового кабеля
1	2	3	4
ГПП - ТП2	16	150	2 ААПл (3x150)
ГПП - ТП8	35	150	2 ААПл (3x150)
ГПП - ТП4	50	150	2 ААПл (3x150)
ТП4- ТП3	35	150	2 ААПл (3x150)
ГПП - ТП1	16	150	2 ААПл (3x150)
ГПП - ТП6	120	150	2 ААПл (3x150)
ГПП - ТП5	95	150	2 ААПл (3x150)
ТП5 - ТП9	16	150	2 ААПл (3x150)
ТП9 - ТП10	35	150	2 ААПл (3x150)
ТП6 - ТП7	35	150	2 ААПл (3x150)
ГПП-ЭП	95	95	ААШв (3x95)

#### 8.4 Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по установленной мощности потребителей собственных нужд или берется 0,5% от мощности силовых трансформаторов ГПП (если нельзя точно рассчитать мощность потребителей собственных нужд).

Устанавливаем два трансформатора собственных нужд мощностью:

$$S_{тсн} = \frac{0,5\%}{100\%} \cdot S_{тн}^{гпп} = 0,005 \times 25000 = 125 \text{ кВА.}$$

Таким образом, принимаем к установке 2 трансформатора собственных нужд типа ТМ – 160/10, номинальный ток которого равен:

$$I_{ТСН} = \frac{S_{ТСН}}{\sqrt{3} \cdot U_H},$$

$$I_{ТСН} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 10} = 9,3 \text{ А.}$$

Трансформаторы собственных нужд подключаются к обмотке НН силовых трансформаторов ГПП через предохранители типа ПКТ-101-10-10-31,5 УЗ.

#### 8.5 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей распределительных устройств низшего напряжения цеховых ТП и вводных аппаратов НРП

В качестве цеховых ТП принимаем комплектные трансформаторные подстанции типов КТП 250, 630, 1000, 1250. Выбор вводных и секционных автоматических выключателей (АВ) на стороне НН приведен в таблице 26.

Произведем выбор вводных и секционного автоматических выключателей ТП1.

Ток, протекающий по токопроводу в утяжеленном режиме, можно найти, используя формулу:

$$I_{в.в.утяж} = \frac{1,4 \cdot 250}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 505,2 \text{ А}$$

Аналогично выбору секционного выключателя ГПП, считаем, что ток, протекающий через секционный автоматический выключатель ТП1 равен:

$$I_{секц} = 0,7 \cdot I_{в.в.утяж} = 353,64 \text{ А}$$

В качестве вводных и секционного выключателя ТП1 выбираем два автоматических выключателя Masterpact NT06 с номинальным током 250 А соответственно [15].

Таблица 8.9 – Выбор вводных и секционных АВ

ТП, НРП	Место установки выключателя	$I_p$ , А	$I_{утяж}$ , А	$I_k$ , кА	Тип выключателя	Номинальный ток автоматического выключателя, А
1	2	3	4	5	6	7
ТП1	Вводной	253	505	11,93	Masterpact NT06	630
	Секционный	354	-		Compact NS400	400
ТП2	Вводной	637	1273		Masterpact NT16	1600
	Секционный	891	-		Masterpact NT10	1000
ТП3	Вводной	1010	2021		Masterpact NW20	2000
	Секционный	1415	-		Masterpact NW16	1600
ТП4	Вводной	1010	2021		Masterpact NW20	2000
	Секционный	1415	-		Masterpact NW16	1600
ТП5	Вводной	1010	2021		Masterpact NW20	2000
	Секционный	1415	-		Masterpact NW16	1600

Окончание таблицы 8.9

1	2	3	4	5	6	7
ТП6	Вводной	1263	2526		Masterpact NW25	2500
	Секционный	768	-		Masterpact NW20	2000
ТП7	Вводной	1263	2526		Masterpact NW25	2500
	Секционный	768	-		Masterpact NW20	2000
ТП8	Вводной	1010	2021		Masterpact NW20	2000
	Секционный	415	-		Masterpact NW16	1600
ТП9	Вводной	637	1273		Masterpact NT16	1600
	Секционный	91	-		Masterpact NT10	1000
ТП10	Вводной	1010	2021		Masterpact NW20	2000
	Секционный	415	-		Masterpact NW16	1600
НПП1	Вводной	11	-		Compact NS100	40
НПП2	Вводной	32	-		Compact NS100	40
НПП3	Вводной	18	-		Compact NS100	40
НПП4	Вводной	8	-		Compact NS100	40
НПП5	Вводной	63	-		Compact NS100	100
НПП6	Вводной	11	-		Compact NS100	40

Выводы по разделу 8

В данном разделе было выбрано оборудование для схемы внутреннего электроснабжения восточной группы цехов трубопрокатного завода.

## 9 ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

ДСП вносят существенные искажения в питающее напряжение, тем самым ухудшают показатели качества напряжения питающей сети. В результате работы ДСП появляются колебания напряжения, несинусоидальность сети и несимметрия сети.

Колебания напряжения возникают в результате резких изменений активной и реактивной мощностей. Толчки мощности приводят к значительным колебаниям токов фаз печи. Теоретически броски тока могут достигать  $3,5-4I_{\text{НОМ}}$ . Реально броски не превышают  $I_{\text{НОМ}}$  в режиме расплава, а в режимах окисления и рафинирования броски меньше  $0,5I_{\text{НОМ}}$ .

Способы вычисления показателей качества установлены ГОСТом 13109-97. Колебания напряжения характеризуются величиной размаха изменения напряжения  $\delta U_t$ .

Для группы однотипных печей:

$$\delta U_{\text{max}} = \frac{S_{\text{т.н.}}}{S_k} \cdot \sqrt[4]{n} \cdot 100\%, \quad (9.1)$$

где  $S_k$  – мощность к.з. в точке подключения печей,  $S_k=1069$  МВА;

$S_{\text{т.н.}}$  – мощность печного трансформатора,  $S_{\text{т.н.}}=2500$  кВА;

$n$  – количество печей на секции,  $n=6$ .

Тогда:

$$\delta U_{\text{max}} = \frac{2500}{1069 \cdot 10^3} \cdot \sqrt[4]{6} \cdot 100 = 0,4\%.$$

Таким образом, значение размаха напряжения не соответствует допустимому значению  $\delta U_{\text{max}} \leq 1\%$ .

Для снижения и устранения влияния резкопеременных нагрузок используют перевод приемников, вызывающих колебание напряжения, на отдельные ветвь обмотки низшего напряжения трансформатора с расщепленными обмотками, а к другой подключают спокойную нагрузку.

Тогда колебания напряжения на секции со спокойной нагрузкой определяется из выражения:

$$\delta U_{\text{сп}} = \delta U_{\text{max}} \cdot \frac{4 - k_{\text{рас}}}{4 + k_{\text{рас}}}, \quad (9.2)$$

где  $k_{\text{рас}}$  – коэффициент расщепления, определяемый по выражению

$X_{\text{расщ}}$  – сопротивлению между выводами НН1-НН2;

$X_{\text{СКВ}}$  – сопротивлению между выводами ВН и объединенными выводами расщепленной обмотки НН1//НН2;

$$k_{\text{рас}} = \frac{X_{\text{НН1}} + X_{\text{НН2}}}{X_{\text{ВН}} + \frac{X_{\text{НН1}} \times X_{\text{НН1}}}{X_{\text{НН1}} + X_{\text{НН2}}}}.$$

						Лист
					13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ	75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$X_{нн1} = 0,125 \cdot X_{тгпш} = 0,125 \cdot 4,2 = 0,525$$

$$X_{нн2} = 1,75 \cdot X_{тгпш} = 1,75 \cdot 4,2 = 7,35$$

$$\delta U_{сп} = 3,4\% \cdot \frac{4 - 3,5}{4 + 3,5} = 0,23\%$$

Нелинейные искажения в напряжении питающей сети появляются за счет нелинейности ВАХ дуги. В сеть генерируются гармоники, начиная со второй. Произведем оценку максимального значения коэффициента несинусоидальности напряжения.

$$K_{нcv} = \frac{\sqrt{\sum_1^n U_v^2}}{U_1}, \quad (9.3)$$

где  $U_v$  - напряжение  $v$ -той гармоники

$$I_v = \frac{I_1}{v^2} = \frac{S_{дсп}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot v^2}, \quad (9.3)$$

$$U_v = \sqrt{3} \cdot I_v \cdot v \cdot X_{\Sigma}$$

Произведем расчет со 2 до 10 гармоники включительно. Результаты расчетов представлены в таблице 9.1.

Таблица 9.1

v	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$I_v$	30,61	13,60	7,65	4,90	3,40	2,50	1,91	1,51	1,22
$U_v$	105,90	70,60	52,95	42,36	35,30	30,26	26,48	23,53	21,18

$$K_{нcv} = \frac{\sqrt{24662}}{10,5 \cdot 1000} \cdot 100 = 1,5\% < 5\%$$

Как видно, уровень высших гармоник напряжения питающей сети не выходит за пределы, установленные ГОСТом 13109-97.

Несимметрия напряжения при работе ДСП возникает за счет несимметрии короткой сети и характеризуется коэффициентом обратной последовательности.

Напряжение обратной последовательности:

$$U_{обр} = I_{обр} \cdot X_{\Sigma} \text{ В,}$$

где  $I_{обр}$  – ток обратной последовательности, А

$$I_{обр} = \frac{I_{ном}}{\sqrt{3}} \text{ А,} \quad (9.4)$$

$$I_{ном} = \frac{S_{п}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2118}{\sqrt{3} \cdot 10} = 122,$$

$$X_{\Sigma} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ3}}} = 0,508,$$

$$U_{\text{обр}} = \frac{122}{\sqrt{3}} \cdot 0,508 = 36 \text{ В},$$

Коэффициент обратной последовательности:

$$K_{2U} = \frac{36}{10000} \cdot 100 = 0.36\%$$

Таким образом, коэффициент несимметрии не превышает допустимого значения 2 %.

Выводы по разделу 9

Колебания напряжения, несинусоидальность и несимметрия сети не превышают допустимых значений.

					13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77



## 10 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Оптимальный выбор средств компенсации реактивной мощности является составной частью построения рациональной системы электроснабжения. Распределительное устройство ГПП имеет две системы сборных шин, расчет будем вести на одну секцию, ввиду их примерно одинаковой загруженности.

В таблице 26 приведены исходные данные для расчета схемы замещения электроснабжения данного предприятия. Схема показана на рисунке 13.

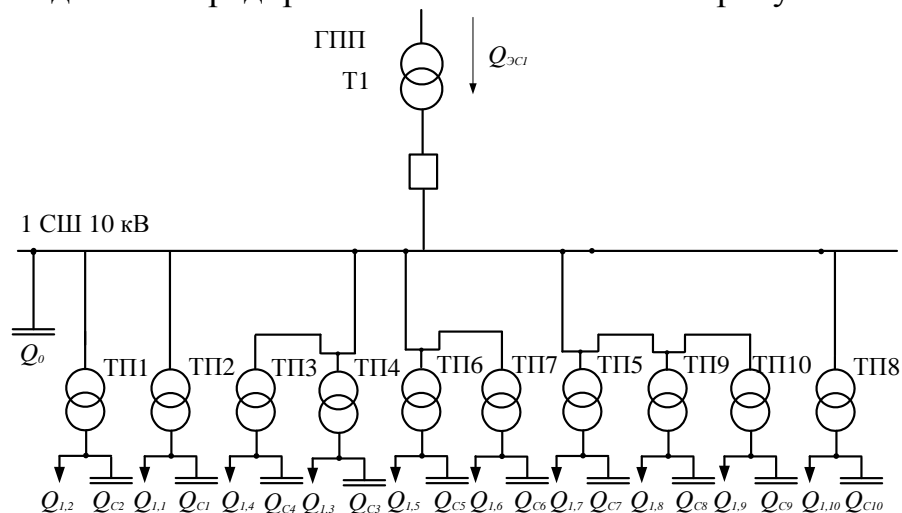


Рисунок 10.1 – Схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности

Таблица 10.1 – Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

Номер ТП	$S_{нт,i},$ кВА	$Q_{1,i},$ квар	$\Delta Q_{т,i},$ квар	$R_{тр,i},$ МОм	$R_{л,i},$ Ом
ТП1	250	22,09	4,08	1,63	0,17
ТП2	630	103,29	31,82	1,33	0,19
ТП3	1000	408,48	44,60	1,19	0,06
ТП4	1000	453,08	49,50	1,19	0,22
ТП5	1000	670,79	49,50	1,19	0,04
ТП6	1250	1 010,08	135,00	1,46	0,12
ТП7	1250	816,79	62,50	1,09	0,11
ТП8	1000	382,80	49,91	1,19	0,28
ТП9	630	216,27	28,06	1,33	0,36
ТП10	1000	499,32	49,29	1,19	0,20
Итого		4 582,98	504,25		

Сопротивление трансформатора:

$$R_{тр} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{н}^2}{S_{нт}^2}$$

Сопротивление кабельной линии:

$$R_{л} = l \cdot r_{уд},$$

где  $l$  - длина кабеля;

$r_{уд}$  - удельное сопротивление жил кабеля, Ом / км [2, с 60].

Определение реактивной мощности источников, подключенных к 2 с.ш. 10 кВ ГПП. Оптимальные реактивные мощности определяем в предположении, что к шинам ГПП подключена высоковольтная БК.

$$Q_{ci} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti}$$

Для расчета оптимальной реактивной мощности, генерируемой низковольтными БК, необходимо знать эквивалентные сопротивления соответствующих ТП.

Для ТП, питающихся по радиальным линиям (см. рисунок 14), эквивалентное сопротивление равно:

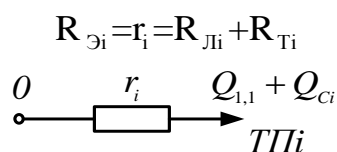


Рисунок 10.2 – Схема замещения радиальной линии

Результаты занесены в таблицу 10.2.

Таблица 10.2 – Расчет мощности БК

Место установки и БК	$R_{\Sigma i}$ , Ом	$Q_{Ci}$ , Мвар		$Q_{Ki}$ , квар	$Q_{Ki} + Q_{Ci}$ , квар	Тип принятой стандартной БК	$Q_{\Sigma i}$ , квар
		Расчетное	Принятое				
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП1	1,80	0,03	0,03	0,00	26,17	УКБН-0,38-100~50У3	100
ТП2	1,52	0,14	0,14	572,65	707,75	УКЛН-0,38-600-150У3, УКБН-0,38-200-50У3	800
ТП3	1,25	0,45	0,45	0,00	453,08	УКЛН-0,38-600-150У3	600
ТП4	1,41	0,50	0,50	10,07	512,65	УКЛН-0,38-600-150У3	600
ТП5	1,23	0,72	0,72	0,00	720,29	УКЛН-0,38-600-150У3, УКБН-0,38-200-50У3	800
ТП6	1,58	1,15	1,15	1037,94	2183,02	3х УКЛН-0,38-600-150У3, УКЛН-0,38-450-150У3	2250
ТП7	1,20	0,88	0,88	0,00	879,29	УКЛН-0,38-300-150У3, УКЛН-0,38-600-150У3	900

Окончание таблицы 10.2

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП8	1,47	0,43	0,43	287,61	720,31	УКЛН-0,38-600-150 УЗ, УКБН-0,38-200-50 УЗ	800
ТП9	1,69	0,24	0,24	0,00	244,33	УК-0,4-300 УЗ	300
ТП10	1,40	0,55	0,55	23,73	572,33	УКЛН-0,38-600-150УЗ	600
ИТОГО	-	-	5,087	1931,999	7019,22	-	7750

Определяем мощность высоковольтных БК, подключенной к первой секции шин 10 кВ ГПП. Определение производится из условия баланса реактивных мощностей на с.ш. 10 кВ ГПП:

$$Q_0 = \sum_1^6 (Q_{li} + \Delta Q_{Ti}) + \Delta Q_T + \sum Q_{ki} - \sum Q_C.$$

В этом выражении неизвестна только величина экономически целесообразной реактивной мощности, передаваемой энергосистемой заводу. Согласно [16, с 315],  $\Delta Q_{\text{зс}}$  определяется как минимальная величина из двух:

$$Q'_{\text{зс}} = \alpha_1 \cdot P_p \quad \text{и} \quad Q''_{\text{зс}} = Q_p - \frac{0,7}{k_{\text{нр}}} \cdot Q_{\text{сд м}},$$

где  $\alpha_1$  - расчетный коэффициент,  $\alpha_1 = 0,31$  [16, с 219];

$Q_p$  - расчетная реактивная нагрузка всего завода, квар;

$P_p$  - расчетная активная нагрузка всего завода, кВт;

$k_{\text{нр}}$  - коэффициент несовпадения реактивной мощности,  $k_{\text{нр}} = 0,9$  [2, с 411];

$Q_{\text{сд м}} = 0$  - реактивная мощность СД завода.

$$Q'_{\text{зс}} = \frac{0,31 \cdot 22,545}{2} = 3,5 \text{ Мвар};$$

$$Q_p = \sum_1^{13} (Q_{li} + \Delta Q_{Ti}) + \Delta Q_{\text{ТГПП}},$$

$$Q_p = 4583 + 504 + 2070 / 2 = 6,12 \text{ Мвар};$$

$$Q''_{\text{зс}} = 6,12 \text{ Мвар}.$$

Для расчета принимаем  $Q'_{\text{зс}} = 3,5 \text{ Мвар}$ .

$$Q_0 = 6,12 + 1,9 - 5,1 - 3,5 = -0,58 \text{ Мвар}.$$

Установка высоковольтных БК нецелесообразна.

Проверяем баланс реактивных мощностей, то есть равенство генерируемых  $Q_r$  и потребляемых  $Q_p$ , реактивных мощностей:

$$Q_{PI} = \sum_1^8 (Q_{li} + \Delta Q_{Ti}) + \frac{\Delta Q_{ГПП}}{2} + Q_B,$$

$$Q_{PI} = 6,12 + 1,9 = 8,02 \text{ Мвар},$$

$$Q_{Г1} = \sum_1^8 Q_{Ci} + Q_{ЭС1} + Q_0,$$

$$Q_{Г1} = 5,1 + 3,5 - 0,58 = 8,02 \text{ Мвар}.$$

Имеется допустимая погрешность  $\Delta$ .

Определение расчетного  $\text{tg } \varphi$ . Зная выбранное значение мощностей  $Q''_{cti}$  конденсаторных установок, определяем расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе ГПП.

$$\text{tg } \varphi_p = \frac{2 \cdot [Q_{PI} + \sum Q_{ki} - (\sum Q_{ctni})]}{P_p};$$

$$\text{tg } \varphi_p = \frac{8020 + 1900 - 6480}{22545 \cdot 0,5} = 0,305.$$

Расчетное значение  $\text{tg } \varphi_\delta$  должно быть равно заданному энергосистемой  $\text{tg } \varphi_\zeta$  или незначительно отличаться от него из-за дискретности шкалы комплектных конденсаторных установок.

#### Выводы по разделу 10

В данном разделе был произведен оптимальный выбор средств компенсации реактивной мощности. Батареи конденсаторов устанавливаются на шинах ГПП и внутрицеховых ТП. Также в распределительное устройство 10 кВ ГПП устанавливается резервная конденсаторная установка.

					13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

# 11 ЗАЩИТА АСИНХРОННОГО ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ 6 КВ

## 11.1 Организация защиты электродвигателя

Защита электродвигателя выполняется двухступенчатой и состоит из защиты от перегрузки и мгновенной токовой отсечки, которые обеспечивают защиту электродвигателя и питающей линии соответственно от недопустимых по длительности токов перегрузки и токов КЗ. Селективная токовая отсечка здесь не используется.

На рисунке 14 показана организация защиты электродвигателя. Двигатель питается по кабельной линии КЛЗ и подключается к электрической сети с помощью выключателя Q. Для получения информации о токах используются фазные трансформаторы тока ТА1, устанавливаемые, как правило, в трёх фазах, и трансформатор тока нулевой последовательности ТА2, надеваемый на кабель в начале линии. Для защиты двигателя используется микропроцессорный блок защиты Seram типа М41. Исходными данными для расчёта релейной защиты электродвигателя являются:

- нагрузочные характеристики электродвигателя – это его номинальный  $I_{ДН}$  и пусковой  $I_{ПУСК}$  токи;

- токи КЗ – это ток трёхфазного КЗ  $I_{К.МАКС}^{(3)}$  при максимальном режиме работы сети в месте установки автоматического выключателя QF; ток двухфазного КЗ  $I_{К.МИН}^{(2)}$  или ток однофазного КЗ на землю  $I_{К.МИН}^{(1)}$  при минимальном режиме работы сети на выводах электродвигателя – в конце зоны действия защиты.

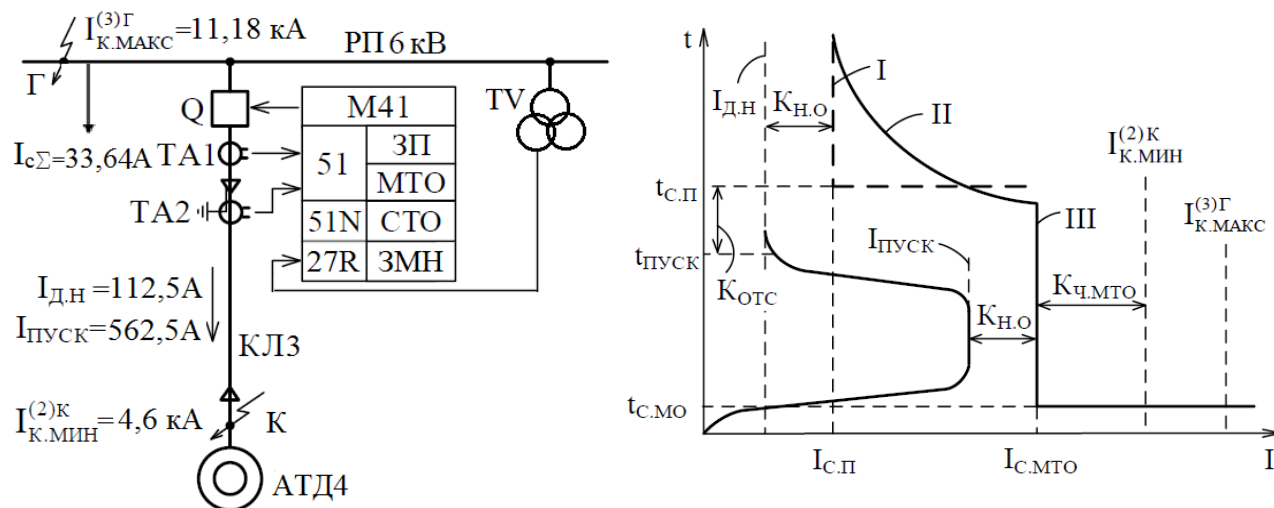


Рисунок 11.1 – Защита асинхронного электродвигателя

Определим нагрузочные параметры электродвигателя.

Таблица 11.1 – Параметры асинхронных двигателей напряжением 6кВ

Тип двигателя	$P_H$ , кВт	$K_{ПУСК}$	$\cos\varphi_H$	$\eta_H$	КЛ, м
АТД4	1000	5,3	0,89	0,961	35

Номинальный ток двигателя:

$$I_{Д.Н.} = \frac{P_{Д.Н.}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \eta_H \cdot \cos\varphi_H},$$

$$I_{Д.Н.} = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 10^3 \cdot 0,961 \cdot 0,89} = 112,5 \text{ А.}$$

$$I_{ПУСК} = K_{ПУСК} \cdot I_{Д.Н.},$$

$$I_{ПУСК} = 5 \cdot 112,5 = 562,5 \text{ А.}$$

$$X_{КЛ.АД} = X_{0.КЛ} \cdot L_{КЛ} \cdot \frac{S_6}{U_{СР2}^2},$$

$$X_{КЛ.АД} = 0,087 \cdot 0,035 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{6,3 \cdot 10^3^2} = 0,077.$$

$$I_{К.МИН}^{(2)К} = \frac{S_6}{2 \cdot U_{СР2} \cdot (X_{С.МИН} + X_{ВЛ1} + X_{Т1.МАКС} + X_{КЛ1.МАКС} + X_{КЛ.АД})};$$

$$I_{К.МИН}^{(2)К} = \frac{1000 \cdot 10^6}{2 \cdot 6,3 \cdot 10^3 \cdot (0,278 + 0,206 + 15,784 + 0,756 + 0,077)} = 4,641 \text{ кА.}$$

При расчете защиты электродвигателя требуется знать ток трехфазного КЗ в питающей сети при максимальном режиме её работы  $I_{К.МАКС}^{(3)Г} = 17,1 \text{ кА}$  (известен из исходных данных), а также ток двухфазного КЗ  $I_{К.МИН}^{(2)К}$  на выводах двигателя при минимальном режиме работы сети, который рассчитан в п. 10.2 с учетом выбранного питающего кабеля.

Согласно п.5.3.43 ПУЭ на электродвигателях должна предусматриваться защита от многофазных замыканий (п. 5.3.46), защита от однофазных замыканий на землю (п. 5.3.48), защита от токов перегрузки (п. 5.3.49) и защита минимального напряжения (п. 5.3.52 и 5.3.53).

Блок М41 в рассматриваемом случае имеет следующие виды защит: защиту от перегрузок (ЗП); мгновенную токовую отсечку (МТО); защиту от однофазных замыканий на землю (СТО) и защиту минимального напряжения прямой последовательности.

Защита от перегрузок может быть выполнена с независимой (I) или зависимой (II) от тока выдержкой времени, причем защита с зависимой выдержкой времени является предпочтительнее, поскольку ее время-токовая характеристика может быть размещена ближе к нагрузочным характеристикам электродвигателя.

Уставка по току защиты от перегрузок  $I_{с.п.}$  должна быть отстроена от максимального рабочего тока электродвигателя  $I_{раб.макс.}$  примерно на величину коэффициента надежности отстройки  $K_{н.о.}$ . Уставка по времени  $t_{с.п.}$  защиты от перегрузок отстраивается от времени пуска электродвигателя  $t_{пуск}$  на величину коэффициента отстройки  $K_{отс.}$

Уставка по току мгновенной токовой отсечки  $I_{с.мто}$  должна быть, с одной стороны, отстроена от пикового тока  $I_{пик}$  на соответствующий коэффициент отстройки  $K_{отс.}$ , а с другой стороны, должна быть больше (должна чувствовать) тока двухфазного КЗ  $I_{к.мин}^{(2)К}$  на выводах электродвигателя при минимальном режиме работы сети на величину коэффициента чувствительности  $K_{ч.}$ . И, естественно, уставка по току мгновенной токовой отсечки  $I_{с.мто}$  должна быть больше трехфазного тока КЗ  $I_{к.макс}^{(3)Г}$  в питающей сети при максимальном режиме её работы.

## 11.2 Защита от перегрузки

Уставка тока срабатывания защиты от перегрузки отстраивается (должна быть больше) от номинального тока двигателя.

$$I_{с.п.} = K_{н.с.} \cdot I_{д.н} = K_{н.с.} \cdot \frac{I_{д.н.}}{K_B},$$

$$I_{с.п.} = 1,25 \cdot \frac{112,5}{0,935} = 150,4 \text{ А.}$$

где  $K_{н.с.} = 1,05-1,25$  – коэффициент надежности срабатывания, учитывающий некоторый запас по току, неточности настройки и разброс срабатывания защиты.

$K_B$  – коэффициент возврата реле

Чувствительность отсечки проверяется по минимальному двухфазному току КЗ на выводах электродвигателя

$$K_{ч.зп}^{(2)} = \frac{I_{к.мин}^{(2)К}}{I_{с.п.}}$$

$$K_{ч.зп}^{(2)} = \frac{4641}{150,4} = 30,9 > K_{ч.зп.доп}^{(2)} = 3.$$

Следовательно, защита от перегрузок имеет достаточную чувствительность.

Уставка времени срабатывания защиты от перегрузки принимается из условия несрабатывания защиты при пуске или самозапуске электродвигателя

$$t_{с.п} \geq (1,5-2) \cdot t_{пуск},$$

где  $t_{с.п}$  – уставка по времени срабатывания защиты от перегрузки;  $t_{пуск}$  – длительность пуска или самозапуска электродвигателя.

									Лист
									84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ				

Уставка времени срабатывания защиты от перегрузки задается при токе  $6 \cdot I_{с.п} = 902,4 \text{ А}$  и регулируется в пределах от 4 до 16 с и более. Примем длительность пуска электродвигателя – 5 с.

Тогда:

$$t_{с.п} = 1,5 \cdot t_{пущк} = 1,5 \cdot 5 = 7,5 \text{ с.}$$

Рассчитаем зависимую время-токовую характеристику рассматриваемой селективной защиты. При уставке тока  $I_{r.Q} = 150,4 \text{ А}$  кривая должна пройти через точку Q с координатами – уставка времени  $t_{r.Q} = 7 \text{ с}$  при токе  $I_*^Q = 10 \cdot I_{r.Q} = 1504 \text{ А}$ . Сначала выбираем рекомендуемый тип кривой SIT – самую пологую характеристику, для которой коэффициенты аппроксимации равны  $\alpha = 0,02$  и  $K = 0,14$ .

Рассчитываем коэффициент  $T_{MC}^Q$  для кривой, проходящей через точку Q:

$$T_{MC}^Q = \frac{t(I_*^Q) \cdot \left( (I_*^Q)^\alpha - 1 \right)}{K} = \frac{7 \cdot (10^{0,02} - 1)}{0,14} = 2,4$$

Зная коэффициент  $T_{MC}^Q$ , рассчитаем время срабатывания защиты от перегруза при различной кратности тока по формуле:

$$t_r^Q(I_*^Q) = \frac{K \cdot T_{MC}^Q}{(I_*^Q)^\alpha - 1}$$

Для кратности тока  $I_*^Q = 1,1$  по формуле (10.4) получим:

$$t_r^Q(1,1) = \frac{0,14 \cdot 2,4}{(1,1)^{0,02} - 1} = 176 \text{ с.}$$

Рассчитаем несколько точек кривой  $t_{с.п.}^Q = f(I_*^Q)$ . Координаты полученных точек защитной характеристики сводим в таблицу 11.1.

Таблица 11.2 – Координаты точек защитной характеристики

Тип кривой	K	$\alpha$	$I_{S=I_{r.Q1}}$ , А	$t_r^Q$ , с	$I_*^Q$ , А	$T_{MC}^Q$	$t_{с.п.}^Q$ , с, при разных $I_*^Q$ , о.е/А					
							1,1	2	3	6	10	20
SIT	0,14	0,02	150,4	7	10	2,4	176	24	15	9	7	5,4

### 11.3 Мгновенная токовая отсечка

Поскольку в защите двигателя не используется селективная токовая отсечка, то с целью повышения чувствительности мгновенную токовую отсечку отстраивают от пускового тока электродвигателя:



$$I_{С.МТО} \geq K_{ОТС} \cdot K_{ПУСК} \cdot I_{Д.Н},$$

$$I_{С.МТО} \geq 2 \cdot 5 \cdot 112,5 = 1125 \text{ А.}$$

где  $K_{Н.О} = 2$  – коэффициент отстройки;  $K_{ПУСК}$  кратность пускового тока электродвигателя.

Время срабатывания мгновенной токовой отсечки принимается, равным нулю, и фактически определяется временем задержки срабатывания расцепителя 5–20 мс.

Чувствительность отсечки проверяется по минимальному двухфазному току КЗ на выводах электродвигателя:

$$K_{Ч} = \frac{I_{К.МИН}^{(2)К}}{I_{С.МТО}} = \frac{4641}{1125} = 4,1 \geq 2.$$

На рис. 11.2 показана ВТХ выключателя для защиты асинхронного электродвигателя. На рисунке показана защита от перегруза, мгновенная токовая отсечка и рабочая характеристика двигателя.

#### 11.4 Защита двигателя и питающей его линии от однофазных замыканий на землю

Ток срабатывания ненаправленной токовой защиты от однофазных замыканий на землю, выбирается из условия отстройки от собственного тока  $I_C$ :

$$I_{С.З} \geq K_{Н.С} \cdot K_{БР} \cdot I_C,$$

где  $K_{Н.С} = 1,2–1,3$  – коэффициент надежности срабатывания;  $K_{БР} = 2–2,5$  – коэффициент, учитывающий броски тока при перемежающихся дуговых замыканиях (значения даны для реле РТЗ-51), для микропроцессорных защит коэффициент  $K_{БР}$  равен 1;  $I_C$  – собственный ёмкостный ток защищаемого присоединения.

Значение  $I_C$  определяется как сумма ёмкостных токов двигателя  $I_{С.Д}$  и линии  $I_{С.Л}$  от места установки ТНП до линейных выводов двигателя:

$$I_C = I_{С.Д} + I_{С.Л}.$$

Собственный ёмкостный ток двигателя  $I_{С.Д}$  определяется по формуле:

$$I_{С.Д} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot 3 \cdot C_{Д} \cdot U_{Ф.Н} = \omega \cdot 3 \cdot C_{Д} \cdot U_{Ф.Н},$$

где  $C_{Д}$  – емкость фазы статора электродвигателя относительно земли, принимается по справочным данным,  $\Phi$ ;  $U_{Ф.Н}$  – номинальное фазное напряжение сети;  $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$  – круговая частота.

Для АД с короткозамкнутым ротором и неявнополюсных СД емкость фазы статора относительно земли,  $\Phi$ , определяется по выражению:

					13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

$$C_d = \frac{0,0187 \cdot S_{д.н.} \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \sqrt{U_{л.н.} \cdot (1 + 0,08 \cdot U_{л.н.})}} = \frac{0,0187 \cdot P_{д.н.} \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \cos\varphi \cdot \eta \cdot \sqrt{U_{л.н.} \cdot (1 + 0,08 \cdot U_{л.н.})}}$$

где  $S_{д.н.}$  и  $P_{д.н.}$  – номинальная полная и активная мощности двигателя, МВА и МВт;

$\cos\varphi_{д.н.}$  – коэффициент реактивной мощности электродвигателя;  $\eta$  – КПД двигателя;  $U_{л.н.}$  – номинальное линейное напряжение, кВ.

$$C_d = \frac{0,0187 \cdot 1 \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot 0,89 \cdot 0,957 \cdot \sqrt{6 \cdot (1 + 0,08 \cdot 6)}} = 0,0056 \cdot 10^{-6} \text{ Ф}$$

Ток однофазного замыкания на землю, вызванный ёмкостью двигателя:

$$I_{с.д.} = 314 \cdot 3 \cdot 0,0056 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{6 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 0,018 \text{ А.}$$

Собственный ёмкостный ток линии, входящей в зону защиты, можно определить по удельному емкостному току кабельной или воздушной линии и ее длине:

$$I_{с.л.} = I_{уд.л.} \cdot L_{л.}, \\ I_{с.л.} = 1,3 \cdot 0,035 = 0,046 \text{ А,}$$

где  $I_{уд.л.}$  – удельный емкостный ток, А/км, в [7, табл. 18.1–18,3] приведены удельные емкостные токи для кабельных и воздушных линий;  $L_{л.}$  – длина линии, питающей электродвигатель.

Сумма ёмкостных токов двигателя  $I_{с.д.}$  и линии  $I_{с.л.}$  от места установки ТТНП до линейных выводов двигателя:

$$I_c = I_{с.д.} + I_{с.л.}, \\ I_c = 0,018 + 0,046 = 0,064 \text{ А.}$$

Чувствительность защиты при установке ТТНП в распределительном устройстве определяется по формуле:

$$K_{ч.} = \frac{I_{с.з.} - I_c}{I_{с.з.}} \geq K_{ч.мин.},$$

где  $I_{с.з.}$  – суммарный емкостный ток электрической сети напряжением 6–10 кВ, к которой подключен электродвигатель;

$K_{ч.мин.}$  – минимальный, нормируемый для защиты линии от ОЗЗ коэффициент чувствительности, для кабельных сетей принимается равным 1,25, для воздушных сетей – 1,5.

$$K_{ч.л1} = \frac{I_{033} - I_c}{I_{с.з.}} = \frac{33,705 - 0,064}{1,3 \cdot 1 \cdot 0,064} = 380,9 \geq K_{ч.доп} = 1,25.$$

Следовательно, защита линии и двигателя от ОЗЗ имеет достаточную чувствительность.

									Лист
									87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ				

## 11.5 Защита минимального напряжения

В качестве защиты используем двухступенчатую защиту минимального напряжения электродвигателей.

Уставка по напряжению первой ступени настраивается на снижение напряжение до  $U_{\text{мин1}} = 70\% U_{\text{н}}$

$$U_{\text{с.з}}^{1\text{ст}} = \frac{U_{\text{мин1}}}{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{в}}},$$

$$U_{\text{с.з}}^{1\text{ст}} = \frac{0,7 \cdot 6}{1,1 \cdot 0,935} = 4,08 \text{ кВ},$$

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

$K_{\text{в}}$  – коэффициент возврата реле.

Выдержка времени принимается на ступень селективности больше времени действия быстродействующих защит от многофазных замыканий  $t_{\text{с.з}}^I = 0,5-1,5 \text{ с.}$

Учитывая, выдержка времени этих защит, как правило, равна 0, то принимают  $t_{\text{с.з}}^I = 0,5 \text{ с.}$

Уставка по напряжению второй ступени настраивается на снижение напряжение до  $U_{\text{мин2}} = 50\% U_{\text{н}}$

$$U_{\text{с.з}}^{2\text{ст}} = \frac{U_{\text{мин2}}}{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{в}}},$$

$$U_{\text{с.з}}^{2\text{ст}} = \frac{0,5 \cdot 6}{1,1 \cdot 0,935} = 2,92 \text{ кВ}.$$

Выдержка времени второй ступени принимается  $t_{\text{с.з}}^{\text{II}} = 10-15 \text{ с.}$

Защита минимального напряжения выполняется обычно групповой, т.е. действующей на отключение группы электродвигателей.

На рисунке 11.2 изображена карта селективности двухступенчатой токовой защиты кабельной линии и АД.

Принципиальная схема защиты электродвигателя с использованием терминала Seram M41 представлена на рисунке 11.3, спецификация к схеме в таблице 11.3.

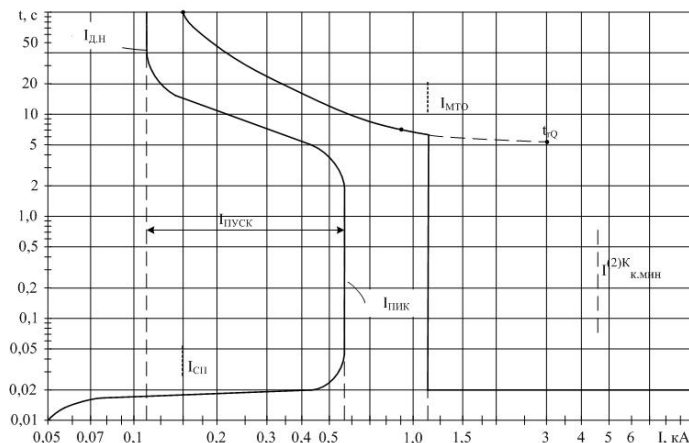
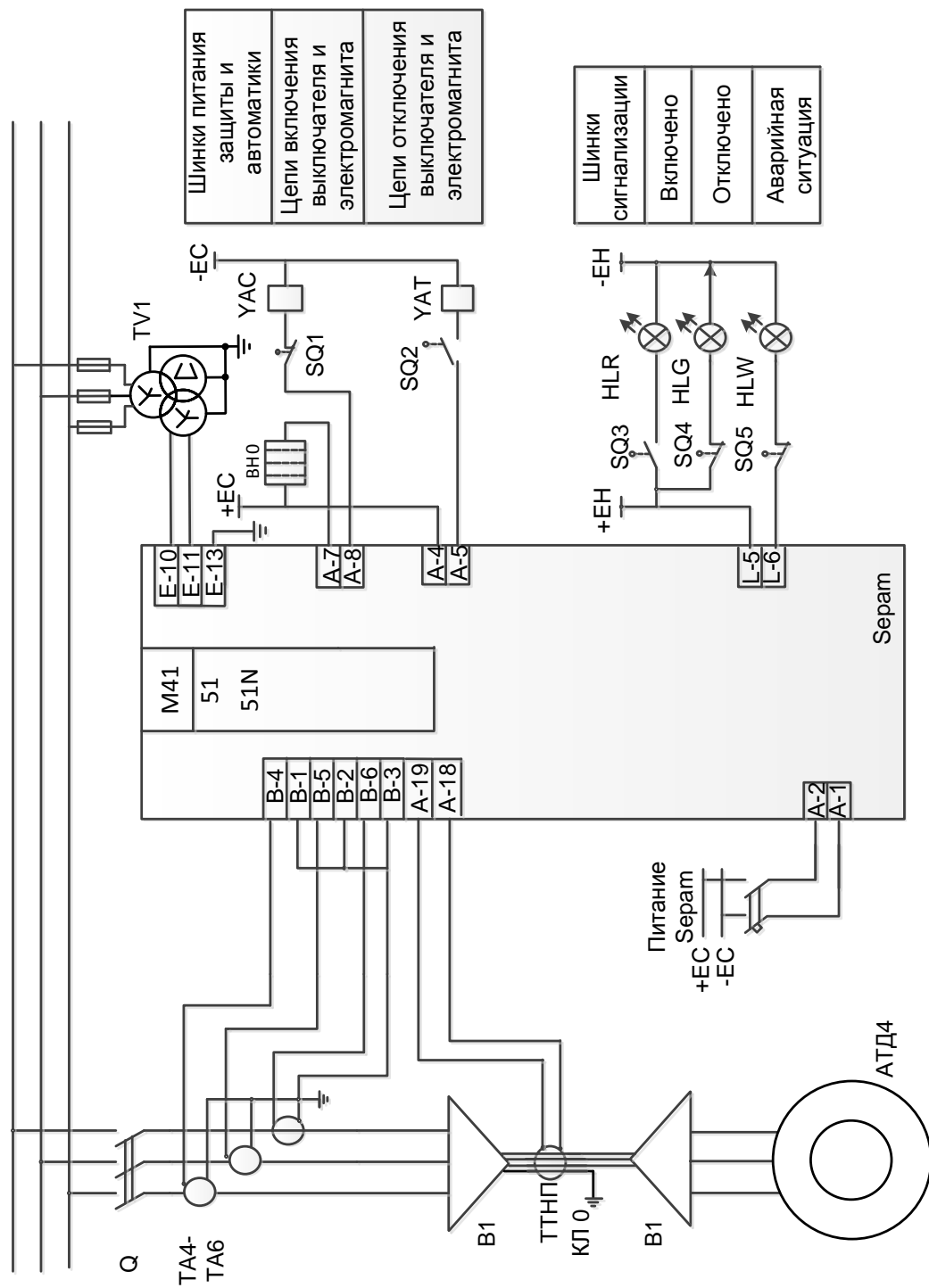


Рисунок 11.2 – Карта селективности токовой защиты



Шинки питания защиты и автоматики
Цепи включения выключателя и электромагнита
Цепи отключения выключателя и электромагнита

Шинки сигнализации
Включено
Отключено
Аварийная ситуация

Рисунок 1 1.3– Принципиальная схема защиты электродвигателя с использованием терминала Sepam M41

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ

Таблица 11.3 – Спецификация к схеме защиты электродвигателя

Позиционное обозначение	Наименование	Тип и техническая характеристика	Кол-во	Примечание
HLW	Лампа полупроводниковая коммутаторная	СКЛ-11-Ж-4-220	1	Желтая
HLR	Лампа полупроводниковая коммутаторная	СКЛ-11-К-4-220	1	Красная
HLG	Лампа полупроводниковая коммутаторная	СКЛ-11-Л-4-220	1	Зеленая
ВН0	Блок переключателей		1	
SQ1-SQ5	Путевой выключатель конечный		5	
TV1-TV3	Трансформатор напряжения		3	
УАС	Электромагнит включения	ЗБ-1М	1	
УАТ	Электромагнит отключения	ЗБ-1М	1	

### Выводы по главе 11

В главе десять рассчитана защита асинхронного двигателя АД4. Защита выполнена с помощью микропроцессорного блока защиты Seram типа М41.

Двигатель защищен:

- от перегруза – уставка отстроена от номинального тока двигателя;
- от многофазных коротких замыканий в обмотке статора (МТО) – уставка отстроена от пускового тока, а также чувствительна к току двухфазного КЗ на выводах двигателя при минимальном режиме работы сети;
- от однофазных замыканий на землю в сети 6 кВ – уставка отстроена от суммы емкостных токов двигателя и кабельной линии, питающей его;
- от минимального напряжения.

## 12 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Для расчета затрат на разработку технического проекта электроснабжения комплекса цехов Электрометаллургического комбината составим таблицу (таблица 12.1), куда заносим виды работ (в порядке их последовательности), продолжительность их выполнения, а также состав выполняющих её людей.

Ожидаемая продолжительность работы рассчитывается по принятой двух оценочной методике, то есть исходя из минимальной и максимальной оценок продолжительности, задаваемых ответственным исполнителем каждой работы. При этом предполагается, что минимальная оценка соответствует наиболее благоприятным условиям работы, а максимальная – наиболее неблагоприятным.

Ожидаемая продолжительность работ находится по формуле:

$$t_{\text{ожид.}} = 0,6t_{\text{мин}} + 0,4t_{\text{макс}}, \quad (12.1)$$

Для примера расчетов в дальнейшем будем рассчитывать работу №5

$$t_{\text{ожид.}} = 0,6 \cdot 2 + 0,4 \cdot 3 = 2 \text{ день.}$$

Количество работников:

Руководитель – 1 человека,

Инженер – 1 человек,

Должностные оклады работникам:

Руководитель – 30000 руб.,

Инженер – 20000 руб.

Определим коэффициенты пересчета реальной численности работников различной категории к приведенной численности инженеров.

Расчет выполняется по заработной плате:

$$\text{Крук.} = 30000/20000 = 1,5; \quad \text{Кинж.} = 20000/20000 = 1;$$

Таблица 12.1 – Перечень работ, продолжительности выполнения и исполнители

Наименование работ	Продолжительность, дней			Исполнители, человек	
	Мин.	Макс.	Ожидаемое	Руководитель	Инженер
1	2	3	4	5	6
Получение и анализ задания на проектирование электроснабжения комплекса цехов	1	1	1	1	1
Подбор технической документации и литературы	2	3	2	-	1
Сравнение отечественных и зарубежных технологий и решений	1	2	1	1	1
Расчет экономической части	2	4	3	1	1
Расчет электрических нагрузок	2	3	2	1	1
Расчет картограммы электрических нагрузок	1	2	1	1	1



Среднедневные прочие затраты найдем по формуле:

$$СД_{ПЗ} = \Sigma Z_{ПРОЧ} / РД \quad (12.6)$$

$$СД_{ПЗ} = 42600 / 24 = 1775 \text{ руб./день.}$$

Рассчитаем среднедневную стоимость одного инженер день

$$СД_{ИНЖ. \text{ дня}} = СД_{З/П} + СД_{ПЗ}, \quad (12.7)$$

$$СД_{ИНЖ. \text{ дня}} = 917 + 1775 = 2692 \text{ руб./день.}$$

Стоимость работы равна произведению приведенной трудоёмкости на среднедневную стоимость инженер дня:

$$СР_3 = T_3 \cdot СД_{ИРЖ, \text{ дня}}, \quad (12.8)$$

$$СР_3 = 5 \cdot 2692 = 13460 \text{ руб.}$$

Результаты расчета сведены в таблицу 5.3.

Таблица 12.2 – Прочие затраты

Номер	Наименование	Соотношение затрат	Величина затрат, руб.
1	Единый социальный налог	$0,3 \cdot (Z_{ОСН} + Z_{ДОП})$	6600
2	Стоимость материалов и покупных изделий, необходимых для проектирования	$(0,15 \dots 0,55) \cdot Z_{ОСН}$	10000
3	Накладные расходы	$(0,45 \dots 0,85) \cdot Z_{ОСН}$	16000
4	Командировочные расходы	$(0,15 \dots 0,25) \cdot Z_{ОСН}$	-
5	Контрагентные услуги сторонних организаций	$(0,2 \dots 0,5) \cdot Z_{ОСН}$	9000
6	Стоимость оборудования и приборов необходимых для проектирования	$(0,4 \dots 0,6) \cdot Z_{ОСН}$	11000
ИТОГО			42600

Таблица 12.3 – Затраты на проектирование дипломного проекта

Ожидаемая продолжительность, дней	Исполнители, чел.		Приведенная численность	Приведенная трудоёмкость	Стоимость работы
	Руководитель	Инженер			
1	2	3	4	5	6
1	1	1	2,5	2,5	6730
2	0	1	1	2	5384
1	1	1	2,5	2,5	6730
3	1	1	2,5	7,5	20190
2	1	1	2,5	5	13460
1	1	1	2,5	2,5	6730
2	1	1	2,5	5	13460
1	1	1	2,5	2,5	6730
2	1	1	2,5	5	13460
2	1	1	2,5	5	13460



Продолжение таблицы 12.3

1	2	3	4	5	6
4	1	1	2,5	10	26920
3	1	1	2,5	7,5	20190
4	1	1	2,5	10	26920
3	1	1	2,5	7,5	20190
4	1	1	2,5	10	26920
4	1	1	2,5	10	26920
4	1	1	2,5	10	26920
6	1	1	2,5	15	40380
1	0	1	1	1	2692
2	1	1	2,5	5	13460
1	1	1	2,5	2,5	6730
ИТОГО					344576

Затраты на проектирование составляют – 344576 рублей.

В таблица 12.4 представлен перечень материалов и комплектующих, необходимых для строительного-монтажных работ по внедрению проекта, а также их количество и стоимость. Стоимость представленных материальных элементов дана с учетом транспортных затрат.

Таблица 12.4 – Сводная таблица материалов и комплектующих

Наименование	Единицы измерения	Кол-во	Цена за ед., тыс. руб.	Сумма, тыс. руб.
РПД-1-110/1250 УХЛ1	шт.	18	76,00	1368,00
РПД-2-110/1250 УХЛ1	шт.	6	89,00	534,00
ТДН-25000/110/10	шт.	2	8000,00	16000,00
АС-70/11	км	1,5	1350,00	2025,00
ВГБ-110-40/2000 УХЛ1	шт.	4	1000,00	4000,00
РДЗ-1-110-1000 УХЛ1	шт.	5	85,00	425,00
РДЗ-2-110-1000 УХЛ1	шт.	4	100,00	400,00
РД-110-1000 УХЛ1	шт.	1	40,00	40,00
ОПН-У-110/73 УХЛ1	шт.	6	34,00	204,00
ЗОН-110М-ІУХЛ1	шт.	2	21,00	42,00
ОПН-У-110/56 УХЛ1	шт.	2	28,00	56,00
ТМГ-250/10	шт.	1	195,00	195,00
ТМГ-630/10	шт.	2	354,00	708,00
ТМГ-1000/10	шт.	5	518,00	2590,00
ТМГ-1250/10	шт.	2	699,00	1398,00
ААПл (3x16)	шт.	247	0,11	26,92
ААПл (3x35)	м	832	0,32	266,24
ААПл (3x95)	м	111	0,60	66,05
ААПл (3x120)	м	474	0,70	329,43
ААПл (3x50)		246	0,44	109,22
Итого				28880,86

Затраты на приобретение материальных элементов (деталей, узлов, комплектующих), которые будут необходимы для создания разработанного объекта  $Z_m = 28880$  тыс.руб.

Затраты на заработную плату работников, которые будут внедрять проект. Данные затраты можно принять как 40% от материальных затрат:

$$Z_{zp} = 0,4 Z_m,$$

$$Z_{zp} = 0,4 \cdot 28880 = 11550 \text{ тыс.руб.}$$

Затраты на внедрение проекта:

$$Z_{вн} = Z_m + Z_{zp},$$

$$Z_{вн} = 28880 + 11550 = 40430 \text{ тыс.руб.}$$

В экономической части дипломного проекта следует показать, что разрабатываемый технический проект является экономически целесообразным, т.е. даст положительный экономический эффект в приемлемые сроки. Для этого необходимо рассчитать величину экономического эффекта и срок окупаемости проекта.

Экономический эффект – это разница между ожидаемыми доходами от внедрения проекта и ожидаемыми расходами на реализацию проекта.

Доход – это сумма денег, полученная после реализации произведенных товаров или услуг. Рассчитывается по формуле:

$$D = P \cdot Q,$$

где  $P$  – рыночная цена 1 кВт · ч электроэнергии;

$Q$  – количество потребленных кВт · ч электроэнергии предприятием за год.

$$D = 0,25 \cdot 1,3488 \cdot 20809 = 7017 \text{ тыс. руб.}$$

Так же необходимо посчитать все затраты, связанные с проектом. Затраты на разработку, внедрение и реализацию проекта вычисляем по формуле:

$$Z_{сум} = Z_{пр} + Z_{вн},$$

где  $Z_{сум}$  – суммарные затраты, связанные с проектом, рублей;

$Z_{пр}$  – затраты на проектирование, рублей;

$Z_{вн}$  – затраты на внедрение проекта, рублей.

Затраты на производство готовой продукции ( $Z_{пп}$ ) не рассчитываются, поскольку данный проект связан только с передачей электроэнергии.

Затраты на внедрение проекта определим по формуле:

$$Z_{вн} = Z_m + Z_{zp},$$

где  $Z_m$  – затраты на приобретение необходимого для внедрения проекта оборудования с учетом его доставки, рублей;

$Z_{zp}$  – затраты на заработную плату работников, которые будут внедрять проект, рублей.

$$Z_{сум} = 344,576 + 28880 + 11550 = 40770 \text{ тыс.руб.}$$

После расчета ожидаемых доходов и ожидаемых расходов можно приступить к расчету экономического эффекта от внедрения предлагаемого проекта и срока окупаемости проекта.

									Лист
									95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ				

Если в результате расчета будет получена отрицательная величина, это означает, что в первом году проект не окупился и анализ экономических показателей необходимо продолжить.

Экономический эффект первого года проекта:

$$\text{Э1} = \text{Д}_1 - \text{З}_{\text{сум}} = 7017 - 40770 = -33760 \text{ тыс. руб.}$$

Полученное отрицательное значение говорит о том, что за первый год проект не окупится.

Рассмотрим второй год:

$$\text{Э2} = 7017 - 33760 = -26740 \text{ тыс. руб.}$$

Рассмотрим второй год:

$$\text{Э3} = 7017 - 26740 = -19720 \text{ тыс. руб.}$$

Рассмотрим второй год:

$$\text{Э4} = 7017 - 19720 = -12710 \text{ тыс. руб.}$$

Рассмотрим второй год:

$$\text{Э5} = 7017 - 12710 = -5691 \text{ тыс. руб.}$$

Рассмотрим второй год:

$$\text{Э6} = 7017 - 5691 = 1326 \text{ тыс. руб.}$$

Положительное значение полученного результата говорит о том, что проект окупится в четвертом году, но на окупаемость пойдет не весь год, а только его часть. Следовательно, срок окупаемости составит:

$$\text{Ток} = 5 + \text{d} / \text{D2} = 5 + 1326 / 11230 = 5.2 \text{ года}$$

Экономический эффект от внедрения проекта составит 1326 тыс.руб. за пять лет.

## Выводы по главе 12

По результатам расчетов можно утверждать, что разработанный проект является экономически целесообразным и может быть рекомендован к внедрению.

									Лист
									96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ				

## 13 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

### 13.1 Обоснование выбора местоположения ГПП

Главную понизительную подстанцию (ГПП) следует располагать в центре электрических нагрузок или как можно ближе к нему с учетом застройки территории, рельефа и геологии местности.. Центр электрических нагрузок предприятия является символическим центром потребления электрической энергии (активной мощности) предприятия.

При выборе местоположения ГПП, помимо расположения центра электрических нагрузок, необходимо учесть следующие факторы:

- площадь, необходимую для размещения ГПП;
- розу ветров;
- рельеф местности;
- наличие коридоров для прокладки воздушных и кабельных линии с учетом охранной зоны.

РУ 110 кВ ГПП будет выполнено открытым. Оборудование ОРУ располагается таким образом, чтобы обеспечивались возможности выполнения монтажа и ремонта оборудования с применением машин и механизмов, транспортировки трансформаторов, проезда пожарных машин и передвижных лабораторий. Ширина проезда составляет 6 метра.

Распределительное устройство 10 кВ выполнено комплектным. Здание ЗРУ выполняется из сборного железобетона с пролетом 6 м, с высотой 3,8 м. подземные туннели силовых и контрольных кабелей служат фундаментами для оборудования ячеек. Проемы в полу, через которые проходят кабели, заделываются асбестом или цементом, вентиляционные отверстия закрываются густыми металлическими сетками.

Территория ГПП ограждается бетонным забором высотой 2 м [16 п. 4.2.29].

### 13.2 Основные габариты и разрывы, обеспечивающие безопасность работ и осмотра оборудования на ОРУ

Наименьшие расстояния в свету от токоведущих частей до различных элементов ОРУ регламентированы ПУЭ [16. табл. 4.2.5] и сведены в таблицу 13.1.

Таблица 13.1 – Наименьшие расстояния в свету от токоведущих частей до различных элементов ОРУ

Наименование расстояния	Изоляционное расстояние, мм
1	2
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до заземлённых конструкций или внутренних ограждений высотой не менее 2м	900
Между токоведущими частями разных фаз	1000

Продолжение таблицы 13.1

1	2
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до постоянных внутренних ограждений высотой не менее 1,6м, до габаритов транспортируемого оборудования	1650
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях при обслуживаемой нижней цепи и не отключённой верхней	1650
От неограждённых токоведущих частей до земли или кровли зданий при наибольшем провисании проводов	3600
Между токоведущими частями в разных плоскостях, а также между токоведущими частями разных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи или неотключённой другой, от токоведущих частей до верхней кромки внешнего забора, между токоведущими частями и зданиями или сооружениями	2900
От контакта и ножа разъединителя в отключенном состоянии до ошиновки, присоединённой ко второму контакту	1100

### 13.3 Основные требования к установке трансформаторов

Трансформаторы устанавливаются так, чтобы были обеспечены удобные и безопасные условия наблюдения за уровнем масла в маслоуказателях без снятия напряжения.

В связи с наличием у трансформаторов катков, в фундаментах предусмотрены направляющие. Для закрепления трансформаторов на направляющих предусмотрены упоры, устанавливаемые с обеих сторон трансформатора.

Уклон трансформатора, необходимый для обеспечения поступления газа к газовому реле создается путем подкладок под катки.

Трансформаторы устанавливаются так, чтобы отверстие выхлопной трубы не было направлено на рядом расположенное оборудование.

Вдоль путей перекачки, а также у фундаментов трансформаторов предусмотрены анкеры, позволяющие зацеплять за них лебедку, направляющие блоки, используемые при перекачке трансформаторов в обоих направлениях на собственных катках.

Под трансформаторами и масляными выключателями уложен гравий для улавливания масла в случае повреждения баков. Гравий уложен на 25 см выше поверхности планировки. Масло по каналам отводится в маслоуловитель. Для трансформаторов ГПП ТРДН-25000/110 и массой масла 66,5 т габариты подсыпки – 2,5 м от трансформатора. Фундаменты трансформаторов изготовлены из железобетона[6].

					13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

Для осмотра и обслуживания газового реле, а также для подъема на трансформатор для осмотра и ремонта при полном отключении предусмотрена стационарная лестница со стороны расширителя.

#### 13.4 Мероприятия, обеспечивающие возможность безопасного осмотра высоко расположенных токоведущих частей

При обслуживании и ремонте электроустановок запрещено пользоваться связанными и металлическими лестницами, а также ящиками, табуретками и другими посторонними предметами.

Применяемы подмости и лестницы должны иметь основания, обитые резиной. Лестницы, устанавливаемые на земле должны иметь на основаниях острые металлические наконечники. Верхним концом лестницы должны надежно упираться на прочную основу. При необходимости разрешается опереть лестницу на провод предусмотренным крючком.

Работ с применением лестницы производится двумя лицами, одно из которых находится внизу.

Необходимо применять средства, предохраняющие от падения с высоты (предохранительный пояс и страхующий канат).

#### 13.5 Проходы и проезды на ОРУ

По территории ОРУ обеспечен проезд автомобильного транспорта. Автодороги с покрытием предусматриваются к порталу ревизии трансформаторов и к ЗРУ ГПП. Ширина проезжей части внутриплощадочных дорог составляет 6 м.

Для обслуживающего персонала на территории ОРУ предусмотрены ходовые дорожки шириной не менее 0,8 м с улучшенным покрытием. [6]

#### 13.6 Правила окраски токоведущих частей

Для распознавания частей и фаз одноименных шин в ЗРУ шины окрашены [6]:

фаза А – желтый;

фаза В – зеленый;

фаза С – красный цвет.

Заземляющие ножи окрашиваются в черный цвет.

#### 13.7 Перечень защитных средств, необходимых на ГПП

Персонал ГПП снабжается защитными средствами согласно нормам, все средства принятые в эксплуатацию проходят систематическую проверку и испытания согласно "Правил использования и испытания защитных средств".

Предусмотрены следующие защитные средства:

1 Изолирующая штанга – 2 шт на каждое напряжение;

									Лист
									99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ				

- 2 Указатель напряжения – 2 шт. на каждое напряжение;
- 3 Изолирующие клещи – по 1 шт. на  $U = 10$  кВ и  $U = 0,4$  кВ;
- 4 Диэлектрические перчатки – не менее двух пар;
- 5 Диэлектрические боты (для ОРУ) – 1 пара;
- 6 Диэлектрические галоши – 2 пары (для 0,4 кВ);
- 7 Временные ограждения – не менее двух штук;
- 8 Переносные заземления – не менее двух штук на напряжение;
- 9 Диэлектрические коврики – по местным условиям;
- 10 Переносные плакаты и знаки безопасности;
- 11 Шланговый противогаз – 2 шт.;
- 12 Защитные очки – 2 пары;
- 13 Медицинская аптечка.

Также на ГПП будут предусмотрены плакаты, служащие для предупреждения об опасности приближения к частям, находящимся под напряжением.

### 13.8 Требования к устройству дверей и оснащению их замками

Двери из РУ должны открываться в направлении других помещений или наружу и иметь самозапирающиеся замки, открываемые без ключа со стороны РУ.

Двери между отсеками одного РУ или между смежными помещениями двух РУ должны иметь устройство, фиксирующее двери в закрытом положении и не препятствующее открыванию дверей в обоих направлениях.

Двери между помещениями (отсеками) РУ разных напряжений должны открываться в сторону РУ с низшим напряжением.

Замки в дверях помещений РУ одного напряжения должны открываться одним и тем же ключом; ключи от входных дверей РУ и других помещений не должны подходить к замкам камер, а также к замкам дверей в ограждениях электрооборудования [16. 4.2.96].

### 13.9 Электробезопасность

#### 13.9.1 Установка заземляющих ножей, выбор системы блокировки разъединителей с выключателями и заземляющими ножами

РУ оборудовано заземляющими ножами, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки без применения переносных заземлений. Заземляющие ножи окрашены в черный цвет, рукоятки приводов заземляющих ножей окрашены в красный цвет. Приводы выключателей имеют указатели “включено” и “отключено”.

Распределительные устройства должны быть оборудованы оперативной блокировкой неправильных действий при переключениях в электрических

										Лист
										100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ					

установках (сокращенно - оперативной блокировкой), предназначенной для предотвращения неправильных действий с разъединителями, заземляющими ножами.

Оперативная блокировка должна исключать:

-подачу напряжения разъединителем на участок электрической схемы, заземленной включенным заземлителем, а также на участок электрической схемы, отделенной от включенных заземлителей только выключателем;

-включение заземлителя на участке схемы, не отделенном разъединителем от других участков, которые могут быть как под напряжением, так и без напряжения;

-отключение и включение разъединителями токов нагрузки.

Оперативная блокировка КРУ - 10 кВ.

Применяется два вида блокировки - электромагнитная и механическая. Электромагнитной оперативной блокировкой оборудуются те ячейки КРУ, на которых возможна подача обратного напряжения от питаемых присоединений. Данный тип блокировки предотвращает включение заземляющих ножей при наличии напряжения и присоединении или секции. Выполняется на логических цепочках, состоящих их блок - контактов коммутационных аппаратов присоединений и секций. Данные логические цепочки дают разрешение на операции с заземляющими ножами при правильном положении коммутационных аппаратов.

Дополнительно эти ячейки и ячейки других присоединений оборудованы механической блокировкой, которая запрещает следующие операции:

- выкатывание тележки с выключателем из рабочего положения при включенном выключателе;

- вкатывание тележки с выключателем в рабочее положение при включенном выключателе;

- вкатывание тележки с выключателем в рабочее положение при включенных заземляющих ножах;

- включение выключателя при нефиксации тележки в рабочем или испытательном положении.

На заземлителях линейных разъединителей со стороны линии допускается иметь только механическую блокировку с приводом разъединителя и приспособления для запираения заземляющих ножей замками в отключенном положении.

### 13.9.2 Расчет защитного заземления ГПП

Заземление осуществляется преднамеренным соединением электроустановок с заземляющими устройствами.

Заземляющее устройство - это совокупность заземлителя и заземляющих проводников, находящихся в непосредственном соприкосновении с землей. Заземляющие проводники - металлические проводники, соединяющие заземленные части электроустановок с заземлителем. Сопротивление, которое

									Лист
									101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ				



оказывает грунт току, называется сопротивлением растеканию. В практике сопротивление растеканию относятся не к грунту, а к заземлителю и используют условный термин «сопротивление заземлителя». Сопротивление заземлителя определяется отношением напряжения на заземлителе относительно точки нулевого потенциала к току, протекающему через заземлитель:

$$R_3 = \frac{U_3}{I_3} \quad (13.1)$$

Исходные данные для расчета заземлителя:

- заземлитель предполагается выполнить из горизонтальных полосовых электродов сечением 4x40 мм<sup>2</sup> и вертикальных стержневых электродов длиной  $L_B=5$  м, диаметром  $d=12$  мм, глубина заложения электродов в землю  $t_B=0,8$  м.

- удельные сопротивления верхнего и нижнего слоев земли  $\rho_1=100$  Ом·м и  $\rho_2=50$  Ом·м соответственно. Мощность верхнего слоя земли  $h_1=2$  м.

Расчетный ток замыкания на землю на стороне 10 кВ:

$$I_3 = \frac{350}{U_L} \cdot (35 \cdot I_{\text{кл}} + I_{\text{вл}}),$$

где  $I_{\text{кл}}$  – суммарная длина всех кабельных линий 10 кВ, км;

$I_{\text{вл}}$  – суммарная длина воздушной линии

$$I_3 = \frac{350}{10 \cdot 10^3} \cdot (35 \cdot 2,79 + 0) = 3,42 \text{ А}.$$

Для ОРУ 110 кВ согласно ПУЭ заземляющие устройства электроустановок выше 1 кВ сети с эффективно заземленной нейтралью выполняются с учетом сопротивления  $R_3 \leq 0,5$  Ом.

Для ЗРУ 10 кВ согласно ПУЭ в установках 6-10 кВ с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства выполняются с учетом сопротивления. Согласно формуле (13.1):

$$R_3 \leq \frac{250}{I_3} < 10 \text{ Ом},$$

$$R_3 \leq \frac{250}{3,42} = 73 \text{ Ом}.$$

Расчитанное сопротивление не удовлетворяет поставленному условию, следовательно, согласно ПУЭ для общего контура заземления, принимаем значение  $R_3=0,5$  Ом.

В качестве естественного заземлителя подстанции предполагается использовать систему трос-опоры двух подходящих к ГПП воздушных линий электропередачи 110 кВ на ж/б опорах с длиной пролета 150 м.

									Лист
									102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ				

Каждая линия имеет один стальной грозозащитный трос сечением  $S=50 \text{ мм}^2$ .  
 Расчетное сопротивление заземлителя одной опоры  $r_{\text{оп}}=12 \text{ Ом}$ .

Сопротивление естественного заземлителя двух линий:

$$R_E = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{r_{\text{оп}} \cdot \frac{0,15 \cdot l}{S \cdot n_t}}, \text{ Ом},$$

где  $l$  – длина пролета линии, м;

$n_t$  – число тросов на опоре.

$$R_E = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{12 \cdot \frac{0,15 \cdot 150}{50 \cdot 1}} = 1,162 \text{ Ом}.$$

Требуемое сопротивление искусственного заземлителя  $R_{\text{и}}$  рассчитывается с учетом того, что  $R_3=0,5 \text{ Ом}$ ,  $R_E=1,162 \text{ Ом}$ .

$$R_{\text{и}} = \frac{R_E \cdot R_3}{R_E - R_3}, \text{ Ом},$$

$$R_{\text{и}} = \frac{1,162 \cdot 0,5}{1,162 - 0,5} = 0,878 \text{ Ом}.$$

Составим предварительную схему заземлителя и нанесем ее на план подстанции (рисунок 13.1).

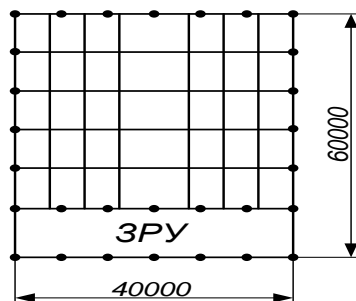


Рисунок 13.1 – Предварительная схема заземлителя

На предварительной схеме определим суммарную длину горизонтальных и количество вертикальных электродов:  $L_{\text{г}}=580 \text{ м}$ ,  $n=20$  шт.

Тип заземлителя - контурный (распределительный), т.е. в виде сетки из горизонтальных полосовых и вертикальных стержневых электродов. Вертикальные электроды размещаются по периметру территории ГПП.

Составляем расчетную модель заземлителя в виде квадратной сетки площадью  $S=60 \times 40=2400 \text{ м}^2$ .

Длина одной стороны при этом составит  $\sqrt{S}=\sqrt{2400}=49 \text{ м}$ .

Количество ячеек на одной стороне модели:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1,$$

$$m = \frac{580}{2 \cdot \sqrt{2400}} - 1 = 4,92$$

где  $m = 5$ .

Уточняем суммарную длину горизонтального электрода:

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot (m+1) \cdot \sqrt{S}, \text{ м},$$

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot (5+1) \cdot \sqrt{2400} = 588 \text{ м}.$$

Длина стороны ячейки в модели:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \text{ м},$$

$$b = \frac{\sqrt{2400}}{5} = 9,8 \text{ м}.$$

Расстояние между вертикальными электродами:

$$a = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{n}, \text{ м},$$

$$a = \frac{4 \cdot \sqrt{2400}}{20} = 9,8 \text{ м}.$$

Суммарная длина вертикальных электродов:

$$L_{\text{В}} = n \cdot l_{\text{В}}, \text{ м},$$

$$L_{\text{В}} = 20 \cdot 5 = 100 \text{ м}.$$

Относительная глубина погружения в землю вертикальных электродов:

$$t_{\text{ОТН}} = \frac{l_{\text{В}} + t_{\text{В}}}{\sqrt{S}}, \text{ м},$$

$$t_{\text{ОТН}} = \frac{5 + 0,8}{\sqrt{2400}} = 0,118 \text{ м}.$$

					13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104

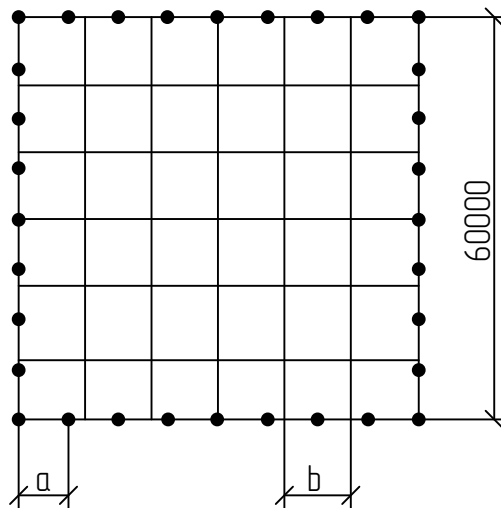


Рисунок 13.2 – Расчетная модель заземлителя

Относительная длина:

$$l_{\text{отн}} = \frac{h_1 - t_B}{l_B}, \text{ м,}$$

$$l_{\text{отн}} = \frac{2 - 0,8}{5} = 0,24 \text{ м.}$$

Расчетное эквивалентное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{э}} = \rho_2 \cdot \left( \frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^K,$$

Отношение  $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{100}{50} = 2$ , т.к.  $1 < \frac{\rho_1}{\rho_2} < 10$ , то значение  $K$  определим по выражению:

$$K = 0,43 \cdot \left( l_{\text{отн}} + 0,272 \cdot \ln \cdot \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_B} \right),$$

$$K = 0,43 \cdot \left( 0,24 + 0,272 \cdot \ln \cdot \frac{9,8 \cdot \sqrt{2}}{5} \right) = 0,222.$$

Тогда по формуле:

$$\rho_{\text{э}} = 50 \cdot 2^{0,222} = 58,3 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Расчетное сопротивление искусственного заземлителя:

$$R_{\text{и}} = A \cdot \frac{\rho_{\text{э}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{э}}}{L_{\Gamma} + L_B},$$

$$\text{Т.к. } 0,1 < t_{\text{отн}} = 0,118 < 0,5,$$

$$A=0,358-0,25 \cdot t_{\text{отн}}=0,358-0,25 \cdot 0,118=0,329,$$

$$R_{\text{и}}=0,329 \cdot \frac{58,3}{49} + \frac{58,3}{580+100}=0,477 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление заземлителя ГПП:

$$R_{\text{з}} = \frac{R_{\text{и}} \cdot R_{\text{е}}}{R_{\text{и}} + R_{\text{е}}}, \text{ Ом,}$$

$$R_{\text{з}} = \frac{0,477 \cdot 1,162}{0,477 + 1,162} = 0,34 \text{ Ом.}$$

Потенциал заземляющего устройства в аварийный период:

$$\varphi_{\text{зy}} = I_{\text{з}} \cdot R_{\text{з}}, \text{ кВ,}$$

$$\varphi_{\text{зy}} = 3,42 \cdot 0,34 = 1,163 < 10 \text{ кВ.}$$

Искусственный заземлитель подстанции должен быть выполнен из горизонтальных пересекающихся полосовых электродов сечением 4x40 мм общей длиной не менее 588 м и вертикальных стержневых в количестве не менее 20 шт., диаметром 14 мм, длиной по 5 м, размещенных по периметру заземлителя по возможности равномерно, т.е. на одинаковом расстоянии один от другого. Глубина погружения электродов в землю 0,8 м. При этих условиях сопротивление  $R$  искусственного заземлителя в самое неблагоприятное время года не будет превышать 0,477 Ом, а сопротивление заземлителя подстанции в целом  $R_{\text{з}}$ , т.е. общее сопротивление искусственного и естественного заземлителей, будет не более 0,5 Ом.

### 13.9.3 Устройства сигнализации и контроля изоляции выключателя ВВУ-СЭЩ-10

Постоянный контроль изоляции осуществляется посредством трансформаторов напряжения ЗНОЛ 09.10 УЗ, устанавливаемых на каждую секцию шин ГПП.

Реле KV включено на напряжение нулевой последовательности, полученное геометрической суммой напряжений двух неповрежденных фаз. Это достигается соединением вторичной обмотки в разомкнутый треугольник. При ОЗЗ реле KV срабатывает и подает сигнал на щит управления подстанции. Для контроля изоляции на каждой отходящей линии установлены трансформаторы тока нулевой последовательности типа ТЗЛМ-10. Первичной обмоткой данных трансформаторов тока служат три жилы кабеля. При допустимом сопротивлении изоляции и отсутствии замыкания на землю токи утечки по абсолютной величине равны и ток нулевой последовательности равен нулю. При замыкании на землю к току утечки прибавляется ток ОЗЗ и защита срабатывает (рисунок 13.3).

					13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

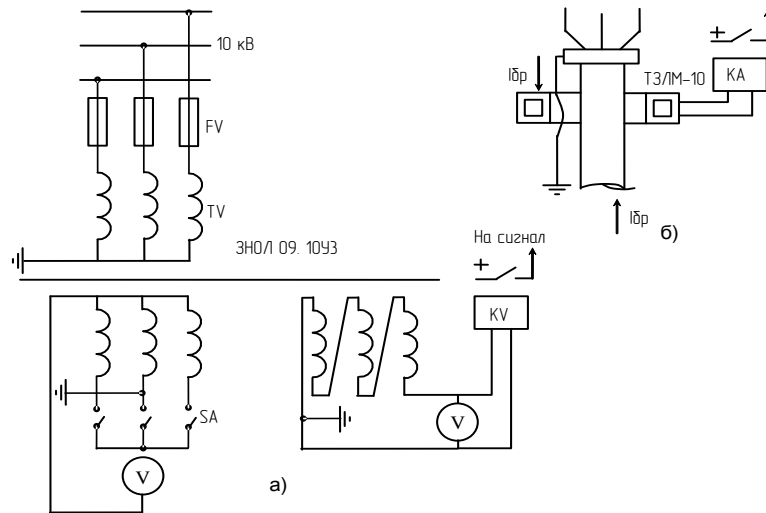


Рисунок 13.3 – а)Схемы сигнализации ОЗЗ б)Устройство сигнализации ОЗЗ

### 13.10 Расчет освещения открытого распределительного устройства

Освещение выполняется согласно требованиям СНиП 23-05-95\* «Естественное и искусственное освещение». На ГПП предусмотрено рабочее и аварийное освещение. Территория ГПП освещается прожекторами, питающимися от сети переменного тока напряжением 220 В. Ремонтное освещение осуществляется от переносных светильников с лампами накаливания на напряжение 12 В.

Световой поток определяется по выражению[8]:

$$\sum \Phi = \frac{1000 \cdot E_H \cdot K_3}{\mu \cdot l},$$

где  $E_H$  – минимальная освещенность, принято для ГПП по шкалам освещенности,  $E_H = 5$  лк;

$K_3$  – коэффициент запаса, учитывающий потери света,  $K_3 = 1,5$ ;

$l$  – суммарная условная освещенность от близлежащих источников,  $l = 1$ ;

$\mu$  – коэффициент добавочной освещенности за счет отраженного светового потока,  $\mu = 1,1$ .

$$\sum \Phi = \frac{1000 \cdot 5 \cdot 1,5}{1,1 \cdot 1} = 6818,18 \text{ лм.}$$

Число прожекторов:

$$N_{\text{ПП}} = \frac{E_H \cdot K_{\text{зап}} \cdot S \cdot Z}{\Phi_{\text{л}} \cdot \eta_{\text{СП}}},$$

где  $\eta_{\text{СП}}$  – КПД прожектора,  $\eta_{\text{СП}} = 0,65$ ;

Z – отношение средней освещенности к минимальной, Z=1,2;

S – площадь ОРУ ГПП, S=1728 м<sup>2</sup>;

$$N_{\text{пр}} = \frac{5 \cdot 1,5 \cdot 2400 \cdot 1,2}{6818,18 \cdot 0,65} = 4,9 \text{ шт.}$$

Примем число прожекторов равным N=5.

Мощность одной лампы:

$$P = \frac{W \cdot S}{N},$$

где W – удельная мощность, W=1Вт/м<sup>2</sup>

$$P = \frac{1 \cdot 2400}{5} = 480 \text{ Вт.}$$

Принимаем к установке 5 прожектора типа ПЗС - 35 с лампами НГ 220 - 500 мощностью по 500 Вт. Прожекторы устанавливаем по углам освещаемой территории.

Теперь, зная максимальную силу света прожектора, вычислим высоту установки.

Определяем высоту установки прожекторов:

$$H = \sqrt{\frac{J_{\text{max}}}{150}}, \text{ м,}$$

где J<sub>max</sub> – максимальная (осевая) сила света прожектора, 50000 кд.

$$H = \sqrt{\frac{50000}{150}} = 18,3 \text{ м.}$$

Устанавливаем прожектора на высоте 18 м

### 13.11 Пожарная безопасность

Территория ОРУ-110 кВ в соответствии с НПБ 105-03 относится к категории Г<sub>н</sub>. Конструкции ОРУ выполняются из негорючих материалов (железобетон, металл).

Количество масла в трансформаторах ОРУ превышает 1000кг, поэтому выполнены маслоприемники, маслоотводы, маслосборники.

Конструктивное исполнение маслостока трансформаторов ГПП исключает его возгорание и распространение по нему пожара. Выхлопные трубы трансформаторов направляются таким образом, чтобы избежать попадание выбросов на электрооборудование и сооружения.

									Лист
									108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ				

Пожары в ЗРУ относятся к классу Е, т.к. связаны с горением электроустановок. Двери камер, имеющих маслonaполненное оборудование, выполнены из материала с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч.

Здание ЗРУ выполнено из алюминиевых панелей с минеральными утеплителями, относящихся к группе негоряемых со степенью огнестойкости 0,75 часа.

Для локализации очагов пожара на ГПП имеются первичные средства пожаротушения [7]:

а) ЗРУ-10 кВ:

- огнетушители ОУ-8 – 2 шт.;
- ящик с песком – 2 шт. (емкость 0,5 м);

б) щит управления 0,4 кВ:

- огнетушители ОУ-8 – 2 шт.;

в) камеры трансформаторов собственных нужд:

- огнетушители ОХП-10 – 2 шт.;
- ящик с песком;

г) ОРУ-110 кВ – пожарный щит с принадлежностями и ящик с песком у каждого трансформатора.

### 13.12 Расчет молниезащиты

Для Челябинской области, где планируется расположение подстанции, характерное количество грозных часов в году 40...60, поэтому по требованиям ПУЭ необходимо организовать молниезащиту (см. рисунок 13.4). Установим четыре молниеотвода. Необходимым условием защиты внутреннего пространства подстанции является:

$$D \leq 8 \cdot p \cdot (h - h_x),$$

где  $h$  – высота стержневого молниеотвода, м;

$h_x$  – высота точки на границе защищаемой зоны, м;

$p$  – коэффициент для разных высот молниеотвода.

$$p = 1, \text{ при } h \leq 30\text{м};$$

$$p = \frac{\sqrt{30}}{h}, \text{ при } h > 30\text{м}.$$

									Лист
									109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ				





применяемых средств индивидуальной защиты, проведен расчет контура заземления и молниезащиты ОРУ.

					13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе выполнен проект системы электроснабжения электрометаллургического комбината.

В ходе проектирования было выбрано необходимое электрооборудование для схем внутреннего и внешнего электроснабжения, в том числе трансформаторы ГПП, трансформаторы цеховых ТП, коммутационная и измерительная аппаратура, кабельные и воздушные линии. Кроме этого, были выбраны комплектные конденсаторные установки, необходимые для компенсации реактивной мощности, а также силовые резонансные фильтры для компенсации токов высших гармоник.

Я считаю, что данный проект действительно может быть применен для построения системы электроснабжения завода.

					13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		112

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Установка и подключение оборудования в распределительном щите, Автоматические выключатели Compact NS 400-630/ Schneider Electric, 2011 – 51 с.
- 2 РТМ 36.18.32.4–92. Указания по расчету электрических нагрузок. – М.: Изд-во стандартов, 1992. – 7 с.
- 3 Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю. Г. Барыбина – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576.
- 4 Электротехнический справочник: В 3 т. Т. 3. В 2 кн. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ. – 7-е изд., испр. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 880 с.
- 5 Ершов, А.М. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: курс лекций. Часть 4 / А.М. Ершов. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2017, – 187 с.
- 6 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочный материал для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – 4-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
- 7 Правила устройства электроустановок. 7-е издание. – СПб.: Изд-во ДЕАН, 2008. – 704 с.
- 8 Справочник по электроснабжения и электрооборудованию: В 2 т. Т. 1 Электроснабжение/ под ред. А.А. Федорова – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 568.
- 9 Ершов, А.М. Электроснабжение промышленных предприятий: учебное пособие к курсовому проекту. Часть 2 / А.М. Ершов, О.А. Петров. – Челябинск: Изд-во ЧПИ, 1987, – 44 с.
- 10 Устройство комплектное распределительное: Каталог. – Электроцит Самара, 2017. – 65 с.
- 11 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов/ Л. Д. Рожкова, В.С. Козулин. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 12 Лисовская, И.Т. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию/ И.Т. Лисовская, Ф.Х. Мубаракшин, Л.В. Хахина. – Челябинск: Изд-во УОП ЧПИ, 1990. – 56 с.
- 13 Ершов, А.М. Качество электрической энергии в системах электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие для студентов-заочников / А.М. Ершов. – Челябинск: Изд-во ЧГТУ, 1991, – 88 с.
- 14 Каталог ОАО «Запорожтрансформатор» Е00002064 – 101 с.
- 15 Автоматические выключатели и выключатели нагрузки на большие токи Masterpact NT и NW: Каталог. – Schneider Electric, 2007. – 188 с.
- 16 Электротехнический справочник: в 4-х т. Т.3 Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. Профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. - 8-е изд., испр. и доп. - М: Издательство МЭИ, 2005. - 964с

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.124.00.00 ПЗ					113