

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
Заведующая кафедрой ЭССиСЭ

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

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Электроснабжение группы цехов Липецкого станкостроительного завода

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ  
ЮУрГУ – 130302.2019.780.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной защите  
старший преподаватель

\_\_\_\_\_ И.П. Титов  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Руководитель работы  
к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ В.В. Пястолов  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Консультант по экономике  
д.э.н, профессор

\_\_\_\_\_ А.А. Алабугин  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Автор работы  
студент группы ПЗ-575

\_\_\_\_\_ Д.А. Прокопенко  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Консультант по БЖД  
д.т.н., профессор

\_\_\_\_\_ В.Ф. Бухтояров  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Нормоконтролёр  
к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ В.В. Пястолов  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующая кафедрой ЭССиСЭ

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

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

**ЗАДАНИЕ**  
на выпускную квалификационную работу студента

Прокопенко Дмитрия Александровича

(фамилия, имя, отчество полностью)

Группа ПЗ-575

1 Тема работы

Электроснабжение группы цехов Липецкого станкостроительного завода

утверждена приказом по университету от 25 апреля 2019 г. №899

2 Срок сдачи студентом законченной работы « \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

3 Исходные данные к работе  
согласно базы данных кафедры

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---



5 Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей, плакатов в листах формата А1)

1 План генеральный группы цехов Липецкого станкостроительного завода	– 1 лист
2 Схема электрическая принципиальная электроснабжения группы цехов Липецкого станкостроительного завода	– 1 лист
3 План ремонтно-механического цеха	– 1 лист
4 Сравнение двух вариантов внутреннего электроснабжения	– 1 лист
5 Плакат по релейной защите и автоматике СЭС	– 1 лист
6 Конструктивный чертёж ГПП	– 1 лист
7 Плакат по экономике	– 1 лист
8 Плакат по безопасности жизнедеятельности	– 1 лист

Всего 8 листов

6 Консультанты по работе, с указанием относящихся к ним разделов работы

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)
Релейная защита	И.П. Титов		
БЖД	В.Ф. Бухтояров		
Экономика	А.А. Алабугин		

7 Дата выдачи задания « \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Руководитель

\_\_\_\_\_  
(подпись)

В.В. Пястолов

(И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_  
(подпись)

Д.А. Прокопенко

(И.О. Фамилия)

## КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка руководителя о выполнении
Введение		
Технический паспорт объекта электроснабжения		
1 Расчёт электрических нагрузок по подробно рассматриваемому цеху и по заводу в целом	25.03.19	
2 Выбор типа, числа и мощности трансформаторных подстанций	30.03.19	
3 Выбор напряжения, схемы и оборудования внешнего электроснабжения	02.04.19	
4 Техничко-экономическое обоснование напряжения и схемы внешнего электроснабжения	05.04.19	
5 Техничко-экономическое обоснование схемы внутреннего электроснабжения. Расчёт питающих линий	10.04.19	
6 Расчёт токов коротких замыканий	15.04.19	
7 Выбор высоковольтного и низковольтного оборудования	20.04.19	
8 Компенсация реактивной мощности	30.04.19	
9 Построение карты селективности защит СВ-0,4 РМЦ	05.05.19	
10 Экономическая часть	10.05.19	
11 Безопасность жизнедеятельности	15.05.19	
12 Графическая часть	25.05.19	

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_

(подпись)

И.М. Кирпичникова

\_\_\_\_\_

(И.О. Фамилия)

Руководитель проекта

\_\_\_\_\_

(подпись)

В.В. Пястолов

\_\_\_\_\_

(И.О. Фамилия)

Студент

\_\_\_\_\_

(подпись)

Д.А. Прокопенко

\_\_\_\_\_

(И.О. Фамилия)

## АННОТАЦИЯ

Прокопенко Д.А.      Электроснабжение  
группы цехов Липецкого станкостро-  
ительного завода – Челябинск: ЮУрГУ,  
ПЗ-575, 2019. – 161 с., 27 ил., 50 табл.,  
библиогр. список – 59 наим., 8 л. плакатов  
ф.А1

Данная работа выполнена с целью проектирования электроснабжения Липецкого станкостроительного завода.

В результате проектирования были выбраны рациональное напряжение сети, схема внешнего и внутреннего электроснабжения завода, а также силовое высоковольтное и низковольтное электрическое оборудование.

Для выбора и проверки оборудования выполнен расчёт токов короткого замыкания в сети внешнего электроснабжения и внутреннего. На основании расчётов по ремонтно-механическому цеху составлена карта селективности защит от секционного выключателя 0,4 кВ цеховой подстанции до выключателя 10 кВ отходящей линии ГПП.

Выполнен расчёт оптимальных мощностей компенсирующих устройств, устанавливаемых на секции шин 10 кВ главной понизительной подстанции и секциях шин 0,4 кВ цеховых трансформаторных подстанций. Согласно каталогам выбраны мощности устройств компенсации реактивной мощности.

Проведены технико-экономическое сравнение двух схем внешнего электроснабжения 110 кВ и 35 кВ, согласно которым принята схема внешнего электроснабжения на 35 кВ. Также было проведено технико-экономическое сравнение двух схем внутреннего электроснабжения завода.

Расчитаны показатели качества электрической энергии на шинах 10 кВ ГПП. Предложены меры по их улучшению.

					<i>13.03.02 2019.780.00.00 ПЗ</i>					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>	<i>Электроснабжение группы цехов Липецкого станкостроительного завода</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>	<i>Прокопенко Д.А.</i>							3	169	
<i>Проб.</i>	<i>Пястолов В.В.</i>							<i>ФГАОУ ВО «ЮУрГУ (НИУ)» Кафедра «ЭСиСЭ»</i>		
<i>Н.контр</i>	<i>Пястолов В.В.</i>									
<i>Утв.</i>	<i>Кирпичникова ИМ.</i>									

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ОБЪЕКТА.....	8
ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	7
1 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПО ПОДРОБНО РАССМАТРИВАЕМОМУ ЦЕХУ И ПО ЗАВОДУ В ЦЕЛОМ.....	9
1.1 Определение технологических (исходных) данных цеха.....	9
1.2 Определение расчётных нагрузок цеха.....	14
1.3 Определение пиковых токов цеха.....	17
1.4 Расчёт осветительной нагрузки цеха.....	19
1.5 Расчёт нагрузки по цеху в целом.....	20
1.6 Расчёт нагрузок 380 В по заводу.....	20
1.7 Расчёт электрических нагрузок высоковольтных электроприёмников.....	20
1.8 Расчёт картограммы и координат центра электрических нагрузок предприятия.....	23
Выводы по разделу один.....	26
2 ВЫБОР ТИПА, ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОДСТАНЦИЙ.....	27
2.1 Расчёт нагрузок при питании объекта от соседней ТП.....	27
2.2 Определение числа и мощности трансформаторов цеховой ТП.....	28
2.3 Расчёт потерь в трансформаторах.....	32
2.4 Расчёт нагрузки на шинах 10 кВ ГПП и выбор трансформатора ГПП.....	35
Выводы по разделу два.....	38
3 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ, СХЕМЫ И ОБОРУДОВАНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	39
3.1 Выбор рационального напряжения.....	39
3.2 Расчёт токов коротких замыканий для схемы 35 кВ.....	42
3.3 Выбор коммутационной и защитной аппаратуры.....	47
3.4 Результаты расчётов и выбор аппаратуры для схемы 110 кВ.....	51
Выводы по разделу три.....	53
4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	54
Выводы по разделу четыре.....	57
5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ. РАСЧЁТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ.....	58
5.1 Расчёт и выбор питающих кабелей сравниваемых вариантов.....	58
5.2 Расчёт приведённых затрат на создание кабельных трасс.....	64
5.3 Расчёт питающих линий схемы внутреннего электроснабжения завода.....	66
Выводы по разделу пять.....	66
6 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	69
6.1 Расчёт токов КЗ в сети 10 кВ.....	69
6.2. Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ.....	76
Выводы по разделу шесть.....	80

7	ВЫБОР ВЫСОКОВОЛЬТНОГО И НИЗКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	81
7.1	Выбор высоковольтного оборудования.....	81
7.2	Выбор низковольтного оборудования ремонтно-механического цеха.....	89
	Выводы по разделу семь.....	91
8	КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.....	92
8.1	Расчёт располагаемой мощности синхронных двигателей.....	94
8.2	Определение расчётных затрат на генерацию реактивной мощности.....	94
8.3	Определение оптимальной мощности источников реактивной мощности.....	96
	Выводы по разделу восемь.....	102
9	ПОСТРОЕНИЕ КАРТЫ СЕЛЕКТИВНОСТИ ЗАЩИТ СВ-0,4 РМЦ.....	103
9.1	Расчёт токов двухфазного КЗ в сети 10 кВ.....	103
9.2	Расчёт токов трёхфазного КЗ в сети 0,4 кВ.....	106
9.3	Расчёт токов несимметричных токов КЗ .....	108
9.4	Расчёт и выбор уставок автоматических выключателей 0,4 кВ.....	110
9.4.1	Расчёт уставок секционного автомата QF3.....	110
9.4.2	Расчёт уставок автомата QF1(2) (вводных выключателей 0,4 кВ).....	114
9.5	Защита трансформатора предохранителем.....	116
9.6	Защита кабельной линии 10 кВ.....	117
	Выводы по разделу девять.....	123
10	РАСЧЁТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ.....	124
10.1	Расчёт размаха колебания напряжения.....	125
10.2	Расчёт показателей несинусоидальности напряжения.....	126
10.3	Расчёт несимметрии напряжения.....	132
10.4	Расчёт провалов напряжения.....	136
	Выводы по разделу десять.....	138
11	ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	139
11.1	Результаты технико-экономического сравнения.....	139
11.2	Модели SWOT-анализа вариантов внешнего электроснабжения.....	139
11.3	Построение пирамиды целеполагания предприятия.....	141
	Выводы по разделу одиннадцать.....	146
12	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	147
12.1	Территория, компоновка и конструктивная часть ГПП.....	147
12.1.1	Обоснование места расположения ГПП.....	147
12.1.2	Климатические параметры.....	147
12.1.3	Требования к конструктивной части ГПП.....	148
12.2	Электробезопасность.....	150
12.2.1	Разъединители и заземляющие ножи.....	150
12.2.2	Требования охраны труда при эксплуатации ГПП.....	150
12.2.3	Расчёт защитного заземления ГПП.....	152
12.3	Расчёт молниезащиты ГПП.....	155
	Выводы по разделу двенадцать.....	158
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	159
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	160



## ВВЕДЕНИЕ

Системой электроснабжения (СЭС) называют совокупность устройств для производства, передачи и распределения электроэнергии. Системы электроснабжения промышленных предприятий создаются для обеспечения питания электроэнергией электроприемников предприятия и должны отвечать определенным технико-экономическим требованиям:

- обладать минимальными затратами при соблюдении всех технических показателей; обеспечивать требуемую надежность электроснабжения и надлежащее качество электрической энергии;

- быть удобны в эксплуатации и безопасны в обслуживании; иметь достаточную

- гибкость, позволяющую обеспечивать оптимальные режимы эксплуатации как в нормальном, так и в послеаварийном режимах;

- позволять осуществление реконструкций без существенного удорожания первоначального варианта.

По мере развития электропотребления к системам электроснабжения предъявляются и другие требования, например, возникает необходимость внедрения систем автоматического управления и диагностики СЭС, систем автоматизированного контроля и учета электроэнергии, осуществления в широких масштабах диспетчеризации процессов производства с применением телесигнализации и телеуправления.

Чтобы система электроснабжения удовлетворяла всем предъявляемым к ней требованиям, необходимо при проектировании учитывать большое число различных факторов, то есть использовать системный подход к решению задачи. Кроме того, СЭС свойственно наличие глубоких внутренних связей, не позволяющих расчленять системный, комплексный подход, учитывающий взаимовлияние факторов, и учет их динамичности.

Таким образом, создание рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия является сложной задачей, включающей в себя выбор рационального числа трансформаций, выбор рациональных напряжений, правильный выбор места размещения цеховых подстанций и ГПП, совершенствование методики определения электрических нагрузок, рациональный выбор числа и мощности трансформаторов, схем электроснабжения и их параметров, а также сечений проводов и жил кабелей, способов компенсации реактивной мощности, автоматизации, диспетчеризации. Принятие оптимальных решений на каждом этапе проектирования ведет к сокращению потерь электроэнергии, повышению надежности и способствует осуществлению общей задачи оптимизации построения систем электроснабжения.

## ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Объектом электроснабжения является Липецкий станкостроительный завод. Генеральный план завода представлен на листе 1 графической части данной работы.

Объекты завода, расположенные на территории завода и их категории по бесперебойности электроснабжения:

- гальванический цех – II категория;
- административно-бытовой корпус – II категория;
- склад – III категория;
- сталелитейный цех – II категория;
- деревообрабатывающий цех – II категория;
- станкостроительный цех – II категория;
- центральная заводская лаборатория – II категория;
- механосборочный цех – II категория;
- насосная – II категория;
- турбокомпрессорная – II категория;
- вентиляционный цех – II категория;
- очистные сооружения – II категория;
- кислородная станция – II категория;
- ремонтно-механический цех – II категория;
- комбинат питания – II категория.

Высоковольтные электроприёмники, имеющиеся на заводе:

- электролизные установки – 2 шт;
- дуговые сталеплавильные печи – 2 шт;
- синхронные двигатели – 4 шт;
- асинхронные двигатели – 2 шт.

Номинальное напряжение высоковольтных электроприёмников – 10 кВ.

Расстояние завода до подстанции энергосистемы составляет 12,5 км.

Наивысшая температура воздуха: +26°C.

Наивысшая температура почвы (на глубине 0,7 м): +13°C.

Коррозионная активность грунта предприятия: средняя.

Существуют блуждающие токи в грунте. Наличие колебаний и растягивающих усилий в грунте нет.

					130302.2019.780.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		7

## ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ОБЪЕКТА

1 Суммарная установленная мощность электроприёмников завода напряжением ниже 1 кВ составляет 29209 кВт.

2 Суммарная установленная мощность электроприёмников завода напряжением выше 1 кВ составляет 9980 кВт, включая:

- две электролизные установки мощностью 1400 кВт каждая;
- две дуговых сталеплавильных печей мощностью 1700 кВт каждая;
- четыре синхронных двигателя типа СТД мощностью 630 кВт каждый;
- два асинхронных двигателя мощностью 630 кВт каждый.

3 Категория основных потребителей по надёжности электроснабжения:

- потребители I категории: насосная, турбокомпрессорная;
- потребители II категории: гальванический цех, административно-бытовой корпус, комбинат питания, сталелитейный цех, деревообрабатывающий цех, станкостроительный цех, центральная заводская лаборатория, механо-сборочный цех, вентиляционный цех, очистные сооружения, кислородная станция, ремонтно-механический цех;

– потребители III категории: склад.

4 Полная расчётная мощность, приходящаяся на шины 10 кВ главной понизительной подстанции: 21301,34 кВт·А.

5 Коэффициент реактивной мощности:

- расчётный: 0,67;
- заданный энергосистемой: 0,4.

6 Напряжение внешнего электроснабжения: 35 кВ.

7 Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 800 МВА.

8 Тип и сечение питающей линии: воздушная ЛЭП, провод АС-150/24.

9 Количество, тип и мощность трансформаторов главной понизительной подстанции: 2хТДНС-16000/35.

10 Напряжение внутреннего электроснабжения завода: 10 кВ.

11 Тип распределительного устройства 10 кВ: КРУ-СЭЩ-63 в блок модуле.

12 Для электроснабжения объектов завода (цехов, отделений и др. зданий) применяются комплектные трансформаторные подстанции типа КТП-СЭЩ-П с трансформаторами ТМГ. Мощности применяемых трансформаторов: 400, 630, 1000, 1600 кВт·А.

13 Типы кабельных линий: ААШв, АВВГ. Сечения кабелей 10 кВ: 25, 35, 50, 70, 95, 120, 150 мм<sup>2</sup>. Сечения кабелей 0,4 кВ (от ТП до РПН): 70, 95 мм<sup>2</sup>.

14 Тип ячеек ТП 10/0,4 кВ: КСО-СЭЩ-3.

15 Тип шинопроводов, установленных в ремонтно-механическом цехе: GRAZIADIO GDA на токи 250, 500, 630, 800 А

16 Для компенсации реактивной мощности приняты низковольтные и высоковольтные конденсаторные установки суммарной мощностью 9,814 Мвар.

					130302.2019.780.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		8

# 1 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПО ПОДРОБНО РАССМАТРИВАЕМОМУ ЦЕХУ И ПО ЗАВОДУ В ЦЕЛОМ

## 1.1 Определение технологических (исходных) данных цеха

Расчёт электрических нагрузок будем проводить согласно [1]. Подробный расчёт нагрузок проведем для ремонтно-механического цеха. Условимся, что в данном разделе строчными буквами обозначаются данные, относящиеся к одному индивидуальному электроприёмнику, а прописными – к группе электроприёмников. Также условимся, что римскими цифрами обозначается номер  $j$ -го отделения, а арабскими –  $i$ -го электроприёмника (или их группы с одинаковыми коэффициентами и мощностями).

В качестве исходных данных для расчёта электрических нагрузок цеха даётся план цеха (графическая часть, лист 3), тип электроустановки (наименование), его номинальная мощность  $P_{н(j,i)}$  и количество  $n_{(j,i)}$  электроустановок данного типа. По справочным таблицам [2, табл.2.2], [3, табл.53.2] необходимо определить значения коэффициента использования  $k_{н(j,i)}$  и коэффициента активной мощности  $\cos\varphi_{н(j,i)}$  для каждого электроприёмника (или группы однотипных).

В таблице 1 представлены технологические данные, а также расчётные величины.

По коэффициенту активной мощности  $\cos\varphi_{н(j,i)}$  определяется коэффициент реактивной мощности  $\operatorname{tg}\varphi_{н(j,i)}$  по известному выражению:

$$\operatorname{tg}\varphi_{н(j,i)} = \operatorname{tg}(\arccos\varphi_{н(j,i)}). \quad (1)$$

Номинальная суммарная активная мощность группы однотипных электроприёмников с одинаковыми номинальными мощностями  $P_{н(j,i)}$ , коэффициентами  $k_{н(j,i)}$  и  $\cos\varphi_{н(j,i)}$  определяется формулой:

$$P_{н(j,i)} = P_{н(j,i)} \cdot n_{(j,i)}. \quad (2)$$

В качестве примера определим технологические данные и проведем расчёты по формулам 1 и 2 для станка обдирочно-точильного заготовительно-сварочного отделения:

- коэффициент использования  $k_{н(1.1)} = 0,17$ ;
- коэффициент мощности  $\cos\varphi_{н(1.1)} = 0,65$ ;
- по формуле 1 коэффициент реактивной мощности составит  $\operatorname{tg}\varphi_{н(1.1)} = 1,17$ .

По формуле 2 номинальная мощность группы электроприёмников данного типа составит:

$$P_{н(1.1)} = 7 \text{ кВт} \cdot 4 = 28 \text{ кВт}.$$

Таблица 1 – Расчёт нагрузок по РМЦ

Наименование узла питания или группы электроприёмников	Количество электроприёмников n	Установленная мощность, прив. к ПВ=1, кВт		Коэффициент Исползования $K_{\text{И}}$	$\cos\phi$	$\text{tg}\phi$	Средняя нагрузка за макс. нагруж. смену		$\Sigma p_{\text{н}}^2 \cdot n$	Эффективное число ЭП $n_{\text{э}}$	$K_{\text{р.а.}}$	$K_{\text{р.р.}}$	Расчетная активная нагрузка $P_{\text{р}} = K_{\text{р.а.}} \cdot \Sigma P_{\text{ср}}$ , кВт	Расчетная реактивная нагрузка $Q_{\text{р}} = K_{\text{р.р.}} \cdot \Sigma Q_{\text{ср}}$ , квар	Полная расчетная мощность, кВт·А	Расчетный ток, А
		Одного ЭП $P_{\text{ном}}$ , кВт	Суммарная группы ЭП $P_{\text{ном}}$ , кВт				$P_{\text{ср}} = K_{\text{И}} \cdot P_{\text{н}}$ , кВт	$Q_{\text{ср}} = K_{\text{И}} \cdot P_{\text{н}} \cdot \text{tg}\phi_{\text{И}}$ , кВт								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	13	14	15	16	17	18
<b>Шинопровод ШРА-1</b>																
I.1. Станок обдирочно-точильный	4	7	28	0,17	0,65	1,17	4,76	5,57	196,00							
I.2. Вертикально-сверлильный станок	4	6	24	0,12	0,5	1,73	2,88	4,99	144,00							
I.3. Ножницы высечные	4	5,6	22,4	0,14	0,5	1,73	3,14	5,43	125,44							
I.4. Станок трубонарезный	3	7	21	0,17	0,65	1,17	3,57	4,17	147,00							
I.5. Пресс-ножницы комбинированные	2	4,5	9	0,17	0,65	1,17	1,53	1,79	40,50							
I.13. Вентилятор	4	7	28	0,65	0,8	0,75	18,20	13,65	196,00							
I.14. Кран мостовой электрический	1	30	30	0,2	0,5	1,73	6	10,39	900,00							
III.3. Электроды сопротивления камерная	3	24	72	0,8	0,96	0,29	57,6	16,80	1728,00							
III.4. То же	2	50	100	0,8	0,96	0,29	80	23,33	5000,00							
III.5. То же	2	30	60	0,8	0,96	0,29	48	14,00	1800,00							
III.6. Электроды сопротивления	2	75	150	0,8	0,96	0,29	120	35,00	11250,00							
III.8. Вентилятор	2	14	28	0,65	0,8	0,75	18,2	13,65	392,00							

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

130302.2019.780.00.00 ПЗ

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	13	14	15	16	17	18
<b>Итого нагрузки по ШРА-1</b>	33	4,5-75	572,4	0,64	0,93	0,41	363,88	148,77	21918,94	14,95	1,00	1,04	363,88	155,19	395,59	601,03
Без учёта вентиляторов:	-	-	516,4	0,63	0,94	0,37	327,48	121,47	21330,94	12,50	1	1,05	327,48	127,20	351,31	533,76
<i>Пиковый ток:</i>																1557,16
<b>1СШ-0,4 кВ и ШРА-5</b>																
Электродпечь Ш.1. сопротивления шахтная	1	60	60	0,8	0,96	0,29	48	14,00	3600,00							
Ш.2. То же	2	25	50	0,8	0,96	0,29	40	11,67	1250,00							
Молот Ш.7. пневматический ковочный	2	55	110	0,24	0,65	1,17	26,4	30,87	6050,00							
Ш.9. Таль электрическая	2	2,8	5,6	0,35	0,5	1,73	1,96	3,39	15,68							
Нагрузки ШП-1	33	4,5-75	572,4	0,64	0,93	0,41	363,88	148,77	21918,94							
<b>Итого силовой нагрузки по 1СШ-0,4 кВ и ШРА-5</b>	40	4,5-75	798	0,60	0,92	0,43	480,24	208,70	32834,62	19,39	0,85	0,85	408,20	177,39	445,08	676,23
Без учёта вентиляторов:	-	-	742	0,60	0,93	0,41	443,84	181,40	32246,62	17,07	0,85	0,85	377,26	154,19	407,55	619,21
<i>Пиковый ток:</i>																1642,61
<b>Шинопровод ШРА-2</b>																
I.6. Пресс правильный	3	14	42	0,17	0,65	1,17	7,14	8,35	588,00							
I.7. Сварочный преобразователь	2	14	28	0,35	0,6	1,33	9,80	13,07	392,00							
I.8. Трансформатор сварочный	4	25	100	0,4	0,5	1,73	40,00	69,28	2500,00							
Машина I.9. электросварочная стыковочная	2	25	50	0,35	0,6	1,33	17,50	23,33	1250,00							
Машина I.10. электросварочная точечная	2	90	180	0,35	0,6	1,33	63,00	84,00	16200,00							

<i>Изм./Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>	

130302.2019.780.00.00 ПЗ

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	13	14	15	16	17	18
Машина I.11. электросварочная шовная	1	50	50	0,35	0,6	1,33	17,50	23,33	2500,00							
I.12. Пресс двухкривошипный	4	20	80	0,17	0,65	1,17	13,60	15,90	1600,00							
II.5. Горизонтально- фрезерный станок	8	5,6	44,8	0,12	0,5	1,73	5,376	9,31	250,88							
II.7. Токарно- винторезный станок	4	8	32	0,12	0,5	1,73	3,84	6,65	256,00							
<b>Итого силовой нагрузки по ШРА-2</b>	<b>30</b>	<b>4,5-90</b>	<b>606,8</b>	<b>0,29</b>	<b>0,57</b>	<b>1,42</b>	<b>177,756</b>	<b>253,23</b>	<b>25536,88</b>	<b>14,42</b>	<b>1,06</b>	<b>1,04</b>	<b>188,42</b>	<b>264,34</b>	<b>324,62</b>	<b>493,21</b>
<b>Шинопровод ШРА-3</b>																
II.1. Карусельный станок одностоечный	3	28	84	0,17	0,65	1,17	14,28	16,70	2352,00							
II.3. Вертикально- фрезерный станок	6	4,5	27	0,12	0,5	1,73	3,24	5,61	121,50							
II.4. Вертикально- фрезерный станок	4	2,8	11,2	0,12	0,5	1,73	1,344	2,33	31,36							
II.6. Поперечно- строгальный станок	3	3,2	9,6	0,12	0,5	1,73	1,152	2,00	30,72							
II.8. Токарно- винторезный станок	10	4,5	45	0,12	0,5	1,73	5,4	9,35	202,50							
II.10. Радиально- сверлильный станок	2	7	14	0,12	0,5	1,73	1,68	2,91	98,00							
II.13. Таль электрическая	1	1,7	1,7	0,35	0,5	1,73	0,595	1,03	2,89							
<b>Итого силовой нагрузки по ШРА-3</b>	<b>29</b>	<b>1,7-28</b>	<b>192,5</b>	<b>0,14</b>	<b>0,57</b>	<b>1,44</b>	<b>27,691</b>	<b>39,92</b>	<b>2838,97</b>	<b>13,05</b>	<b>1,61</b>	<b>1,05</b>	<b>44,58</b>	<b>41,77</b>	<b>61,09</b>	<b>92,82</b>

Изм./Лист	№ докум.	Подп.	Дата	

130302.2019.780.00.00 ПЗ

## Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	13	14	15	16	17	18
<b>Шинопровод ШРА-4</b>																
П.2. Зубо-фрезерный станок	4	4	16	0,12	0,5	1,73	1,92	3,33	64,00							
П.9. Токарный многорезцовый автомат	7	7	49	0,12	0,5	1,73	5,88	10,18	343,00							
П.11. Вентилятор	5	4,5	22,5	0,65	0,8	0,75	14,625	10,97	101,25							
П.12. Кран-балка	2	7,3	14,6	0,35	0,5	1,73	5,11	8,85	106,58							
<b>Итого силовой нагрузки по ШРА-4</b>	18	4-7	102,1	0,27	0,64	1,21	27,54	33,33	614,83	16,95	1,06	1,04	29,19	34,68	45,33	68,87
Без учёта вентиляторов:	-	-	79,6	0,16	0,50	1,73	12,91	22,36	415,58	15,25	1,41	1,04	18,20	23,32	29,58	44,94
<i>Пиковый ток:</i>																456,13
<b>2СШ-0,4</b>																
<b>Итого по 2СШ-0,4 (нагрузки ШРА-2, ШРА-3, ШРА-4)</b>	77	1,7-90	901,4	0,26	0,58	1,40	232,98	326,48	28990,68	28,03	0,75	0,75	174,74	244,86	300,81	457,04
Без учёта вентиляторов:	-	-	878,9	0,25	0,57	1,44	218,357	315,5102	28889,43	26,74	0,75	0,75	163,77	236,63	287,78	437,23
<i>Пиковый ток:</i>																848,41
<b>Итого силовой нагрузки по цеху:</b>	117	1,7-90	1699,4	0,42	0,80	0,75	713,218	535,1787	61825,3	46,71	0,76	0,76	542,05	406,74	677,68	1029,63
Освещение цеха: $P_{y.o.} = 11 \text{ Вт/м}^2$ ; $K_{c.o.} = 0,95$ ; $F_{ц} = 2383 \text{ м}^2$			26,22	0,95	0,97	0,25							24,91	6,24		
<b>Итого с учётом освещения:</b>	0	2,8-90	1725,6	0,39	0,78	0,81	620,36	503,16	53561,85	48,30	-	-	566,95	412,98	701,42	1065,69
Без учёта вентиляторов:	-	-	1620,9	0,41	0,80	0,75	662,193	496,91	61136,05	42,97	0,76	0,76	503,27	377,65	629,20	955,98
<i>Пиковый ток:</i>																2390,55

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

130302.2019.780.00.00 ПЗ

Лист

13



## 1.2 Определение расчётных нагрузок цеха

В графе 8 и 9 для каждой группы электроприёмников  $i$ -го типа необходимо определить средние величины нагрузок по следующим формулам [1, с.8, с.16]:

$$P_{cp(j,i)} = K_{и(j,i)} \cdot P_{н(j,i)}; \quad (3)$$

$$Q_{cp(j,i)} = K_{и(j,i)} \cdot P_{н(j,i)} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{н(j,i)}. \quad (4)$$

где  $K_{и(j,i)}$  – средневзвешенный коэффициент использования для группы электроприёмников, который в данном случае приравнивается значению  $K_{иi}$ .

Далее необходимо вычислить промежуточное значение по следующему выражению (вписывается в графу 10):

$$n_{(j,i)} \cdot P_{н(j,i)}^2. \quad (5)$$

Проведём расчёт по формулам 3, 4 и 5 для обдирочно-точильного станка заготовительно-сварочного отделения:

$$P_{cp(I.1)} = 0,17 \cdot 28 \text{ кВт} = 4,76 \text{ кВт};$$

$$Q_{cp(I.1)} = 0,17 \cdot 28 \text{ кВт} \cdot 1,17 = 5,57 \text{ квар};$$

$$n_{(I.1)} \cdot P_{н(I.1)}^2 = 4 \cdot 7^2 \text{ кВт}^2 = 196 \text{ кВт}^2.$$

Для остальных групп электроприёмников  $i$ -го типа расчёты проводятся аналогично и результаты вычислений заносятся в соответствующие графы таблицы 1.

По плану видно, что электроприёмники распределены по цеху относительно равномерно, поэтому целесообразно выполнить схему электроснабжения по магистральной схеме. На плане цеха (лист 3 графической части) показано распределение электроприёмников по шинопроводам.

Для определения расчётной нагрузки на втором уровне электроснабжения необходимо найти сумму величин, определенных в графах 4, 8, 9 и 10. Затем определить средневзвешенное значение коэффициента использования  $K_{и.св}$  и значение эффективного числа электроприёмников  $n$ , для рассматриваемого шинопровода второго уровня электроснабжения по следующим формулам [10, с.125]:

$$K_{и.св} = \frac{\sum P_{cp}}{\sum P_{н}}; \quad (6)$$

$$n_3 = \frac{(\sum P_H)^2}{\sum n \cdot p_H^2}. \quad (7)$$

Расчётная активная нагрузка на втором уровне электроснабжения определяется формулой [1, стр.18]:

$$P_P = K_{P.A} \cdot \sum P_{cp}, \quad (8)$$

где  $K_{P.A} = f(n_3; K_{и})$  – расчётный коэффициент по активной мощности j-го отделения, являющийся функцией от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа электроприёмников рассматриваемого отделения.

Расчётный коэффициент по активной мощности для второго уровня электроснабжения определяется по [1, табл.1]. Т.к. в данной таблице представлены дискретные значения коэффициентов  $n_3$  и  $K_{и}$ , то для определения расчётного коэффициента по активной мощности может оказаться необходимым выполнить интерполяцию.

Расчётный коэффициент по реактивной мощности на втором уровне электроснабжения определяется формулой [4, стр.72]:

$$K_{P.P} = 1 + \frac{1}{6\sqrt{n_3}}, \quad (9)$$

Расчётная реактивная нагрузка рассматриваемого узла [1, стр.18]:

$$Q_P = K_{P.P} \cdot \sum Q_{cp}, \quad (10)$$

В качестве примера проведём расчёт для шинпровода ШРА-1. Из таблицы 1 имеем:

$$\sum P_{H(ШРА-1)} = (28 + 24 + 22,4 + 21 + 9 + 28 + 30 + 72 + 100 + 60 + 150 + 28) \text{ кВт} = 572,4 \text{ кВт};$$

$$\sum P_{cp(ШРА-1)} = (4,76 + 2,88 + 3,14 + 3,57 + 1,53 + 18,20 + 6 + 57,6 + 80 + 48 + 120 + 18,2) \text{ кВт} = 363,88 \text{ кВт};$$

$$\sum Q_{cp(ШРА-1)} = (5,57 + 4,99 + 5,43 + 4,17 + 1,79 + 13,65 + 10,39 + 16,8 + 23,33 + 14 + 35 + 13,65) \text{ кВт} = 148,77 \text{ квар};$$

$$(\sum n \cdot p_H^2)_{(ШРА-1)} = (4 \cdot 7^2 + 4 \cdot 6^2 + 4 \cdot 5,6^2 + 3 \cdot 7^2 + 2 \cdot 4,5^2 + 4 \cdot 7^2 + 1 \cdot 30^2 + 3 \cdot 24^2 + 2 \cdot 50^2 + 2 \cdot 30^2 + 2 \cdot 75^2 + 2 \cdot 14^2) \text{ кВт}^2 = 21918,94 \text{ кВт}^2;$$

					130302.2019.780.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		15

По формулам 6 и 7:

$$K_{и.св(ШРА-1)} = \frac{363,88 \text{ кВт}}{572,4 \text{ кВт}} = 0,64;$$

$$n_{э(ШРА-1)} = \frac{572,4^2 \text{ кВт}^2}{21918,94 \text{ кВт}^2} = 14,95.$$

Т.к. в [1, табл.1] значения  $K_{р.А}$  для  $K_{и}=0,64$  и диапазона  $n_{э}=(14...15)$  не отличаются, то интерполяцию проводить не нужно и расчётный коэффициент по активной нагрузке для ШРА-1 принимаем равным:

$$K_{р.А(ШРА-1)} = 1.$$

По формулам 8, 9 и 10 получаем:

$$P_p = 1 \cdot 363,88 \text{ кВт} = 363,88 \text{ кВт};$$

$$K_{р.р(ШРА-1)} = 1 + \frac{1}{6\sqrt{14,95}} = 1,04;$$

$$Q_{р(ШРА-1)} = 1,04 \cdot \Sigma 148,77 \text{ квар} = 155,19 \text{ квар}.$$

Полная расчётная мощность и ток определяются по известным формулам:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}; \quad (11)$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n}. \quad (12)$$

где  $U_n$  – номинальное напряжение ступени, на которой рассчитывается ток.

По формулам 11 и 12 для ШРА-1 получаем:

$$S_{р(ШРА-1)} = \sqrt{363,88^2 \text{ кВт}^2 + 155,19^2 \text{ квар}^2} = 359,59 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$I_{р(ШРА-1)} = \frac{359,59 \text{ кВ} \cdot \text{А}}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \text{ кВ}} = 601,03 \text{ А}.$$

Аналогичные расчёты проводятся и для остальных шинопроводов второго уровня. Результаты вычислений заносятся в таблицу 1.

					130302.2019.780.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		16

### 1.3 Определение пиковых токов цеха

Будем считать, что пусковой ток имеют вентиляторы. Проведём расчёт пикового тока на примере ШРА-1.

Найдем следующие величины по ШРА-1 без учёта вентиляторов по следующим формулам:

$$\Sigma P'_{н(ШРА-1)} = \Sigma P_{н(ШРА-1)} - P_{н(1.13)} - P_{н(III.8)}; \quad (13)$$

$$\Sigma P'_{ср(ШРА-1)} = \Sigma P_{ср(ШРА-1)} - P_{ср(1.13)} - P_{ср(III.8)}; \quad (14)$$

$$\Sigma Q'_{ср(ШРА-1)} = \Sigma Q_{ср(ШРА-1)} - Q_{ср(1.13)} - Q_{ср(III.8)}; \quad (15)$$

$$(\Sigma n_i \cdot p_{ni}^2)'_{(ШРА-1)} = (\Sigma n_i \cdot p_{ni}^2)_{(ШРА-1)} - n_{(1.13)} \cdot p_{н(1.13)}^2 - n_{(III.8)} \cdot p_{н(III.8)}^2. \quad (16)$$

По формулам 13 – 15 получаем:

$$\Sigma P'_{н(ШРА-1)} = 572,4 \text{ кВт} - 28 \text{ кВт} - 28 \text{ кВт} = 516,4 \text{ кВт};$$

$$\Sigma P'_{ср(ШРА-1)} = \Sigma 363,88 \text{ кВт} - 18,2 \text{ кВт} - 18,2 \text{ кВт} = 327,48 \text{ кВт};$$

$$\Sigma Q'_{ср(ШРА-1)} = \Sigma 148,77 \text{ квар} - 13,65 \text{ квар} - 13,65 \text{ квар} = 121,47 \text{ квар};$$

$$(\Sigma n \cdot p_n^2)'_{(ШРА-1)} = 21918,94 \text{ кВт}^2 - 4 \cdot 7^2 \text{ кВт}^2 - 2 \cdot 14^2 \text{ кВт}^2 = 21330,94 \text{ кВт}^2.$$

Далее находим средневзвешенные коэффициенты по известным формулам, при этом используя величины, найденные по формулам 13 – 15:

$$K'_{н(ШРА-1)} = \frac{327,48 \text{ кВт}}{516,4 \text{ кВт}} = 0,63;$$

$$n'_{эл} = \frac{516,4^2 \text{ кВт}^2}{21330,94 \text{ кВт}^2} = 12,5.$$

Для полученных значений получаем расчётный коэффициент по активной мощности:

$$K'_{р.А.(ШРА-1)} = 1.$$

Расчётный коэффициент по реактивной мощности:

$$K_{P.P(ШРА-1)} = 1 + \frac{1}{6\sqrt{12,5}} = 1,05.$$

Расчётные активная и реактивная нагрузки, полная расчётная мощность и ток ШРА-1 без учёта вентиляторов:

$$P'_{P(ШРА-1)} = 1 \cdot 327,48 \text{ кВт} = 327,48 \text{ кВт};$$

$$Q'_{P(ШРА-1)} = 1,05 \cdot 121,47 \text{ квар} = 127,2 \text{ квар};$$

$$S'_{P(ШРА-1)} = \sqrt{327,48^2 \text{ кВт}^2 + 127,2^2 \text{ квар}^2} = 351,31 \text{ кВт} \cdot \text{А};$$

$$I'_{P(ШРА-1)} = \frac{351,31 \text{ кВт} \cdot \text{А}}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \text{ кВ}} = 533,76 \text{ А}.$$

Пусковой ток  $i$ -ой группы вентиляторов определяется по следующей формуле [4, стр.92]:

$$I_{\text{пуск}(j.i)} = \frac{K_{\text{пуск}} \cdot P_{H(j.i)}}{U_H \cdot \eta_H \cdot \cos \varphi_{H(j.i)}}, \quad (17)$$

где  $K_{\text{пуск}}$  – кратность пускового тока двигателей вентиляторов, принимаемая равной  $K_{\text{пуск}} = 5$ ;

$U_H$  – номинальное напряжение вентилятора (0,38 кВ);

$\eta_H$  – номинальный КПД вентилятора, принимаемый равным 0,9.

По формуле 17 для вентиляторов получаем:

$$I_{\text{пуск}(I.13)} = \frac{5 \cdot 28 \text{ кВт}}{0,38 \text{ кВ} \cdot 0,9 \cdot 0,8} = 511,7 \text{ А},$$

$$I_{\text{пуск}(III.8)} = \frac{5 \cdot 28 \text{ кВт}}{0,38 \text{ кВ} \cdot 0,9 \cdot 0,8} = 511,7 \text{ А},$$

Пиковый ток определяется по следующей формуле [4, стр.92]:

$$I_{\text{пик}(ШРА-1)} = I'_{P(ШРА-1)} + I_{\text{пуск}(I.13)} + I_{\text{пуск}(III.8)}. \quad (18)$$

По формуле 18 для первого отделения получаем пиковый ток:

$$I_{\text{пик(ШРА-1)}} = 533,76 \text{ А} + 511,7 \text{ А} + 511,7 \text{ А} = 1557,16 \text{ А}.$$

Расчёт силовых нагрузок по цеху в целом (является третьим уровнем электроснабжения) проводится аналогично, при этом для определения расчётного коэффициента по активной мощности при расчёте силовых нагрузок цеха необходимо воспользоваться данными [1, табл.2]. Расчётный коэффициент по реактивной мощности приравнивается равным:  $K_{\text{Р.Р.Ц}} = K_{\text{Р.А.Ц}}$ .

#### 1.4 Расчёт осветительной нагрузки цеха

Осветительная нагрузка на стадии проектирования рассчитывается по удельной осветительной нагрузке  $P_{\text{уд}}$  на единицу производственной поверхности пола с учётом коэффициента спроса  $K_{\text{С.О}}$ :

$$P_{\text{Р.О.}} = K_{\text{С.О}} \cdot P_{\text{уд}} \cdot F_{\text{ц}}, \quad (19)$$

Для ремонтно-механического цеха по [5, табл.16, с.296] [6, с.274] принимаем:

$$P_{\text{уд(РМЦ)}} = 11 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2};$$

$$K_{\text{С.О(РМЦ)}} = 0,95.$$

Для ремонтно-механического цеха по формуле 19 получаем:

$$P_{\text{Р.О(РМЦ)}} = 0,95 \cdot 11 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2} \cdot 2383,36 \text{ м}^2 = 24906 \text{ Вт} = 24,91 \text{ кВт}.$$

Реактивная мощность осветительной нагрузки определяется по известной формуле:

$$Q_{\text{Р.О.}} = P_{\text{Р.О.}} \cdot \text{tg} \varphi_0. \quad (20)$$

где  $\text{tg} \varphi_0$  – коэффициент реактивной мощности освещения, принимаемый равным 0,25.

По формуле 20 получаем:

$$Q_{\text{Р.О(РМЦ)}} = 24906 \text{ кВт} \cdot 0,25 = 6242 \text{ вар} = 6,24 \text{ квар}.$$

### 1.5 Расчёт нагрузки по цеху в целом

Суммарная расчётная активная и реактивная нагрузка цеха с учётом освещения определяется путём сложения силовой и осветительной нагрузки цеха:

$$P_{P(PMЦ)} = 542,05 \text{ кВт} + 24,91 \text{ кВт} = 566,95 \text{ кВт};$$

$$Q_{P(PMЦ)} = 406,74 \text{ квар} + 6,24 \text{ квар} = 412,98 \text{ квар}.$$

Расчётная полная мощность и ток цеха с учётом освещения определяется по известным формулам:

$$S_{P(PMЦ)} = \sqrt{566,95^2 \text{ кВт}^2 + 412,98^2 \text{ кВт}^2} = 701,42 \text{ кВт} \cdot \text{А};$$

$$I_{P(PMЦ)} = \frac{701,42 \text{ кВт} \cdot \text{А}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 1065,69 \text{ А}.$$

### 1.6 Расчёт нагрузок 380 В по заводу

В качестве исходных данных для расчёта силовой электрической нагрузки завода даются укрупнённые показатели номинальной активной мощности  $P_n$ , коэффициента использования по активной мощности  $K_{и.а.}$ , эффективного числа электроприёмников  $n$ , коэффициента активной мощности  $\cos\varphi$  по каждому объекту завода (цеху, корпусу и т.п.).

Методика расчёта силовой и осветительной нагрузки каждого объекта предприятия аналогична расчёту силовой нагрузки по подробно рассчитанному цеху (РМЦ). Каждый объект рассчитывается как нагрузка третьего уровня электроснабжения. Результаты вычислений заносим в таблицу 2 в соответствующие графы, после чего проводим суммирование по графам 2, 7, 8, 11, 12, 17, 18, 19 и 20 (по вертикали) и заносим результаты в строку «Итого по нагрузке 380 В». По известной формуле находится полная мощность (графа 21).

### 1.7 Расчёт электрических нагрузок высоковольтных электроприёмников

Для высоковольтных электроприёмников рассчитываем средние активные и реактивные мощности по выражениям 3 и 4.

Пока схема электроснабжения 10 кВ не сформирована высоковольтная расчетная нагрузка приравнивается средней [4, стр.86]. Результаты вычислений заносим в таблицу 2 и по вертикали складываем графы 7 и 8 по высоковольтной нагрузке, результаты заносим в строку «Итого по нагрузке 10 кВ».

Таблица 2 – Расчёт нагрузок по объектам завода

Наименование объектов завода	$P_{н'}$ , кВт	$n_э$	$K_{и.а.}$	$\cos\phi$	$\operatorname{tg}\phi$	$P_{ср} = K_{и.а.} \cdot P_{н'}$ , кВт	$Q_{ср} = K_{и.а.} \cdot P_{н'} \cdot \operatorname{tg}\phi$ , квар	$K_{р.а.}$	$K_{р.р.}$	$P_p = K_{р.а.} \cdot P_{ср}$ , кВт	$Q_p = K_{р.р.} \cdot Q_{ср}$ , квар	$F_{цр}$ , м <sup>2</sup>	$P_{у.о.}$ , кВт/м <sup>2</sup>	$\operatorname{tg}\phi_0$	$K_{с.о.}$	$P_{р.о.}$ , кВт	$Q_{р.о.}$ , квар	$P_p + P_{р.о.}$ , кВт	$Q_p + Q_{р.о.}$ , квар	$S_p$ , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Нагрузка 380 В																				
1. Гальванический цех	1780	45	0,60	0,75	0,88	1068,0	941,9	0,85	0,85	907,8	800,6	10293,9	12	0,25	0,95	117,4	29,4	1025,2	830,0	1319,0
2. Административно-бытовой корпус	320	29	0,25	0,65	1,17	80,0	93,5	0,75	0,75	60,0	70,1	3426,1	20	0,25	0,8	54,8	13,7	114,8	83,9	142,2
3. Склад	220	16	0,25	0,65	1,17	55,0	64,3	0,75	0,75	41,3	48,2	5519,4	10	0,25	0,6	33,1	8,3	74,4	56,5	93,4
4. Сталелитейный цех	3730	100	0,70	0,80	0,75	2611,0	1958,3	0,80	0,80	2088,8	1566,6	11760,0	12	0,25	0,95	134,1	33,6	2222,9	1600,2	2738,9
5. Дерево-обрабатывающий цех	700	45	0,40	0,70	1,02	280,0	285,7	0,75	0,75	210,0	214,2	2665,6	15	0,25	0,8	32,0	8,0	242,0	222,3	328,6
6. Станкостроительный цех	4050	160	0,55	0,75	0,88	2227,5	1964,5	0,78	0,78	1737,5	1532,3	7448,0	11	0,25	0,95	77,8	19,5	1815,3	1551,8	2388,2
7. Центральная заводская лаборатория	450	25	0,35	0,65	1,17	157,5	184,1	0,85	0,85	133,9	156,5	3724,0	20	0,25	0,8	59,6	14,9	193,5	171,5	258,5
8. Механо-сборочный цех	9450	190	0,55	0,75	0,88	5197,5	4583,8	0,78	0,78	4054,1	3575,3	10976,0	12	0,25	0,95	125,1	31,4	4179,2	3606,7	5520,3
9. Насосная	1250	12	0,80	0,85	0,62	1000,0	619,7	0,90	0,90	900,0	557,8	1936,5	17	0,25	0,8	26,3	6,6	926,3	564,4	1084,7
10. Турбокомпрессорная	2490	10	0,75	0,80	0,75	1867,5	1400,6	0,90	0,90	1680,8	1260,6	2234,4	17	0,25	0,8	30,4	7,6	1711,1	1268,2	2129,9
11. Вентиляционный цех	840	30	0,65	0,75	0,88	546,0	481,5	0,85	0,85	464,1	409,3	2649,9	17	0,25	0,8	36,0	9,0	500,1	418,3	652,0
12. Очистные сооружения	1340	10	0,70	0,80	0,75	938,0	703,5	0,90	0,90	844,2	633,2	2830,2	17	0,25	0,8	38,5	9,6	882,7	642,8	1091,9
13. Кислородная станция	460	15	0,75	0,85	0,62	345,0	213,8	0,90	0,90	310,5	192,4	1936,5	17	0,25	0,8	26,3	6,6	336,8	199,0	391,2

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

130302.2019.780.00.00 ПЗ



Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
14.Ремонтно-механический цех	1699	47	0,42	0,80	0,75	713,2	535,2	0,76	0,76	542,0	406,7	2383,4	11	0,25	0,95	24,9	6,2	567,0	413,0	701,4
15.Комбинат питания	430	50	0,60	0,75	0,88	258,00	227,53	1,00	1,00	258,0	227,53	2830,2	20	0,25	0,85	48,1	12,1	306,1	239,6	388,7
Освещение территории												279982	1	0,25	1	280,0	70,0	-	-	-
<b>Итого по нагрузке 0,4 кВ:</b>	29209	784	0,59	-	-	17344,2	14257,9	-	-	14232,8	11651,4	-	-	-	-	1144,5	286,7	15097,3	11868,1	19204
<b>Нагрузка 10 кВ</b>																				
1. Гальванический цех (электролизные установки)	1400x2	2	0,65	0,85	0,62	1820	1127,9													
4. Сталелитейный цех (ДСП)	1700x2	2	0,45	0,70	1,02	1530	1560,9													
4. Сталелитейный цех (СД)	630x4	4	0,80	0,80	0,75	2016	-1512,0													
13. Кислородная станция (АД)	630x2	2	0,75	0,75	0,88	945	833,4													
<b>Итого по нагрузке 10 кВ:</b>	9980	10	0,63	0,95	0,32	6311	2010,3													
<b>ИТОГО:</b>	39189,4	794	0,60	-	-	23655,2	16268,2													

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

130302.2019.780.00.00 ПЗ

## 1.8 Расчёт картограммы и координат центра электрических нагрузок предприятия

Далее по тексту:  $i$  – порядковый номер объекта завода.

Картограмма электрических нагрузок представляет собой план предприятия, на котором изображены окружности, центры которых совпадают с центрами электрических нагрузок объектов предприятия (цехов, складов, корпусов и т.п.), а их площадь пропорциональна расчётной активной мощности объектов. Окружность делится на секторы, площади которых пропорциональны мощностям силовой нагрузки 380 В, высоковольтной нагрузки (при наличии) и осветительной нагрузки объекта предприятия.

Центры электрических нагрузок каждого объекта совместим с их геометрическим центром.

Расчёт радиуса окружности картограммы вычисляется по формуле [10, с.177]:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{P,i}}{m \cdot \pi}}, \quad (21)$$

где  $P_{P,i}$  – суммарная расчётная активная мощность объекта предприятия (силовая нагрузка 380 В  $P_{P.H,i}$  вместе с осветительной  $P_{P.O,i}$  и высоковольтной  $P_{P.B,i}$ ),  
 $m$  – масштаб, который определяется по формуле ниже.

$$m = \frac{P_{P(\max)}}{\pi \cdot r_i^2}. \quad (22)$$

где  $P_{P(\max)}$  – максимальная из всех рассматриваемых объектов завода расчётная нагрузка, кВт.

Масштаб рассчитаем таким образом, чтобы радиус окружности, соответствующей максимальной нагрузке не превышал 70 мм. Максимальная нагрузка приходится на сталелитейный цех  $P_{(\max)}=5768,86$  кВт. По формуле 22 получаем:

$$m = \frac{5768,86 \text{ кВт}}{3,14 \cdot 70^2 \text{ мм}^2} = 0,37 \frac{\text{кВт}}{\text{мм}^2}.$$

Углы секторов окружностей, соответствующие силовой низковольтной, высоковольтной и осветительной нагрузкам рассчитываются по следующим формулам соответственно [11, с.26]:

$$\alpha_{H,i} = 360 \cdot \frac{P_{P.H,i}}{P_{P,i}}; \quad (23)$$

$$\alpha_{B,i} = 360 \cdot \frac{P_{P,B,i}}{P_{P,i}}; \quad (24)$$

$$\alpha_{O,i} = 360 \cdot \frac{P_{P,O,i}}{P_{P,i}}. \quad (25)$$

Проведем расчёт на примере гальванического цеха (первый по списку). В нижеприведённых расчётах будем округлять градусы до целых:

$$r_1 = \sqrt{\frac{2845,15 \text{ кВт}}{0,37 \text{ кВт/мм}^2 \cdot 3,14}} = 49,5 \text{ мм};$$

$$\alpha_{H,1} = 360 \cdot \frac{907,8 \text{ кВт}}{2845,15 \text{ кВт}} = 115^\circ;$$

$$\alpha_{B,1} = 360 \cdot \frac{1820 \text{ кВт}}{2845,15 \text{ кВт}} = 230^\circ;$$

$$\alpha_{O,1} = 360 \cdot \frac{117,35 \text{ кВт}}{2845,15 \text{ кВт}} = 15^\circ.$$

Для остальных объектов предприятия расчёты проводим аналогично. Результаты вычислений заносим в таблицу 3.

Таблица 3 – Расчёт картограммы электрических нагрузок завода

Наименование объектов завода	$P_{P,i}$ , кВт	$P_{P,H,i}$ , кВт	$P_{P,B,i}$ , кВт	$P_{P,O,i}$ , кВт	$x_i$ , м	$y_i$ , м	$r_i$ , мм	$\alpha_{H,i}$ , град.	$\alpha_{B,i}$ , град.	$\alpha_{O,i}$ , град.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1. Гальванический цех	2845,15	907,80	1820	117,35	570	41	49,5	115	230	15
2. Административно-бытовой корпус	137,22	82,40		54,82	55	60	10,9	216		144
3. Склад	95,27	62,15		33,12	596	333	9,1	235		125
4. Сталелитейный цех	5768,86	2088,80	3546	134,06	291	52	70,5	130	221	9
5. Дерево-обрабатывающий цех	241,99	210,00		31,99	185	361	14,4	312		48
6. Станкостроительный цех	1815,28	1737,45		77,83	260	186	39,5	345		15
7. Центральная заводская лаборатория	193,46	133,88		59,58	63	357	12,9	249		111
8. Механо-сборочный цех	4179,18	4054,05		125,13	420	182	60,0	349		11
9. Насосная	926,34	900,00		26,34	497	321	28,2	350		10
10. Турбокомпрессорная	1711,14	1680,75		30,39	539	195	38,4	354		6
11. Вентиляционный цех	500,14	464,10		36,04	398	321	20,7	334		26

Окончание таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
12. Очистные сооружения	882,69	844,20		38,49	645	195	27,6	344		16
13. Кислородная станция	1281,84	310,50	945	26,34	645	125	33,2	87	265	8
14. Ремонтно-механический цех	566,95	542,05		24,91	307	325	22,1	344		16
15. Комбинат питания	306,11	258,00		48,11	55	153	16,2	303		57

Координаты центра электрических нагрузок (ЦЭН) определяются по формулам [10, с.174]:

$$X_{\text{ЦЭН}} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i \cdot P_{P,i}}{\sum_{i=1}^n P_{P,i}}; \quad (26)$$

$$Y_{\text{ЦЭН}} = \frac{\sum_{i=1}^n y_i \cdot P_{P,i}}{\sum_{i=1}^n P_{P,i}}, \quad (27)$$

где  $x_i, y_i$  – координаты объекта предприятия на генеральном плане.

Найдём числители и знаменатели в формулах 26 и 27:

$$\sum_{i=1}^n x_i \cdot P_{P,i} = 2845,15 \cdot 569,8 + 137,22 \cdot 54,6 + 95,27 \cdot 596,4 + 5768,86 \cdot 291,2 + 241,99 \cdot 184,8 + 1815,28 \cdot 260,4 + 193,46 \cdot 63 + 4179,18 \cdot 420 + 926,34 \cdot 497 + 1711,14 \cdot 539 + 500,14 \cdot 397,6 + 882,69 \cdot 645,4 + 1281,84 \cdot 645,4 + 566,95 \cdot 306,6 + 267,41 \cdot 54,6 = 8819304,24 \text{ кВт} \cdot \text{м};$$

$$\sum_{i=1}^n y_i \cdot P_{P,i} = 2845,15 \cdot 40,6 + 137,22 \cdot 60,2 + 95,27 \cdot 333,2 + 5768,86 \cdot 51,8 + 241,99 \cdot 361,2 + 1815,28 \cdot 186,2 + 193,46 \cdot 357 + 4179,18 \cdot 182 + 926,34 \cdot 320,6 + 1711,14 \cdot 194,6 + 500,14 \cdot 320,6 + 882,69 \cdot 194,6 + 1281,84 \cdot 124,6 + 566,95 \cdot 324,8 + 267,41 \cdot 152,6 + 3062092,39 \text{ кВт} \cdot \text{м};$$

$$\sum_{i=1}^n P_{P,i} = 2845,15 + 137,22 + 95,27 + 5768,86 + 241,99 + 1815,28 + 193,46 + 4179,18 + 926,34 + 1711,14 + 500,14 + 882,69 + 1281,84 + 566,95 + 267,41 = 21451,61 \text{ кВт}.$$

				130302.2019.780.00.00 ПЗ			Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			25

Тогда по формулам 26 и 27 получаем (значения округляем до целых):

$$X_{\text{цЭН}} = \frac{8819304,24 \text{ кВт} \cdot \text{м}}{21451,61 \text{ кВт}} = 411 \text{ м};$$

$$Y_{\text{цЭН}} = \frac{3062092,39 \text{ кВт} \cdot \text{м}}{21451,61 \text{ кВт}} = 143 \text{ м}.$$

#### Выводы по разделу один

В данном разделе был проведён расчёт электрических активных, реактивных нагрузок по подробно рассматриваемому цеху, а также по объектам завода в целом. Исходя из расчётов была составлена картограмма электрических нагрузок. Центр электрических нагрузок приходится на точку, которая расположена на территории механо-сборочного цеха, где невозможно построить ГПП. Вблизи данной точки с южной стороны также нет необходимого места. Исходя из данных условий постройка ГПП намечается в более свободном от застроек месте со смещением в сторону источника питания. Также выбранное место положения ГПП согласуется с розой ветров. Данный фактор уменьшает интенсивность загрязнений оборудования ГПП со стороны завода.

					130302.2019.780.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		26

## 2 ВЫБОР ТИПА, ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОДСТАНЦИЙ

### 2.1 Расчёт нагрузок при питании объекта от соседней ТП

Рассмотрим на генеральном плане объекты 2 и 15. Объект 2 – административно-бытовой корпус, его расчётная полная нагрузка невелика (до 300 кВ·А) и составляет 142,2 кВ·А (согласно таблице 1). Необходимо рассмотреть целесообразность подключения данного объекта от ТП, которая расположена в комбинате питания, по следующему соотношению [11, с.72]:

$$S_{P.ц.} \cdot L \leq 15000 \text{ кВ} \cdot \text{А} \cdot \text{м}, \quad (28)$$

где  $S_{P.ц.}$  – полная расчётная мощность объекта, который необходимо запитать от ТП соседнего объекта, кВ·А,

$L$  – расстояние между НРП запитываемого объекта от ТП соседнего объекта, м.

По генеральному плану предприятия определим расстояние между НРП АБК и ТП комбината питания:  $L=60$  м. Исходя из этого получаем:

$$142,2 \text{ кВ} \cdot \text{А} \cdot 60 \text{ м} = 8532 \text{ кВ} \cdot \text{А} \cdot \text{м} < 15000 \text{ кВ} \cdot \text{А} \cdot \text{м}.$$

Следовательно, АБК целесообразно запитать от ТП, расположенной в комбинате питания.

Аналогичные расчёты проводим для склада (расчётная полная нагрузка составляет 93,41 кВ·А), который предполагается запитать от ТП насосной станции (расстояние между ними 55 м):

$$93,41 \text{ кВ} \cdot \text{А} \cdot 55 \text{ м} = 5137,55 \text{ кВ} \cdot \text{А} \cdot \text{м} < 15000 \text{ кВ} \cdot \text{А} \cdot \text{м}.$$

Склад также экономически целесообразно запитать от соседней ТП.

Теперь необходимо вычислить расчётную нагрузку на шинах ТП, которая складывается из нагрузок АБК и комбината питания. Для этого вычислим средневзвешенные коэффициент использования и эффективное число электроприёмников по следующим формулам (выводятся из формул 6 и 7 соответственно):

$$K_{и.св.} = \frac{\sum_{i=2;15} P_{cp.i}}{\sum_{i=2;15} P_{н.i}}; \quad (29)$$

									Лист
									27
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	130302.2019.780.00.00 ПЗ				

$$n_{\text{э.св}} = \frac{\left[ \sum_{i=1;15} P_{\text{н.и}} \right]^2}{\sum_{i=1;15} \left[ \frac{P_{\text{н.и}}^2}{n_{\text{э.и}}} \right]}. \quad (30)$$

По формулам 29 и 30 получаем искомые значения:

$$K_{\text{и.св.}} = \frac{(80+258) \text{ кВт}}{(320+430) \text{ кВт}} = 0,45;$$

$$n_{\text{э.св}} = \frac{(320+430)^2 \text{ кВт}^2}{\frac{320^2 \text{ кВт}^2}{29} + \frac{430^2 \text{ кВт}^2}{50}} = 77,8.$$

По [1, табл. 2, с.22] определим расчётный коэффициент по активной мощности и по известным формулам вычислим расчётную силовую активную и реактивную мощности на шинах ТП, а также полную расчётную мощность, при этом к расчётным нагрузкам прибавляем соответствующие расчётные мощности освещения АБК и комбината питания:

$$P_{\text{р.ТП-2}} = 0,73 \cdot (80+258) \text{ кВт} + 54,82 \text{ кВт} + 48,11 \text{ кВт} = 349,67 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{р.ТП-2}} = 0,73 \cdot (93,53 + 227,53) \text{ квар} + 13,74 \text{ квар} + 12,06 \text{ квар} = 260,17 \text{ квар};$$

$$S_{\text{р.ТП-2}} = \sqrt{349,67^2 + 260,17^2} = 435,84 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Подобным образом вычисляется расчётная нагрузка на шинах ТП для склада и насосной.

## 2.2 Определение числа и мощности трансформаторов цеховой ТП

Исходной величиной для определения мощности трансформаторной подстанции является экономически целесообразная мощность трансформаторов  $S_{\text{т.э.}}$ , которая зависит от удельной плотности электрической нагрузки цеха [7, с.140]:

$$\sigma_i = \frac{S_{\text{р.и}}}{F_i}, \quad (31)$$

где  $F_i$  – площадь объекта, на котором устанавливается ТП, м<sup>2</sup>,

$S_{\text{р.и}}$  – расчётная мощность объекта (или группы объектов), кВ·А.

Например, для РМЦ по формуле 31 получаем:

$$\sigma_{(РМЦ)} = \frac{701,42 \text{ кВ} \cdot \text{А}}{2383,36 \text{ м}^2} = 0,29.$$

По [7, стр.140] экономически целесообразная мощность трансформаторов ТП:

$$S_{Т.Э.(РМЦ)} = 1250 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Расчётное количество трансформаторов, устанавливаемых на ТП определяется по формуле [7, с.140]:

$$N_{ТР.i}^{расч.} = \frac{P_{P.i}}{K_{з.доп.i} \cdot S_{Т.н.i}}, \quad (32)$$

где  $K_{з.доп.i}$  – допустимый коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме, который принимается равным 0,7 для объектов I и II категории электроснабжения и равным 1 для потребителей III категории согласно [7, с.139] [8, с.31],

$S_{Т.н.i}$  – выбранная номинальная мощность трансформаторов ТП, кВ·А.

Нагрузка РМЦ относится ко II категории электроснабжения. По формуле 32 для РМЦ получаем расчётное значение:

$$N_{ТР(РМЦ)}^{расч.} = \frac{566,95 \text{ кВт}}{0,7 \cdot 1250} = 0,65.$$

Округляем полученное значение до целого числа и получаем:

$$N_{ТР.(РМЦ)}^{расч.} = 1.$$

Расчётное количество трансформаторов не удовлетворяет условию бесперебойности электроснабжения электроприёмников II категории. Поэтому для установки на ТП РМЦ принимаем количество трансформаторов, равное двум. При этом мощность одного трансформатора принимается по следующему условию [9, с.105]:

$$S_{ТР.н.i} \geq \frac{P_{P.i}}{N_{ТР} \cdot K_{з.доп.}}, \quad (33)$$

где  $P_{P.i}$  – расчётная активная мощность, приходящаяся на ТП, кВт,

$N_{ТР}$  – принятое количество трансформаторов на ТП.



Для РМЦ по соотношению 33 получаем:

$$S_{\text{ТР.Н. (РМЦ)}} \geq \frac{566,95 \text{ кВт}}{2 \cdot 0,7} = 404,96 \text{ кВт}.$$

Округляем вычисленное значение до ближайшего большего из шкалы номинальных мощностей силовых трансформаторов и принимаем для установки два трансформатора единичной мощностью 630 кВ·А:

$$S_{\text{ТР.Н. (РМЦ)}} = 630 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Трансформаторную подстанцию выполняем пристраиваемой к наружной стене здания РМЦ, т.к. для установки её внутри помещения нет места. Тип трансформатора определяется из условий [12, п.4.2.118]. Для установки в данном цехе принимаем трансформатор типа ТМГ. Масса масла составляет 370 кг [24], что позволяет без ограничений установить два трансформатора в пристроенном к цеху помещении.

Параметры выбранного трансформатора указаны ниже в таблице.

Таблица 4 – Параметры силового трансформатора ТМГ-630

Потери холостого хода трансформатора $\Delta P_{\text{х.х.}}$ , кВт	Потери короткого замыкания трансформатора $\Delta P_{\text{к.з.}}$ , кВт	Ток холостого хода трансформатора $I_{\text{х.х.}}$ , %	Напряжение короткого замыкания трансформатора $U_{\text{к.з.}}$ , %
1,00	7,6	0,7	5,5

Выбранный трансформатор необходимо проверить на пропускную способность реактивной мощности в сеть 0,4 кВ. Из условия допустимой нагрузки величина наибольшей реактивной мощности, которую трансформатор может передать в сеть 0,4 кВ рассчитывается по формуле [4, с.197]:

$$Q_{1.p.i} = \sqrt{(N_{\text{ТР}} \cdot K_{3,\text{ДОП.}} \cdot S_{\text{ТР.Н.и}})^2 - P_{\text{P.i}}^2} \quad (34)$$

По формуле 34 для РМЦ получаем:

$$Q_{1.p.1} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 566,95^2} = 675,64 \text{ квар}.$$

Величина наибольшей реактивной мощности, которую трансформатор может передать в сеть 0,4 кВ в РМЦ больше, чем расчётная реактивная нагрузка цеха. Установка компенсирующих устройств не требуется. Величина реактивной мощности  $Q_1$  приравнивается расчётной  $Q_{1.p.}$ :

$$Q_{1.14} = Q_{1.p.14} = 412,98 \text{ квар}.$$

Рассмотрим иной случай, когда трансформаторы не могут пропустить всю расчётную реактивную мощность объекта. Например, в сталелитейном цехе (ТП 4):

– расчётная реактивная мощность  $Q_{p,4}=1600,2$  квар;

– наибольшая расчётная реактивная мощность, пропускаемая трансформаторами составляет  $Q_{1,p,4}=276,54$  квар, что больше расчётной реактивной мощности цеха.

Исходя из вышеизложенного, реальная величина реактивной нагрузки трансформатора составляет:

$$Q_{1,4}=Q_{1,p,4}=276,54 \text{ квар.}$$

В данном случае необходимо установить низковольтную конденсаторную батарею на шинах ТП, которая станет источником необходимой реактивной мощности. Мощность её рассчитывается по формуле [9, с.105]:

$$Q_{к.н.i}=Q_{1,p,i}-Q_{1,i}. \quad (35)$$

Для сталелитейного цеха по формуле 35 получаем:

$$Q_{к.н.4}=1600,2-276,54=1323,66 \text{ квар.}$$

В дальнейшем данная величина по рассмотренному цеху и по другим объектам будут использованы при расчёте компенсации реактивной мощности по заводу.

Фактические коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах определяются по формулам [9, с.106]:

$$K_{з.ф.i}=\frac{\sqrt{P_{p,i}^2+Q_{1,i}^2}}{N_T \cdot S_{Т.н}}; \quad (36)$$

$$K_{з.п.а.i}=\frac{\sqrt{P_{p,i}^2+Q_{1,i}^2}}{(N_{ТР,i}-1) \cdot S_{ТР.н}}; \quad (37)$$

Для РМЦ по формулам 36 и 37 получаем:

$$K_{з.ф.14}=\frac{\sqrt{566,95^2 \text{ кВт}^2+412,98^2 \text{ кВт}^2}}{2 \cdot 630 \text{ кВ} \cdot \text{А}}=0,56;$$

$$K_{з.п.а.14}=\frac{\sqrt{566,95^2 \text{ кВт}^2+412,98^2 \text{ кВт}^2}}{(2-1) \cdot 630 \text{ кВ} \cdot \text{А}}=1,11;$$

Коэффициенты загрузки трансформатора не превышает допустимых значений.

										Лист
										31
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

130302.2019.780.00.00 ПЗ

### 2.3 Расчёт потерь в трансформаторах

Для дальнейших расчётов необходимо определить потери в трансформаторах, т. к. они учитываются при расчёте реактивной нагрузки на шинах 10 кВ ГПП.

Реактивные потери в трансформаторе рассчитываются по следующей формуле [4, с.208]:

$$\Delta Q_{\text{ТР.i}} = N_{\text{ТР.i}} \cdot (I_{\text{xx.i,\%}} + K_{\text{3.Ф.i}}^2 \cdot U_{\text{кз.i,\%}}) \cdot \frac{S_{\text{ТР.Н.i}}}{100}, \quad (38)$$

где  $I_{\text{xx.i,\%}}$  – ток холостого хода, %;

$U_{\text{кз.i,\%}}$  – напряжение короткого замыкания, %.

Например, для трансформаторов, установленных на ТП-14 ремонтно-механического цеха по формуле 38 получаем:

$$\Delta Q_{\text{ТР.14}} = 2 \cdot (1,6\% + 0,56^2 \cdot 5,5) \cdot \frac{630 \text{ кВ} \cdot \text{А}}{100\%} = 30,3 \text{ квар.}$$

Активные потери трансформатора определяются по формуле [22, с.96]:

$$\Delta P_{\text{ТР.i}} = N_{\text{ТР.i}} \cdot (\Delta P_{\text{xx.i}} + K_{\text{3.Ф.i}}^2 \cdot \Delta P_{\text{кз.i}}) \quad (39)$$

где  $\Delta P_{\text{xx.i}}$  – активные потери холостого хода трансформатора, кВт;

$\Delta P_{\text{кз.i}}$  – активные потери короткого замыкания трансформатора, кВт.

По формуле 39 для ТП-14 ремонтно-механического цеха получаем:

$$\Delta P_{\text{ТР.14}} = 2 \cdot (1 \text{ кВт} + 0,56^2 \cdot 7,6 \text{ кВт}) = 6,71 \text{ кВт.}$$

Для остальных ТП расчёты проводятся аналогично и результаты сводим в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчёт и выбор цеховых трансформаторов

№ ТП	Наименование объектов и узлов системы электроснабжения промышленного предприятия	Категория потребителей	Расчётная активная нагрузка $P_p$ , кВт	Расчётная реактивная нагрузка $Q_p$ , квар	Полная расчётная нагрузка $S_p$ , кВ·А	Площадь объекта $F_p$ , м <sup>2</sup>	Удельная плотность нагрузки $\sigma$ , кВ·А/м <sup>2</sup>	Экономически целесообразная мощность трансформатора, $S_{э.т.}$ , кВ·А	Тип трансформатора	Номинальная мощность трансформатора $S_{н.т.1}$ , кВ·А	Количество трансформаторов на ТП $n_p$ , шт	Допустимый коэффициент загрузки $K_{з.д.1}$	Возможная реактивная нагрузка $Q_{1p}$ , квар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	1. Гальванический цех	II	1025,2	830	1319	10293,9	0,13	1000	ТМГ	1000	2	0,7	953,4
2	2. Административно-бытовой корпус	II	349,7	260,2	435,8	-	0,15	1000	ТМГ	400	2	0,7	437,4
	15. Комбинат питания	II				2830,2							
3	3. Склад	III	1009	630,5	1189,8	-	0,61	2500	ТМГ	1000	2	0,7	970,6
	9. Насосная	I				1936,5							
4	4. Сталелитейный цех	II	2222,9	1600,2	2738,9	11760	0,23	1600	ТМГ	1600	2	0,7	276,5
5	5. Дерево-обрабатывающий цех	II	242	222,3	328,6	2665,6	0,12	800	ТМГ	400	2	0,7	505,0
6	6. Станкостроительный цех	II	1815,3	1551,8	2388,2	7448	0,32	2000	ТМГ	1600	2	0,7	1312,4
7	7. Центральная заводская лаборатория	II	193,5	171,5	258,5	3724	0,07	500	ТМГ	400	2	0,7	525,5
9	8. Механо-сборочный цех	II	4179,2	3606,7	5520,3	10976	0,50	2500	ТМГ	1600	4	0,7	1614
10	10. Турбокомпрессорная	I	1711,1	1268,2	2129,9	2234,4	0,95	2500	ТМГ	1600	2	0,7	1445,5
11	11. Вентиляционный цех	II	500,1	418,3	652	2649,9	0,25	1600	ТМГ	400	2	0,7	251,9
12	12. Очистные сооружения	II	882,7	642,8	1091,9	2830,2	0,39	2500	ТМГ	1000	2	0,7	1086,7
13	13. Кислородная станция	II	336,8	199	391,2	1936,5	0,20	1250	ТМГ	400	2	0,7	447,4
14	14. Ремонтно-механический цех	II	567	413	701,4	2383,4	0,29	2000	ТМГ	630	2	0,7	675,6

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

130302.2019.780.00.00 ПЗ

Окончание таблицы 5

№ ТП	Наименование объектов и узлов системы электроснабжения промышленного предприятия	Реальная величина реактивной нагрузки $Q_1$ , квар	Мощность конденсаторных багарей $Q_k = Q_p - Q_1$ , квар	Коэффициент загрузки трансформаторов (фактический) в нормальном   послеаварийном режимах $K_{3.н.}   K_{3.а.}$	Потери XX трансформатора $\Delta P_{xx}$ , кВт	Потери КЗ трансформатора $\Delta P_{кз}$ , кВт	Ток холостого хода трансформатора $I_{х.х.}$ , %	Напряжение КЗ трансформатора $U_{кз}$ , %	Потери активной мощности трансформатора $\Delta P_T$ , кВт	Потери реактивной мощности трансформаторов $\Delta Q_T$ , квар	Активная мощность, потребляемая трансформаторами $P + \Delta P_T$ , кВт	Реактивная мощность, потребляемая трансформаторами $Q_1 + \Delta Q_T$ , кВт	Полная мощность, потребляемая трансформаторами $S_T$ , кВт·А	
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
1	1. Гальванический цех	830	0,00	0,7	1,3	1,40	10,6	0,6	5,5	12	59,8	1037,2	889,9	1366,6
2	2. Администраивно-бытовой корпус 15. Комбинат питания	260,2	0,00	0,5	1,1	0,75	5,4	0,8	4,5	4,7	17,1	354,4	277,3	450
3	3. Склад 9. Насосная	630,5	0,00	0,6	1,2	1,40	10,6	0,6	5,5	10,3	50,9	1019,3	681,5	1226,1
4	4. Сталелитейный цех	276,5	1323,7	0,7	1,4	1,95	16,5	0,5	6,0	20,1	110,1	2242,9	386,6	2276
5	5. Дерево-обрабатывающий цех	222,3	0,00	0,4	0,8	0,75	5,4	0,8	4,5	3,3	12,5	245,3	234,7	339,5
6	6. Станкостроительный цех	1312,4	239,4	0,7	1,4	1,95	16,5	0,5	6,0	20,1	110,1	1835,4	1422,5	2322,1
7	7. Центральная заводская лаборатория	171,5	0,00	0,3	0,6	0,75	5,4	0,8	4,5	2,6	10,2	196,1	181,6	267,3
9	8. Механо-сборочный цех	1614	1992,7	0,7	0,9	1,95	16,5	0,5	6,0	40,1	220,2	4219,3	1834,1	4600,7
10	10. Турбокомпрессорная	1268,2	0,00	0,7	1,3	1,95	16,5	0,5	6,0	18,5	101,1	1729,7	1369,2	2206
11	11. Вентиляционный цех	251,9	166,4	0,7	1,4	0,75	5,4	0,8	4,5	6,8	24,0	506,9	276,0	577,2
12	12. Очистные сооружения	642,8	0,00	0,5	1,1	1,40	10,6	0,6	5,5	9,1	44,8	891,8	687,6	1126,1
13	13. Кислородная станция	199	0,00	0,5	1,0	0,75	5,4	0,8	4,5	4,1	15,0	340,9	214,0	402,5
14	14. Ремонтно-механический цех	413	0,00	0,6	1,1	1,00	7,6	0,7	5,5	6,7	30,3	573,7	443,3	725
Итого по подстанциям:										158,5	806,0	15192,8	8898,2	17885

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

130302.2019.780.00.00 ПЗ

## 2.4 Расчёт нагрузки на шинах 10 кВ ГПП и выбор трансформатора ГПП

Нагрузка на шинах ГПП относится к пятому уровню электроснабжения. Расчётная нагрузка завода на шинах 10 кВ ГПП определяется по следующей формуле [1, с.20]:

$$P_{P.ГПП} = K_{O.M.} \cdot \left[ \sum_1^K P_{P.H.i} + \sum_1^L P_{P.B.i} + \sum_1^M \Delta P_{TP.i} \right] + \sum_1^N P_{P.O.i} \quad (40)$$

где  $K_{O.M.}$  – коэффициент одновременности максимумов нагрузки, определяемый по [1, табл.3];

$\sum_1^K P_{P.H.i}$  – сумма расчётных активных нагрузок на шинах 0,4 кВ каждой

ТП 10/0,4 кВ предприятия (без учёта освещения), кВт;

$\sum_1^L P_{P.B.i}$  – сумма расчётных активных нагрузок высоковольтных

электроприёмников, кВт;

$\sum_1^M \Delta P_{TP.i}$  – сумма активных потерь трансформаторов соответствующих

цеховых ТП, кВт;

$\sum_1^N P_{P.O.i}$  – сумма расчётных активных мощностей осветительной нагрузки по

каждому объекту и территории завода, кВт.

Аналогично рассчитывается реактивная мощность:

$$Q_{P.П} = K_{O.M.} \cdot \left[ \sum_1^K Q_{P.H.i} + \sum_1^L Q_{P.B.i} + \sum_1^M \Delta Q_{TP.i} \right] + \sum_1^N Q_{P.O.i} \quad (41)$$

Определим коэффициент  $K_{O.M.}$ . Число присоединений 10 кВ составляет  $n_{пр}=22$ . По таблице 1 средневзвешенный коэффициент использования по предприятию составляет  $K_{и}=0,6$ . Тогда  $K_{O.M.}=0,9$ . По формулам 40 и 41 имеем:

$$P_{P.П} = 0,9 \cdot [14232,8 + 6311 + 158,48] \text{ кВт} + 1144,47 \text{ кВт} = 19776,52 \text{ кВт};$$

$$Q_{P.П} = 0,9 \cdot [11651,44 + 2010,26 + 806] \text{ квар} + 286,66 = 13307,59 \text{ квар}.$$

Полная расчётная мощность предприятия составляет:

$$S_{P.П} = \sqrt{19776,52^2 \text{ кВт}^2 + 13307,59^2 \text{ квар}^2} = 23837 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

Расчётный коэффициент реактивной мощности:

$$\operatorname{tg} \varphi_{P.П} = \frac{13307,59 \text{ квар}}{19776,52 \text{ квар}} = 0,67.$$

Учитывая, что энергосистемой задано нормируемое значение  $\operatorname{tg} \varphi_{\Sigma} = 0,4$  для сети 35 кВ и  $\operatorname{tg} \varphi_{\Sigma} = 0,5$  для сети 110 кВ [14], полная расчётная мощность предприятия, которая необходима для выбора силовых трансформаторов ГПП, определяется по формуле:

$$S_{P.П.i} = \sqrt{P_{P.П.i}^2 + Q_{\Sigma.c.i}^2}, \quad (42)$$

где  $Q_{\Sigma.c.i}$  – экономически целесообразная реактивная мощность на стороне  $i$ -го высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы.

Значение экономически целесообразной реактивной мощности можно рассчитать по известному соотношению:

$$Q_{\Sigma.c.i} = P_{P.П.i} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\Sigma.i}, \quad (43)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi_{\Sigma.i}$  – нормированное значение коэффициента реактивной мощности для  $i$  го напряжения.

По формуле 43 для питающей сети напряжением 35 кВ и 110 кВ соответственно получаем:

$$Q_{\Sigma.c.(35кВ)} = 19776,52 \cdot 0,4 = 7910,61 \text{ квар};$$

$$Q_{\Sigma.c.(110кВ)} = 19776,52 \cdot 0,5 = 9888,26 \text{ квар};$$

Соответствующие полные мощности по формуле 42:

$$S_{P.П.(35кВ)} = \sqrt{19778,98^2 \text{ кВт}^2 + 7910,61^2 \text{ квар}^2} = 21301,34 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{P.П.(110кВ)} = \sqrt{19778,98^2 \text{ кВт}^2 + 9888,26^2 \text{ квар}^2} = 22112,3 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

Различие полных мощностей является незначительным и на выбор мощности трансформатора ГПП практически не повлияет, поэтому в дальнейших расчётах будем использовать большую из них.

Вследствие преобладания на предприятии нагрузок II категории для установки на ГПП принимаем два трансформатора:  $N_T = 2$ .

									Лист
									36
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	130302.2019.780.00.00 ПЗ				

Мощность трансформаторов выбирается по условию [13, с.227]:

$$S_{Т.н.ГПП} \geq \frac{S_{р.п.}}{N_T \cdot K_{з.доп}}. \quad (44)$$

Допустимый коэффициент загрузки трансформатора принимаем равным  $K_{з.доп} = 0,7$ . Тогда по условию 44 получаем:

$$S_{Т.н.ГПП} \geq \frac{22112,3 \text{ кВ} \cdot \text{А}}{2 \cdot 0,7} = 15794,5 \text{ кВ} \cdot \text{А} = 15,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность трансформатора принимаем из стандартного ряда мощностей:

$$S_{Т.н.ГПП} = 16 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Проверим трансформатор на стойкость к ударным токам, создаваемым ДСП. Для этого рассчитаем пиковый ток по методике, рассмотренной в п.2.3 данной работы.

Суммарные расчётная высоковольтная нагрузка без учёта мощности ДСП:

$$P'_{р.вв.} = 6311 \text{ кВт} - 1530 \text{ кВт} = 4781 \text{ кВт};$$

$$Q'_{р.вв.} = 2010,26 \text{ квар} - 1560,91 \text{ квар} = 449,35 \text{ квар}.$$

Средневзвешенный коэффициент использования по предприятию без учёта ДСП составляет:

$$K'_{и.св.} = 0,62.$$

Число присоединений без ДСП составит  $n'_{пр} = 20$ . Тогда коэффициент одновременности максимумов не изменяется и составляет  $K'_{о.м.} = 0,9$ . По формуле 40 получаем расчётную активную нагрузку:

$$P'_{р.п} = 0,9 \cdot [14232,82 + 4781 + 161,19] \text{ кВт} + 1144,47 \text{ кВт} = 18402 \text{ кВт};$$

Ток, который будет протекать без учёта нагрузки ДСП на шинах 10 кВ ГПП (на каждом трансформаторе):

$$I'_{р.п} = \frac{\sqrt{18402^2 \text{ кВт}^2 + 9888,26^2 \text{ квар}^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \text{ кВ} \cdot 2} = 603 \text{ А};$$



Пусковой ток ДСП примем равным трёхкратному значению номинального тока. Определим его по формуле:

$$I_{\text{пуск.ДСП}} = 3 \cdot \frac{P_{\text{ном.ДСП}}}{\sqrt{3} \cdot 10 \text{ кВ} \cdot \cos \varphi_{\text{ном.ДСП}}}. \quad (45)$$

По формуле 45 получаем:

$$I_{\text{пуск.ДСП}} = 3 \cdot \frac{1700 \text{ кВт}}{\sqrt{3} \cdot 10 \text{ кВ} \cdot 0,7} = 420,6 \text{ А}.$$

Пиковый ток на секции шин 10 кВ ГПП будет составлять:

$$I_{\text{пик.}} = 420,6 \text{ А} + 603 \text{ А} = 1023,6 \text{ А}.$$

Согласно [15] кратность пикового тока к номинальному трансформатора не должна превышать 1,3 при числе ударных толчков от 10 до 1000 раз в сутки для трансформаторов мощностью до 25 МВ·А.

Отношение пикового тока к номинальному току трансформатора 16 МВ·А:

$$\frac{1023,6 \text{ А}}{923,76 \text{ А}} = 1,1 < 1,3.$$

Трансформатор на 16 МВ·А проходит проверку на стойкость к ударным толчкам током. Окончательно принимаем для установки трансформатор мощностью 16 МВ·А.

Выводы по разделу два

В данном разделе были выбраны трансформаторы для установки на подстанции 10/0,4 кВ типа ТМГ, выбраны их мощности, количество и рассчитаны потери в них. Также была рассчитана мощность и количество трансформаторов ГПП, проверена его стойкость к ударным токам нагрузки. Принятая мощность трансформатора ГПП составляет 16 МВ·А.

## 3 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ, СХЕМЫ И ОБОРУДОВАНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 3.1 Выбор рационального напряжения

Величину рационального напряжения определим по приближённой формуле Стилла [10, с.151]:

$$U_{\text{рац.}} = 4,34 \cdot \sqrt{L + 0,016 \cdot P_{\text{р.п.}}} \quad (46)$$

где  $L$  – расстояние от предприятия до источника питания, км;

$P_{\text{р.п.}}$  – расчётная нагрузка предприятия на шинах низкого напряжения ГПП, кВт.

По исходным данным расстояние от ГПП до подстанции энергосистемы составляет:  $L=12,5$  км. Тогда, по формуле 46 получаем:

$$U_{\text{рац.}} = 4,34 \cdot \sqrt{12,5 \text{ км} + 0,016 \cdot 19778,98 \text{ кВт}} = 78,7 \text{ кВ.}$$

Расчитанное значение рационального напряжения находится между имеющимися уровнями напряжения на подстанции энергосистемы: между 35 кВ и 110 кВ. Для окончательного выбора напряжения необходимо провести технико-экономическое сравнение двух вариантов. Для этого необходимо выбрать основное оборудование подстанции 110 кВ и 35 кВ, а также рассчитать питающие линии.

Из расчётов раздела 6 для установки принимается трансформатор мощностью 16 МВ·А. Для сети 35 кВ принимаем для установки ТДНС-16000/35, а для сети 110 кВ – ТДНС-16000/110. Технические характеристики определяем по [16].

Таблица 6 – Параметры силовых трансформаторов ТДНС-16000

№ п/п	Характеристика трансформатора	ТДНС-16000/35	ТДНС-16000/110
1	Потери холостого хода трансформатора $\Delta P_{\text{х.х.}}$ , кВт:	17	18
2	Потери короткого замыкания трансформатора $\Delta P_{\text{к.з.}}$ , кВт:	85	85
3	Ток холостого хода трансформатора $I_{\text{х.х.}}$ , %:	0,7	0,45
4	Напряжение короткого замыкания трансформатора $U_{\text{к.з.}}$ , %:	10	10,5

Дальнейшие расчёты проведём для схемы внешнего электроснабжения 35 кВ. Результаты аналогичных расчётов по схеме внешнего электроснабжения 110 кВ сведём в таблицы 9, 10 и 11.

По формулам 38 и 39 получаем соответствующие потери в трансформаторах:

$$\Delta Q_{\text{Т.ГПП}} = 2 \cdot (0,7\% + 0,7^2 \cdot 10\%) \cdot \frac{16000 \text{ кВ} \cdot \text{А}}{100\%} = 1792 \text{ квар};$$

$$\Delta P_{T, ГПП} = 2 \cdot (17 \text{ кВт} + 0,7^2 \cdot 85 \text{ кВт}) = 117,3 \text{ кВт}.$$

Годовые потери электроэнергии, кВт·ч/год, в силовых трансформаторах ГПП определяются формулой [11, с.28]:

$$\Delta W_T = N_T \cdot (\Delta P_{XX} \cdot T_B + \Delta P_{K3} \cdot K_{з.доп}^2 \cdot \tau), \quad (47)$$

где  $T_B = 8760$  ч/год – годовое число часов включения трансформатора;

$\tau$  – годовое число часов максимальных потерь активной мощности, ч/год.

Годовое число часов, максимальных потерь активной мощности определяется по формуле:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_M}{10^4} \right)^2 \cdot 8760, \quad (48)$$

где  $T_M = 4345 \frac{\text{ч}}{\text{год}}$  – годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки, которое определяется по [2, табл.2.3] (строка «Заводы станкостроения»).

По формуле 48 получаем:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{4345}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2732,44 \text{ ч/год}.$$

По формуле 47 получаем:

$$\Delta W_T = 2 \cdot (17 \text{ кВт} \cdot 8760 \text{ ч/год} + 85 \text{ кВт} \cdot 0,7^2 \cdot 2732,44 \text{ ч/год}) = 525452,16 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

Рассчитаем сечение питающей линии 35 кВ по экономической плотности тока. Для этого определим расчётный ток одной цепи линии [11, с.28]:

$$I_{P.л.} = \frac{\sqrt{(P_{P.л.} + \Delta P_{T, ГПП})^2 + Q_{э.с.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot N_T}, \quad (49)$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение рассматриваемого варианта электроснабжения, кВ.

Ток в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$I_{П.л.} = 2 \cdot I_{P.л.} \quad (50)$$

Экономически целесообразное сечение (расчётное) проводника линии определяется формулой [12, п.1.3.25]:

$$F_{Э.р.} = \frac{I_{р.л.}}{j_{эк}} \quad (51)$$

где  $j_{эк} = 1,1 \text{ А/мм}^2$  – экономическая плотность тока, которая принимается по [12, п.1.3.27, табл.1.3.36] в зависимости от типа проводника и числа часов использования максимума нагрузки в год. Значение принято для алюминиевых неизолированных проводов при  $3000 \text{ ч} < T_M < 5000 \text{ ч}$ .

По формулам 49, 50 и 51 получаем:

$$I_{р.л.} = \frac{\sqrt{(19778,98 + 117,3)^2 \text{ кВт}^2 + 7911,59^2 \text{ квар}^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \text{ кВ} \cdot 2} = 176,6 \text{ А};$$

$$I_{п.л.} = 2 \cdot 175,7 \text{ А} = 353,2 \text{ А};$$

$$F_{Э.р.} = \frac{176,6}{1,1} = 160,5 \text{ мм}^2.$$

Принимаем ближайшее стандартное сечение проводника линии:

$$F = 150 \text{ мм}^2.$$

В качестве проводника используем сталеалюминиевый провод марки АС 150/24. Параметры линий по [3, табл.43.9] и [12, табл.1.3.29] представлены в таблице ниже.

Таблица 7 – Параметры ВЛ 35 кВ с проводами типа АС-150/24

Активное сопротивление линии $r_0$ , Ом/км	0,194
Реактивное сопротивление линии $x_0$ , Ом/км	0,393
Реактивная проводимость линии $b_0 \cdot 10^{-6}$ , См/км	2,9
Длительно допустимый ток $I_{л.доп.}$ , А	450

Согласно таблице 3 выбранное сечение линии может длительно пропускать ток как нормального, так и послеаварийного режима:

$$I_{л.доп.} = 450 \text{ А} > I_{п.л.} = 353,2 \text{ А} > I_{р.л.} = 176,6 \text{ А}.$$

Потери активной энергии в проводах линии за год, кВт·ч/год, определяется по формуле [11, с.28]:

$$\Delta W_{\text{л}} = N_{\text{л}} \cdot (3 \cdot I_{\text{р.л.}}^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot \tau), \quad (52)$$

где  $N_{\text{л}}=2$  – количество линий;

$L$  – длина линии, км, которая принимается равной расстоянию от предприятия до подстанции энергосистемы.

По формуле 52 получаем:

$$\Delta W_{\text{л}} = 2 \cdot (3 \cdot 176,6^2 \text{ A}^2 \cdot 0,194 \text{ Ом/км} \cdot 12,5 \text{ км} \cdot 2732,44 \text{ ч/год}) = 1239918,4 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

### 3.2 Расчёт токов коротких замыканий для схемы 35 кВ

Рассчитаем токи короткого замыкания в начале и конце линии по методике, изложенной в [18–19]. Формулы, используемые в расчётах ниже, а также принятые допущения и другие величины взяты из тех же источников. Расчётная схема представлена на рисунке ниже. В данной схеме учитываем активное сопротивление линии, т. к. оно больше, чем 30% от индуктивного сопротивления этой же линии:

$$r_{0,\text{л}} = 0,194 \text{ Ом} > 0,3 \cdot x_{0,\text{л}} = 0,117 \text{ Ом}.$$

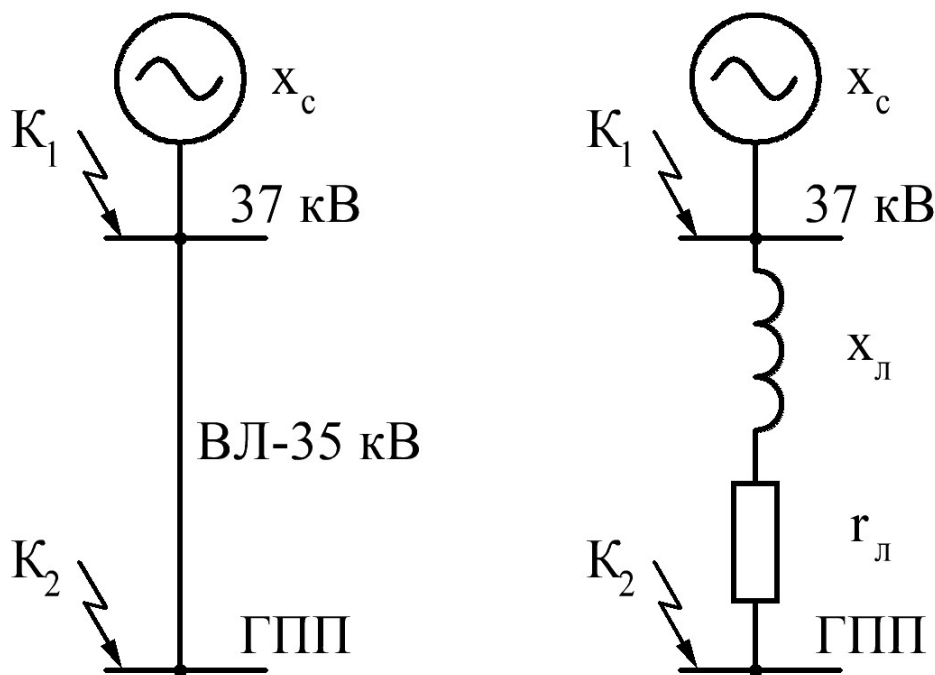


Рисунок 1 – Расчётная схема и схема замещения для расчёта КЗ

Базисную мощность принимаем равной:

$$S_6 = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

За базисное напряжение принимаем среднее значение ступени, на которой рассчитывается ток КЗ:

$$U_6 = 37 \text{ кВ}.$$

Расчёт будем проводить в относительных единицах. Сопротивления линии рассчитываются по формулам:

$$x_{\text{Л}} = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_{\text{СР.Л.}}^2}, \quad (53)$$

$$r_{\text{Л}} = r_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_{\text{СР.Л.}}^2}, \quad (54)$$

где  $U_{\text{СР.Л.}} = 37 \text{ кВ}$  – среднее напряжение линии.

Сопротивление энергосистемы определяется по формуле:

$$x_{\text{С}} = \frac{S_6}{S_{\text{К.С.}}}, \quad (55)$$

где  $S_{\text{К.С.}} = 800 \text{ МВ} \cdot \text{А}$  – мощность короткого замыкания на шинах 35 кВ энергосистемы согласно исходным данным.

По формулам 53-55 получаем:

$$x_{\text{Л}} = 0,393 \text{ Ом/км} \cdot 12,5 \text{ м} \cdot \frac{1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}}{37^2} = 3,588;$$

$$r_{\text{Л}} = 0,194 \text{ Ом/км} \cdot 12,5 \text{ м} \cdot \frac{1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}}{37^2} = 1,771;$$

$$x_{\text{С}} = \frac{1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}}{800 \text{ МВ} \cdot \text{А}} = 1,25.$$

Короткое замыкание считаем удалённым, тогда ток короткого замыкания в точке К1 определяется формулой:

$$I_{K1} = I_{П.\tau} = I_{П.0} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma} \cdot x_C}. \quad (56)$$

По формуле 56 получаем:

$$I_{K1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 1,25} = 12,48 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания определяется формулой:

$$i_{уд.i} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{Ki}, \quad (57)$$

где  $K_y$  – коэффициент ударного тока, определяемый по [5, табл.5-4].

Для точки К1  $K_y = 1,72$ . По формуле 57 получаем:

$$i_{уд.1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 12,48 \text{ кА} = 30,36 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая в момент времени  $\tau$  рассчитывается по формуле:

$$i_{a.\tau.i} = \sqrt{2} \cdot I_{Ki} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a.i}}}, \quad (58)$$

где  $T_{a.i}$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей, с, которая определяется по [19].

Для точки К1  $T_{a.1} = 0,03$  с, а для К2  $T_{a.2} = 0,05$  с.

Для точки К2 проводим аналогичные расчёты и получаем:

$$I_{K2} = \frac{1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}}{\sqrt{3} \cdot 37 \text{ кВ} \cdot \sqrt{(1,25 + 3,59)^2 + 1,77^2}} = 3,03 \text{ кА};$$

$$i_{уд.2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3,03 = 7,71 \text{ кА};$$

Главную понизительную подстанцию предполагается выполнить комплектной. Для выбора оборудования подстанции используется каталог типовых решений завода «Электроцит Самара» [20].

В качестве схемы ГПП выбираем схему 4Н, как для питания от энергосистемы на напряжении 110 кВ, так и для 35 кВ. Схемы представлены на рисунках ниже.

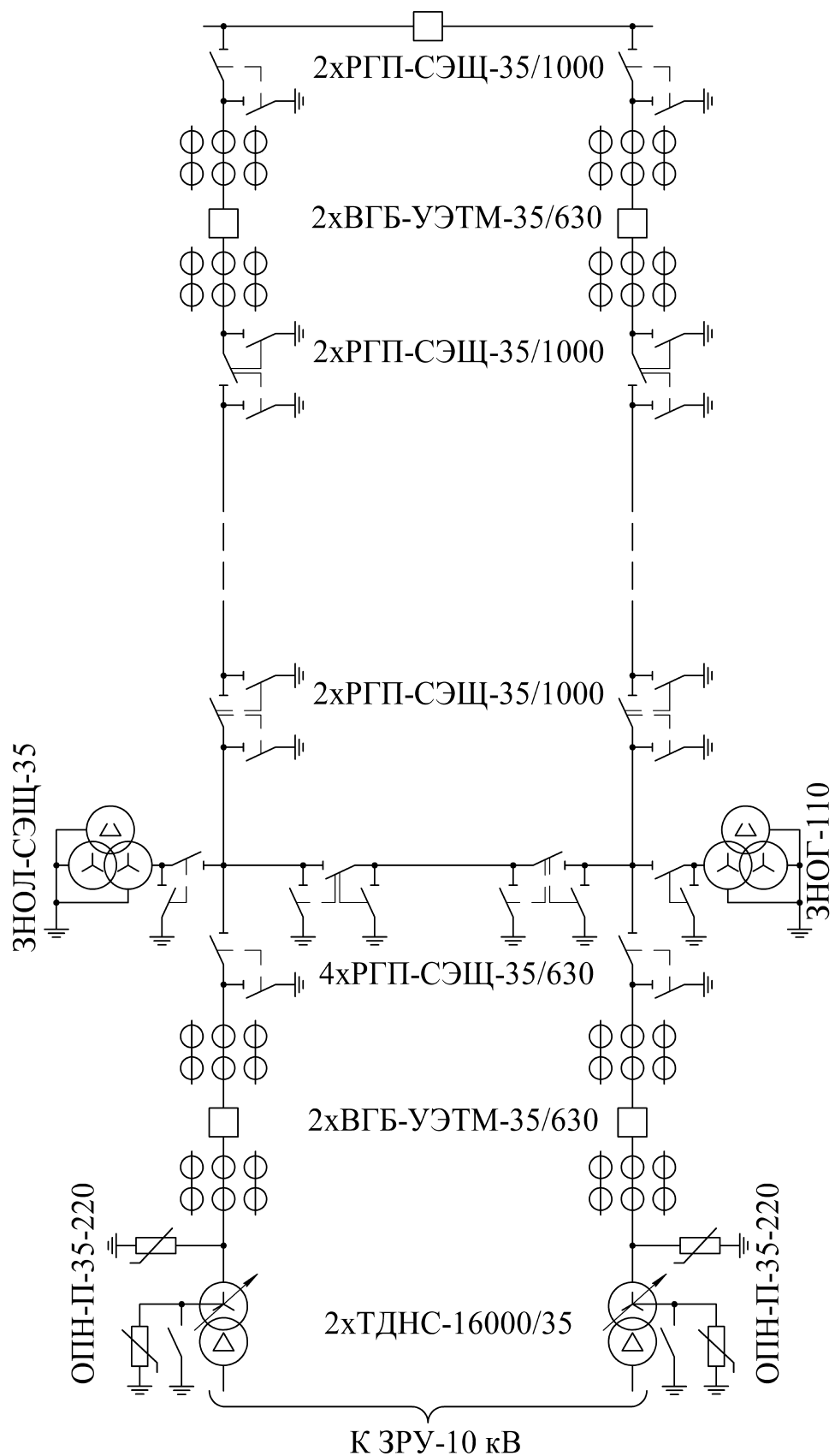


Рисунок 2 – Схема внешнего электроснабжения 35-4Н

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

130302.2019.780.00.00 ПЗ

Лист

45



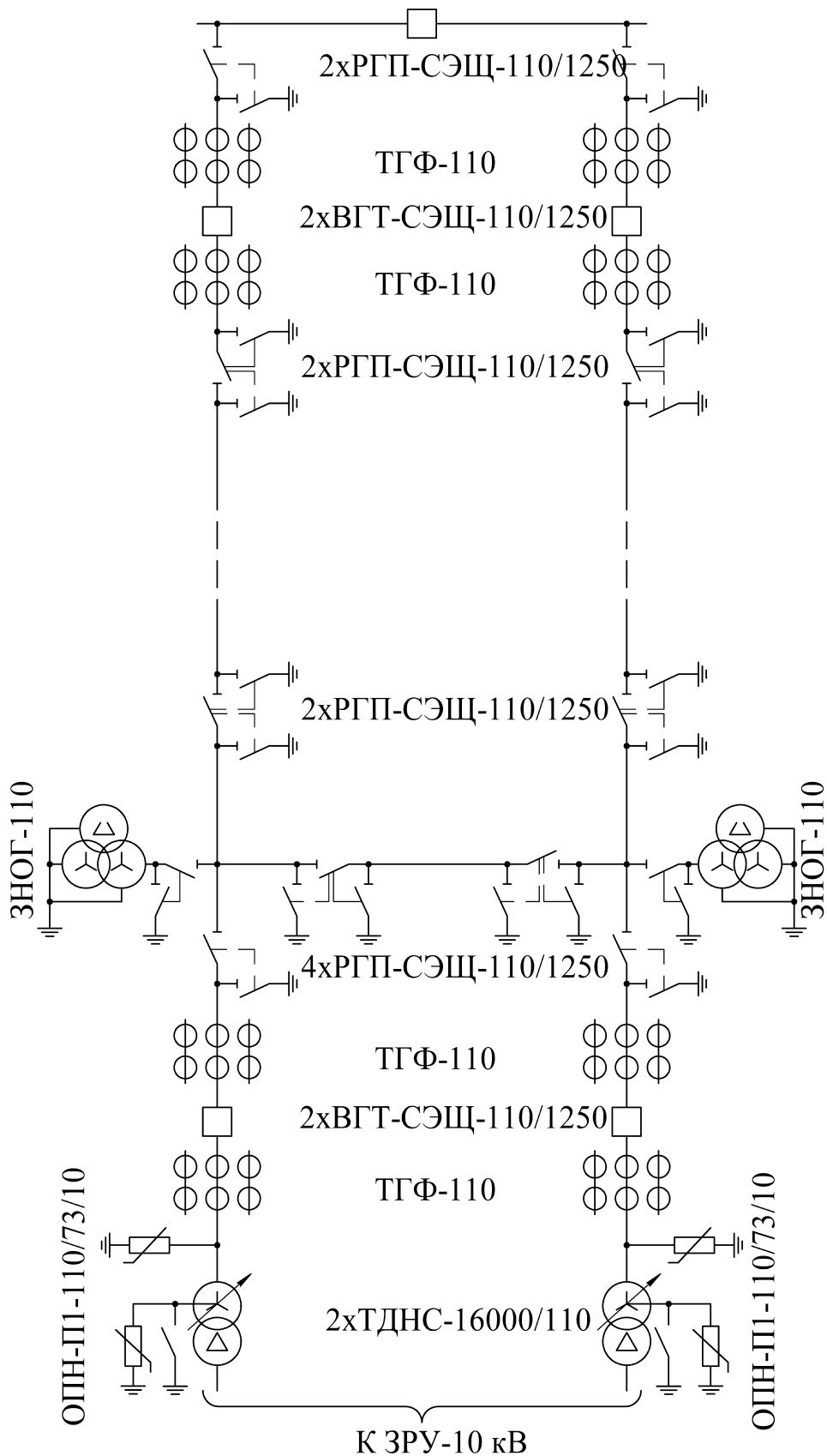


Рисунок 3 – Схема внешнего электроснабжения 110-4Н

Данная схема обеспечивает резервирование на стороне высокого напряжения электроприёмников II категории, при этом перевод на резервный источник

питания (на оставшуюся в работе ЛЭП) осуществляется дежурным персоналом предприятия. Также данная схема позволяет выводить в ремонт электрооборудование без нарушения электроснабжения.

### 3.3 Выбор коммутационной и защитной аппаратуры

В качестве силового выключателя на вводе 35 кВ ГПП и отходящей линии на подстанции энергосистемы выбираем ВГБ-УЭТМ-35 – выключатель элегазовый наружной установки (на 630 А). Необходимые технические параметры представлены ниже [20].

Таблица 8 – Технические параметры ВГБ-УЭТМ-35

№ п/п	Параметр	Значение
1	Номинальное напряжение $U_{н.а}$ , кВ	35
2	Наибольшее рабочее напряжение $U_{нб.а}$ , кВ	40,5
3	Номинальный ток $I_{н.а}$ , А	630
4	Номинальный ток отключения $I_{н.о.а}$ , кА	12,5
5	Номинальное относительное содержание апериодической составляющей $\beta_{н.а}$ , %	32
6	Сквозной ток КЗ, кА: наибольший пик (ток электродинамической стойкости $i_{дин.а}$ )	35
	трехсекундный ток термической стойкости $I_{тер.а}$ , $t_{тер.а} = 5$ с	12,5
7	Собственное время отключения $t_{с.в.}$ , с	$0,04 \pm 0,005$
8	Полное время отключения, с	0,06

Выключатель должен быть проверен по условиям, представленным ниже.

Проверка по номинальному напряжению:

$$U_y \leq U_{н.а} \quad (59)$$

где  $U_y = 35$  кВ – напряжение электроустановки (РУ-35 кВ ГПП и ПС энергосистемы), на которую устанавливается выключатель.

Проверка условия:  $35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$ .

Вывод: выключатель удовлетворяет данному критерию.

Проверка по номинальному току выполняется для максимального тока, который возможен через данный выключатель (например при ремонтном режиме, послеаварийном и т. п.):

$$i_{\max} \leq i_{н.а.} \quad (60)$$

При выходе из строя одного из трансформаторов ГПП или отключении отходящей линии 35 кВ от ПС энергосистемы, второй трансформатор и вторая линия будет нести всю нагрузку предприятия. Максимальный ток через выключатели в данном случае примем как для послеаварийного режима, рассчитанного ранее.

Проверяем условие:  $347,15 \text{ А} \leq 630 \text{ А}$ .

Вывод: выключатели удовлетворяет данному критерию.

Проверка отключающей способности периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{п} \leq I_{н.о.а} \quad (61)$$

Проверяем:

– для ввода ГПП:  $3,22 \text{ кА} < 12,5 \text{ кА}$ .

– для выключателя отходящей линии ПС энергосистемы:  $12,48 \text{ кА} < 12,5 \text{ кА}$ .

Вывод: выключатели удовлетворяет данному критерию.

Проверка отключающей способности аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{а.τ} \leq i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о.а} \cdot \frac{\beta_{н.а}}{100} \quad (62)$$

Время  $\tau$  определяется как:

$$\tau = t_{з.мин} + t_{с.в.}, \quad (63)$$

где  $t_{з.мин} = 0,01 \text{ с}$  – минимальное время срабатывания релейной защиты.

По формуле 63 получаем:

$$\tau = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с}.$$

По формуле 58 для  $\tau = 0,05 \text{ с}$ :

– для ввода ГПП:

$$i_{а.τ=0,05с} = \sqrt{2} \cdot 3,03 \text{ кА} \cdot e^{-\frac{0,05}{0,05}} = 1,58 \text{ кА}.$$

– для выключателя отходящей линии ПС энергосистемы:

$$i_{а.τ=0,05с} = \sqrt{2} \cdot 12,48 \text{ кА} \cdot e^{-\frac{0,05}{0,03}} = 3,33 \text{ кА}.$$

Из условия 62:

$$i_{апер.ном.а} = \sqrt{2} \cdot 12,5 \text{ кА} \cdot \frac{32\%}{100\%} = 5,66 \text{ кА}.$$

Проверка по условию 62:

– для ввода ГПП: 1,58 кА < 5,66 кА.

– для выключателя отходящей линии ПС энергосистемы: 3,33 кА < 5,66 кА.

Проверка отключающей способности полного тока КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{п.т} + i_{а.т} \leq \sqrt{2} \cdot I_{н.о.а} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{н.а}}{100}\right) \quad (64)$$

Из условия 64 получаем номинальную отключающую способность выключателя при отключении полного тока КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot 12,5 \text{ кА} \cdot \left(1 + \frac{32\%}{100\%}\right) = 23,33 \text{ кА};$$

– для ввода ГПП:

$$\sqrt{2} \cdot I_{п.т} + i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot 3,03 \text{ кА} + 1,58 \text{ кА} = 5,86 \text{ кА};$$

– для выключателя отходящей линии ПС энергосистемы:

$$\sqrt{2} \cdot I_{п.т} + i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot 12,48 \text{ кА} + 3,33 \text{ кА} = 20,99 \text{ кА};$$

Проверка по условию 62:

– для ввода ГПП: 5,86 кА < 23,33 кА.

– для выключателя отходящей линии ПС энергосистемы: 20,99 кА < 23,33 кА.

Вывод: выключатели удовлетворяет данному критерию.

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} \leq i_{дин.а} \quad (65)$$

Проверка по условию 65:

– для ввода ГПП: 7,71 кА < 35 кА.

– для выключателя отходящей линии ПС энергосистемы: 30,36 кА < 35 кА.

Вывод: выключатели удовлетворяет данному критерию.

Проверка на термическую стойкость по тепловому импульсу тока:

$$B_K \leq B_{К.доп} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}. \quad (66)$$

Импульс квадратичного тока  $V_K$ ,  $\text{kA}^2 \cdot \text{c}$ , определяется формулой:

$$V_K = I_{\text{п.т}}^2 \cdot (t_3 + t_{\text{с.в.}} + T_a) \quad (67)$$

где  $t_3$  – время срабатывания защиты, с, для ввода ГПП примем 2,9 с, для отходящей линии ПС энергосистемы 3,3 с.

По формуле 65 получаем:

– для ввода ГПП:

$$V_K = 3,03^2 \text{ kA}^2 \cdot (2,9 \text{ c} + 0,04 \text{ c} + 0,05 \text{ c}) = 27,42 \text{ kA}^2 \cdot \text{c}.$$

– для выключателя отходящей линии ПС энергосистемы:

$$V_K = 12,48^2 \text{ kA}^2 \cdot (3,3 + 0,04 + 0,03) = 525,15 \text{ kA}^2 \cdot \text{c}.$$

Из условия 66:

$$V_{K.\text{доп}} = 12,5^2 \cdot 5 = 781,25 \text{ kA}^2 \cdot \text{c}.$$

Проверка по условию 64:

– для ввода ГПП:  $27,42 \text{ kA}^2 \cdot \text{c} < 781,25 \text{ kA}^2 \cdot \text{c}$ ;

– для выключателя ПС энергосистемы:  $525,15 \text{ kA}^2 \cdot \text{c} < 528,3 \text{ kA}^2 \cdot \text{c}$ .

Вывод: выключатели удовлетворяют данному критерию.

В качестве разъединителей выбираем РГП-СЭЦ-35/630 на вводе 35 кВ ГПП. Необходимые параметры представлены в таблице ниже.

Таблица 9 – Технические параметры РГП-СЭЦ-35

№ п/п	Параметр	Значение (для РГП-СЭЦ-35/630)	Значение (для РГП-СЭЦ-35/1000)
1	Номинальный ток $I_{\text{н.а}}$ , А	630	1000
2	Номинальное напряжение $U_{\text{н.а}}$ , кВ	35	
3	Наибольшее рабочее напряжение $U_{\text{нб.а}}$ , кВ	40,5	
4	Ток термической стойкости $I_{\text{тер.а}}$ , кА	10	20
5	Максимальное время протекания тока термической стойкости $t_{\text{тер.а}}$ , с	3	
6	Ток электродинамической стойкости $i_{\text{дин.а}}$ , кА	25	50

Разъединители выбираются по условиям 59, 60, 65, 66. Результаты проверки разъединителей и выключателей сведем в таблицы 10 и 11. В ходе проверки разъединителей в начале отходящей линии от энергосистемы разъединители не прошли проверку на электродинамическую и термическую стойкость, поэтому для установки были выбраны разъединители РГП-СЭЩ-35/1000. Его технические параметры представлены в таблице 6.

Таблица 10 – Сводные данные по проверке коммутационных аппаратов на стороне ввода 35 кВ ГПП

Критерий	Расчётные величины в точке К2	Паспортные данные выключателей ВГБ-УЭТМ-35/630	Паспортные данные разъединителей РГП-СЭЩ-35/630
$U_y \leq U_{н.а.}$	$U_y = 35$ кВ;	$U_{н.а.} = 35$ кВ;	$U_{н.а.} = 35$ кВ;
$i_{\max} \leq i_{н.а.}$ ;	$i_{\max} \leq 353,2$ А;	$I_{н.а.} = 630$ А;	$I_{н.а.} = 630$ А;
$I_{п.} \leq I_{н.о.а.}$	$I_{п.} = 3,22$ кА;	$I_{н.о.а.} = 12,5$ кА;	-
$i_{а.т.} \leq i_{а.ном.}$ ;	$i_{а.т.} = 1,58$ кА;	$i_{апер.ном.а.} = 5,66$ кА;	-
$\sqrt{2} \cdot I_{п.т.} + i_{а.т.} \leq \sqrt{2} \cdot I_{н.о.а.} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{н.а.}}{100}\right)$	$\sqrt{2} \cdot I_{п.т.} + i_{а.т.} = 5,86$ кА;	$\sqrt{2} \cdot I_{н.о.а.} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{н.а.}}{100}\right) = 23,33$ кА;	-
$i_{уд.} \leq i_{дин.а.}$ ;	$i_{уд.} = 7,71$ кА;	$i_{дин.а.} = 35$ кА;	$i_{дин.а.} = 25$ кА;
$B_K \leq B_{К.доп} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер.}$ ;	$B_K = 27,42$ кА <sup>2</sup> ·с;	$B_{К.доп} = 781,25$ кА <sup>2</sup> ·с;	$B_{К.доп} = 300$ кА <sup>2</sup> ·с;

Таблица 11 – Сводные данные по проверке коммутационных аппаратов на стороне отходящей линии 35 кВ энергосистемы

Критерий	Расчётные величины в точке К1	Паспортные данные выключателей ВГБ-УЭТМ-35/630	Паспортные данные разъединителей РГП-СЭЩ-35/1000
$U_y \leq U_{н.а.}$	$U_y = 35$ кВ;	$U_{н.а.} = 35$ кВ;	$U_{н.а.} = 35$ кВ;
$i_{\max} \leq i_{н.а.}$ ;	$i_{\max} \leq 353,2$ А;	$I_{н.а.} = 630$ А;	$I_{н.а.} = 1000$ А;
$I_{п.} \leq I_{н.о.а.}$	$I_{п.} = 12,48$ кА;	$I_{н.о.а.} = 12,5$ кА;	-
$i_{а.т.} \leq i_{а.ном.}$ ;	$i_{а.т.} = 3,33$ кА;	$i_{апер.ном.а.} = 5,66$ кА;	-
$\sqrt{2} \cdot I_{п.т.} + i_{а.т.} \leq \sqrt{2} \cdot I_{н.о.а.} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{н.а.}}{100}\right)$	$\sqrt{2} \cdot I_{п.т.} + i_{а.т.} = 20,99$ кА;	$\sqrt{2} \cdot I_{н.о.а.} \times \left(1 + \frac{\beta_{н.а.}}{100}\right) = 23,33$ кА;	-
$i_{уд.} \leq i_{дин.а.}$ ;	$i_{уд.} = 30,36$ кА;	$i_{дин.а.} = 35$ кА;	$i_{дин.а.} = 50$ кА;
$B_K \leq B_{К.доп} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер.}$ ;	$B_K = 525,15$ кА <sup>2</sup> ·с;	$B_{К.доп} = 781,25$ кА <sup>2</sup> ·с;	$B_{К.доп} = 1200$ кА <sup>2</sup> ·с;

### 3.4 Результаты расчётов и выбор аппаратуры для схемы 110 кВ

Для схемы 110 кВ проводятся аналогичные расчёты. Результаты вычислений занесены в таблицы ниже.

Таблица 12 – Результаты аналогичных расчётов для сети 110 кВ

Потери в силовом трансформаторе:	
– активные:	$\Delta P_{Т.ГПП} = 2 \cdot (18 \text{ кВт} + 0,7^2 \cdot 85 \text{ кВт}) = 119,3 \text{ кВт};$
– реактивные:	$\Delta Q_{Т.ГПП} = 2 \cdot (0,45\% + 0,7^2 \cdot 10,5\%) \cdot \frac{16 \text{ МВ} \cdot \text{А}}{100\%} = 1790,4 \text{ квар};$
– годовые потери ЭЭ:	$\Delta W_{Т} = 2 \cdot (18 \text{ кВт} \cdot 8760 \text{ ч} + 85 \text{ кВт} \cdot 0,7^2 \cdot 2732,44 \text{ ч}) = 542972,2 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{год};$
Расчёт питающей линии:	
– расчётный ток линии:	$I_{р.л.} = \frac{22220,34 \text{ кВ} \cdot \text{А}}{\sqrt{3} \cdot 110 \text{ кВ} \cdot 2} = 58,31 \text{ А};$
– послеаварийный ток:	$I_{р.л.} = 2 \cdot 58,31 \text{ А} = 116,63 \text{ А};$
– расчётное сечение:	$F_{\text{э.р.}} = \frac{116,63 \text{ А}}{1}, 1 = 52,12 \text{ мм}^2;$
– принятое сечение:	$F = 70 \text{ мм}^2;$
– допустимый длительный ток:	$I_{\text{доп.}} = 265 \text{ А};$
– погонные сопротивления:	$r_0 = 0,420 \text{ Ом}/\text{км};$ $x_0 = 0,441 \text{ Ом}/\text{км};$ $b_0 = 2,57 \cdot 10^{-6} \text{ См}/\text{км};$
– потери ЭЭ в линии:	$\Delta W_{л} = 2 \cdot (3 \cdot 58,31^2 \text{ А}^2 \cdot 0,420 \text{ Ом}/\text{км} \cdot 12,5 \text{ км} \cdot 2732,44 \text{ ч}) = 292681,9 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{год};$

Таблица 13 – Сводные данные по проверке коммутационных аппаратов на стороне ввода 110 кВ ГПП

Критерий	Расчётные величины в точке К2	Паспортные данные выключателей ВГТ-СЭЦ-110/1250	Паспортные данные разъединителей РГП-СЭЦ-110/1250
$U_y \leq U_{н.а.}$	$U_y = 110 \text{ кВ};$	$U_y = 110 \text{ кВ};$	$U_y = 110 \text{ кВ};$
$i_{\text{макс}} \leq i_{н.а.};$	$i_{\text{макс}} = 116,63 \text{ А};$	$I_{н.а.} = 1250 \text{ А};$	$I_{н.а.} = 1250 \text{ А};$
$I_{п.} \leq I_{н.о.а.}$	$I_{п.} = 5,44 \text{ кА};$	$I_{н.о.а.} = 25 \text{ кА};$	-
$i_{а.т.} \leq i_{а.ном.};$	$i_{а.т.} = 2,83 \text{ кА};$	$i_{\text{апер.ном.а.}} = 14,14 \text{ кА};$	-
$\sqrt{2} \cdot I_{п.т.} + i_{а.т.} \leq \sqrt{2} \cdot I_{н.о.а.} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{н.а.}}{100}\right)$	$\sqrt{2} \cdot I_{п.т.} + i_{а.т.} = 10,52 \text{ кА};$	$\sqrt{2} \cdot I_{н.о.а.} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{н.а.}}{100}\right) = 49,5 \text{ кА};$	-
$i_{уд.} \leq i_{\text{дин.а.}};$	$i_{уд.} = 13,84 \text{ кА};$	$i_{\text{дин.а.}} = 102 \text{ кА};$	$i_{\text{дин.а.}} = 80 \text{ кА};$
$B_{к.} \leq B_{к.доп.} = I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер.}};$	$B_{к.} = 85,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$B_{к.доп.} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$B_{к.доп.} = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

Таблица 14 – Сводные данные по проверке коммутационных аппаратов на стороне отходящей линии 110 кВ энергосистемы

Критерий	Расчётные величины в точке К1	Паспортные данные выключателей ВГТ-СЭЩ-110/1250	Паспортные данные разъединителей РГП-СЭЩ-35/630
$U_y \leq U_{н.а}$	$U_y = 110$ кВ;	$U_y = 110$ кВ;	$U_y = 110$ кВ;
$i_{\text{макс}} \leq i_{н.а.};$	$i_{\text{макс}} \leq 116,63$ А;	$I_{н.а.} = 1250$ А;	$I_{н.а.} = 1250$ А;
$I_{\text{п}} \leq I_{н.о.а}$	$I_{\text{п}} = 12,05$ кА;	$I_{н.о.а} = 25$ кА;	-
$i_{а.т} \leq i_{а.ном};$	$i_{а.т} = 3,22$ кА;	$i_{\text{апер.ном.а}} = 14,14$ кА;	-
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{п.т}} + i_{а.т} \leq \sqrt{2} \cdot I_{н.о.а} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{н.а}}{100}\right)$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{п.т}} + i_{а.т} = 20,26$ кА;	$\sqrt{2} \cdot I_{н.о.а} \times \left(1 + \frac{\beta_{н.а}}{100}\right) = 49,5$ кА;	-
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин.а}};$	$i_{\text{уд}} = 29,31$ кА;	$i_{\text{дин.а}} = 102$ кА;	$i_{\text{дин.а}} = 80$ кА;
$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.доп}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}};$	$B_{\text{к}} = 489,26$ кА <sup>2</sup> ·с;	$B_{\text{к.доп}} = 1875$ кА <sup>2</sup> ·с;	$B_{\text{к.доп}} = 2976$ кА <sup>2</sup> ·с;

### Выводы по разделу три

В данном разделе было выбрано основное высоковольтное оборудование 35 и 110 кВ. Данное оборудование было проверено по необходимым условиям: коммутационная способность, электродинамическая и термическая стойкость, а также по параметрам нормального и послеаварийного режима.



#### 4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Годовые приведённые затраты вычисляем по выражениям [11, с.29]:

$$З = \sum_{i=1}^n E_i \cdot K_i + C_3 + Y; \quad (68)$$

$$E_i = E_H + E_{ai} + E_{Oi}, \quad (69)$$

где  $E_i$  – общие ежегодные отчисления от капитальных вложений, о.е.;

$E_H = 0,12$  – нормативный коэффициент эффективности, о.е./год;

$E_{ai}$  – коэффициент отчислений на амортизацию, о.е./год;

$E_{Oi}$  – коэффициент расходов на обслуживание и ремонты, о.е./год;

$K_i$  – сумма капитальных затрат  $i$ -ой группы одинаковых элементов, руб;

$C_3$  – стоимость годовых потерь электроэнергии в рассматриваемых вариантах, руб/год;

$Y$  – народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения, руб/год, принимаются равными для обеих вариантов, поэтому из расчётов исключается.

В таблице 15 представлены укрупнённые показатели стоимости основного оборудования 35 кВ и 110 кВ. Стоимость ячейки выключателя учитывает установленное оборудование (выключатель, разъединитель, трансформаторы тока и напряжения, разрядники), панели управления, защиты и автоматики, установленные в ОПУ, кабельное хозяйство в пределах комплекта и до панелей ОПУ, а также строительные и монтажные работы [25].

Таблица 15 – Укрупнённые показатели стоимости оборудования

Оборудование	Базисная цена (тыс. руб) × кол-во (шт.) × И <sub>ИСС<math>\frac{2019}{2000}</math></sub>	
	для ОРУ-35	для ОРУ-110
Ячейка выключателя	$188 \times 4 \times 4,58 = 3444,16$	$6580 \times 4 \times 4,58 = 120545,6$
Ячейка трансформатора 16 МВ·А	$3478 \times 2 \times 4,58 = 31858,48$	$5546 \times 2 \times 4,58 = 50801,36$
Итого	35302,64	171346,96

Определим стоимость потерь электроэнергии исходя из действующих тарифов на электроэнергию [26], представленных в таблице 16.

Таблица 16 – Действующие тарифы на электроэнергию

Напряжение, кВ	Плата за договорную или присоединенную мощность, руб/кВт·мес		Плата за потреблённую мощность, руб/кВт·ч	
	$\alpha_M = \alpha_{\text{СЕТ}} + \alpha_{\text{ГЕН}}$		$\beta_M = \beta_{\text{СЕТ}} + \beta_{\text{ГЕН}}$	
	$\alpha_{\text{СЕТ}}$	$\alpha_{\text{ГЕН}}$	$\beta_{\text{СЕТ}}$	$\beta_{\text{ГЕН}}$
110	1665,44		1,4516	
	1002,96	662,48	0,0949	1,3566
35	2324,4799		1,7056	
	1661,99	662,48	0,3489	1,3566

Годовая удельная стоимость потерь электроэнергии рассчитывается исходя из действующих тарифов на электроэнергию по следующей формуле [11, с.30]:

$$C_{\text{о.э.}} = \beta + \frac{\alpha_M \cdot 12}{T_M}, \quad (70)$$

Подставляя известные величины в формулу 70 получаем для сети 35 кВ:

$$C_{\text{о.э.}} = 1,7056 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}} + \frac{1665,4450 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{мес}} \cdot 12 \text{ мес}}{4345 \frac{\text{ч}}{\text{год}}} = 8,1253 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Общая стоимость потерь электроэнергии (издержки) в сети 35 кВ определяется формулой:

$$C_{\text{э}} = I_{\text{э}} = (\Delta W_{\text{Л}} + \Delta W_{\text{Т}}) \cdot C_{\text{о.э.}}. \quad (71)$$

По формуле 71 для сети напряжением 35 кВ получаем:

$$C_{\text{э}} = (1239918,37 + 525452,16) \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}} \cdot 8,1253 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}} = 14\,344\,160 \frac{\text{руб}}{\text{год}}.$$

Рассчитаем общие ежегодные отчисления от капитальных вложений по формуле 69 для ячейки выключателя ОРУ-35:

$$E_{\text{выкл}} = 0,12 + 0,067 + 0,059 = 0,246 \text{ год}^{-1}.$$

Аналогичное значение получается и для трансформаторов. В качестве капитальных затрат принимаем стоимость оборудования (по таблице 15).

Также рассчитаем приведённые затраты на свободностоящую двуцепную ЛЭП 35 кВ и 110 кВ по укрупнённым показателям. Результаты вычислений сведём в таблицу 17.

Таблица 17 – Результаты расчётов приведённых затрат на ЛЭП

Показатели	35 кВ	110 кВ
	$K_{\text{ЛЭП}} = \text{Базисная цена (тыс. руб./км)} \times \text{Длина линии (км)} \times I_{\text{ИСС}} \frac{2019}{2000},$ тыс. руб	$1\,307 \times 12,5 \times 4,58 =$ $= 74\,825,75$
$E_{\text{ЛЭП}} = E_{\text{H}} + E_{\text{ai}} + E_{\text{oi}}, \text{ год}^{-1}$	$0,12 + 0,067 + 0,008 = 0,198$	
Приведённые затраты $Z_{\text{ЛЭП}} = E_{\text{ЛЭП}} \cdot K_{\text{ЛЭП}}, \text{ тыс. руб./год}$	14 815,498	16 946,675

По формуле 68 для схемы внешнего электроснабжения 35 кВ получаем:

$$Z = (3444,160 + 31858,48) \cdot 10^3 \text{ руб} \cdot 0,246 \text{ год}^{-1} + 14\,815\,498 \frac{\text{руб}}{\text{год}} + 14\,344\,160 \frac{\text{руб}}{\text{год}} =$$

$$= 37\,844\,108 \frac{\text{руб}}{\text{год}}.$$

Проведем аналогичные расчёты и для сети 110 кВ. Результаты вычислений сведём в таблицу 18.

Таблица 18 – Технико-экономические показатели рассматриваемых вариантов

Напряжение сети	Капитальные затраты, тыс.руб.	Удельная стоимость годовых потерь ЭЭ, руб/кВт·ч	Общая стоимость потерь ЭЭ, руб/год	Приведённые затраты на электрооборудование, руб/год	Приведённые затраты, руб/год
35 кВ	110 128,390	8,1253	14 344 160,51	23 499 947,94	37 844 108,45
110 кВ	256 935,710	6,0512	6 789 937,76	59 097 924,66	65 887 862,42

Оценим соотношение приведённых затрат:

$$\frac{65\,887\,862,42 \text{ руб/год} - 37\,844\,108,45 \text{ руб/год}}{65\,887\,862,42 \text{ руб/год}} \cdot 100\% = 43\%$$

Приведённые затраты на схему электроснабжения 110 кВ превышают приведённые затраты на схему электроснабжения напряжением 35 кВ на 43%. Принята схема электроснабжения напряжением 35 кВ.

#### Выводы по разделу четыре

Из анализа таблицы 15 следует, что стоимость потерь электроэнергии в сети 35 кВ больше стоимости потерь в сети 110 кВ, однако приведённые затраты на оборудование в сети 110 кВ значительно выше, чем в сети 35 кВ, что и определяет на много большие общие приведённые затраты при варианте электроснабжения 110 кВ. Напряжение внешнего электроснабжения завода принято равным 35 кВ.

					130302.2019.780.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		57

## 5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ. РАСЧЁТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ

Внутреннее электроснабжение промышленных предприятий в основном выполняется по радиальным, магистральным и смешанным схемам. Радиальные схемы используются для электроснабжения объектов предприятия, находящихся в разных направлениях от источника питания [8, п.6.3.10]. Питание индивидуальных электроприёмников 10 кВ (двигателей, печей) следует выполнять радиальными кабельными линиями подстанции [8, п.6.3.11].

Питание цеховых ТП 10/0,4 кВ может выполняться как по радиальной, так и по магистральной схеме. К одной магистрали в данном случае могут быть подключены до трёх трансформаторов мощностью 1000 кВ·А или два трансформатора мощностью 1600 кВ·А [8, п.6.3.11]. При питании от одной магистрали трансформаторов мощностью 630 кВ·А и менее данное ограничение не применяется.

Для питания цеховых подстанций которые питают II категорию приёмников по бесперебойности электроснабжения была выбрана двойная сквозная магистральная схема. При этом обеспечивается экономичность схемы и обеспечение питанием электроприёмников согласно их категории.

Распределительную сеть промышленного предприятия рекомендуется выполнять на напряжении 10 кВ, когда отсутствует значительное количество электроприёмников напряжением 6 кВ. В нашем случае имеются приёмники 10 кВ и отсутствуют приёмники на 6 кВ. Следовательно, для предприятия было выбрано напряжение 10 кВ.

Из анализа генерального плана предприятия и выбранного места расположения ГПП было рассмотрено два разных варианта прокладки траншеи и подключения объектов 1, 4, 6, 8, 10, 12 и 13 к магистралям. Сравнимые варианты представлены на листе 4 графической части. В ходе сравнения было принято допущение, что возможен перенос цеховой подстанции в пределах цеха в сторону источника питания (в сторону кабельной трассы).

### 5.1 Расчёт и выбор питающих кабелей сравниваемых вариантов

Необходимо определить соответствующие нагрузки в характерных точках для выбора питающих кабелей.

Расчёт питающих линий двухтрансформаторных подстанций определяется по полной мощности одного трансформатора с учётом принятого коэффициента загрузки [11, стр.54]:

$$I_{p.k.} = \frac{S_{T.HOM.} \cdot K_{з.н.}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (72)$$

Следует учитывать, что при магистральной схеме ток в начале магистрали складывается из всех токов ТП, которые подключены к ней. Проведём расчёт магистрали на примере первого сравниваемого варианта для обеспечения энергией подстанций ТП-6 и ТП-4. Обе подстанции имеют мощность каждого трансформатора 1600 кВ·А, тогда по формуле 72 получаем:

$$I_{p.k.(ТП-6-ТП-4)} = \frac{1600 \text{ кВ} \cdot \text{А} \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot 10 \text{ кВ}} = 64,7 \text{ А}.$$

С учётом того, что к магистрали подключены два трансформатора по 1600 кВ·А то на участке магистрали ГПП – ТП-4 получаем ток кабеля:

$$I_{p.k.(ГПП-ТП-6)} = 2 \cdot 64,7 \text{ А} = 129,4 \text{ А}.$$

Выбор сечения производится по экономической плотности тока [12, гл.1.3, п.25–32]:

$$F = \frac{I_{p.k.}}{J_{эK}} \quad (73)$$

где  $F$  – сечение кабеля, мм<sup>2</sup>;

$J_{эK}$  – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм<sup>2</sup>.

Примем, что годовое число часов использования максимума нагрузки  $T_m = 4345$  ч. [2, стр.46]. Тогда согласно [12, табл.1.3.36] экономическая плотность тока для кабелей с бумажной изоляцией с алюминиевыми жилами  $j_{эK} = 1,4$  А/мм<sup>2</sup>. По формуле 73 получаем расчётное сечение жилы кабеля для участка магистрали ГПП – ТП-6:

$$F_{расч.(ГПП-ТП-6)} = \frac{129,4 \text{ А}}{1,4 \text{ А/мм}^2} = 92,4 \text{ мм}^2.$$

Принимаем ближайшее стандартное сечение кабеля [12, п.1.3.25]:

$$F = 95 \text{ мм}^2.$$

Выбираем кабель ААШв 3х95. Кабель с алюминиевыми жилами, в алюминиевой оболочке с защитным покровом в виде шланга из поливинилхлоридного пластиката. Фазная и поясная бумажная изоляция, пропитанная вязким или нестекающим пропиточным составом. Кабели предназначены для эксплуатации в земле (траншеях) с низкой, средней и высокой коррозионной активностью с наличием или отсутствием блуждающих токов, если в процессе эксплуатации кабели не подвергаются растягивающим усилиям. Данный кабель в полной мере удовлетворяет условиям данной работы [21].

Фактически допустимый ток кабеля с учётом условий его прокладки рассчитывается по формуле [5, стр.55]:

$$I_{\text{доп.ф}} = K_{\text{П}} \cdot K_{\text{т}} \cdot I_{\text{дл.доп}} \quad (74)$$

где  $K_{\text{П}}$  – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [6, п.1.3.10];

$K_{\text{т}}$  – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель (для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией [6, п.1.3.9]);

$I_{\text{дл.доп}}$  – длительно допустимый ток, определяемый по [6, табл.1.3.16].

Для выбранного кабеля по [6, табл.1.3.16]  $I_{\text{дл.доп}} = 205$  А. Примем, что температура грунта составляет  $+15^{\circ}\text{C}$ , тогда  $K_{\text{т}} = 1$ . Данный кабель предполагается прокладывать в траншее вместе с другими кабелями (высоковольтная нагрузка завода) с расстоянием между ними в свету 100 мм, общее число кабелей в траншее составит 4 шт. При данных условиях кабелей [6, табл.1.3.26]  $K_{\text{П}} = 0,8$ . По формуле 74 получаем:

$$I_{\text{доп.ф}} = 1 \cdot 0,8 \cdot 205 \text{ А} = 164 \text{ А}.$$

При выходе из строя одного из кабелей, второй будет нести двойную нагрузку, послеаварийный ток которой составляет:

$$I_{\text{па.к}} = 2 \cdot I_{\text{р.к}} \quad (75)$$

Послеаварийный ток по формуле 75 составит:

$$I_{\text{па.к}} = 2 \cdot 129,4 \text{ А} = 258,8 \text{ А}.$$

Согласно [12, п.1.3.6, табл.1.3.2] на время ликвидации послеаварийного режима допускается перегрузка кабеля на 20% в течение 5 суток (при принятой длительности максимума 6 ч). Проверим кабель на перегрузочную способность:

$$I_{\text{доп.па}} = 1,2 \cdot 164 \text{ А} = 196,8 \text{ А} < 258,8 \text{ А}.$$

Кабель выбранного сечения не проходит проверку на перегрузочную способность. Окончательно выберем кабель сечением 150 мм<sup>2</sup>. Параметры кабеля определяем по [3, табл.51.1, табл.51.2] и заносим в таблицу 19. Аналогичные расчёты проводим для участка ТП-6 – ТП-4, а также для остальных магистралей.

												Лист
												60
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата								

130302.2019.780.00.00 ПЗ

Таблица 19 – Выбор кабелей для первого варианта внутреннего электроснабжения

Линия	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	Нагрузка в норм. режиме $I_{p.к.}$ , А	Нагрузка в п/авар. режиме $I_{п.к.}$ , А	$F_{эк}$ , мм <sup>2</sup>	$F_r$ , мм <sup>2</sup>	$F$ , мм <sup>2</sup>	Тип и количество кабелей и способ прокладки	$I_{доп.}$ , А	$K_{п.}$ , о.е.	$K_r$ , о.е.	$K_{па.}$ , о.е.	$I_{доп.ф.}$	$I_{доп.па}$	$L$ , км	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$\Delta U$ , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
ГПП – ТП-6	4078,3	1809,1	129,3	258,7	92,4	-	150	2хААШв (3х150), в траншее	275	0,8	1	1,2	220	264	0,155	0,206	0,079	0,15
ТП-6 – ТП-4	2242,9	386,6	64,7	129,3	46,2	-	50	2хААШв (3х50), в траншее	140	0,8	1	1,2	112	134,4	0,135	0,620	0,090	0,19
ГПП – ТП-8	4219,3	1834,1	129,3	258,7	92,4	-	150	2хААШв (3х150), в траншее	275	0,8	1	1,2	220	264	0,310	0,206	0,079	0,31
ТП-8 – ТП-9	2109,7	917,1	64,7	129,3	46,2	-	50	2хААШв (3х50), в траншее	140	0,8	1	1,2	112	134,4	0,050	0,620	0,090	0,07
ГПП – ТП-10	1729,7	1369,2	64,7	129,3	46,2	-	50	2хААШв (3х50), в траншее	140	0,8	1	1,2	112	134,4	0,455	0,620	0,090	0,54
ГПП – ТП-12	2272,6	2048,9	97,0	194,0	69,3	-	95	2хААШв (3х95), в траншее	205	0,8	1	1,2	164	196,8	0,570	0,326	0,083	0,52
ТП-12 – ТП-13	1380,8	1361,3	56,6	113,2	40,4	-	50	2хААШв (3х50), в траншее	140	0,8	1	1,2	112	134,4	0,055	0,620	0,090	0,05
ТП-13 – ТП-1	1037,2	889,9	40,4	80,8	28,9	-	25	2хААШв (3х25), в траншее	90	1	1	1,2	75	90	0,070	1,240	0,099	0,10

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

130302.2019.780.00.00 ПЗ



Магистраль необходимо проверить на потери напряжения по следующей формуле [10, с.403]:

$$\Delta U_i\% = \frac{P_{P.i} \cdot r_{0.i} \cdot l_i + Q_{P.i} \cdot x_{0.i} \cdot l_i}{U^2} \cdot 100\%, \quad (76)$$

где  $P_{P.i}$  – расчётная активная мощность, протекающая по  $i$ -му участку магистрали, кВт;

$l_i$  – длина  $i$ -го участка магистрали, км;

$Q_{P.i}$  – расчётная реактивная мощность, протекающая по  $i$ -му участку магистрали, квар;

$U=10000$  В – напряжение в точке присоединения.

Для участков магистрали ГПП – ТП-6 и ТП-6 – ТП-4 были выбраны кабели сечением  $150 \text{ мм}^2$  и  $50 \text{ мм}^2$  соответственно. Подставляя известные величины из таблицы 2 в формулу 76 получаем потерю напряжения на участке магистрали ГПП – ТП-6:

$$\Delta U\%_{\text{ГПП-ТП-6}} = \left( \frac{4078,28 \cdot 10^3 \text{ Вт} \cdot 0,206 \text{ Ом/км} \cdot 0,155 \text{ км}}{10000^2 \text{ В}^2} + \frac{1809,1 \cdot 10^3 \text{ вар} \cdot 0,079 \text{ Ом/км} \cdot 0,155 \text{ км}}{10000^2 \text{ В}^2} \right) \cdot 100\% = 0,15\%;$$

На участке магистрали ТП-6 – ТП-4:

$$\Delta U\%_{\text{ТП-6-ТП-4}} = \left( \frac{2242,93 \cdot 10^3 \text{ Вт} \cdot 0,620 \text{ Ом/км} \cdot 0,135 \text{ км}}{10000^2 \text{ В}^2} + \frac{386,62 \cdot 10^3 \text{ вар} \cdot 0,090 \text{ Ом/км} \cdot 0,135 \text{ км}}{10000^2 \text{ В}^2} \right) \cdot 100\% = 0,19\%;$$

Потеря напряжения в конце магистрали:

$$\Delta U_{\Sigma} = 0,15\% + 0,19\% = 0,34\%$$

Потеря напряжения не превышает 5%. Данные кабели проходят проверку.

Для второго варианта внутреннего электроснабжения завода проводим аналогичные расчёты и результаты заносим в таблицу 20.

					130302.2019.780.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		62

Таблица 20 – Выбор кабелей для второго варианта внутреннего электроснабжения

Линия	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	Нагрузка в норм. режиме $I_{p.к.}$ , А	Нагрузка в п/авар. режиме $I_{п.к.}$ , А	$F_{эк}$ , мм <sup>2</sup>	$F_{r}$ , мм <sup>2</sup>	$F$ , мм <sup>2</sup>	Тип и количество кабелей и способ прокладки	$I_{доп.}$ , А	$K_{п}$ , о.е.	$K_{r}$ , о.е.	$K_{па}$ , о.е.	$I_{доп.ф.}$	$I_{доп.па}$	$L$ , км	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$\Delta U$ , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
ГПП – ТП-4	3623,7	1747,9	121,2	242,5	86,60	-	150	2хААШв (3х150), в траншее	275	0,8	1	1,2	220	264	0,267	0,206	0,079	0,24
ТП-4 – ТП-1	1037,2	889,86	40,41	80,8	28,87	-	25	2хААШв (3х25), в траншее	90	0,8	1	1,2	72	86,4	0,375	1,240	0,099	0,52
ТП-1 – ТП-13	343,63	471,41	16,17	32,3	11,55	-	16	2хААШв (3х16), в траншее	75	0,8	1	1,2	60	72,0	0,070	1,940	0,113	0,05
ГПП – ТП-6	3945	2339,5	129,3	258,7	92,38	-	150	2хААШв (3х150), в траншее	275	0,8	1	1,2	220	264	0,145	0,206	0,079	0,14
ТП-6 – ТП-8	2109,7	917,06	64,66	129,3	46,19	-	50	2хААШв (3х50), в траншее	140	0,8	1	1,2	112	134,4	0,160	0,620	0,090	0,22
ГПП – ТП-9	3839,3	2286,3	129,3	258,7	92,38	-	150	2хААШв (3х150), в траншее	275	0,8	1	1,2	220	264	0,360	0,206	0,079	0,35
ТП-9 – ТП-10	1729,7	1369,2	64,66	129,3	46,19	-	50	2хААШв (3х50), в траншее	140	0,8	1	1,2	112	134,4	0,100	0,620	0,090	0,12
ГПП – ТП-12	891,8	687,59	40,41	80,8	28,87	-	25	2хААШв (3х25), в траншее	90	1	1	1,2	90	108	0,570	1,240	0,099	0,67

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

130302.2019.780.00.00 ПЗ

## 5.2 Расчёт приведённых затрат на создание кабельных трасс

Приведём перечень капитальных затрат, необходимых для создания кабельной трассы [27–28]. Данные представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Перечень капитальных затрат на создание кабельной трассы

№ п/п	Вид работ или материал	Стоимость
1	Разработка грунта, руб/м	200
2	Прокладка кабеля до 16 мм.кв, руб/м	200
3	Прокладка кабеля свыше 16 мм.кв до 35 мм.кв, руб/м	250
4	Прокладка кабеля свыше 35 мм.кв до 95 мм.кв, руб/м	350
5	Прокладка кабеля свыше 95 мм.кв до 240 мм.кв, руб/м	420
6	Устройство песчаной подушки для кабеля, руб/м	100
7	Устройство уплотняемых трамбовками слоёв, руб/м	80
8	Обратная засыпка грунта, руб/м	110
9	Кабель ААШв 3х50, руб/м	344
10	Кабель ААШв 3х70, руб/м	431
11	Кабель ААШв 3х95, руб/м	518
12	Кабель ААШв 3х120, руб/м	598
13	Кабель ААШв 3х150, руб/м	712
14	Кабель ААШв 3х185, руб/м	820
15	Кабель ААШв 3х240, руб/м	985

Приведенные затраты вычисляются по формуле:

$$Z = \sum_{i=1}^n E_i \cdot K_i; \quad (77)$$

$$E_i = E_H + E_{ai} + E_{Oi}, \quad (78)$$

Нормативный коэффициент эффективности  $E_H = 0,12$  [29, с.306] о.е./год. Амортизационные отчисления на кабели  $E_a = 0,04$  о.е./год [29, с.307]. Общие отчисления на обслуживание и ремонт кабельной линии 10 кВ  $E_O = 0,023$  о.е./год [29, с.308].

Общие отчисления от капитальных вложений составят  $E = 0,12 + 0,04 + 0,023 = 0,183$  о.е./год.

Обозначим капитальные затраты на создание траншеи, которые включают в себя пункты 1, 6, 7, 8:

$$K_{\text{транш.}} = 200 \text{ руб/м} + 100 \text{ руб/м} + 80 \text{ руб/м} + 110 \text{ руб/м} = 490 \text{ руб/м}$$

Тогда расчётные капитальные затраты на создание траншеи определяется по формуле:

$$K_{\text{транш.расч.}} = K_{\text{транш.}} \cdot L_{\text{транш.}}, \quad (79)$$

где  $L_{\text{транш.}}$  – длина траншеи, м.

Проведем расчёт на примере первой траншеи первого рассматриваемого варианта. Длина траншеи составит  $L_{\text{транш.}}=290$  м. Учитывая капитальные затраты на создание траншеи по формуле 79 получаем:

$$K_{\text{транш.расч.1}} = 490 \text{ руб/м} \cdot 290 \text{ м} = 142100 \text{ руб.}$$

Обозначим сечения и длины кабелей, прокладываемых в траншее, а также их количество:

- линия W1:  $n_{W1}=2$ ,  $F_{W1}=150$ ,  $L_{W1}=155$  м;
- линия W2:  $n_{W2}=2$ ,  $F_{W2}=70$ ,  $L_{W2}=135$  м.

Расчётные капитальные затраты на прокладку кабелей определим по формуле:

$$K_{\text{прокл.расч.}} = K_{\text{прокл.i}} \cdot L_{Wi} \cdot n_{Wi}, \quad (80)$$

где  $K_{\text{прокл.i}}$  – капитальные затраты на прокладку i-го сечения кабеля согласно таблице 16, руб/м.

По формуле 80 для линий W1 и W2 получаем:

$$K_{\text{прокл.расч.W1}} = 420 \text{ руб/м} \cdot 155 \text{ м} \cdot 2 = 130200 \text{ руб};$$

$$K_{\text{прокл.расч.W2}} = 344 \text{ руб/м} \cdot 135 \text{ м} \cdot 2 = 94500 \text{ руб.}$$

По формуле 77 получаем приведённые затраты для кабельной трассы:

$$Z_{\text{каб.трасс.1}} = (142100 \text{ руб} + 130200 \text{ руб} + 94500 \text{ руб}) \cdot 0,183 \text{ о.е./год} = 124513,2 \text{ руб/год};$$

Аналогично рассчитываются остальные кабельные трассы. В результате получим суммарные приведённые затраты первого сравниваемого варианта:

$$Z_{\text{вар.1}} = 124513,2 \text{ руб/год} + 297508,6 \text{ руб/год} + 270336,8 \text{ руб/год} = 692358,5 \text{ руб/год};$$

Проводя аналогичные расчёты получаем суммарные приведённые затраты на второй сравниваемый вариант:

$$Z_{\text{вар.2}} = 255905 \text{ руб/год} + 316516,8 \text{ руб/год} + 156673,6 \text{ руб/год} = 255905 \text{ руб/год};$$

### 5.3 Расчёт питающих линий схемы внутреннего электроснабжения завода

На основе технико-экономического сравнения выбран второй вариант электроснабжения, для которых линии были рассчитаны. Оставшиеся линии рассчитываются аналогично. Результаты расчётов заносим в таблицу 22. В данной таблице представлен конечный вариант выбора кабелей с учётом их термической устойчивости к токам КЗ. Проверка на термическую устойчивость проводится в следующем разделе.

#### Выводы по разделу пять

В данном разделе произведёно технико-экономическое двух вариантов внутреннего электроснабжения завода. На основе сравнения выбран второй вариант. Произведён выбор питающих кабелей по экономической плотности тока, а также проверка их по нормальной и послеаварийной токовой нагрузке.

					130302.2019.780.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		66

Таблица 22 – Выбор питающих кабелей

Линия	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	Нагрузка в норм. режиме $I_{p.к.}, A$	Нагрузка в п/авар. режиме $I_{п.к.}, A$	$F_{эк}$ , мм <sup>2</sup>	$F_r$ , мм <sup>2</sup>	$F$ , мм <sup>2</sup>	Тип и количество кабелей и способ прокладки	$I_{доп.}, A$	$K_{п}$ , о.е.	$K_r$ , о.е.	$K_{пав}$ , о.е.	$I_{доп.ф.}$	$I_{доп.па}$	$L$ , км	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$\Delta U$ , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
ГПП – ТП-7	2541,2	1817,0	114,4	228,7	81,70	48,1	120	2хААШв (3х120), в траншее	240	0,9	1	1,2	216	259,2	0,080	0,258	0,081	0,06
ТП-7 – ТП-5	2345,2	1635,4	98,2	196,4	70,15	47,6	95	2хААШв (3х95), в траншее	205	0,9	1	1,2	185	221,4	0,110	0,326	0,083	0,10
ТП-5 – ТП-14	2099,8	1400,7	82,0	164,1	58,60	46,9	70	2хААШв (3х70), в траншее	165	0,9	1	1,2	149	178,2	0,070	0,443	0,086	0,07
ТП-14 – ТП-11	1526,2	957,4	56,6	113,2	40,41	46,4	50	2хААШв (3х50), в траншее	115	0,9	1	1,2	104	124,2	0,165	0,620	0,090	0,17
ТП-11 – ТП-3	1019,3	681,5	40,4	80,8	28,87	44,4	50	2хААШв (3х50), в траншее	90	0,9	1	1,2	81	97,2	0,100	0,620	0,090	0,07
ТП-3 – РПН-2	41,3	48,2	96,4	-	-	95,0	95	ААШв (4х120), в траншее	290	1,0	1	-	290	-	0,050	0,310	0,060	0,54
ГПП – ТП-2	354,4	277,3	16,2	32,3	11,55	41,4	50	2хААШв (3х50), в траншее	75	1,0	1	1,2	75	90	0,443	0,620	0,090	0,11
ТП-2 – РПН-1	114,8	83,9	108,0	216,0	-	60,5	70	2хААШв (4х70), в траншее	250	0,8	1	1,2	200	240	0,080	0,420	0,061	2,95
ГПП – СД1	504,0	-378,0	40,4	-	28,87	15,4	25	1хААШв (3х25), в траншее	90	0,8	1	-	67,5	-	0,332	1,240	0,099	0,20
ГПП – СД2	504,0	-378,0	40,4	-	28,87	15,4	25	1хААШв (3х25), в траншее	90	0,8	1	-	67,5	-	0,347	1,240	0,099	0,20
ГПП – СД3	504,0	-378,0	40,4	-	28,87	15,4	25	1хААШв (3х25), в траншее	90	0,8	1	-	67,5	-	0,372	1,240	0,099	0,22
ГПП – СД4	504,0	-378,0	40,4	-	28,87	15,4	25	1хААШв (3х25), в траншее	90	0,8	1	-	67,5	-	0,387	1,240	0,099	0,23
ГПП – АД1	472,5	416,7	40,4	-	28,87	15,4	25	1хААШв (3х25), в траншее	90	0,8	1	-	67,5	-	0,402	1,240	0,099	0,25

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

130302.2019.780.00.00 ПЗ

Окончание таблицы 22

Линия	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	Нагрузка в норм. режиме $I_{p.k.}$ , А	Нагрузка в п/авар. режиме $I_{п.а.к.}$ , А	$F_{эк}$ , мм <sup>2</sup>	$F_T$ , мм <sup>2</sup>	$F$ , мм <sup>2</sup>	Тип и количество кабелей и способ прокладки	$I_{доп.}$ , А	$K_{п}$ , о.е.	$K_p$ , о.е.	$K_{пд}$ , о.е.	$I_{доп.ф.}$	$I_{доп.п}$	L, км	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$\Delta U$ , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
ГПП – АД2	472,5	416,7	40,4	-	28,87	15,4	25	1хААШв (3х25), в траншее	90	0,8	1	-	67,5	-	0,417	1,240	0,099	0,26
ГПП – ЭУ1	910,0	564,0	61,8	-	44,15	15,4	50	1хААШв (3х50), в траншее	140	0,8	1	-	112	-	0,580	0,620	0,090	0,36
ГПП – ЭУ2	910,0	564,0	61,8	-	44,15	15,4	50	1хААШв (3х50), в траншее	140	0,8	1	-	112	-	0,580	0,620	0,090	0,36
ГПП – ДСП1	765,0	780,5	63,1	-	45,07	15,4	50	1хААШв (3х50), в траншее	140	0,8	1	-	112	-	0,650	0,620	0,090	0,35
ГПП – ДСП2	765,0	780,5	63,1	-	45,07	15,4	50	1хААШв (3х50), в траншее	140	0,8	1	-	112	-	0,660	0,620	0,090	0,36
ГПП – ТП-4	3623,7	1747,9	121,2	242,5	86,60	41,4	150	2хААШв (3х150), в траншее	275	0,8	1	1,2	220	264	0,267	0,206	0,079	0,24
ТП-4 – ТП-1	1037,2	889,86	40,41	80,8	28,87	40,3	50	2хААШв (3х50), в траншее	90	0,8	1	1,2	72	86,4	0,375	0,620	0,090	0,27
ТП-1 – ТП-13	343,63	471,41	16,17	32,3	11,55	34,5	35	2хААШв (3х35), в траншее	75	0,8	1	1,2	60	72,0	0,070	0,890	0,095	0,02
ГПП – ТП-6	3945	2339,5	129,3	258,7	92,38	41,4	150	2хААШв (3х150), в траншее	275	0,8	1	1,2	220	264	0,145	0,206	0,079	0,14
ТП-6 – ТП-8	2109,7	917,06	64,66	129,3	46,19	40,8	50	2хААШв (3х50), в траншее	140	0,8	1	1,2	112	134,4	0,160	0,620	0,090	0,22
ГПП – ТП-9	3839,3	2286,3	129,3	258,7	92,38	41,4	150	2хААШв (3х150), в траншее	275	0,8	1	1,2	220	264	0,360	0,206	0,079	0,35
ТП-9 – ТП-10	1729,7	1369,2	64,66	129,3	46,19	39,9	50	2хААШв (3х50), в траншее	140	0,8	1	1,2	112	134,4	0,100	0,620	0,090	0,12
ГПП – ТП-12	891,8	687,59	40,41	80,8	28,87	41,4	50	2хААШв (3х70), в траншее	90	1	1	1,2	90	108	0,570	0,620	0,090	0,35

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

130302.2019.780.00.00 ПЗ

Лист

68

## 6 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчёт токов короткого замыкания необходим для выбора коммутационного и защитного оборудования, проверки коммутационной и защитной аппаратуры, а также проводников на термическую и электродинамическую стойкость токам КЗ. Необходимо рассчитать значения трёхфазного, двухфазного и однофазного КЗ (в сети 0,4 кВ) в характерных точках схемы внутреннего электроснабжения. На рисунке ниже представлена однолинейная расчётная схема и схема замещения.

### 6.1 Расчёт токов КЗ в сети 10 кВ

Расчёт токов КЗ в сети 10 кВ будем проводить в относительных единицах. Базисную мощность принимаем равной  $S_6=1000$  МВ·А, базисное напряжение  $U_6=10,5$  кВ, тогда базисный ток составит:

$$I_6 = \frac{1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \text{ кВ}} = 54,99 \text{ кА}$$

Вз раздела 6 данной работы известны сопротивления системы 35 кВ и ЛЭП-35 кВ (W1):

$$x_c = 1,25;$$

$$x_{w1} = 3,588;$$

$$r_{w1} = 1,771.$$

Индуктивное сопротивление трансформатора вычисляем по формуле:

$$x_T = \frac{u_k \%}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_T}, \quad (81)$$

где  $u_k=10$  – напряжение короткого замыкания трансформатора (таблица 6), %;  
 $S_T=16$  – мощность трансформатора ГПП, МВ·А.

По формуле 81 для трансформатора ГПП получаем:

$$x_{T1} = \frac{10\%}{100\%} \cdot \frac{1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}}{16 \text{ МВ} \cdot \text{А}} = 6,25.$$

Сопротивления линий рассчитываются по ранее использованным формулам 53 и 54. Результаты вычислений обозначены на рисунке.



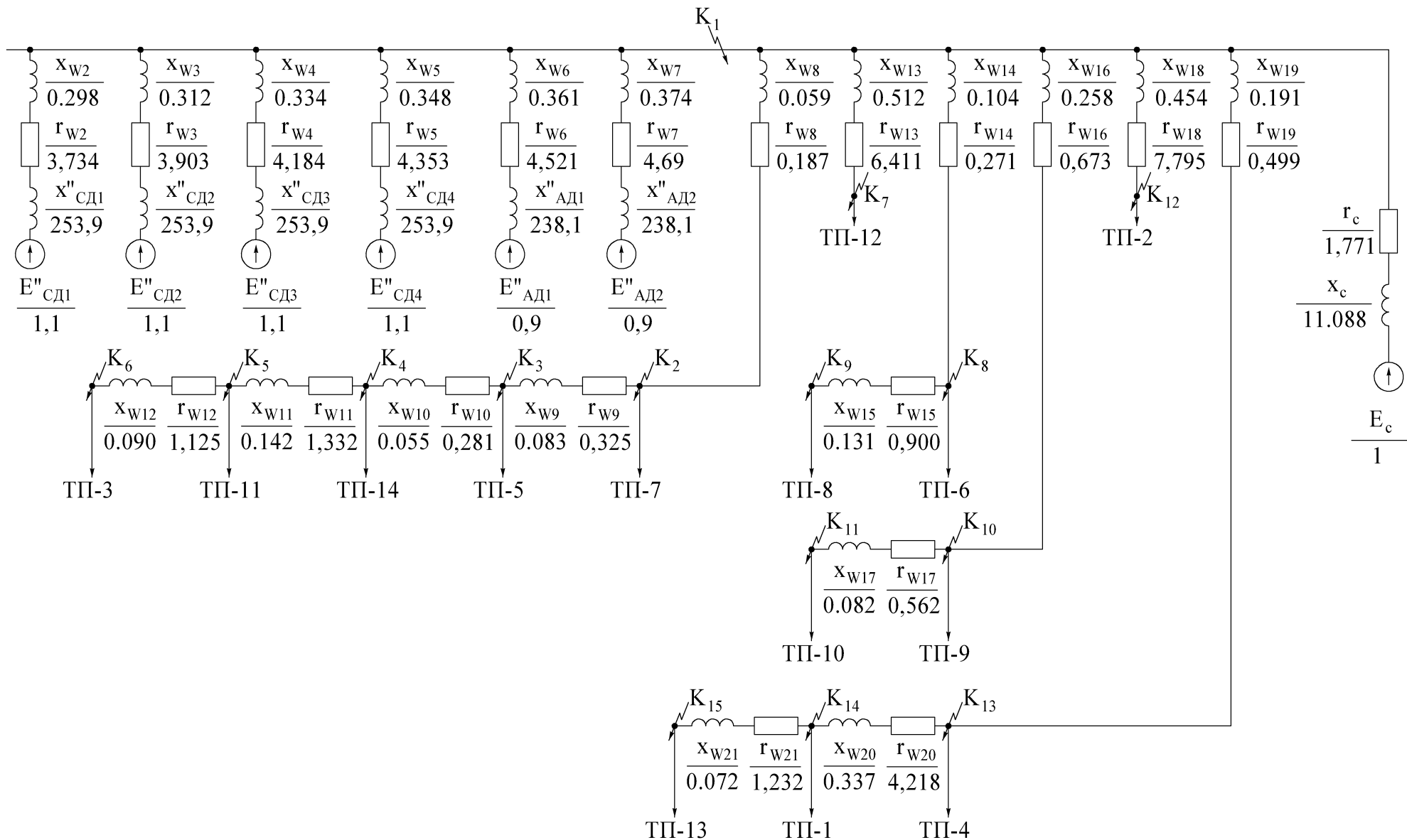


Рисунок 4 – Схема замещения для расчёта токов КЗ в сети 10 кВ

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

130302.2019.780.00.00 ПЗ

Определим суммарное сопротивление от шин ГПП до энергосистемы и обозначим его как сопротивление системы:

$$Z_c = \sqrt{(1,25 + 3,588 + 6,25)^2 + 1,771^2} = 11,229.$$

Сверхпереходные сопротивления двигателей в о.е., приведённые к номинальным условиям составляют [30, с.16]:

$$x_{* \text{ ном.ЭД}}'' = 0,2.$$

Сверхпереходное сопротивление двигателей, приведённое к базисным условиям, определяется по формуле [30, с.17]:

$$x_{* \text{ б.ЭД}}'' = x_{* \text{ ном.ЭД}}'' \cdot \frac{S_b \cdot \cos \varphi_{\text{ ном.ЭД}}}{P_{\text{ ном.ЭД}}}, \quad (82)$$

где  $\cos \varphi_{\text{ ном.ЭД}}$  – номинальный коэффициент активной мощности двигателя, определяемый по исходным данным;

$P_{\text{ ном.ЭД}}$  – номинальная мощность электродвигателя, определяемая по исходным, МВт.

Для СД1 – СД4  $\cos \varphi_{\text{ ном.СД}} = 0,8$ , а для АД1 – АД2  $\cos \varphi_{\text{ ном.АД}} = 0,75$ . По формуле 82 получаем:

$$x_{* \text{ б.СД}}'' = 0,2 \cdot \frac{1000 \text{ МВ} \cdot 0,8}{0,630 \text{ МВт}} = 253,968;$$

$$x_{* \text{ б.АД}}'' = 0,2 \cdot \frac{1000 \text{ МВ} \cdot 0,75}{0,630 \text{ МВт}} = 238,09.$$

Определим удалённость точки КЗ от электродвигателей по следующей формуле [15, с.16]:

$$\beta_{\text{ЭД}_i} = \frac{I_{\text{ п0.ЭД}_i}}{I_{\text{ ном.ЭД}_i}}, \quad (83)$$

где  $I_{\text{ ном.ЭД}_i}$  – номинальный ток электродвигателя, определяемый по формуле, приведённой ниже.

$$I_{\text{ ном.ЭД}_i} = \frac{P_{\text{ ном.ЭД}}}{\cos \varphi_{\text{ ном.ЭД}} \cdot \eta_{\text{ЭД}_i} \cdot U_{\text{ ном.ЭД}}}, \quad (84)$$

где  $\eta_{\text{ЭД}_i} = 0,9$  – КПД электродвигателей,

$U_{\text{ ном.ЭД}_i} = 10,5$  – номинальное напряжение электродвигателей, кВ.

По формуле 90 получаем для синхронных и асинхронных двигателей соответственно:

$$I_{\text{ном. СД}} = \frac{630 \text{ кВт}}{0,8 \cdot 0,9 \cdot 10,5 \text{ кВ}} = 83,3 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном. АД}} = \frac{630 \text{ кВт}}{0,75 \cdot 0,9 \cdot 10,5 \text{ кВ}} = 88,9 \text{ А};$$

Ток подпитки от электродвигателя в точке К<sub>1</sub> определяется по формуле:

$$I_{\text{Эдi}} = \frac{E_{\text{Эдi}}}{Z_{\text{Эдi}}} \cdot I_6, \quad (85)$$

где Z<sub>Эдi</sub> – сопротивление ветви электродвигатель – шины ГПП, о.е.

Например, исходя из схемы замещения полное сопротивление ветви СД1 – шины ГПП составит:

$$Z_{\text{СД1-ГПП}} = \sqrt{3,734^2 + 254,266^2} = 254,294.$$

Ток подпитки от СД1 по формуле 85 составит:

$$I_{\text{СД1-ГПП}} = \frac{1,1}{254,294} \cdot 54,99 \text{ кА} = 0,143 \text{ кА} = 143 \text{ А}.$$

По формуле 83 определим удалённость СД1 до точки короткого замыкания К<sub>1</sub>:

$$\beta_{\text{СД1}} = \frac{143 \text{ А}}{83,3 \text{ А}} = 1,7.$$

Для остальных электродвигателей проводим аналогичные расчёты. При значении величины  $\beta_{\text{Эдi}} < 2$  ток подпитки данного электродвигателя не учитывается. В ходе аналогичных расчётов был сделан вывод, что все электродвигатели имеют  $\beta_{\text{Эдi}} < 2$  и не учитываются при расчёте токов КЗ. Т.к. точки КЗ считаются удалёнными, то периодическая составляющая тока КЗ в любой момент времени равна её начальному значению.

Рассчитаем ток трёхфазного КЗ в точке К<sub>1</sub> по формуле 56:

$$I_{\text{п0.К1}} = I_{\text{пт.К1}} = \frac{1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}}{\sqrt{3} \cdot 11,229 \cdot 10,5 \text{ кВ}} = 4,897 \text{ кА}.$$

Аналогично рассчитываем токи КЗ в точках К<sub>2</sub> – К<sub>15</sub>. Результаты вычислений занесём в таблицу 23.

						130302.2019.780.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			72

Таблица 23 – Результаты вычислений периодической составляющей

Точка КЗ	До замены кабелей	После замены кабелей	Ударный коэффициент $K_{уд}$	Ударный ток $i_{уд}$ , кА	Мощность КЗ, МВ·А
	Ток трёхфазного КЗ $I_{п0.Ки}=I_{пт.Ки}$ , кА	Ток трёхфазного КЗ $I_{п0.Ки}=I_{пт.Ки}$ , кА			
K1	4,897	-	1,605	11,115	89,1
K2	4,858	-	1,576	10,828	88,4
K3	4,792	-	1,528	10,355	87,1
K4	4,751	-	1,516	10,186	86,4
K5	4,554	4,605	1,411	9,189	83,7
K6	4,377	4,509	1,36	8,672	82,0
K7	3,873	4,371	1,289	7,968	79,5
K8	4,833	-	1,564	10,690	87,9
K9	4,7	-	1,469	9,764	85,5
K10	4,737	-	1,534	10,276	86,1
K11	4,653	-	1,465	9,640	84,6
K12	3,668	4,5	1,341	8,534	81,8
K13	4,779	-	1,531	10,347	86,9
K14	4,439	-	1,335	8,381	80,7
K15	3,925	4,346	1,294	7,953	79,0

Величины периодической составляющей тока в начальный момент времени используются для проверки кабелей на термическую стойкость. Минимальное сечение, стойкое к воздействию тока КЗ, определяется по следующему выражению [18, п.8.3.6]:

$$F_{тер. min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} \quad (86)$$

где  $B_k$  – тепловой импульс тока КЗ, который определяется по формуле 67,  $A^2 \cdot c$ ;  
 $C_T=90$  – параметр, определяемый по [18, табл.8.2],  $A \cdot c^{1/2}/mm^2$ .

Постоянную времени затухания периодической составляющей тока можно определить по следующей формуле [30, с.20]:

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot r_{\Sigma}}, \quad (87)$$

где  $X_{\Sigma}$  – индуктивное сопротивление до точки КЗ, о.е.;  
 $r_{\Sigma}$  – активное сопротивление до точки КЗ, о.е.;  
 $2 \cdot \pi \cdot f=314 \text{ с}^{-1}$  – угловая промышленная частота.

Например, для проверки линии W8, используем периодическую составляющую тока КЗ в точке K<sub>1</sub>. Время отключения выключателя отходящей

линии составляет  $t_{с.в.}=0,06$  с, время срабатывания релейной защиты  $t_{р.з.}=0,7$  с, постоянная времени затухания по формуле 87:

$$T_a = \frac{11,088}{314 \text{ с}^{-1} \cdot 1,771} = 0,018 \text{ с.}$$

По формуле 67 тепловой импульс тока КЗ:

$$W_k = 4,897^2 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot (0,7 \text{ с} + 0,06 \text{ с} + 0,018 \text{ с}) = 18701331,456 \text{ A}^2 \cdot \text{с.}$$

По формуле 87 получаем:

$$F_{\text{тер.мин}} = \frac{\sqrt{18701331,456 \text{ A}^2 \cdot \text{с}}}{90 \text{ A} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2} = 48,05 \text{ мм}^2.$$

Принятое на данный момент сечение кабеля больше, чем сечение, определённое по формуле 87, следовательно, данный кабель оставляем без изменений. Аналогичную проверку необходимо провести для всех остальных кабелей. Результаты проверки занесём в таблицу 24.

Таблица 24 – Таблица замены сечений кабелей термически устойчивыми

Линия	Прежнее сечение кабеля	Термически устойчивое сечение $F_{\text{тер}}$ , мм <sup>2</sup>	Новое сечение кабеля
1	2	3	4
ГПП – ТП-7	120	48,05	-
ТП-7 – ТП-5	95	47,617	-
ТП-5 – ТП-14	70	46,891	-
ТП-14 – ТП-11	35	46,447	50
ТП-11 – ТП-3	25	44,386	50
ГПП – ТП-2	16	41,434	50
ГПП – СД1	25	15,382	-
ГПП – СД2	25	15,382	-
ГПП – СД3	25	15,382	-
ГПП – СД4	25	15,382	-
ГПП – АД1	25	15,382	-
ГПП – АД2	25	15,382	-
ГПП – ЭУ1	50	15,382	-
ГПП – ЭУ2	50	15,382	-
ГПП – ДСП1	50	15,382	-
ГПП – ДСП2	50	15,382	-
ГПП – ТП-4	150	41,434	-
ТП-4 – ТП-1	25	40,293	50
ТП-1 – ТП-13	16	34,536	35
ГПП – ТП-6	150	41,434	-
ТП-6 – ТП-8	50	40,807	-

Окончание таблицы 24

1	2	3	4
ГПП – ТП-9	150	41,434	-
ТП-9 – ТП-10	50	39,907	-
ГПП – ТП-12	25	41,434	50

После выбора термически устойчивых сечений кабелей пересчитаем токи КЗ и сведём результаты в таблицу 23. Далее в работе пересчитанные токи КЗ будут использоваться для проверки высоковольтных аппаратов.

Для расчёта значения ударного тока необходимо вычислить ударный коэффициент. При  $T_a \geq 0,016$ , [19, п.7.2]:

$$K_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}. \quad (88)$$

При  $T_a < 0,016$  ударный коэффициент вычисляем по формуле:

$$K_{уд} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{3}{\omega \cdot T_a}}. \quad (89)$$

Например, для точки короткого замыкания  $K_2$   $T_a=0,018 > 0,016$ , применяем формулу 89 и получаем:

$$K_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,018}} = 1,605$$

Для остальных точек КЗ проводится аналогичный расчёт. Результаты вычислений заносим в таблицу 23.

Ударный ток вычисляется по следующей формуле [19, п.7.2]:

$$i_{уд} = K_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п.0}. \quad (90)$$

Например, для точки  $K_1$  по формуле 90 получим:

$$i_{уд.К1} = 1,605 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,897 = 11,118 \text{ кА.}$$

Мощность трёхфазного короткого замыкания в каждой точке определяется по следующей формуле:

$$S_k = \sqrt{3} \cdot I_{п.0} \cdot U_{кз}, \quad (91)$$

где  $U_{кз}$  – уровень напряжения, на которой произошло трёхфазное КЗ, кВ.

Например, для точки К<sub>1</sub> по формуле 91 получаем:

$$S_{k.k1} = \sqrt{3} \cdot 4,897 \text{ кА} \cdot 10,5 \text{ кВ} = 89,1 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Для остальных точек КЗ проводим аналогичные расчёты и результаты сводим в таблицу 23.

### 6.2. Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ

Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ проведем для РМЦ. В дальнейшем на основании данных расчётов будет выбрано низковольтное оборудование для данного цеха. В сети 0,4 кВ расчёт токов КЗ проводим по методике, изложенной в [31]. Расчёт проводится в именованных единицах. Считаем, что трансформатор подключен к источнику неизменного по амплитуде напряжения через эквивалентное сопротивление системы, мОм, которое определяется формулой:

$$x_c = \frac{U_{\text{ср.НН}}^2}{S_k} \cdot 10^{-3}, \quad (92)$$

где  $U_{\text{ср.НН}} = 400$  – среднее напряжение обмотки низкого напряжения силового трансформатора ТП, В;

$S_k$  – условная мощность трёхфазного КЗ на вводе высокой стороны ТП, МВ·А.

Согласно таблице 23 мощность трёхфазного замыкания на вводе высокого напряжения ТП-14 (точка К4) составляет  $S_k = 86,412 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ . Исходя из этого получаем сопротивление системы по отношению к трансформатору ТП-14:

$$x_c = \frac{400^2 \text{ В}^2}{86,412 \text{ МВ} \cdot \text{А}} \cdot 10^{-3} = 1,852 \text{ мОм}.$$

Сопротивления трансформаторов, мОм, приведённые к ступени низшего напряжения сети, определяется формулами:

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{НН.НОМ}}^2}{S_{\text{Т.НОМ}}^2} \cdot 10^6, \quad (93)$$

$$x_T = \sqrt{u_k^2 - \left( \frac{100 \Delta P_K}{S_{\text{Т.НОМ}}} \right)^2} \cdot \frac{U_{\text{НН.НОМ}}^2}{S_{\text{Т.НОМ}}} \cdot 10^4, \quad (94)$$

где  $\Delta P_K$  – потери короткого замыкания, кВт;

$U_{\text{НН.НОМ}} = 0,4$  – номинальное напряжение обмотки низшего напряжения трансформатора, кВ;

$S_{\text{Т.НОМ}}$  – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

$u_k$  – напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

Для ТП-14 из таблицы 5 имеем:

$$\Delta P_{K(T14)} = 7,6 \text{ кВт};$$

$$u_{k(T14)} = 5,5 \text{ \%}.$$

По формулам 93 и 94 получаем соответствующие сопротивления:

$$r_{T14} = \frac{7,6 \text{ кВт} \cdot 0,4^2 \text{ кВ}^2}{400^2 (\text{кВ} \cdot \text{А})^2} \cdot 10^6 = 3,064 \text{ мОм};$$

$$x_{T14} = \sqrt{(5,5\%)^2 - \left(\frac{100 \cdot 7,6 \text{ кВт}}{630 \text{ кВ} \cdot \text{А}}\right)^2} \cdot \frac{0,4^2 \text{ кВ}^2}{630 \text{ кВ} \cdot \text{А}} \cdot 10^4 = 13,628 \text{ мОм}.$$

В сети 0,4 кВ необходимо учитывать сопротивления катушек автоматических выключателей и их контактные соединения, которые определяем по [31, табл.21].

Например, для ТП-14 вводной автомат QF1 выбираем по максимально возможной нагрузке трансформатора с учётом допустимой перегрузки (140%):

$$I_{\text{МАКС.РАБ. QF1}} = \frac{630 \text{ кВ} \cdot \text{А} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \text{ кВ}} = 1273,1 \text{ А}.$$

Исходя из этого предполагается использовать автомат на 1600 А для которого сопротивления катушек составляют:

$$r_{\text{кв1}} = 0,14 \text{ мОм};$$

$$x_{\text{кв1}} = 0,08 \text{ мОм}.$$

В качестве шинного моста для ввода 0,4 кВ (от трансформатора до автомата QF1) примем ШМА4-1600, длина  $l=5$  м, погонные сопротивления которого по [31, табл.3]:

$$r_{0.\text{ш1}} = 0,034 \text{ мОм/м};$$

$$x_{0.\text{ш1}} = 0,016 \text{ мОм/м}.$$

Тогда суммарные сопротивления шин равны:

$$r_{\text{ш1}} = 0,034 \text{ мОм/м} \cdot 5 \text{ м} = 0,17 \text{ мОм};$$

					130302.2019.780.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		77



$$x_{ш1} = 0,016 \text{ мОм/м} \cdot 5 \text{ м} = 0,08 \text{ мОм}.$$

Также в сети 0,4 кВ учитываются активные сопротивления контактов и контактных соединений [31, с.4]. Для контактных соединений кабелей  $r_k=0,1$  мОм; для шинопроводов  $r_k=0,01$  мОм; для коммутационных аппаратов  $r_k=1,0$  мОм.

Сопротивления контактных соединений, а также остальные сопротивления указаны на схеме замещения, изображенной на рисунке 5.

Например, при расчёте КЗ на 1(2)СШ-0,4 число соединений шинопровода – 4 шт, контактные сопротивления коммутационного аппарата учтены в сопротивлениях  $r_{кв1}$ . В итоге получаем суммарное сопротивление контактных соединений:

$$r_{к1} = 4 \cdot 0,01 \text{ мОм} = 0,04 \text{ мОм}.$$

Значение трёхфазного тока КЗ определяется формулой [31, с.6]:

$$I_{п0} = \frac{U_{ср.НН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}} \quad (95)$$

где  $r_{\Sigma}$ ,  $x_{\Sigma}$  – соответственно суммарное активное и реактивное сопротивления цепи КЗ, мОм;

$U_{ср.НН}$  – среднее номинальное напряжение сети, в которой произошло КЗ, В.

По формуле 95 для точки  $K_1$  получаем:

$$I_{п0.K1} = \frac{400 \text{ В}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(1,852 + 13,628 + 0,08 + 0,08)^2 \text{ мОм}^2 + (3,064 + 0,17 + 0,14 + 0,04)^2 \text{ мОм}^2}} = 14,426 \text{ кА}.$$

Ударный ток определяем по формуле 90, при этом ударный коэффициент  $K_{уд}$  определяем по кривой зависимости от отношения  $x/r$  [31, с.8]. Для точки  $K_1$  получим соотношение  $x/r$ :

$$x/r = \frac{(1,852 + 13,628 + 0,08 + 0,08) \text{ мОм}}{(3,064 + 0,17 + 0,14 + 0,04) \text{ мОм}} = 4,6. \quad (96)$$

Ударный коэффициент для данного значения будет равен  $K_{уд} = 1,5$ .

По формуле 90 получаем ударный ток в точке  $K_1$ :

$$i_{уд.K1} = 1,5 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,284 \text{ кА} = 9,155 \text{ кА}.$$

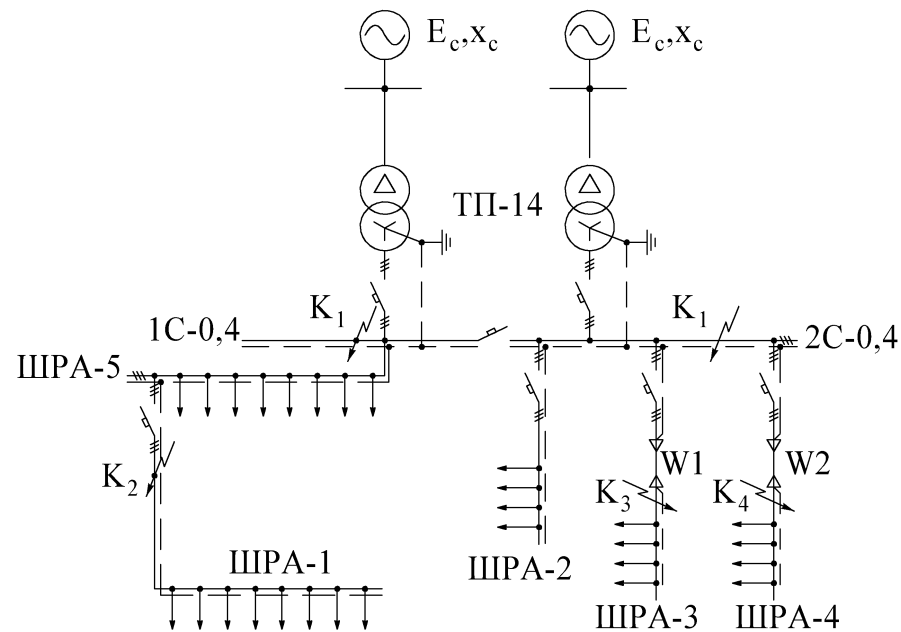
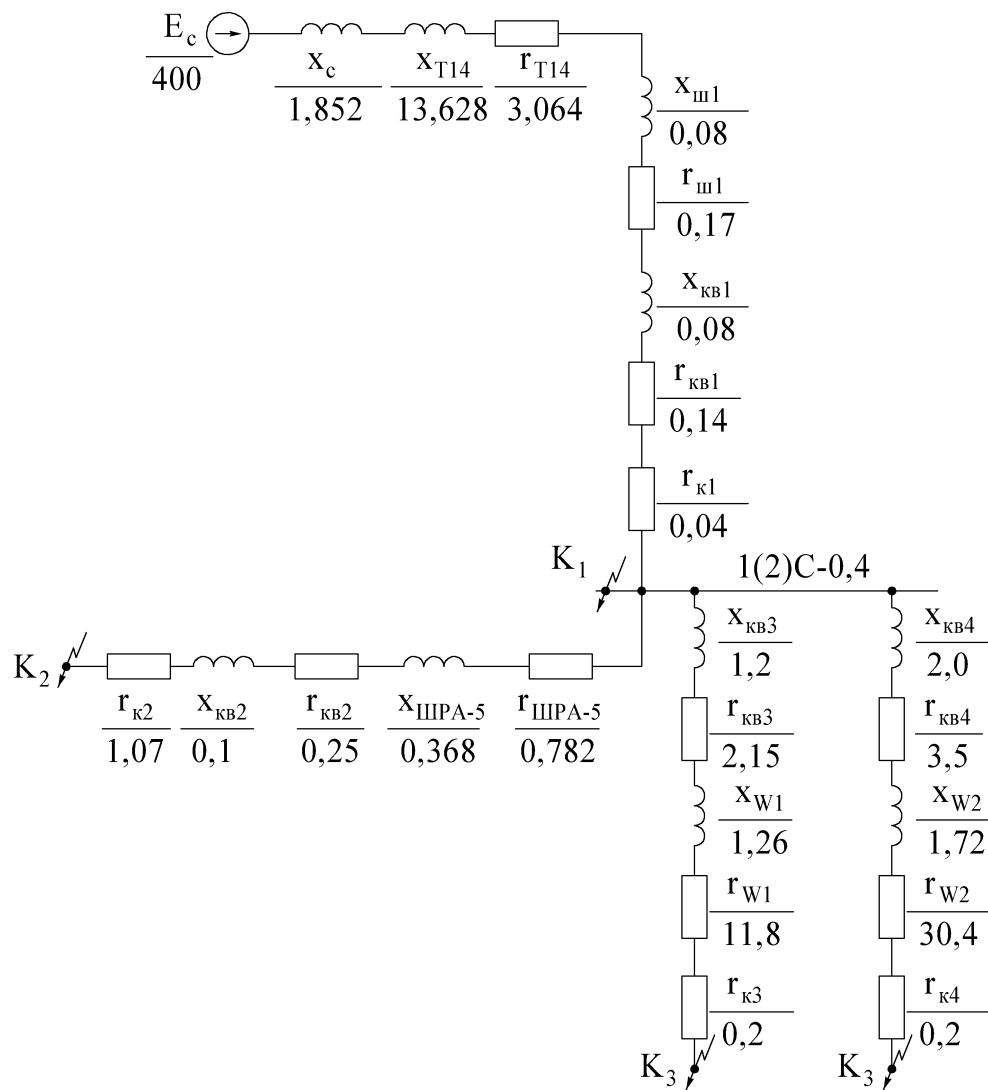


Рисунок 5 – Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

130302.2019.780.00.00 ПЗ

Для точек КЗ К2-К5 проводятся аналогичные расчёты. Результаты вычислений занесём в таблицу 25.

Таблица 25 – Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ

Точка КЗ	$I_{п0.Кз}$ , кА	$K_{уд}$	$i_{уд}$ , кА
К1	14,426	1,5	30,928
К2	13,564	1,4	26,115
К3	10,652	1,2	17,380
К4	9,425	1,1	14,818

#### Выводы по разделу шесть

В данном разделе были рассчитаны токи короткого замыкания в сети 10 кВ завода и в сети 0,4 кВ РМЦ. Определены ударные токи и мощности трёхфазных коротких замыканий в соответствующих точках. Отходящие линии 10 кВ ГПП были проверены на термическую стойкость, вследствие этого сечение некоторых кабелей было увеличено.

## 7 ВЫБОР ВЫСОКОВОЛЬТНОГО И НИЗКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

При выборе электрооборудования следует учесть ремонтные и аварийные схемы, при которых по выбираемому элементу протекает максимально возможный рабочий ток.

### 7.1 Выбор высоковольтного оборудования

В качестве распределительного устройства 10 кВ будем использовать КРУ-СЭЩ-63 в блок модуле [33].

Произведем выбор сборных шин 10 кВ. Из п.3.4 данной работы известны активная и реактивная мощность завода:

$$P_{p.\text{ГПП}} = 19776,52 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.\text{ГПП}} = 13307,59 \text{ квар.}$$

По известной формуле найдем ток на шинах 10 кВ ГПП:

$$I_{p.\text{СШ-10}} = \frac{\sqrt{19776,52^2 \text{ кВт}^2 + 13307,59^2 \text{ квар}^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \text{ кВ}} = 1376,23 \text{ А.}$$

Согласно технической информации [33] сборные шины выполняются на ток от 1000 А до 4000 А. Номинальный ток сборных шин выбираем равным 1600 А.

Проверим шины на термическую стойкость к токам КЗ по известной методике. Время срабатывания защиты вводного выключателя составляет 1,1 с. Постоянная времени затухания  $T_a=0,02$ , а собственное время отключения выключателя  $T_{c.v.}=0,03$  с. Периодическая составляющая тока КЗ на шинах ГПП  $I_{п0.\text{СШ-10}}=4,897$  кА.

Тепловой импульс тока КЗ составляет:

$$W_{K.\text{СШ-10}} = 4,897^2 \text{ кА}^2 \cdot (1,1 + 0,02 + 0,03) \text{ с} = 27,575 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Согласно технической информации [33] трёхсекундный ток термической стойкости составляет  $I_{\text{тер.}}=20$  кА. Допустимый тепловой импульс составляет:

$$W_{K.\text{доп.СШ-10}} = 20^2 \text{ кА}^2 \cdot 3 \text{ с} = 1200 (\text{кА})^2 \cdot \text{с.}$$

Допустимый тепловой импульс секции шин на 1600 кА выше, чем ожидаемый. По данному критерию шины проходят проверку.

Номинальный ток электродинамической стойкости шин на 1600 А составляет  $I_{\text{доп.дин.}}=51$  кА.

Ударный ток на шинах ГПП согласно таблице 23 составляет  $I_{уд.СШ-10}=11,115$  кА.

$$I_{уд.СШ-10}=11,115 \text{ кА} < I_{доп.дин.}=51 \text{ кА.}$$

КРУ-СЭЩ-63 со сборными шинами на 1600 А проходят проверку на допустимый рабочий ток, на термическую и электродинамическую стойкость к токам КЗ.

Вводной выключатель выбирается по номинальной мощности силового трансформатора ГПП с учётом перегрузочной способности (как было принято ранее перегрузка допустима до 140%). Максимальный ток для трансформатора и вводного выключателя составляет:

$$I_{р.т.ГПП} = \frac{16000 \text{ кВ} \cdot \text{А}}{\sqrt{3} \cdot 10 \text{ кВ}} \cdot 1,4 = 1293,3 \text{ А.}$$

Согласно технической информации КРУ-СЭЩ-63 комплектуются вакуумными выключателями ВВУ-СЭЩ-10.

Выберем выключатель на 1600 А ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-31,5/1600. Его технические характеристики представлены ниже в таблице.

Таблица 26 – Технические параметры ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-31,5/1600

№ п/п	Параметр	Значение
1	Номинальное напряжение $U_{н.а}$ , кВ	10
3	Номинальный ток $I_{н.а}$ , А	1600
4	Номинальный ток отключения $I_{н.о.а}$ , кА	31,5
5	Номинальное относительное содержание апериодической составляющей $\beta_{н.а}$ , %	40
6	Сквозной ток КЗ, кА:	
	наибольший пик (ток электродинамической стойкости $i_{дин.а}$ )	81
	трехсекундный ток термической стойкости $I_{тер.а}$ , $t_{тер.а} = 3$ с	31,5
7	Собственное время отключения $t_{с.в.}$ , с	0,03

Проверку выключателей проведём по известной методике (п.6.2 данной работы). Результаты проверки вводного выключателя сведём в таблицу 27.

Таблица 27 – Сводные данные по проверке вводного выключателя 10 кВ ГПП

Критерий	Расчётные величины на СШ-10 ГПП	Вводной выключатель ГПП ВВУ-СЭЩ-Э3-10-31,5/1600
$U_y \leq U_{н.а}$	$U_y = 10$ кВ;	$U_y = 10$ кВ;
$i_{\max} \leq i_{н.а.}$	$i_{\max} = 1293,3$ А;	$I_{н.а.} = 1600$ А;
$I_{п} \leq I_{н.о.а}$	$I_{п} = 4,897$ кА;	$I_{н.о.а} = 31,5$ кА;
$i_{а.т} \leq i_{а.ном.}$	$i_{а.т} = 1,085$ кА;	$i_{апер.ном.а} = 17,819$ кА;
$\sqrt{2} \cdot I_{п.т} + i_{а.т} \leq \sqrt{2} \cdot I_{н.о.а} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{н.а}}{100}\right)$	$\sqrt{2} \cdot I_{п.т} + i_{а.т} = 9,159$ кА;	$\sqrt{2} \cdot I_{н.о.а} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{н.а}}{100}\right) = 62,367$ кА;
$i_{уд} \leq i_{дин.а.}$	$i_{уд} = 11,115$ кА;	$i_{дин.а} = 81$ кА;
$B_K \leq B_{К.доп} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер.}$	$B_K = 27,575$ кА <sup>2</sup> ·с;	$B_{К.доп} = 2976,75$ кА <sup>2</sup> ·с;

Секционный выключатель выбираем по половине расчётного тока завода, т. к. по секционному выключателю, как и по шинам протекает дополнительная реактивная мощность, генерируемая источниками реактивной мощности:

$$I_{р.СВ-10} = \frac{1376,23 \text{ А}}{2} = 688,12 \text{ А.}$$

Для него проводим аналогичную проверку и результаты сводим в таблицу 28.

Таблица 28 – Сводные данные по проверке секционного выключателя 10 кВ ГПП

Критерий	Расчётные величины на СШ-10 ГПП	Секционный выключатель ГПП ВВУ-СЭЩ-Э-10-20/1000
$U_y \leq U_{н.а}$	$U_y = 10$ кВ;	$U_y = 10$ кВ;
$i_{\max} \leq i_{н.а.}$	$i_{\max} = 688,12$ А;	$I_{н.а.} = 1000$ А;
$I_{п} \leq I_{н.о.а}$	$I_{п} = 4,897$ кА;	$I_{н.о.а} = 20$ кА;
$i_{а.т} \leq i_{а.ном.}$	$i_{а.т} = 1,085$ кА;	$i_{апер.ном.а} = 11,314$ кА;
$\sqrt{2} \cdot I_{п.т} + i_{а.т} \leq \sqrt{2} \cdot I_{н.о.а} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{н.а}}{100}\right)$	$\sqrt{2} \cdot I_{п.т} + i_{а.т} = 9,159$ кА;	$\sqrt{2} \cdot I_{н.о.а} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{н.а}}{100}\right) = 39,598$ кА;
$i_{уд} \leq i_{дин.а.}$	$i_{уд} = 11,115$ кА;	$i_{дин.а} = 51$ кА;
$B_K \leq B_{К.доп} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер.}$	$B_K = 20,382$ кА <sup>2</sup> ·с;	$B_{К.доп} = 1200$ кА <sup>2</sup> ·с;

КРУ-СЭЩ-63 комплектуются трансформаторами тока ТОЛ-СЭЩ-10-50÷1500/5 У2. Трансформаторы тока выбираются по номинальному напряжению, рабочему току и проверяются на электродинамическую, термическую стойкость токам КЗ, а также на допустимую вторичную нагрузку [7, с.223]. Рассмотрим подробнее последний критерий. К трансформаторам тока подключается терминал защит БМРЗ. Согласно методике, изложенной в [34], необходимо построить кривую сопротивления нагрузки терминала и кривую допустимой нагрузки трансформатора тока в логарифмическом масштабе.

Для построения кривой допустимой нагрузки трансформатора тока воспользуемся формулой:

$$z_{н. доп}(K) = \frac{K_n \cdot (z_2 + S_n / i_n^2)}{K} - z_2, \quad (97)$$

где  $S_n$  – номинальная мощность нагрузки ТТ, В·А;

$i_n$  – вторичный номинальный ток ТТ, А;

$K_n$  – номинальное значение кратности тока;

$z_2$  – полное сопротивление вторичной обмотки ТТ, Ом;

$K$  – кратность тока.

Для построения кривой нагрузки терминала воспользуемся формулой:

$$z_{н. факт}(z_{вх}) = \rho \cdot \frac{L_{пр}}{F_{пр}} + z_{вх} + z_{пер}, \quad (98)$$

где  $\rho = 0,0175$  Ом·мм<sup>2</sup>/м – удельное сопротивление контрольного кабеля;

$L_{пр} = 3$  м – длина контрольного кабеля от ТТ до терминала, м;

$F_{пр}$  – сечение контрольного кабеля, мм<sup>2</sup>;

$z_{вх}$  – входное сопротивление аналоговых входов терминала, определяемое по кривым, Ом [34];

$z_{пер} = 0,1$  Ом – переходные сопротивления контактных соединений.

Согласно заводским данным [35] для трансформатора тока на 1500 А:

$$S_{ном} = 10 \text{ В} \cdot \text{А};$$

$$z_2 = 0,15 \text{ Ом};$$

$$K_n = 10;$$

$$i_2 = 5 \text{ А}.$$

Подставляя известные значения в формулы 97 и 98 определим соответствующие расчётные значения для  $K=0,3...10$  и результаты сведём в таблицу ниже.

Таблица 29 – Результаты расчётов вторичной нагрузки

К	0,34	0,6	1	1,6	2	4	6	8	11
$z_{вх}, \text{ Ом}$	0,53	0,32	0,16	0,1	0,075	0,05	0,04	0,04	0,04
$z_{н. факт.}, \text{ Ом}$	0,68	0,47	0,31	0,25	0,23	0,2	0,2	0,2	0,2

Таблица 30 – Результаты расчётов для ТТ

К	0,3	0,6	1	3	6	10	11
$Z_{н.доп.}, \text{ Ом}$	18,183	9,017	5,350	1,683	0,767	0,400	0,350

На основании данных таблиц построены кривые, изображенные на рисунке 6. Условиями точной работы терминала считаются два одновременно выполненных критерия:

- сопротивление нагрузки  $Z_n$  при предельной кратности не превосходит допустимое сопротивление нагрузки  $Z_{н.доп.}$ ;
- график полного сопротивления нагрузки не пересекает кривую предельной кратности при кратности меньше предельной.

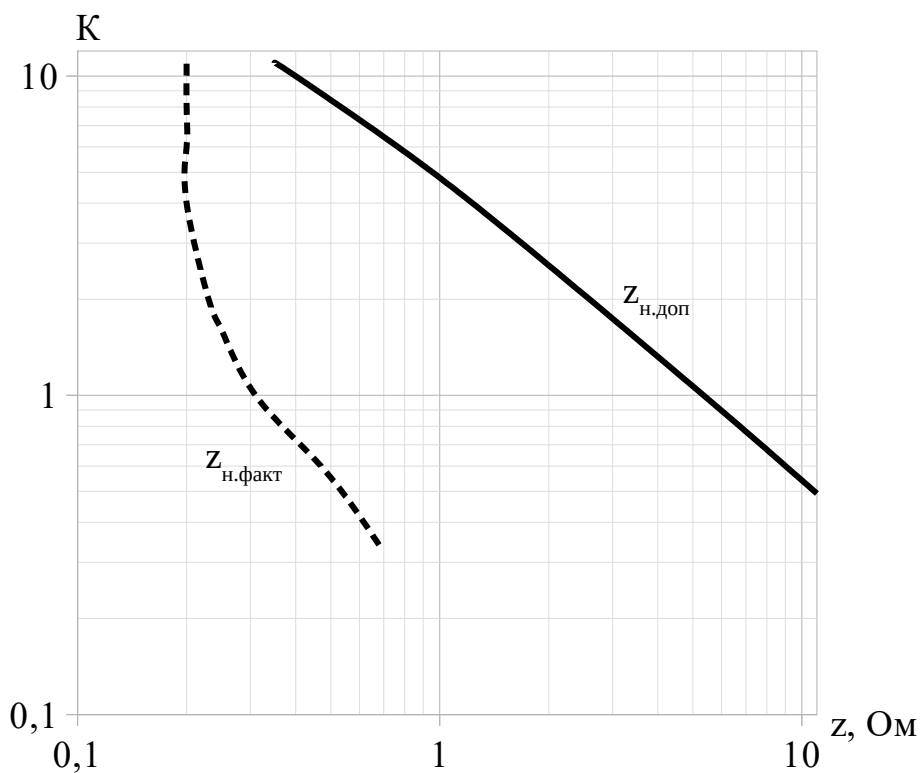


Рисунок 6 – Кривые допустимой и фактической нагрузок

Анализируя кривые, представленные на рисунке 6, можно сделать вывод, что выбранный трансформатор тока проходит проверку по допустимой вторичной нагрузке, при этом погрешность измерения ТТ для терминала не будет превышать 10%. Остальные критерии сведём в таблицу ниже.



Таблица 31 – Сводные данные по проверке ТОЛ-СЭЩ-10-1500/5

Критерий	Расчётные величины на шинах ГПП	ТОЛ-СЭЩ-10-1500/5 на вводе 10 кВ ГПП
$U_y \leq U_{н.а}$	$U_y = 10 \text{ кВ};$	$U_y = 10 \text{ кВ};$
$i_{\text{макс}} \leq i_{н.а};$	$i_{\text{макс}} = 1293,3 \text{ А};$	$I_{н.а.} = 1500 \text{ А};$
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин.а}};$	$i_{\text{уд}} = 11,115 \text{ кА};$	$i_{\text{дин.а}} = 100 \text{ кА};$
$B_K \leq B_{К.доп} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}};$	$B_K = 27,575 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$B_{К.доп} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

Для остальных трансформаторов тока и выключателей линий проводится аналогичная проверка. Выбранные выключатели и трансформаторы тока для отходящих линий и секционного выключателя сведем в таблицу 32.

Таблица 32 – Выбор выключателей и трансформаторов тока 10 кВ

Линия	U <sub>ном</sub> , кВ	I <sub>мах</sub> , А	В <sub>к</sub> , кА·с <sup>2</sup>	i <sub>уд</sub> , кА	I <sub>отк</sub> , кА	Тип и параметры выключателя				Тип и параметры ТТ		
						Тип	I <sub>отк.ном</sub> , кА	В <sub>к.доп</sub> , кА·с <sup>2</sup>	i <sub>дин</sub> , кА	Тип	i <sub>дин</sub> , кА	В <sub>к.доп</sub> , кА·с <sup>2</sup>
СВ-10	10	688,1	27,58	11,1	9,2	ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-31,5/1600	39,6	1200	51	ТОЛ-СЭЩ-10-800/5	100	1600
ГПП – ТП-7	10	228,7	18	10,8	8,9	ВВЕ-СЭЩ-10-20/630	39,6	1200	50	ТОЛ-СЭЩ-10-250/5	62,5	625
ГПП – ТП-2	10	32,3	20,4	8,5	7,3	ВВЕ-СЭЩ-10-20/630	39,6	1200	50	ТОЛ-СЭЩ-10-40/5	15	36
ГПП – СД1	10	40,4	1,2	11,1	9,2	ВВЕ-СЭЩ-10-20/630	39,6	1200	50	ТОЛ-СЭЩ-10-50/5	12,5	25
ГПП – СД2	10	40,4	1,2	11,1	9,2	ВВЕ-СЭЩ-10-20/630	39,6	1200	50	ТОЛ-СЭЩ-10-50/5	12,5	25
ГПП – СД3	10	40,4	1,2	11,1	9,2	ВВЕ-СЭЩ-10-20/630	39,6	1200	50	ТОЛ-СЭЩ-10-50/5	12,5	25
ГПП – СД4	10	40,4	1,2	11,1	9,2	ВВЕ-СЭЩ-10-20/630	39,6	1200	50	ТОЛ-СЭЩ-10-50/5	12,5	25
ГПП – АД1	10	40,4	1,2	11,1	9,2	ВВЕ-СЭЩ-10-20/630	39,6	1200	50	ТОЛ-СЭЩ-10-50/5	12,5	25
ГПП – АД2	10	40,4	1,2	11,1	9,2	ВВЕ-СЭЩ-10-20/630	39,6	1200	50	ТОЛ-СЭЩ-10-50/5	12,5	25
ГПП – ЭУ1	10	61,8	1,2	11,1	9,2	ВВЕ-СЭЩ-10-20/630	39,6	1200	50	ТОЛ-СЭЩ-10-75/5	20	64
ГПП – ЭУ2	10	61,8	1,2	11,1	9,2	ВВЕ-СЭЩ-10-20/630	39,6	1200	50	ТОЛ-СЭЩ-10-75/5	20	64
ГПП – ДСП1	10	63,1	1,2	11,1	9,2	ВВЕ-СЭЩ-10-20/630	39,6	1200	50	ТОЛ-СЭЩ-10-75/5	20	64
ГПП – ДСП2	10	63,1	1,2	11,1	9,2	ВВЕ-СЭЩ-10-20/630	39,6	1200	50	ТОЛ-СЭЩ-10-75/5	20	64
ГПП – ТП-4	10	242,5	13,2	10,3	8,5	ВВЕ-СЭЩ-10-20/630	39,6	1200	50	ТОЛ-СЭЩ-10-250/5	62,5	625
ГПП – ТП-6	10	258,7	13,2	10,7	8,6	ВВЕ-СЭЩ-10-20/630	39,6	1200	50	ТОЛ-СЭЩ-10-300/5	78,8	992
ГПП – ТП-9	10	258,7	13,2	10,3	8,3	ВВЕ-СЭЩ-10-20/630	39,6	1200	50	ТОЛ-СЭЩ-10-300/5	78,8	992
ГПП – ТП-12	10	80,8	13,2	8	7,03	ВВЕ-СЭЩ-10-20/630	39,6	1200	50	ТОЛ-СЭЩ-10-100/5	25	100

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

130302.2019.780.00.00 ПЗ

Трансформаторы напряжения, подключаемые к СШ 10 кВ ГПП выбираются по номинальному напряжению. Согласно технической информации производителя по КРУ-СЭЩ-63 используются трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ-СЭЩ-10.

В качестве трансформаторов тока нулевой последовательности согласно технической информации применяются трансформаторы типа ТЗЛК-СЭЩ-0,66.

В качестве трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ были выбраны КТП-СЭЩ-П. В качестве высоковольтных ячеек используются КСО-СЭЩ-3 с номинальным током главных цепей 630 А. Данные ячейки комплектуются выключателями нагрузки ВНА-СЭЩ-10-630-20 УЗ [36–37]. Данные выключатели проверяем на электродинамическую и термическую стойкость токам КЗ.

Достаточно проверить данный выключатель нагрузки при наиболее тяжелых условиях, например, наибольший возможный ток, протекающий по выключателю нагрузки, составляет 258,7 А (ТП-9). Для проверки на электродинамическую и термическую стойкость к токам КЗ будем использовать расчётные величины на ввод ТП-7. Результаты проверки сведены в таблицу ниже.

Таблица 33 – Сводные данные по проверке выключателя нагрузки

Критерий	Расчётные величины в точке К2	Выключатель нагрузки ВНА-СЭЩ-10-630-20 УЗ
$U_y \leq U_{н.а}$	$U_y = 10$ кВ;	$U_y = 10$ кВ;
$i_{\max} \leq i_{н.а.}$	$i_{\max} = 258,7$ А;	$I_{н.а.} = 630$ А;
$i_{уд} \leq i_{дин.а.}$	$i_{уд} = 10,828$ кА;	$i_{дин.а.} = 51$ кА;

Для защиты трансформаторов на высокой стороне устанавливаются предохранители. Согласно технической информации [36] предохранители выбираются в зависимости от мощности трансформатора с учётом их перегрузочной способности. В таблице ниже сведены выбранные предохранители.

Таблица 34 – Сводные данные по выбору предохранителей 10 кВ

ТП	$I_{отк.кА}$	$i_{уд, кА}$	$S_{т, кВ \cdot А}$	$I_{\max, А}$	Тип предохранителя
1	2	3	4	5	6
ТП-1	9,325	8,381	1000	76,15	ПКТ 103-10-100-12,5У3
ТП-2	9,526	8,534	400	25,16	ПКТ 103-10-50-31,5У3
ТП-3	9,696	8,672	1000	68,69	ПКТ 103-10-100-12,5У3
ТП-4	12,005	10,347	1600	158,13	ABB CEF 12200 (160 А) $I_{отк.н} = 50$ кА
ТП-5	12,005	10,355	400	18,97	ПКТ 103-10-50-31,5У3
ТП-6	12,427	10,690	1600	137,88	ABB CEF 12200 (160 А) $I_{отк.н} = 50$ кА
ТП-7	12,604	10,828	400	14,92	ПКТ 103-10-50-31,5У3
ТП-8	11,079	9,764	1600	159,36	ABB CEF 12200 (160 А) $I_{отк.н} = 50$ кА
ТП-9	11,698	10,276	1600	159,36	ABB CEF 12200 (160 А) $I_{отк.н} = 50$ кА
ТП-10	10,906	9,640	1600	122,97	ABB CEF 12200 (160 А) $I_{отк.н} = 50$ кА
ТП-11	10,351	9,189	400	37,64	ПКТ 103-10-50-31,5У3
ТП-12	8,808	7,968	1000	63,04	ПКТ 103-10-100-12,5У3
ТП-13	10,351	7,953	400	22,59	ПКТ 103-10-50-31,5У3
ТП-14	11,598	10,186	630	40,50	ПКТ 103-10-80-20У3

## 7.2 Выбор низковольтного оборудования ремонтно-механического цеха

Для распределения электроэнергии электроприёмникам используются шинопроводы типов GDA производства GRAZIADIO [38]. Для соединения шинопроводов ШРА-3 и ШРА-4 с секцией шин 0,4 кВ используются кабели. Данное решение принято на основании того, что на некоторых участках цеха сооружение шинопровода будет мешать движению транспорта, погрузо-разгрузочным работам и свободному передвижению персонала (согласно плану РМЦ).

Предварительно шинопроводы и кабельные вставки были выбраны при расчёте токов КЗ в сети 0,4 кВ. На основании расчётов токов КЗ в сети 0,4 кВ необходимо проверить их на термическую и электродинамическую стойкость. Результаты расчётов сведём в таблицу ниже.

Таблица 35 – Сводные данные по выбору шинопроводов и кабелей РМЦ

Шинопровод, кабель	$I_{\max}$ , А	$I_{п0}$ , кА	$i_{уд}$ , кА	$T_a$ , с	$T_{с.з}$ , с	$W_k$ , кА <sup>2</sup> ·с	Тип шинопровода, кабеля	$I_{ном}$ , А	$i_{дин}$ , кА	$W_{к.доп}$ , кА <sup>2</sup> ·с
ШРА-1	601,3	13,564	26,115	0,009	0,125	24,7	GDA-4-630	630	70	484
ШРА-2	493,21	14,426	30,928	0,015	0,125	29,1	GDA-4-500	500	61	400
ШРА-3	92,82	10,652	17,380	0,005	0,125	14,7	GDA-4-250	250	26	72,3
ШРА-4	68,87	9,425	14,818	0,004	0,125	11,5	GDA-4-250	250	26	72,3
ШРА-5	676,23	14,426	30,928	0,015	0,325	70,7	GDA-4-800	800	77	484
2С-0,4 – ШРА-3	92,82	14,426	30,928	0,015	0,125	29,1	АВВГ 4х95	156	-	-
2С-0,4 – ШРА-4	68,87	14,426	30,928	0,015	0,125	29,1	АВВГ 4х95	156	-	-

Кабельные вставки от 2С-0,4 до шинопроводов ШРА-3 и ШРА-4 были проверены на термическую стойкость по известной методике. Минимально сечение, стойкое к токам КЗ составило 82,9 мм<sup>2</sup>, вследствие чего были выбраны кабели сечением 95 мм<sup>2</sup>.

Проверим выбранные шинопроводы и кабели по известной методике на потерю напряжения в конце каждой магистрали, не учитывая уменьшение нагрузки по длине магистрали. Результаты вычислений сведены в таблицу 36.

Таблица 36 – Проверка на потерю напряжения

Проверяемая цепь	$x_0$ , Ом	$r_0$ , Ом	L, км	P, кВт	Q, квар	$\Delta U$ , %
2С-0,4 – ШРА-5	0,062	0,052	0,025	408,2	177,4	0,504
ШРА-5 – ШРА-1	0,063	0,065	0,050	363,9	155,2	1,045
2С-0,4 – ШРА-2	0,059	0,072	0,051	188,4	264,3	0,929
2С-0,4 – W1	0,06	0,31	0,020	44,6	41,8	0,204
W1 – ШРА-3	0,093	0,093	0,040	44,6	41,8	0,201
2С-0,4 – W2	0,06	0,31	0,026	29,2	34,7	0,181
W2 – ШРА-4	0,093	0,093	0,046	29,2	34,7	0,171

Согласно технической информации по КТП-СЭЩ в качестве автоматических выключателей могут использоваться выключатели типа Compact NS производителя Schneider Electric [39]. Вводные выключатели выбираются по номинальному рабочему току трансформатора с учётом перегрузочной способности (140%), а секционный – по максимально возможному току. Автоматические выключатели также выбираются по напряжению и проверяются на отключающую способность. Результаты выбора сведём в таблицы 37 и 38.

Таблица 37 – Сводные данные по проверке вводного выключателя 0,4 кВ КТП

Критерий	Расчётные величины в точке К1	Вводной выключатель Compact NS1600
$U_y \leq U_{н.а}$	$U_y = 0,4$ кВ;	$U_y = 0,69$ кВ;
$i_{\text{макс}} \leq i_{н.а.}$ ;	$i_{\text{макс}} = 1273,1$ А;	$I_{н.а.} = 1600$ А;
$I_{п} \leq I_{н.о.а}$	$I_{п} = 14,426$ кА;	$I_{н.о.а} = 50$ кА;

Таблица 38 – Сводные данные по проверке секционного выключателя 0,4 кВ КТП

Критерий	Расчётные величины в точке К1	Секционный выключатель Compact NS800
$U_y \leq U_{н.а}$	$U_y = 0,4$ кВ;	$U_y = 0,69$ кВ;
$i_{\text{макс}} \leq i_{н.а.}$ ;	$i_{\text{макс}} = 676,2$ А;	$I_{н.а.} = 800$ А;
$I_{п} \leq I_{н.о.а}$	$I_{п} = 14,426$ кА;	$I_{н.о.а} = 150$ кА;

Аналогично выбираем автоматы для защиты шинопроводов.

Таблица 39 – Сводные данные по выбору автоматов для защиты шинопроводов

Шино-провод	$I_{\text{max}}$ , А	$I_{п0}$ , кА	Выключатель	$I_{\text{ном}}$ , А	$I_{о.н.}$ , кА
ШРА-1	601,3	13,564	Compact NS630	630	50
ШРА-2	493,21	14,426	Compact NS630	630	50
ШРА-3	92,82	10,652	EasyPact EZC100N3015	100	15
ШРА-4	68,87	9,425	EasyPact EZC100N3015	100	15

Для питания отдельных электроприёмников будем использовать кабель АВВГ. Для защиты от коротких замыканий будем применять автоматические выключатели типа OptiDin ВМ125 российского производителя КЭАЗ [40]. Выбранные кабели и оборудование сведём в таблицу 40.

Таблица 40 – Сводные данные по выбору автоматов и проводников

Электроприёмник	Ток $I_p$ , А	$I_{но}$ , кА	Кабель		Автоматический выключатель		
			Тип	$I_{доп}$ , А	Тип	$I_{ном}$ , А	$I_{отк}$ , кА
1	2	3	4	5			
<b>Шиннопровод ШРА-1</b>							
Станок обдирочно-точильный	2,78	13,564	АВВГ-5х2,5	17,48	OptiDin BM125	100	20
Вертикально-сверлильный станок	2,19	13,564	АВВГ-5х2,5	17,48	OptiDin BM125	100	20
Ножницы высечные	2,38	13,564	АВВГ-5х2,5	17,48	OptiDin BM125	100	20
Станок трубонарезный	2,78	13,564	АВВГ-5х2,5	17,48	OptiDin BM125	100	20
Пресс-ножницы комбинированные	1,79	13,564	АВВГ-5х2,5	17,48	OptiDin BM125	100	20
Вентилятор	8,64	13,564	АВВГ-5х2,5	17,48	OptiDin BM125	100	20
Кран мостовой электрический	18,23	13,564	АВВГ-5х4	24,84	OptiDin BM125	100	20
Электропечь сопротивления камерная	30,39	13,564	АВВГ-5х10	38,64	OptiDin BM125	100	20
То же	63,31	13,564	АВВГ-5х25	69	OptiDin BM125	100	20
То же	37,98	13,564	АВВГ-5х10	38,64	OptiDin BM125	100	20
Электропечь сопротивления	94,96	13,564	АВВГ-5х50	101,2	OptiDin BM125	100	20
Вентилятор	17,28	13,564	АВВГ-5х2,5	17,48	OptiDin BM125	100	20
<b>1СШ-0,4 кВ и ШРА-5</b>							
Электропечь сопротивления шахтная	75,97	14,426	АВВГ-5х35	82,8	OptiDin BM125	100	20
То же	31,65	14,426	АВВГ-5х10	38,64	OptiDin BM125	100	20
Молот пневматический ковочный	30,85	14,426	АВВГ-5х10	38,64	OptiDin BM125	100	20
Таль электрическая	2,98	14,426	АВВГ-5х2,5	17,48	OptiDin BM125	100	20
<b>Шиннопровод ШРА-2</b>							
Пресс правильный	5,56	14,426	АВВГ-5х2,5	17,48	OptiDin BM125	100	20
Сварочный преобразователь	12,41	14,426	АВВГ-5х2,5	17,48	OptiDin BM125	100	20
Трансформатор сварочный	30,39	14,426	АВВГ-5х10	38,64	OptiDin BM125	100	20
Машина электросварочная стыковочная	22,16	14,426	АВВГ-5х4	24,84	OptiDin BM125	100	20
Машина электросварочная точечная	79,77	14,426	АВВГ-5х35	82,8	OptiDin BM125	100	20
Машина электросварочная шовная	44,31	14,426	АВВГ-5х16	55,2	OptiDin BM125	100	20
Пресс двухкривошипный	7,95	14,426	АВВГ-5х2,5	17,48	OptiDin BM125	100	20
Горизонтально-фрезерный станок	2,04	14,426	АВВГ-5х2,5	17,48	OptiDin BM125	100	20
Токарно-винторезный станок	2,92	14,426	АВВГ-5х2,5	17,48	OptiDin BM125	100	20
<b>Шиннопровод ШРА-3</b>							
Карусельный станок одностоечный	11,13	10,652	АВВГ-5х2,5	17,48	OptiDin BM125	100	20
Вертикально-фрезерный станок	1,64	10,652	АВВГ-5х2,5	17,48	OptiDin BM125	100	20
Вертикально-фрезерный станок	1,02	10,652	АВВГ-5х2,5	17,48	OptiDin BM125	100	20
Поперечно-строгальный станок	1,17	10,652	АВВГ-5х2,5	17,48	OptiDin BM125	100	20
Токарно-винторезный станок	1,64	10,652	АВВГ-5х2,5	17,48	OptiDin BM125	100	20
Радиально-сверлильный станок	2,55	10,652	АВВГ-5х2,5	17,48	OptiDin BM125	100	20
Таль электрическая	1,81	10,652	АВВГ-5х2,5	17,48	OptiDin BM125	100	20
<b>Шиннопровод ШРА-4</b>							
Зубо-фрезерный станок	1,46	9,425	АВВГ-5х2,5	17,48	OptiDin BM125	100	20
Токарный многорезцовый автомат	2,55	9,425	АВВГ-5х2,5	17,48	OptiDin BM125	100	20

Выводы по разделу семь

В данном разделе было выбрано и проверено по соответствующим критериям высоковольтное оборудование завода и низковольтное оборудование ремонтно-механического цеха.

## 8 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Компенсация реактивной мощности на предприятии осуществляется за счёт использования высоковольтных и низковольтных батарей. Также на предприятии имеются синхронные электродвигатели, которые могут генерировать реактивную мощность. Низковольтные конденсаторные батареи устанавливаются на шинах 0,4 кВ цеховых ТП, а высоковольтные – на шинах 10 кВ ГПП. Для расчёта оптимальных значений высоковольтных и низковольтных батарей составим однолинейную схему, а также её схему замещения. Вся необходимая информация, необходимая для расчётов сопротивлений элементов (кабелей, трансформаторов) берётся из предыдущих разделов данной работы. Схема составлена для одной секции шин 10 кВ и подключенных к ней ТП, т. к. нагрузки идентичны.

Активные сопротивления трансформаторов ТП определяем по формуле 93, при этом сопротивление приводится к стороне 10 кВ и величина сопротивления выражается в Ом. Активные сопротивления кабелей и их длины определяем по таблице 22. Потери в трансформаторах ТП ( $\Delta Q_{Ti}$ , квар) и приходящуюся на ТП реактивную нагрузку ( $Q_{li}$ , квар) определяем по таблице 5. Величины  $\Delta Q_{Ti}$  и  $Q_{li}$  рассчитаны на два трансформатора ТП, поэтому её необходимо поделить соответственно на 2 (для ТП-8 и ТП-9 на 4). Результаты вычислений сведём в таблицу 41.

Таблица 41 – Расчёт параметров схемы замещения

ТП, СД, линия	$Q_{li}$ , квар	$\Delta Q_{Ti}$ , квар	$R_{Ti}$ , Ом	$R_{wi}$ , Ом
ТП-1 (W20)	415,01	29,92	1,060	0,23
ТП-2 (W18)	130,09	8,54	3,375	0,27
ТП-3 (W12)	315,27	25,46	1,060	0,06
ТП-4 (W19)	138,27	55,04	0,645	0,06
ТП-5 (W9)	111,13	6,24	3,375	0,04
ТП-6 (W14)	656,19	55,04	0,645	0,03
ТП-7 (W8)	85,73	5,08	3,375	0,02
ТП-8 (W15)	403,49	55,04	0,645	0,1
ТП-9 (W16)	403,49	55,04	0,645	0,07
ТП-10 (W17)	634,09	50,53	0,645	0,06
ТП-11 (W11)	125,96	12,02	3,375	0,1
ТП-12 (W13)	321,40	22,39	1,060	0,35
ТП-13 (W21)	99,52	7,51	3,375	0,06
ТП-14 (W10)	206,49	15,15	1,915	0,03
СД1 (W2)	-	-	-	0,46
СД3 (W4)	-	-	-	0,46

На рисунке 7 представлена однолинейная схема, на которой представлены возможные места установки батарей конденсаторов, а также имеющиеся на секции шин синхронные двигатели, которые возможно использовать для генерирования реактивной мощности.

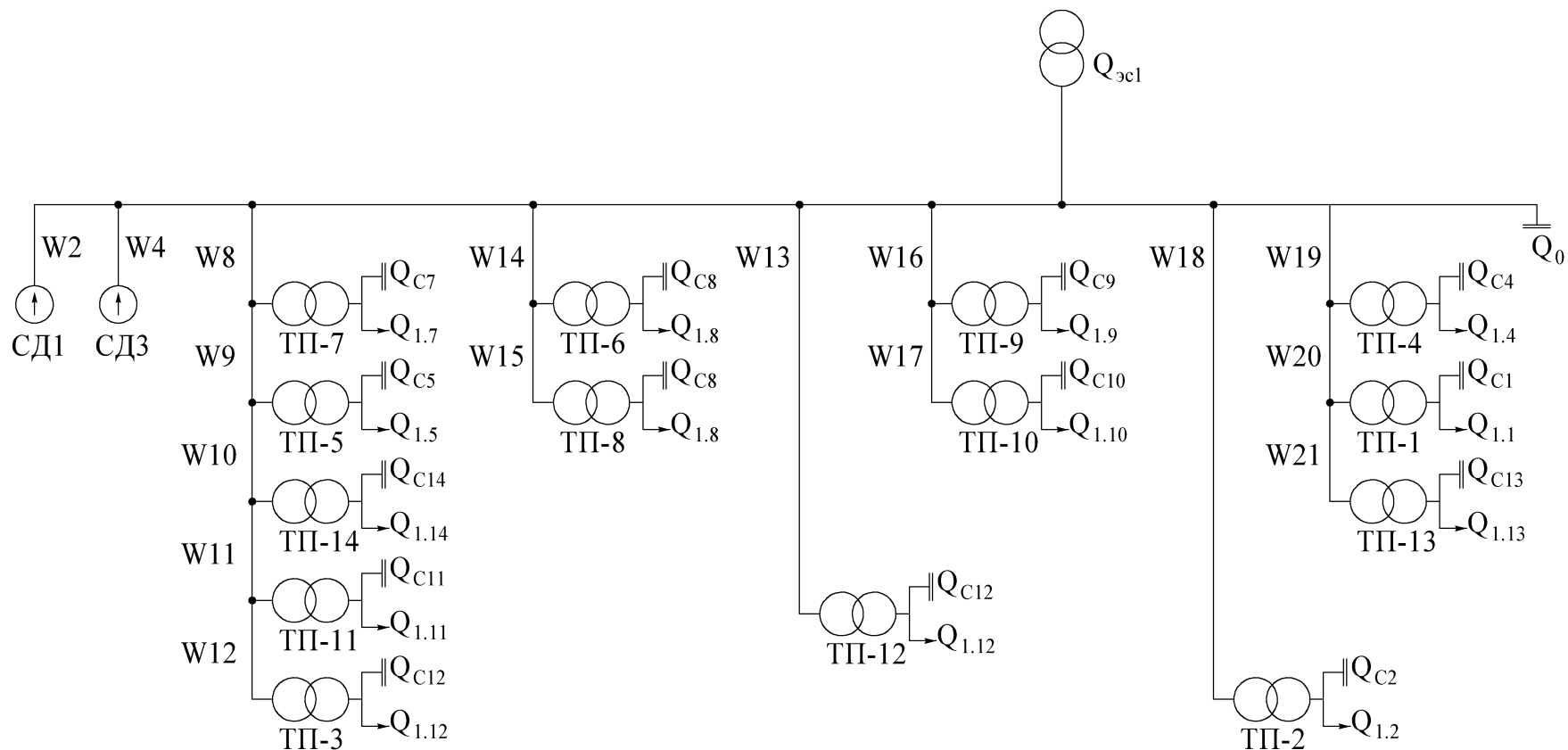


Рисунок 7 – Однолинейная схема для расчёта компенсирующих устройств

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

130302.2019.780.00.00 ПЗ



## 8.1 Расчёт располагаемой мощности синхронных двигателей

Синхронные двигатели в зависимости от загрузки по активной мощности могут дополнительно генерировать определённую реактивную мощность (располагаемую) сверх номинальной. Располагаемая мощность определяется по следующей формуле [4, с.208]:

$$Q_{СД.М} = \alpha_M \cdot N_{СД} \cdot \sqrt{P_{СД.НОМ}^2 + Q_{СД.НОМ}^2} \quad (99)$$

где  $\alpha_M$  – коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности, зависящий от загрузки  $\beta_{СД}$  по активной мощности и номинального коэффициента мощности  $\cos\varphi_{НОМ}$ ;

$N_{СД}$  – количество однотипных СД, шт;

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

$Q_{СД.НОМ}$  – номинальная реактивная мощность СД, квар [42, с.266].

Коэффициент загрузки СД примем равным коэффициенту использования (согласно исходным данным):

$$\beta_{СД} = 0,8.$$

Величина коэффициента мощности согласно исходным данным  $\cos\varphi_{НОМ} = 0,8$ . Исходя из этого определим коэффициент  $\alpha_M$  по номограмме, представленной в [4, с.152]:

$$\alpha_{СД} = 0,58.$$

По формуле 99 определим располагаемую мощность СД:

$$Q_{СД.М} = 0,58 \cdot 2 \cdot \sqrt{630^2 \text{ кВт}^2 + 320^2 \text{ квар}^2} = 819,7 \text{ квар}.$$

## 8.2 Определение расчётных затрат на генерацию реактивной мощности

Удельная стоимость годовых потерь мощности от протекания реактивной мощности по электрическим сетям определяется выражением [4, с.210]:

$$C_0 = \left( \beta_M + \frac{\alpha_M \cdot 12}{T_M} \right) \cdot \tau_M \quad (100)$$

Величины, входящие в формулу 100 известны из предыдущих разделов данной работы.

					130302.2019.780.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		94

Подставим известные выражения в формулу 100 и получим:

$$C_0 = \left( 1,71 \text{ руб}/(\text{кВт} \cdot \text{ч}) + \frac{2324,5 \text{ руб}/(\text{кВт} \cdot \text{мес}) \cdot 12 \text{ мес}}{4345 \text{ ч/год}} \right) \cdot 2732,44 \text{ ч/год} = 22214,2 \text{ руб/кВт},$$

Удельная стоимость соответственно высоковольтных и низковольтных конденсаторных батарей в ценах на 1991 год [4, с.212]:

$$K_{\text{БКВ}} = 6000 \text{ руб/Мвар};$$

$$K_{\text{БКН}} = 12000 \text{ руб/Мвар}.$$

Для пересчёта цен на 2019 год используется индекс изменения сметной стоимости оборудования [41]:

$$I_{\text{ИСС}}^{\frac{2019}{1991}} = 68,77.$$

С учетом индекса изменения сметной стоимости в расчётах будем использовать следующие удельные стоимости конденсаторных батарей:

$$K_{\text{БКВ}} = 6000 \text{ руб/Мвар} \cdot 68,77 = 412620 \text{ руб/Мвар};$$

$$K_{\text{БКН}} = 12000 \text{ руб/Мвар} \cdot 68,77 = 825240 \text{ руб/Мвар}.$$

Определим затраты на генерацию реактивной мощности отдельными источниками по следующим формулам [4, с.213]. Для высоковольтных батарей:

$$Z_{1,0} = Z_{1,Г.КВ} = E \cdot K_{\text{БКВ}} + C_0 \cdot \Delta P_{\text{БКВ}}, \quad (101)$$

где  $E=0,223$  – нормативные отчисления от стоимости устройства;

$\Delta P_{\text{БКВ}}=2$  Вт/квар – удельные потери активной мощности БК.

Для низковольтных батарей:

$$Z_{1,0} = Z_{1,Г.КН} = E \cdot K_{\text{БКН}} + C_0 \cdot \Delta P_{\text{БКН}}, \quad (102)$$

Для БКН  $\Delta P_{\text{БКН}}=4$  Вт/квар [4, с.157]. Подставляем известные величины в формулы 101 и 102, получаем:

$$Z_{1,0} = Z_{1,Г.КВ} = 0,223 \cdot 412620 \text{ руб/Мвар} + 22214,2 \text{ руб/кВт} \cdot 2 \text{ Вт/квар} = 136442,6 \text{ руб/Мвар};$$

$$Z_{1.Г.КН} = 0,223 \cdot 825240 \text{ руб/Мвар} + 22214,2 \text{ руб/кВт} \cdot 4 \text{ Вт/квар} = \\ = 272885,2 \text{ руб/Мвар};$$

Для синхронных двигателей аналогичные затраты определяются по следующим формулам [4, с.181]:

$$Z_{1.Г.СД} = C_0 \cdot \frac{D_1}{Q_{СД.НОМ}}; \quad (103)$$

$$Z_{2.Г.СД} = C_0 \cdot \frac{D_2}{Q_{СД.НОМ}^2 \cdot N_{СД}}, \quad (104)$$

где  $D_1$  и  $D_2$  – постоянные величины, зависящие от технических параметров СД, кВт;

Примем, что на заводе установлены СД серии СТД, для которых согласно справочным данным [42]  $D_1=2,07$  кВт и  $D_2=3,44$  кВт. Тогда по формулам 103 и 104 получаем:

$$Z_{1.Г.СД} = 22214,2 \text{ руб/кВт} \cdot \frac{2,07 \text{ кВт}}{0,320 \text{ Мвар}} = 143697,9 \text{ руб/Мвар};$$

$$Z_{2.Г.СД} = 22214,2 \text{ руб/кВт} \cdot \frac{3,44 \text{ кВт}}{0,320^2 \text{ Мвар}^2} = 746257,3 \text{ руб/Мвар}^2;$$

### 8.3 Определение оптимальной мощности источников реактивной мощности

Для расчёта оптимальной мощности источников реактивной мощности, генерируемой БКН, необходимо рассчитать эквивалентные сопротивления соответствующих ТП. Если одиночная ТП подключена к шинам ГПП посредством линии, то эквивалентное сопротивление рассчитывается по следующей формуле:

$$R_{эк.і} = R_{Ті} + R_{Wj}. \quad (105)$$

Например, для ТП-2 согласно таблице 41  $R_{Т2}=3,375$  Ом,  $R_{W18}=0,27$  Ом. По формуле 105 получаем эквивалентное сопротивление:

$$R_{эк.2} = 3,375 \text{ Ом} + 0,27 \text{ Ом} = 3,645 \text{ Ом}.$$

Для ТП-12 проводим аналогичный расчёт.

Если ТП подключена к магистральной линии, то эквивалентные сопротивления рассчитываются по нижеописанной методике [4, с.189]. Для двух

трансформаторов, подключенных к магистрали, как показано на рисунке ниже, эквивалентные сопротивления определяются по формулам:

$$R_{\text{эк.1}} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot R_1; \quad (106)$$

$$R_{\text{эк.2}} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot (R_2). \quad (107)$$

где  $R_1 = R_{01} + R_{T1}$ , Ом;  
 $R_2 = R_{01} + R_{12} + R_{T2}$ , Ом.

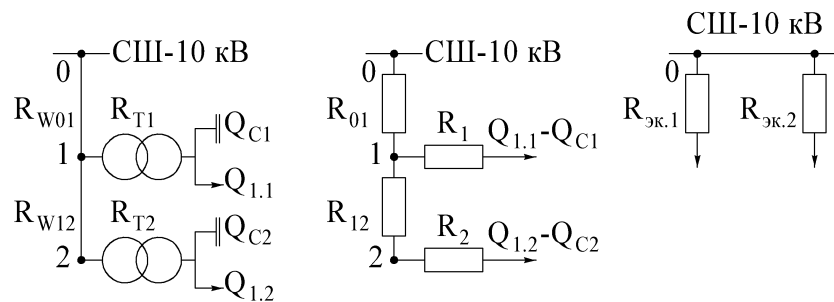


Рисунок 8 – Расчёт эквивалентных сопротивлений для двух трансформаторов

Например, для магистрали с ТП-6 и ТП-8 по формулам 106 и 107 получаем:

$$R_6 = 0,03 \text{ Ом} + 0,645 \text{ Ом} = 0,675 \text{ Ом};$$

$$R_8 = 0,03 \text{ Ом} + 0,1 \text{ Ом} + 0,645 \text{ Ом} = 0,775 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{эк.6}} = \left(1 + \frac{0,03 \text{ Ом}}{0,645 \text{ Ом}}\right) \cdot 0,675 \text{ Ом} = 0,706 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{эк.8}} = \left(1 + \frac{0,03 \text{ Ом}}{0,645 \text{ Ом}}\right) \cdot (0,1 \text{ Ом} + 0,775 \text{ Ом}) = 0,916 \text{ Ом}.$$

Для магистрали с ТП-9 и ТП-10 проводим аналогичные расчёты. Результаты вычислений заносим в таблицу ниже.

Для магистральной линии с тремя трансформаторами:

$$R_{\text{эк.1}} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot R_1; \quad (108)$$

$$R_{\text{эк.2}} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{R_{12}}{R_{T2}}\right) \cdot R_2; \quad (109)$$

$$R_{\text{эк.3}} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{R_{12}}{R_{T2}}\right) \cdot (R_{23} + R_3); \quad (110)$$

где  $R_1 = R_{01} + R_{T1}$ , Ом;

$R_2 = R_{01} + R_{12} + R_{T2}$ , Ом;

$R_3 = R_{01} + R_{12} + R_{23} + R_{T3}$ , Ом.

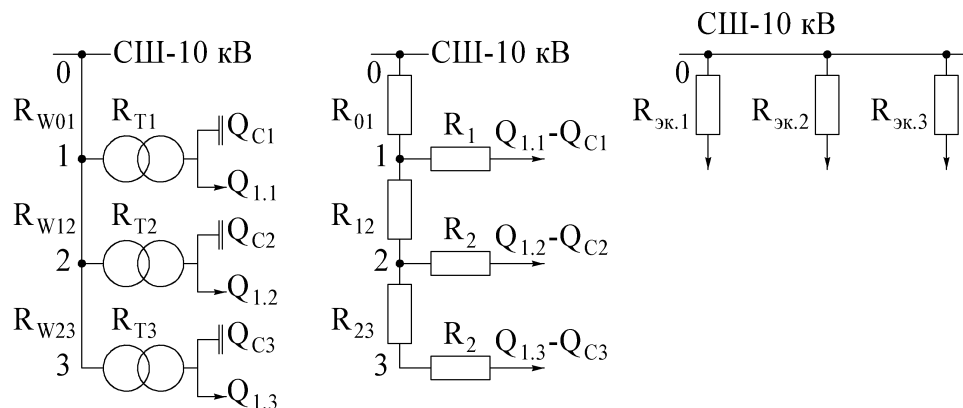


Рисунок 9 – Расчёт эквивалентных сопротивлений для трех трансформаторов

Для магистральной линии с пятью трансформаторами:

$$R_{\text{эк.6}} = \left(1 + \frac{0,03 \text{ Ом}}{0,645 \text{ Ом}}\right) \cdot (0,1 \text{ Ом} + 0,775 \text{ Ом}) = 0,916 \text{ Ом}. \quad (111)$$

$$R_{\text{эк.1}} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot R_1;$$

$$R_{\text{эк.2}} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{R_{12}}{R_{T2}}\right) \cdot R_2; \quad (112)$$

$$R_{\text{эк.3}} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{R_{12}}{R_{T2}}\right) \cdot \left(1 + \frac{R_{23}}{R_{T3}}\right) \cdot R_3; \quad (113)$$

$$R_{\text{эк.4}} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{R_{12}}{R_{T2}}\right) \cdot \left(1 + \frac{R_{23}}{R_{T3}}\right) \cdot \left(1 + \frac{R_{34}}{R_{T4}}\right) \cdot R_4; \quad (114)$$

$$R_{\text{эк.5}} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{R_{12}}{R_{T2}}\right) \cdot \left(1 + \frac{R_{23}}{R_{T3}}\right) \cdot \left(1 + \frac{R_{34}}{R_{T4}}\right) \cdot (R_{45} + R_5); \quad (115)$$

где  $R_1=R_{01}+R_{T1}$ , Ом;  
 $R_2=R_{01}+R_{12}+R_{T2}$ , Ом;  
 $R_3=R_{01}+R_{12}+R_{23}+R_{T3}$ , Ом;  
 $R_4=R_{01}+R_{12}+R_{23}+R_{34}+R_{T4}$ , Ом;  
 $R_5=R_{01}+R_{12}+R_{23}+R_{34}+R_{45}+R_{T5}$ , Ом.

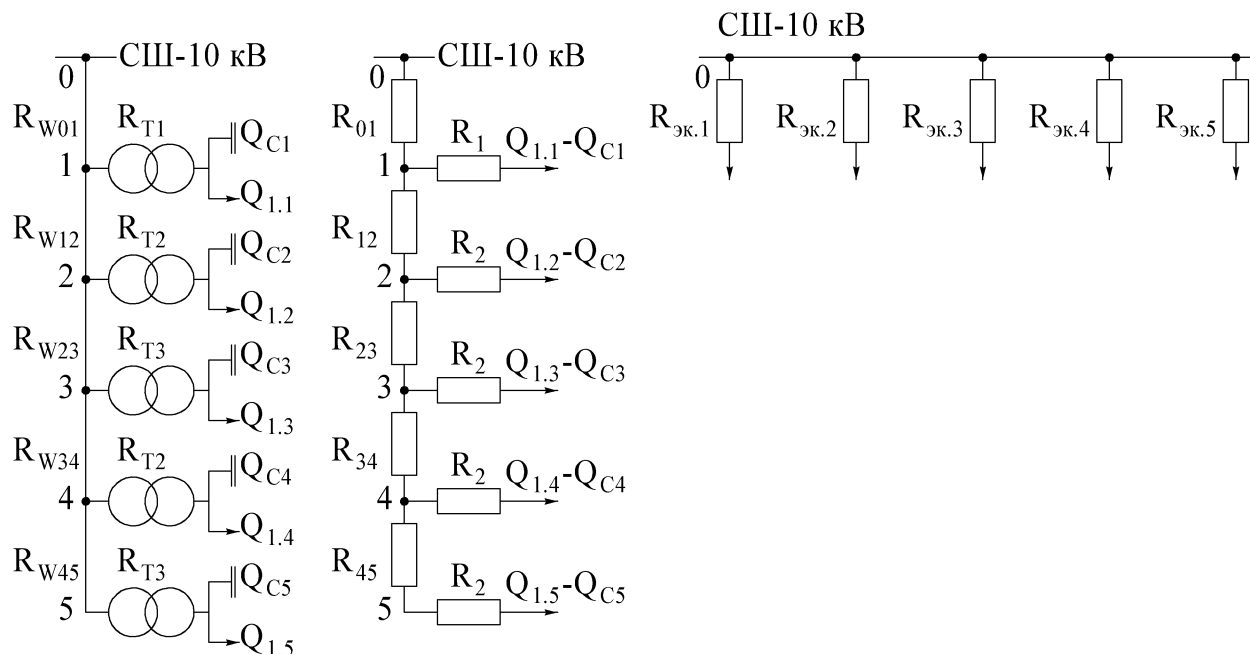


Рисунок 10 – Расчёт эквивалентных сопротивлений для пяти трансформаторов

Результаты вычислений сведены в таблицу 42.

Таблица 42 – Расчёт устройств компенсации реактивной мощности

ТП	R <sub>эк</sub> , Ом	Q <sub>Сi</sub> , Q <sub>Сj</sub> Мвар		Q <sub>Ки</sub> , квар	Q <sub>Ки</sub> +Q <sub>Сi</sub> , квар	Тип принятой БК	Мощность принятой БК Q <sub>Сти</sub> , квар
		Расчётное	Принятое				
ТП-1	1,363	0,220	0,220	0	219,6	УКРМ-0,4-225	225
ТП-2	3,645	0,054	0,054	0	54,4	УКРМ-0,4-54	54
ТП-3	1,523	0,139	0,139	0	139,1	УКРМ-0,4-140	140
ТП-4	0,706	-0,242	0	661,85	661,9	УКРМ-0,4-700	700
ТП-5	1,198	-0,139	0	0	0,0	-	-
ТП-6	0,706	0,276	0,276	119,7	395,9	УКРМ-0,4-400	400
ТП-7	0,686	-0,357	0	0	0,0	-	-
ТП-8	0,916	0,123	0,123	498,18	621,4	УКРМ-0,4-650	650
ТП-9	0,793	0,071	0,071	498,18	569,4	УКРМ-0,4-550	550
ТП-10	0,926	0,353	0,353	0	353,0	УКРМ-0,4-375	375
ТП-11	3,962	0,060	0,060	83,21	143,7	УКРМ-0,4-150	150
ТП-12	1,410	0,126	0,126	0,00	126,0	УКРМ-0,4-140	140
ТП-13	4,151	0,033	0,033	0,00	33,0	УКРМ-0,4-33	33
ТП-14	3,74	0,140	0,140	0,00	139,5	УКРМ-0,4-140	140
Итого:							3557

Оптимальные реактивные мощности БКН определим в предположении, что к шинам ГПП подключена БКВ  $Q_0$ , при этом коэффициент Лагранжа  $\lambda$  принимаем равным [4, с.188]:

$$\lambda = \lambda_{1.0} = \lambda_{1.Г.КВ} = 136442,6 \text{ руб/Мвар};$$

Оптимальная мощность рассчитывается по формуле:

$$Q_{Ci} = Q_{1.i} + \Delta Q_{Ti} + \frac{\lambda_{1.0} - \lambda_{1.Г.КН}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{эк.i}} \quad (116)$$

где  $a = 10 \text{ кВ}^{-2}$  – коэффициент, зависящий от напряжения линии, по которой передается реактивная мощность;

Результаты вычислений по формуле 116 сведём в таблицу 42. Также в данную таблицу сводим значения мощностей конденсаторных батарей  $Q_{Ki}$ , которые необходимо установить при невозможности передать всю расчётную реактивную мощность из сети 10 кВ в сеть 0,4 кВ через трансформатор ТП 10/0,4 кВ (согласно таблице 5, графа 16). Данные значения также необходимо разделить на соответствующее число трансформаторов ТП.

Определим реактивную мощность, генерируемую СД, подключенным к СШ-10 кВ ГПП [4, с.188]:

$$Q_{СД} = \frac{\lambda_{1.0} - \lambda_{1.Г.СД}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{эк.СД}} \quad (117)$$

где  $R_{эк.СД}$  – эквивалентное сопротивление СД, Ом.

Эквивалентное сопротивление СД определяем по формуле:

$$R_{эк.СД} = R_{w.СД} + \frac{\lambda_{2.Г.СД}}{a \cdot C_0}, \quad (118)$$

где  $R_{w.СД}$  – сопротивление линии, соединяющей СД и СШ 10 кВ ГПП, Ом.

Определим соответствующие величины по формулам 117 и 118:

$$R_{эк.СД} = 0,46 + \frac{746257,3 \text{ руб/Мвар}^2}{10 \text{ кВ}^{-2} \cdot 22214,2 \text{ руб/кВт}} = 3,819 \text{ Ом};$$

$$Q_{СД} = \frac{136442,6 \text{ руб/Мвар} - 143697,9 \text{ руб/Мвар}}{2 \cdot 10 \text{ кВ}^{-2} \cdot 22214,2 \text{ руб/кВт} \cdot 3,819 \text{ Ом}} = -0,004 \text{ Мвар}.$$

Т.к. значение  $Q_{СД}$  меньше нуля, то СД не выгодно использовать в качестве источников реактивной мощности. В дальнейшем их в расчёт не принимаем.

Из условия баланса реактивных мощностей для СШ 10 кВ ГПП определяем реактивную мощность  $Q_0$  высоковольтной батареи:

$$Q_0 = Q_{P.П} + \Delta Q_{T.ГПП} - \sum_{i=1}^{14} Q_{CTi} - Q_{Э1}, \quad (119)$$

где  $Q_{P.П} = 13,30759/2 = 6,6538$  Мвар – расчётная реактивная нагрузка предприятия (завода), определённая ранее в данной работе (приходящаяся на одну СШ 10 кВ ГПП);

$\Delta Q_{T.ГПП} = 1792$  Мвар – потери трансформатора ГПП;

$Q_{CT.i}$  – мощности БКН, определяемые по таблице 42, Мвар;

$Q_{Э1}$  – экономически целесообразная реактивная мощность, которую предприятие потребляет от энергосистемы в режиме максимальных нагрузок предприятия, приходящаяся на одну секцию СШ 10 кВ ГПП, Мвар.

Экономически целесообразную мощность  $Q_{Э1}$  определяем из следующих соотношений [4, с.198]:

$$Q'_Э = \alpha \cdot P_{P.П} \quad (120)$$

$$Q''_Э = Q_{P.П} - \frac{0,7}{K_{H.P.}} \cdot \sum_{i=1}^2 Q_{CD.Mi}, \quad (121)$$

где  $P_{P.П} = 19776,52/2 = 9888,26$  кВт – расчётная активная мощность предприятия (завода), рассчитанная ранее в работе (приходящаяся на одну СШ 10 кВ ГПП);

$\alpha = 0,4$  – предельное значение коэффициента реактивной мощности, принятый для сети 35 кВ, регламентируется Министерством промышленности и энергетики РФ [4, табл.6.2];

$K_{H.P.} = 0,85$  – коэффициент, учитывающий несовпадение во времени максимума реактивных нагрузок промышленного предприятия и максимума реактивных нагрузок энергосистемы, принят как для машиностроительной отрасли промышленности [4, табл.6.1];

Подставим известные величины в формулы и получим:

$$Q'_Э = 0,4 \cdot 9888,26 \text{ кВт} = 3955,3 \text{ кВт};$$

$$Q''_Э = 6653,8 \text{ квар} - \frac{0,7}{0,85} \cdot 2 \cdot 819,7 \text{ квар} = 5303,7 \text{ квар}.$$

В качестве  $Q_{Э1}$  принимаем меньшую из двух рассчитанных реактивных мощностей:

$$Q_{Э1} = Q'_Э = 3955,3 \text{ кВт};$$



Подставляем известные величины в формулу 119 и получаем:

$$Q_0 = 6,6538 \text{ Мвар} + 1,792 \text{ Мвар} - 3,557 \text{ Мвар} - 3,955 \text{ Мвар} = 0,934 \text{ Мвар} = 934 \text{ квар.}$$

В качестве высоковольтной конденсаторной батареи принимаем УКРМ-10-1350 на номинальную мощность 1350 квар [43].

Проверим баланс мощностей. Суммарная реактивная мощность, потребляемая заводом на одной СШ 10 кВ ГПП с учётом потерь в трансформаторе ГПП:

$$Q_{\text{потр.}\Sigma} = 6,6538 \text{ Мвар} + 1,792 \text{ Мвар} = 8,4458 \text{ Мвар.}$$

Мощность, генерируемая БКВ и БКН на одну СШ 10 кВ ГПП, с учётом мощности, которую можно получить от энергосистемы:

$$Q_{\text{ген.}\Sigma} = 3,557 \text{ Мвар} + 1,35 \text{ Мвар} + 3,955 \text{ Мвар} = 8,862 \text{ Мвар.}$$

Генерируемая конденсаторными батареями мощность с учётом реактивной мощности от энергосистемы больше, чем потребляемая заводом. Следовательно, расчёт и выбор произведён верно.

Суммарная установленная мощность БКН и БКВ на заводе:

$$Q_{\text{к.}\Sigma} = 2 \cdot (3,557 \text{ Мвар} + 1,350 \text{ Мвар}) = 9,814 \text{ Мвар.}$$

Выводы по разделу восемь

В данном разделе были выбраны оптимальные мощности низковольтных конденсаторных батарей, а также мощность батарей, которые устанавливаются на СШ 10 кВ ГПП. Суммарная мощность на одну секцию шин низковольтных батарей составила 3,557 Мвар, высоковольтной батареи – 1,350 Мвар. Суммарная мощность конденсаторных батарей на заводе составила 9,814 Мвар.

## 9 ПОСТРОЕНИЕ КАРТЫ СЕЛЕКТИВНОСТИ ЗАЩИТ СВ-0,4 РМЦ

Для расчёта уставок и построения карты селективности необходимо рассмотреть схему, представленную ниже.

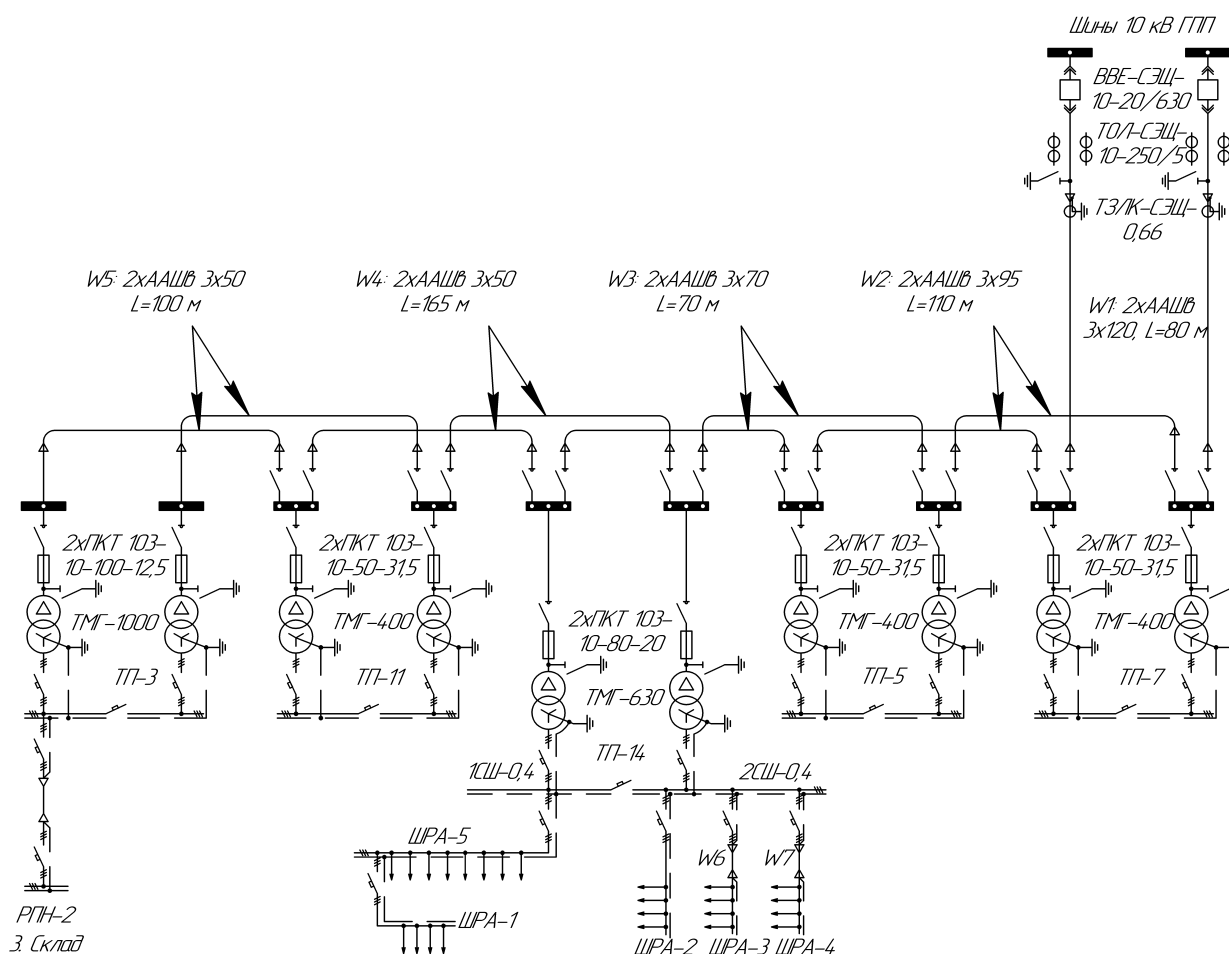


Рисунок 11 – Фрагмент внутреннего электроснабжения завода

### 9.1 Расчёт токов двухфазного КЗ в сети 10 кВ

Схема замещения для расчёта токов двухфазного КЗ представлена ниже.

Модуль полного (суммарного) тока поврежденных фаз в месте двухфазного КЗ определяется формулой:

$$|\dot{i}_K^{(2)}| = m^{(2)} \cdot |\dot{i}_{KA1}^{(2)}| \quad (122)$$

где  $m^{(2)} = \sqrt{3}$  – коэффициент, значение которого зависит от вида КЗ и принят как для двухфазного КЗ.

$|\dot{i}_{KA1}^{(2)}|$  – модуль тока прямой последовательности, который определяется по формуле, представленной ниже.

$$|\dot{i}_{кА1}^{(2)}| = \frac{E_{\text{ЭК}}}{x_{1\text{ЭК}} + \Delta x^{(2)}} \quad (123)$$

где  $E_{\text{ЭК}}$  – эквивалентная ЭДС учитываемых источников энергии;

$x_{1\text{ЭК}}$  – эквивалентное индуктивное сопротивление прямой последовательности относительно точки несимметричного КЗ;

$\Delta x$  – дополнительное индуктивное сопротивление, которое определяется видом КЗ и для двухфазного КЗ принимается равным суммарному индуктивному сопротивлению обратной последовательности  $x_{2\text{ЭК}}$ .

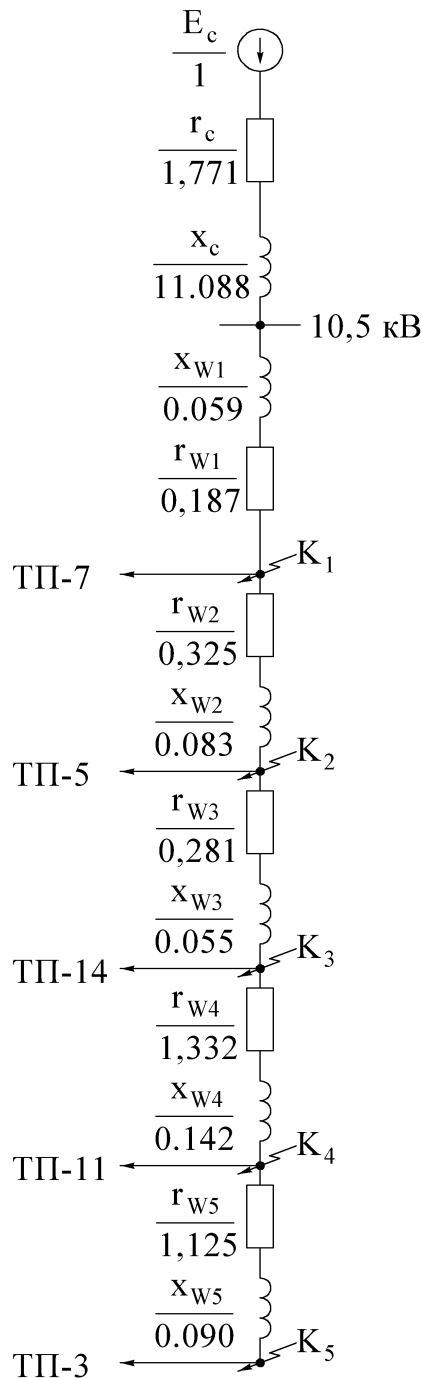


Рисунок 12 – Схема замещения сети 10 кВ

Приведённые выше формулы содержат только индуктивные сопротивления, однако, в данной работе учитываем и активные сопротивления, поэтому их вводим в расчётную формулу по известному выражению:

$$z = \sqrt{x^2 + r^2}. \quad (124)$$

У трансформаторов, воздушных и кабельных линий и других элементов сети без вращающихся частей сопротивления обратной последовательности равны сопротивлениям прямой последовательности. В нашем случае схема замещения обратной последовательности будет иметь такой же вид и значения сопротивлений элементов, как и на схеме прямой последовательности. Значит, подставляя в формулу 123 соответствующие сопротивления и учитывая формулу 124 получаем модуль тока прямой последовательности для точки К1:

$$|\dot{i}_{\text{КА1.К1}}^{(2)}| = \frac{1}{2 \cdot \sqrt{11,147^2 + 1,958^2}} = 0,044.$$

По формуле 122 получаем:

$$|\dot{i}_{\text{К}}^{(2)}| = \sqrt{3} \cdot 0,044 = 0,076.$$

Выразим рассчитанную величину тока в именованных единицах, домножив её на величину базисного тока:

$$I_{\text{К}}^{(2)} = 0,076 \cdot 54,99 \text{ кА} = 4,179 \text{ кА}.$$

Аналогичные вычисления проводим и для остальных точек КЗ. Результаты вычислений сведём в таблицу 43.

Таблица 43 – Результаты вычислений периодической составляющей токов КЗ

Точка КЗ	Ток двухфазного КЗ, $I_{\text{Ки}}^{(2)}$ , кА	Мощность трёхфазного КЗ $S_{\text{К}}$ , МВ·А
К1	4,179	88,4
К2	4,156	87,1
К3	4,115	86,4
К4	3,945	83,7
К5	3,790	82,0

## 9.2 Расчёт токов трёхфазного КЗ в сети 0,4 кВ

Расчёт трёхфазных токов КЗ в сети 0,4 кВ был проведён ранее. Исходная схема и схема замещения необходимые для дальнейших расчётов представлены ниже.

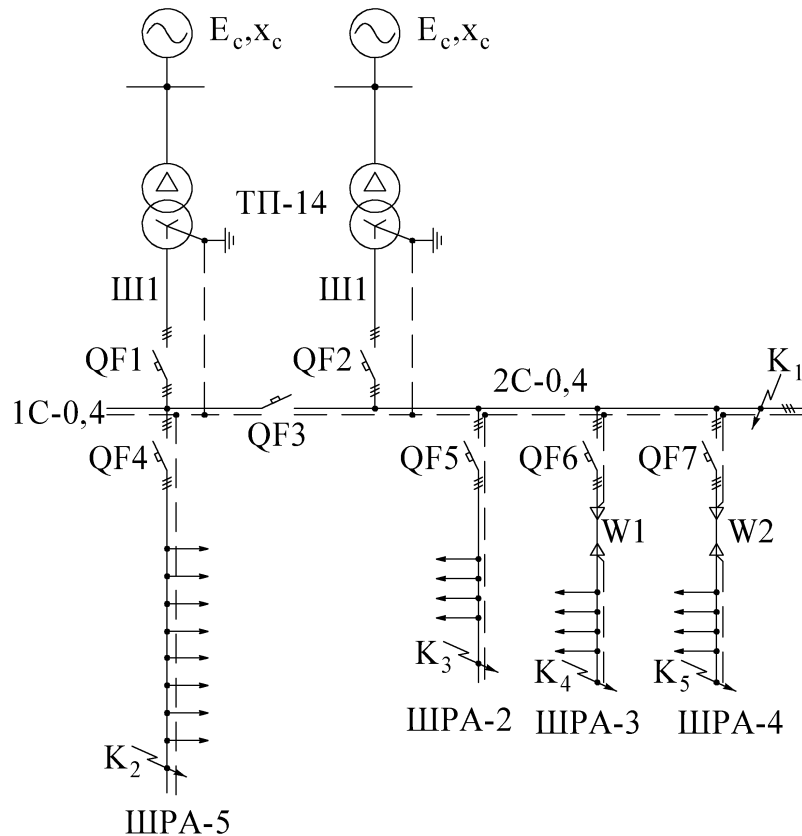


Рисунок 13 – Однолинейная схема сети 0,4 кВ

Результаты вычислений трёхфазных КЗ, рассчитанных ранее сведём в таблицу ниже. Также в данную таблицу сведём результаты вычислений несимметричных токов КЗ в сети 0,4 кВ.

Таблица 44 – Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ

Точка КЗ	Ток трёхфазного КЗ, $I_{Ki}^{(3)}$ , кА	Ток двухфазного КЗ, $I_{Ki}^{(2)}$ , кА	Ток однофазного КЗ, $I_{Ki}^{(1)}$ , кА
K1	14,428	12,495	14,725
K2	12,873	11,149	10,665
K3	11,238	9,732	8,137
K4	7,152	6,194	4,850
K5	6,442	5,579	4,265

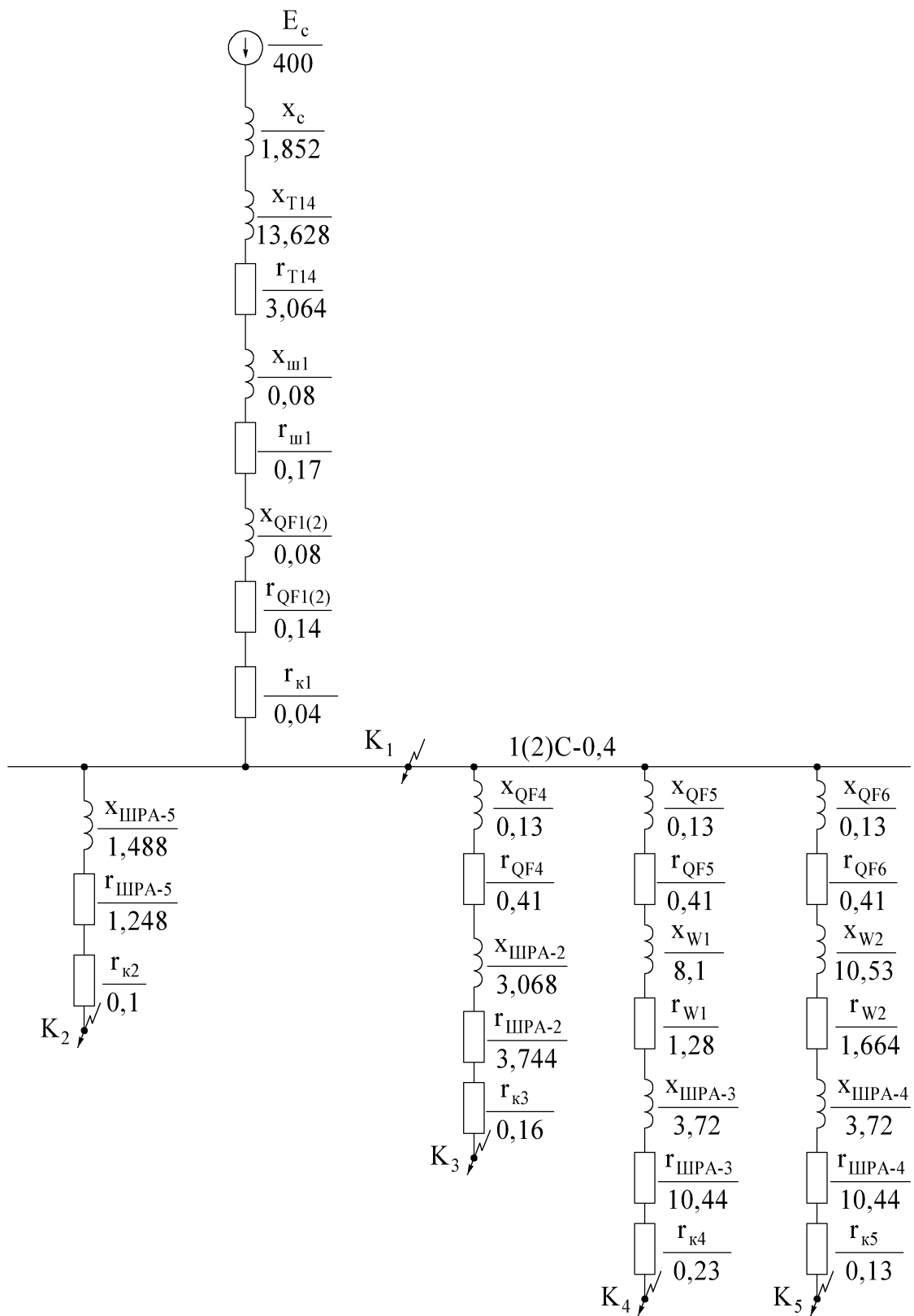


Рисунок 14 – Схема замещения сети 0,4 кВ

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

130302.2019.780.00.00 ПЗ

Лист

107

### 9.3 Расчёт токов несимметричных токов КЗ

Расчёт ведём по методике, изложенной в ГОСТ 28249–93 [31]. Периодическая составляющая тока однофазного КЗ в начальный момент времени рассчитывается по формуле:

$$I_{п.0}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.НН}}}{\sqrt{(2r_{1\Sigma} + r_{0\Sigma})^2 + (2x_{1\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}}, \quad (125)$$

где  $U_{\text{ср.НН}}=400$  – среднее номинальное напряжение сети, в которой произошло короткое замыкание, В;

$r_{1\Sigma}$ ,  $x_{1\Sigma}$  – соответственно суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивление прямой последовательности цепи КЗ, которое определяется путём сложения соответствующих сопротивлений элементов на схеме замещения, мОм;

$r_{0\Sigma}$ ,  $x_{0\Sigma}$  – соответственно суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивление нулевой последовательности цепи КЗ, которое определяется путём сложения соответствующих сопротивлений элементов на схеме замещения, мОм.

Сопротивления нулевой последовательности катушек автоматических выключателей, а также силовых трансформаторов, обмотки которых соединены по схеме  $\Delta/Y_0$  принимается равными сопротивлениям прямой последовательности.

Для шинопроводов соответственно активное и индуктивное сопротивления определяются по следующим формулам:

$$r_{0ш} = r_{1ш} + 3r_{нш}; \quad (126)$$

$$x_{0ш} = (7,5 \div 9,4)x_{1ш}, \quad (127)$$

где  $r_{1ш}$  – активное сопротивление прямой последовательности шин, мОм;

$r_{нш}$  – активное сопротивление нулевого проводника шин, которое принимается равным сопротивлению проводника фазной шины (для распределительных цеховых шинопроводов), мОм;

$x_{1ш}$  – индуктивное сопротивление прямой последовательности шин, мОм.

Для кабелей сопротивления прямой и нулевой последовательностей определяются из [31, табл. 6]. Сопротивление нулевой последовательности системы равно нулю. Сопротивление дуги на шинах за трансформатором мощностью 630 кВ·А и ниже не учитывается.

Проведём расчёт однофазного тока КЗ для точки К1. Определим сопротивление нулевой последовательности шин. Как было принято ранее, длина шин составляет  $l_{ш}=5$  м. По справочным таблицам [31, табл. 3] для шинопровода на ток 1250 А сопротивления нулевого проводника составляют  $x_{нш}=0,053$  мОм/м,  $r_{нш}=0,054$  мОм/м. Тогда суммарные сопротивления нулевого проводника составят:

$$r_{нш} = 0,054 \text{ мОм/м} \cdot 5 \text{ м} = 0,27 \text{ мОм};$$

$$x_{\text{нп}}=0,053 \text{ мОм/м} \cdot 5 \text{ м}=0,265 \text{ мОм};$$

Сопровитления прямой последовательности шин были определены ранее в работе:  $r_{1\text{ш}}=0,17 \text{ мОм}$ ,  $x_{1\text{ш}}=0,08 \text{ мОм}$ . По формулам 126 и 127 определим сопротивление нулевой последовательности для шин:

$$r_{0\text{ш}}=0,17 \text{ мОм}+3 \cdot 0,27 \text{ мОм}=0,98 \text{ мОм};$$

$$x_{0\text{ш}}=9,4 \cdot 0,08 \text{ мОм}=0,752 \text{ мОм}.$$

Остальные сопротивления элементов схемы замещения были определены ранее и показаны на схеме замещения прямой и обратной последовательностей, изображённой на рисунке 15.

Исходя из схемы замещения вычислим суммарные сопротивления прямой и обратной последовательностей:

$$r_{1\Sigma}=(3,064+0,17+0,14+0,03) \text{ мОм}=3,404 \text{ мОм};$$

$$x_{1\Sigma}=(1,852+13,628+0,08+0,08) \text{ мОм}=15,64 \text{ мОм};$$

$$r_{0\Sigma}=(3,064+0,98+0,14+0,03) \text{ мОм}=4,214 \text{ мОм};$$

$$x_{0\Sigma}=(13,628+0,752+0,08) \text{ мОм}=14,46 \text{ мОм}.$$

Подставляя известные значения в формулу 9 получаем периодическую составляющую тока однофазного КЗ в начальный момент времени:

$$I_{\text{п.0}}^{(1)}=\frac{\sqrt{3} \cdot 400 \text{ В}}{\sqrt{(2 \cdot 3,404 \text{ мОм}+4,214 \text{ мОм})^2+(2 \cdot 15,64 \text{ мОм}+14,46 \text{ мОм})^2}}=14,725 \text{ кА}.$$

Начальное значение периодической составляющей тока двухфазного КЗ в начальный момент времени определяется следующей формулой:

$$I_{\text{п.0}}^{(2)}=\frac{U_{\text{ср.НН}}}{2\sqrt{r_{1\Sigma}^2+x_{1\Sigma}^2}}. \quad (128)$$

Величины, входящие в данную формулу, известны. Подставляя их для точки К1, получаем:

$$I_{\text{п.0}}^{(2)}=\frac{U_{\text{ср.НН}}}{2\sqrt{3,404^2 \text{ мОм}^2+15,64^2 \text{ мОм}^2}}=12,495 \text{ кА}.$$

					130302.2019.780.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		109



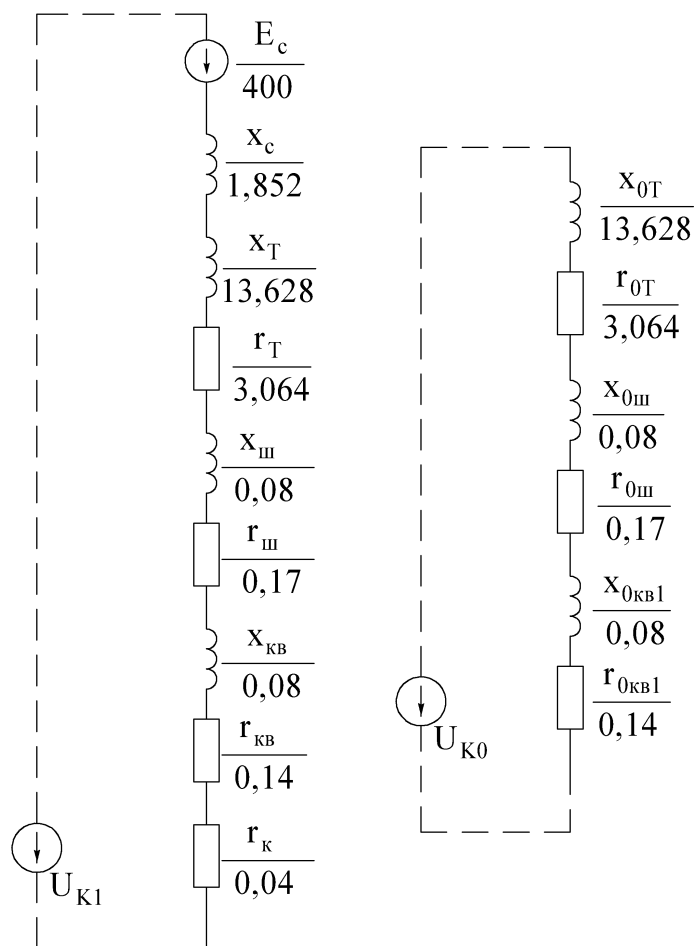


Рисунок 15 – Схемы замещения прямой (слева) и обратной (справа) последовательностей

Для остальных точек КЗ проводим аналогичные расчёты. Результаты вычислений заносим в таблицу 44.

#### 9.4 Расчёт и выбор уставок автоматических выключателей 0,4 кВ

##### 9.4.1 Расчёт уставок секционного автомата QF3

Номинальный ток автомата выбираем по максимально возможному току. Максимально возможный ток рассчитывается по номинальной мощности ТП с учётом перегрузочной способности (140%), а также с тем условием, что по секционному автомату в аварийном режиме может протекать половина аварийного тока:

$$I_{\text{МАКС.РАБ. QF3}} = \frac{S_{\text{Т.НОМ}} \cdot 1,4}{2\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}}, \quad (129)$$

где  $S_{\text{Т.НОМ}}=630$  – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

$U_{\text{Н}}=0,4$  – номинальное напряжение трансформатора на низкой стороне, кВ.

По формуле 129 получаем:

$$I_{\text{МАКС.РАБ. QF3}} = \frac{630 \text{ кВ} \cdot \text{А} \cdot 1,4}{2\sqrt{3} \cdot 0,4 \text{ кВ}} = 636,5 \text{ А}.$$

В качестве силовых автоматических выключателей используются автоматы производства Schneider Electric типа ComPact NS с электронными блоками контроля и управления MicroLogic серии 7.0 [45]. Выбираем автомат на 800 А.

Уставку тока срабатывания защиты от перегрузки отстраиваем от рабочего тока, рассчитанного выше:

$$I_{\text{С.П.}} \geq K_{\text{Н.С.}} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС}}, \quad (130)$$

где  $K_{\text{Н.С.}}=1,05$  – коэффициент надежности срабатывания, принят как для микропроцессорной защиты;

По формуле 130 получаем:

$$I_{\text{С.П.}} \geq 1,05 \cdot 636,5 \text{ А} = 668,3 \text{ А}.$$

Определим кратность уставки, которую необходимо выставить:

$$\frac{I_{\text{С.П.}}}{I_{\text{НОМ. QF3}}} = \frac{668,3 \text{ А}}{800 \text{ А}} = 0,84.$$

Кратность уставки по перегрузке выставляется в диапазоне от 0,4 до 1,0 номинального тока автомата. Кратность по перегрузке принимаем равной 0,9. Тогда уставка по перегрузке составит:

$$I_{\text{r(QF3)}} = 800 \text{ А} \cdot 0,9 = 720 \text{ А}.$$

Согласно технической информации значение тока срабатывания защиты находится в пределах:

- нижняя граница  $I_{\text{нд}} = 1,05 \cdot I_{\text{r}} = 756 \text{ А}$ ;
- верхняя граница  $I_{\text{д}} = 1,20 \cdot I_{\text{r}} = 1,20 \cdot 720 = 864 \text{ А}$ .

Проверим несрабатывание защиты в нормальном режиме:

$$I_{\text{нд}} = 1,05 \cdot 720 \text{ А} = 756 \text{ А} > I_{\text{РАБ.МАКС}} = 668,3 \text{ А}.$$

Условие выполняется. Проверим чувствительность защиты к минимальному току короткого замыкания в конце шинпровода. Минимальный ток короткого замыкания приходится на точку К5 однофазного КЗ в конце шинпровода ШРА-4 и составляет 4,265 кА.

					130302.2019.780.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		111

Коэффициент чувствительности определяется формулой:

$$K_{\text{ч}}^{(i)} = \frac{I_{\text{к}}^{(i)}}{I_{\text{с.з.}}}, \quad (131)$$

где  $I_{\text{с.з.}}$  – ток срабатывания защиты, А;

$I_{\text{к}}^{(i)}$  – ток короткого замыкания и его вид (i), по отношению к которому определяется чувствительность защиты, А.

Для уставки по перегрузке имеем:

$$K_{\text{ч}}^{(1)} = \frac{4265 \text{ А}}{756 \text{ А}} = 5,6 > 3.$$

Уставка по перегрузке будет чувствовать ток однофазного КЗ в конце шинопроводов ШРА-2 – ШРА-5.

Уставку по времени рассчитываем по следующему условию:

$$t_{\text{с.п.}} \geq K \cdot t_{\text{пер}}, \quad (132)$$

где  $K=1,20$  – коэффициент, учитывающий 20%-ную погрешность по времени уставки по перегрузке автоматического выключателя;

$t_{\text{пер}}=1$  с – длительность переходного режима (пускового тока);

По формуле 132 получаем:

$$t_{\text{с.п.}} \geq 1,20 \cdot 1 \text{ с} = 1,2 \text{ с}.$$

Уставку по перегрузке выставляем равной  $t_{\text{р}}=2$  с.

Селективную токовую отсечку необходимо отстроить таким образом, чтобы она не срабатывала при пиковых токах. Расчёт уставки выполняется по следующему выражению:

$$I_{\text{с.со}} \geq K_{\text{н.с.}} \cdot I_{\text{пик}}, \quad (133)$$

где  $K_{\text{н.с.}}=1,35$  – коэффициент надежности срабатывания;

$I_{\text{пик}}=1642,61$  – пиковый ток защищаемого участка, А.

По условию 133 получаем:

$$I_{\text{с.со}} \geq 1,35 \cdot 1642,61 \text{ А} = 2217,5 \text{ А}.$$

Уставка селективной токовой отсечки зависит от уставки по перегрузке следующим соотношением:

$$I_{\text{sd}} = (1,5 \dots 10) \cdot I_{\text{р}}.$$

Определим требуемую кратность уставки селективной токовой отсечки:

$$\frac{I_{с.со}}{I_r} = \frac{2217,5 \text{ А}}{720 \text{ А}} = 3,08.$$

Кратность уставки выставляем  $I_{sd}=3 \cdot I_r$ , что составит:

$$I_{sd}=3 \cdot 720 \text{ А}=2160 \text{ А}.$$

Проверим несрабатывание защиты при пиковом токе. Согласно технической информации погрешность уставки по току составляет  $\pm 10\%$ , тогда:

$$I_{sd(-10\%)}=0,9 \cdot 2160 \text{ А}=1944 \text{ А} > 1642,61 \text{ А}.$$

Защита не отработает при пиковом токе.

Уставку по времени срабатывания селективной токовой отсечки примем равной ступени селективности для микропроцессорных защит с учётом нижестоящих автоматов:  $t_{sd}=0,1 \text{ с} + \Delta t=0,1 \text{ с} + 0,1 \text{ с}=0,2 \text{ с}$ . Согласно технической информации максимальное время несрабатывания при данной уставке составляет 140 мс, максимальное время отключения – 200 мс.

Проверим чувствительность селективной токовой отсечки к минимальному току КЗ в конце шинпровода ШРА-4 (с чётот 10%-ной погрешности уставки):

$$K_{\text{ч}}^{(1)} = \frac{4265 \text{ А}}{2160 \text{ А} \cdot 1,1} = 1,79 > 1,5.$$

Селективная токовая отсечка будет чувствовать однофазное КЗ в конце шинпроводов ШРА-2 – ШРА-5.

Мгновенная токовая отсечка отстраивается от максимального тока КЗ в конце защищаемой линии:

$$I_{с.мгн} = K_{н.о.} \cdot I_{к.макс}, \quad (134)$$

где  $K_{н.о.}=1,1$  – коэффициент надёжности отстройки отсечки от тока КЗ с учётом 10% погрешности уставки;

$I_{к.макс}$  – максимальный ток КЗ в конце защищаемого участка, А.

Максимальный ток КЗ в конце шинпровода ШРА-4 приходится на трёхфазное КЗ (точка К2) и составляет 12873 кА, тогда по формуле 18 получаем:

$$I_{с.мгн} = 1,1 \cdot 12873 \text{ А} = 14160 \text{ А}.$$

Кратность уставки мгновенной токовой отсечки устанавливается в диапазоне  $I_i=(2...15) \cdot I_{НОМ.QF}$ . Определим необходимую кратность уставки:

$$\frac{I_{С.МГН}}{I_{НОМ.QF7}} = \frac{14160 \text{ А}}{800 \text{ А}} = 17,7.$$

Данную уставку невозможно выставить. Допустимо вывести мгновенную токовую отсечку. Также можно сделать вывод, что при требуемой уставке коэффициент чувствительности при КЗ на 1 или 2 СШ был бы недостаточен. Также на вывод из работы мгновенной токовой отсечки могли бы повлиять уставки нижестоящих автоматов, которые не рассматривались при данных расчётах.

#### 9.4.2 Расчёт уставок автомата QF1(2) (вводных выключателей 0,4 кВ)

Номинальный ток автоматического выключателя определяется по номинальной мощности трансформатора ТП с учётом перегрузочной способности (140%) и составляет:

$$I_{МАКС.РАБ.QF1(2)} = \frac{630 \text{ кВ} \cdot \text{А} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \text{ кВ}} = 1273,1 \text{ А}.$$

Выбираем автомат мощностью 1600 А.

Рассчитываем уставки по перегрузке:

$$I_{С.П.} \geq 1,05 \cdot 1273,1 \text{ А} = 1336,8 \text{ А}.$$

Определим кратность уставки, которую необходимо выставить:

$$\frac{I_{С.П.}}{I_{НОМ.QF3}} = \frac{1336,8 \text{ А}}{1600 \text{ А}} = 0,84.$$

Выставляем уставку  $I_r=0,9 \cdot 1600 \text{ А} = 1440 \text{ А}$ .

Пределы срабатывания:

– нижний предел (граница несрабатывания)  $I_{nd}=1,05 \cdot 1440 \text{ А} = 1512 \text{ А}$ ;

– верхний предел (граница срабатывания)  $I_d=1,20 \cdot 1440 \text{ А} = 1728 \text{ А}$ .

Уставку по времени примем равной  $t_r=2 \text{ с}$  (аналогично секционному автомату). Проверку ВТХ вводного и секционного автомата будем проводить в дальнейшем при их построении.

Проверим чувствительность уставки по перегрузке к току однофазного КЗ в конце шинпровода ШРА-4:

$$K_{\text{ч}}^{(1)} = \frac{4265 \text{ A}}{1512 \text{ A}} = 2,8 < 3.$$

Коэффициент чувствительности близок к 3. Данная защита будет чувствовать удалённые КЗ при превышении их значений:

$$3 \cdot 1512 \text{ A} = 4536 \text{ A}.$$

При выборе уставки селективной токовой отсечки будем исходить из двух условий: уставка должна согласоваться с нижестоящим автоматом, который определяется коэффициентом надежности согласования  $K_{\text{н.согл}} = 1,3$  и определяется соотношением:

$$K_{\text{н.согл. QF1(2)-QF3}} = \frac{I_{\text{sd}_{\text{QF1(2)}}}}{I_{\text{sd}_{\text{QF3}}}} \geq 1,3. \quad (135)$$

Из условия 135 следует:

$$I_{\text{sd}_{\text{QF1(2)}}} \geq I_{\text{sd}_{\text{QF3}}} \cdot 1,3. \quad (136)$$

Из соотношения 136 получаем:

$$I_{\text{sd}_{\text{QF1(2)}}} \geq 2160 \text{ A} \cdot 1,3 = 2808 \text{ A}.$$

Второе условие – уставка должна быть больше, чем максимально возможный пиковый ток:

$$I_{\text{sd}_{\text{QF1(2)}}} > I_{\text{макс.пик}} \quad (137)$$

Определим требуемую кратность уставки, определённой из условия 136:

$$\frac{I_{\text{sd}_{\text{QF1(2)}}}}{I_{\text{r}_{\text{QF1(2)}}}} = \frac{2808 \text{ A}}{1440 \text{ A}} = 1,95.$$

Уставку селективной токовой отсечки выставляем равной:

$$I_{\text{sd}} = 2 \cdot 1440 \text{ A} = 2880 \text{ A}.$$

Проверим выставленную уставку по условию 137 с учётом 10%-ной погрешности:

$$I_{sd}=2880 \text{ А} \cdot 0,9=2592 \text{ А} > I_{\text{МАКС.ПИК}}=2390,55 \text{ А}.$$

Условие выполняется. Окончательно оставляем принятую уставку.

Уставка по времени с учётом нижестоящих автоматов составит  $t_{sd_{QF1(2)}}=t_{sd_{QF3}}+\Delta t=0,2 \text{ с}+0,1 \text{ с}=0,3 \text{ с}$ . Согласно технической информации максимальное время несрабатывания защиты составляет 230 мс, максимальное время отключения – 320 мс.

Проверка коэффициента чувствительности минимальному току КЗ в конце шинопровода ШРА-4:

$$K_{\text{ч}}^{(1)}=\frac{4265 \text{ А}}{2880 \text{ А}}=1,5=K_{\text{ч.доп}}.$$

Селективная токовая отсечка обеспечит отключение минимального тока КЗ в конце шинопроводов ШРА-2 – ШРА-5.

Мгновенную токовую отсечку в работу не вводим по тем же причинам, что и в случае с секционным выключателем.

#### 9.5 Защита трансформатора предохранителем

Согласно [12, п.3.2.51] для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотках и выводах, присоединённых к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла;
- однофазных замыканий на землю в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью, если трансформатор питает сеть, в которой отключение однофазных замыканий на землю необходимо по требованиям безопасности.

Защита от витковых замыканий, понижения уровня масла, а также защита от однофазных замыканий на землю в данной работе не рассматриваем. Перечисленные виды защит выполняются специальными средствами (газовое реле, защита нулевой последовательности).

Защита трансформатора от токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ и перегрузок, а также от многофазных замыканий в обмотках и выводах обеспечиваются предохранителем на высокой стороне трансформатора.

								130302.2019.780.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					116

В качестве предохранителя используется ПКТ 103-10-80-20 [8, с.20]. По заводским данным построим время-токовую характеристику предохранителя [46]. На рисунке 16 построены ВТХ вводных и секционного автомата, а также предохранителей с учётом их 25%-ной погрешности по времени плавления. Также на рисунке 16 представлена ВТХ предохранителя ПКТ 103-10-100-12,5 которая необходима для дальнейших расчётов.

### 9.6 Защита кабельной линии 10 кВ

Для защиты кабельной линии 10 кВ должна быть предусмотрена защита от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю [12, п.3.2.91]. Защиту от многофазных замыканий следует предусматривать в двухрелейном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая – в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени.

В данном разделе произведём расчёт защиты от многофазных замыканий на базе терминала БМРЗ-50 производителя Механотроника [34]. Терминал поддерживает функции защит от многофазных КЗ: токовой отсечки, максимальной токовой защиты.

Произведём расчёт МТЗ (селективная токовая отсечка). Ток срабатывания отстраивается от максимально возможного тока нагрузки – пикового тока или из условия согласования с нижестоящими предохранителями.

Расчёт по первому условию:

$$I_{с.з.} = \frac{K_{н.о.}}{K_B} \cdot K_{сзп} \cdot I_{РАБ.МАКС}^{ВН} = \frac{K_{н.о.}}{K_B} \cdot I_{ПИК}^{ВН}, \quad (138)$$

где  $K_{н.о.}=1,1$  – коэффициент надёжности отстройки защиты;

$K_B=0,95$  – коэффициент возврата защиты;

$K_{сзп}$  – коэффициент самозапуска;



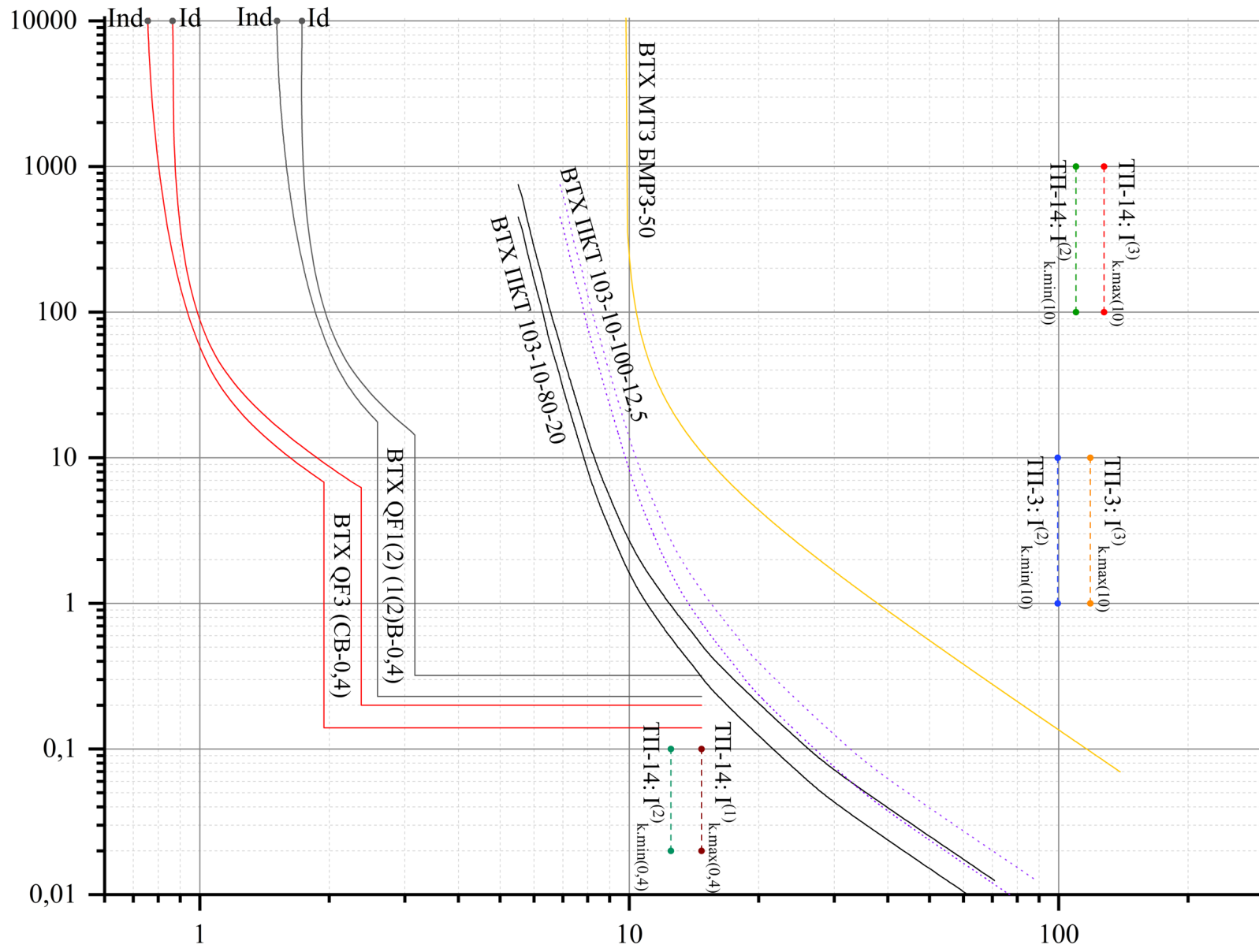


Рисунок 16 – Карта селективности вводного, секционного выключателей, предохранителя и защиты КЛ-10 кВ

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

130302.2019.780.00.00 ПЗ

Т.к. состав нагрузки ТП, кроме ТП-14, неизвестен, то величину коэффициента самозапуска примем равным  $K_{сзп}=2$ . Максимальный рабочий ток кабельной линии складывается из номинальных токов трансформаторов с учётом их перегрузочной способности (140%), получаем (исходя из однолинейной схемы, представленной на рисунке 11):

$$I_{РАБ.МАКС}^{ВН} = \frac{(1000 + 400 + 630 + 400 + 400) \text{ кВ} \cdot \text{А}}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \text{ кВ}} \cdot 1,4 = 217,9 \text{ А}.$$

По формуле 138 получаем:

$$I_{с.з.} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 2 \cdot 217,9 \text{ А} = 504,6 \text{ А}.$$

Переведём величину тока к вторичным величинам (коэффициент трансформации трансформатора тока согласно исходным данным – 250/5):

$$I_{с.з.(вторич.)} = \frac{504,6 \text{ А}}{250/5} = 10,1 \text{ А}$$

Ток срабатывания защиты (уствка МТЗ РТ1), задаётся в диапазоне от  $I_{\min}=0,30$  до  $I_{\max}=150,00 \text{ А}$  с шагом  $0,01 \text{ А}$  (вторичных). Погрешность уставки по току в диапазоне от  $I_{\min}$  до  $2I_{\min}$ , включительно, составляет  $\pm 4\%$ , в диапазоне от  $2I_{\min}$  до  $I_{\max}$ , включительно, составляет  $\pm 2,5\%$ .

Требуемая уставка попадает в диапазон от  $2I_{\min}$  до  $I_{\max}$ , поэтому с учётом погрешности требуемая уставка по току составит:

$$I_{с.з.(вторич.)} = 1,025 \cdot 10,1 \text{ А} = 10,4 \text{ А}.$$

Терминал позволяет точно выставить данную уставку.

Расчёт по второму условию проводится по ВТХ предохранителя максимального номинала из всех, которые защищают ТП рассматриваемой магистрали. Согласно исходной схеме фрагмента внутреннего электроснабжения завода (см. рис.1), таким предохранителем является ПКТ 103-10-100-12,5, который защищает трансформаторы ТП-3 в конце магистрали. С учётом этого ток двухфазного короткого замыкания в конце магистрали в точке К5 также приведём к стороне  $0,4 \text{ кВ}$ :

$$I_{К5}^{(2)} = 0,8 \cdot 3,790 \text{ кА} \cdot \frac{10,5 \text{ кВ}}{0,4 \text{ кВ}} = 79,59 \text{ кА}.$$

Исходя из ВТХ предохранителя ПКТ 103-10-100-12,5 время плавления предохранителя при данном токе КЗ с учётом погрешности составит:

$$t_{пл} < 0,02 \text{ с.}$$

Т.е. предохранитель расплавится практически мгновенно. Данное время плавления можно не учитывать. Тогда время срабатывания МТЗ терминала БМРЗ должно быть выбрано по выражению:

$$t_{с.з.(МТЗ)} = t_{пл} + \Delta t, \quad (139)$$

где  $\Delta t$  – степень селективности, которую принимаем равной 0,4 с для микропроцессорного терминала отечественного производства.

Из выражения 139 получаем требуемую уставку по времени:

$$t_{с.з.(МТЗ)} = 0 \text{ с} + 0,4 \text{ с} = 0,4 \text{ с}$$

Согласно технической информации на терминал [34, с.35] погрешность по времени для уставки  $t \leq 1$  с составляет не более  $\pm 0,03$  с. Уставка выставляется в диапазоне от 0,00 до 60,00 с, дискретность – 0,01 с. Выставляем уставку 0,43 с (с учётом погрешности 0,03 с).

Зависимая время-токовая характеристика терминала задаётся аналитической зависимостью. Всего даётся четыре типа характеристик. Данные по характеристикам представлены ниже в таблице [34, с.35].

Таблица 45 – Типы времятоковых характеристик терминала БМРЗ-50

Тип характеристики	Наименование	Аналитическая зависимость
1	Инверсная	$t = \frac{0,14}{\left(\frac{I}{I_{с.з.}}\right)^{0,02} - 1} \cdot K$
2	Сильно инверсная	$t = \frac{13,5}{\frac{I}{I_{с.з.}} - 1} \cdot K$
3	Длительно инверсная	$t = \frac{120}{\frac{I}{I_{с.з.}} - 1} \cdot K$
4	Чрезвычайно инверсная	$t = \frac{80}{\left(\frac{I}{I_{с.з.}}\right)^2 - 1} \cdot K$

Обозначения:  $K$  – коэффициент усиления «угла наклона» зависимой характеристики МТЗ, задается в диапазоне 0,050 – 1,200 с шагом 0,001;  $I$  – входной вторичный ток, измеряемый блоком, А;  $I_{с.з.}$  – ток срабатывания защиты (уствка МТЗ РТ1), задается в диапазоне 0,30 – 150,00 А с шагом 0,01 А.

В качестве кривой примем чрезвычайно инверсную, т. к. её вид близок к ВТХ предохранителя. Для определения коэффициента  $K$  необходимо выразить его из аналитического выражения кривой:

$$K = t \cdot \frac{\left(\frac{I}{I_{с.з.}}\right)^2 - 1}{80}. \quad (140)$$

В качестве величины  $I$  подставляем величину двухфазного тока КЗ в конце магистрали с коэффициентом, учитывающий погрешность, 0,8:

$$I = 0,8 \cdot I_{КЗ}^{(2)} = 0,8 \cdot 3,790 \text{ кА} = 3,032 \text{ кА}.$$

По выражению 140 находим коэффициент  $K$ , при этом уставку переводим к первичным величинам  $I_{с.з.} = 10,4 \text{ А} \cdot 250/5 = 370 \text{ А}$ :

$$K = 0,43 \text{ с} \cdot \frac{\left(\frac{3032 \text{ А}}{370 \text{ А}}\right)^2 - 1}{80} = 0,039.$$

Для построения времятоковых характеристик рассчитываем несколько значений по аналитическому выражению инверсной кривой из таблицы 45. При этом будем приводить первичные величины к ступени напряжения 0,4 кВ.

Таблица 46 – Точки времятоковой характеристики терминала

Кратность тока $I/I_{с.з.}$	Ток, кА	$t$ , с
1,00001	9,7	154683
1,1	10,7	14,7
1,5	14,6	2,47
2	19,4	1,03
5	48,5	0,13
10	97,1	0,03
14	135,98	0,02

Проверим чувствительность защиты при минимальном (двухфазном) токе КЗ в конце магистрали исходя из ВТХ МТЗ терминала:

$$K_{\text{ч}}^{(1)} = \frac{3790 \text{ А}}{370 \text{ А}} = 10,24 > K_{\text{ч.доп}} = 1,5.$$

Защита будет чувствовать токи КЗ в конце магистральной линии, т. е. вся магистраль попадает в зону действия защиты.

Мгновенная токовая отсечка является быстродействующей максимальной токовой защитой с ограниченной зоной действия. Она предназначена для защиты трансформатора со стороны ВН от междуфазных КЗ. Расчёт мгновенной токовой отсечки проводим по следующей формуле:

$$I_{\text{С.МТО}} \geq K_{\text{н.о.}} \cdot I_{\text{К.МАКС}}^{(3)} \quad (141)$$

где  $K_{\text{н.о}}$  – коэффициент надёжности отстройки, принимаемый равным 1,1, как для микропроцессорных защит.

В качестве максимального тока КЗ берётся трёхфазное КЗ на шинах первого трансформатора магистрали (точка К1). По формуле 141 получаем:

$$I_{\text{С.МТО}} = 1,1 \cdot 4,858 \text{ кА} = 5,34 \text{ кА}.$$

Перевод ко вторичным величинам:

$$I_{\text{С.МТО(втор)}} = 5,34 \text{ А} \cdot 10^3 \cdot \frac{5 \text{ А}}{250 \text{ А}} = 106,8 \text{ А}.$$

Данная защита должна быть отстроена от бросков тока намагничивания силовых трансформаторов, подключенных к магистрали. Проверка выполняется по следующему выражению:

$$I_{\text{С.МТО}} \geq I_{\text{НАМ}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{Т.НОМ}\Sigma}, \quad (142)$$

где  $K_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки от броска тока намагничивания, принимаемый равным 4;

$I_{\text{Т.НОМ}\Sigma}$  – сумма всех номинальных токов ВН трансформаторов, подключенных к магистрали, А.

По формуле 142 получаем:

$$I_{\text{НАМ}} = \frac{(1000 + 400 + 630 + 400 + 400) \text{ кВ} \cdot \text{А}}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \text{ кВ}} \cdot 4 = 622,45 \text{ А}.$$

					<i>130302.2019.780.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		122

Ток намагничивания меньше рассчитанной ранее уставки МТО. Корректировка значения уставки не требуется.

Проверим чувствительность защиты. Защита будет чувствовать токи КЗ, превышающие следующее значение:

$$I_{с.з.} \cdot K_{ч.доп} = 5,34 \cdot 10^3 \text{ А} \cdot 2 = 10,68 \text{ кА.} \quad (143)$$

Токовая отсечка не будет чувствовать токи КЗ в начале магистрали, следовательно, её применение нецелесообразно. Данную защиту в работу не вводим.

В графическом разделе (лист 5) представлена схема оперативных цепей и цепей сигнализации терминала БМРЗ-50, а также токовые цепи.

Выводы по разделу девять

В данном разделе были рассчитаны уставки секционного, вводных автоматических выключателей 0,4 кВ, а также уставки защиты кабельной линии 10 кВ. Для защиты кабельной линии 10 кВ был выбран терминал БМРЗ-50. Построена карта селективности защит магистральной линии.

					130302.2019.780.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		123

## 10 РАСЧЁТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ

Согласно [12, п.7.5.44] систему электроснабжения предприятий с установками сталеплавильных печей переменного тока (ДСП) следует выполнять с учётом обязательного обеспечения нормируемых ГОСТ 32144 – 2013 [58] значений показателей качества электроэнергии в питающей электрической сети общего назначения, к которой эти установки будут присоединены.

Также согласно ПУЭ понижающие трансформаторы ДСП допускается присоединять к электрическим сетям общего назначения без выполнения специальных расчётов колебаний напряжения и содержания в нём высших гармоник, если соблюдается условие:

$$\frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n S_{\text{ПТ.НОМ}}^2}}{S_{\text{КЗ}}} \leq 0,01 D, \quad (144)$$

где  $S_{\text{ПТ.НОМ}}=3$  – номинальная мощность печного трансформатора, МВ·А,

$S_{\text{КЗ}}$  – мощность КЗ в рассматриваемой точке сети, МВ·А,

$D=1$  – коэффициент, значение которого зависит от вида дуговой сталеплавильной печи (принят как для дуговых сталеплавильных печей переменного тока).

В точке присоединения к энергосистеме согласно исходным данным  $S_{\text{КЗ}}=800$  МВ·А, тогда из неравенства 144 получим:

$$\frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n S_{\text{ПТ.НОМ}}^2}}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{\sqrt{(2 \text{ МВ} \cdot \text{А})^2}}{800 \text{ МВ} \cdot \text{А}} = 2,5 \cdot 10^{-3} < 0,01.$$

Условие выполняется. Расчёт показателей качества на шинах 35 кВ энергосистемы рассчитывать не требуется. Проведём аналогичный расчёт для шин 10 кВ ГПП, для которых  $S_{\text{КЗ}}=89,1$  МВ·А:

$$\frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n S_{\text{ПТ.НОМ}}^2}}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{\sqrt{(2 \text{ МВ} \cdot \text{А})^2}}{89,1 \text{ МВ} \cdot \text{А}} = 0,022 > 0,01.$$

Для шин 10 кВ ГПП будем проводить расчёты показателей качества электроэнергии.

## 10.1 Расчёт размаха колебания напряжения

Рассмотрим фрагмент системы электроснабжения, изображённой на рисунке 17. Схема замещения представлена на рисунке 18.

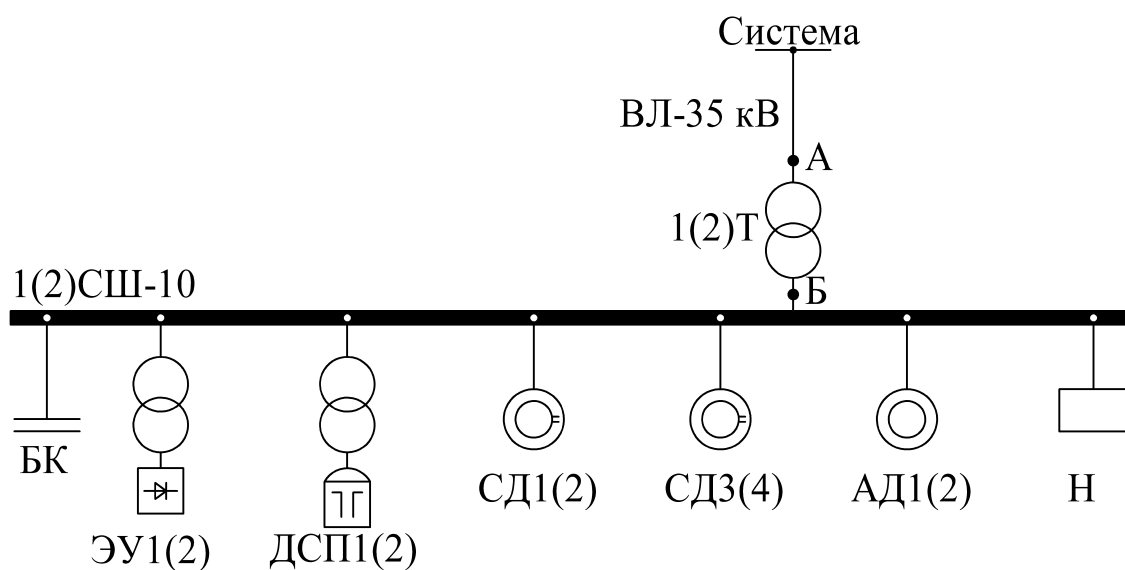


Рисунок 17 – Фрагмент системы электроснабжения для расчёта показателей качества электроэнергии

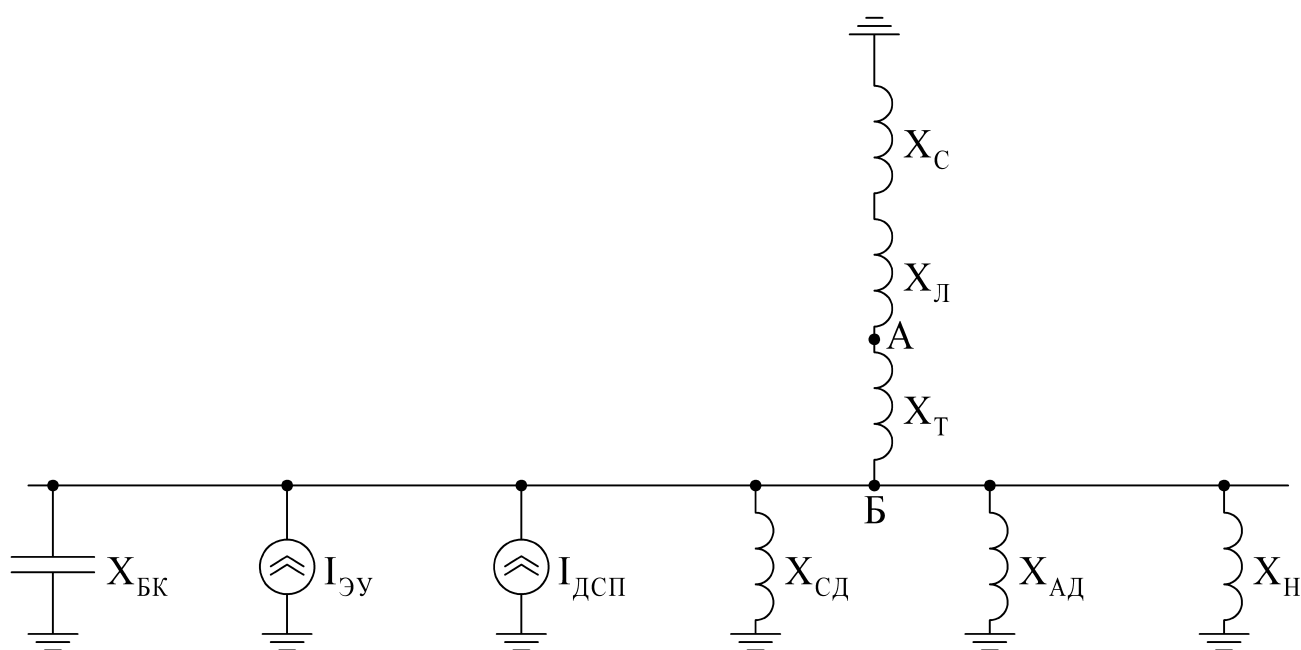


Рисунок 18 – Схема замещения для расчёта показателей качества электроэнергии



Для точки А значение размаха колебания напряжения нормируется в соответствии с ГОСТ Р 51317.2.4-2000 [57], а для точки Б – в соответствии с ГОСТ 32144-2013 [58].

При отсутствии графиков мощности ДСП можно определить размах эквивалентного колебания напряжения по следующей формуле [11, с.148]:

$$\delta U_{t.эКВ} = \frac{100 \cdot S_{ПТ.НОМ}}{S_{КЗ}}. \quad (145)$$

Для точки А мощность короткого замыкания (согласно п.4.2 данной работы):

$$S_{КЗ}^{(А)} = \sqrt{3} \cdot 3,03 \cdot 10^3 \text{ А} \cdot 35 \cdot 10^3 \text{ В} = 183,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Для точки Б мощность короткого замыкания (согласно таблице 23 данной работы):

$$S_{КЗ}^{(Б)} = 89,1 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

По формуле 145 для точек А и Б соответственно получаем:

$$\delta U_{t.эКВ}^{(А)} = \frac{100 \cdot 2 \text{ МВ} \cdot \text{А}}{183,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}} = 1,1 \%;$$

$$\delta U_{t.эКВ}^{(Б)} = \frac{100 \cdot 2 \text{ МВ} \cdot \text{А}}{89,1 \text{ МВ} \cdot \text{А}} = 2,25 \%.$$

Для точек А и Б размах колебания напряжения не должен превышать 1%. Мероприятия, направленные на снижение размаха колебания напряжения будут рассмотрены далее.

## 10.2 Расчёт показателей несинусоидальности напряжения

Для расчёта данного показателя качества электрической энергии определим параметры схемы замещения (рисунок 18).

Сопrotивление системы определяется по формуле [11, с.127]:

$$X_{Cv} = 0,65 \cdot \frac{U_{СТ}^2}{S_{К.С.}} \cdot v, \quad (146)$$

где  $U_{СТ} = 10,5$  – напряжение ступени, к которой приводится сопротивление, кВ;  
 $v$  – номер гармоники.

По формуле 146 получаем:

$$X_{Cv} = 0,65 \cdot \frac{10,5^2 \text{ кВ}^2}{800 \text{ МВ} \cdot \text{А}} \cdot v = 0,09 v \text{ (Ом)}.$$

Сопротивление силового трансформатора рассчитывается по формуле:

$$X_{Tv} = \frac{u_k \%}{100\%} \cdot \frac{U_{CT}^2}{S_{T.НОМ}} \cdot 0,88 \cdot v. \quad (147)$$

Подставим известные величины в формулу 147, получим:

$$X_{Tv} = \frac{10\%}{100\%} \cdot \frac{10,5^2 \text{ кВ}^2}{16 \text{ МВ} \cdot \text{А}} \cdot 0,88 \cdot v = 0,606 v \text{ (Ом)}.$$

Сопротивление линии рассчитываем по формуле:

$$X_{Lv} = x_{0Л} \cdot L \cdot \frac{U_{CT}^2}{U_{Л.НОМ}^2} \cdot v. \quad (148)$$

По формуле 148 получаем:

$$X_{Lv} = 0,393 \text{ Ом/км} \cdot 12,5 \text{ км} \cdot \frac{10,5^2 \text{ кВ}^2}{37^2 \text{ кВ}^2} \cdot v = 0,396 v \text{ (Ом)}.$$

Сопротивление синхронных двигателей рассчитываем по следующей формуле:

$$X_{Cdv} = X_d'' \cdot \frac{U_{CD}^2}{N_{CT} \cdot \sqrt{P_{CD.НОМ}^2 + Q_{CD.НОМ}^2}} \cdot 0,71 \cdot v. \quad (149)$$

Необходимые величины для расчёта сопротивления синхронных двигателей были определены в разделе расчёта компенсации реактивной мощности.

Подставим известные значения в формулу 149, получим:

$$X_{Cdv} = 0,2 \cdot \frac{10,5^2 \text{ кВ}^2}{2 \cdot \sqrt{630^2 \text{ кВт}^2 + 320^2 \text{ квар}^2}} \cdot 0,71 \cdot v = 11,1 v \text{ (Ом)}.$$

Сопротивление асинхронного двигателя рассчитываем по следующей формуле:

$$X_{\text{АД}v} = \frac{U_{\text{СТ}}^2}{K_{\text{П}} \cdot S_{\text{АД.НОМ}}} \cdot 0,88 \cdot v. \quad (150)$$

где  $K_{\text{П}}=5$  – коэффициент пускового тока АД, о.е;

Номинальная полная мощность АД определяется формулой:

$$S_{\text{АД.НОМ}} = \frac{P_{\text{АД.НОМ}}}{\eta \cdot \cos \varphi_{\text{АД}}}, \quad (151)$$

где  $\eta=0,9$  – КПД электродвигателя, о.е.;

$\cos \varphi_{\text{АД}}=0,75$  – коэффициент мощности согласно исходным данным, о.е.

По формуле 151 получаем:

$$S_{\text{АД.НОМ}} = \frac{630 \text{ кВт}}{0,9 \cdot 0,75} = 933,3 \text{ кВт} \cdot \text{А}.$$

По формуле 150 получаем:

$$X_{\text{АД}v} = \frac{10,5^2 \text{ кВт}^2}{5 \cdot 933,3 \text{ кВт} \cdot \text{А}} \cdot 0,88 \cdot v = 20,79v \text{ (Ом)}.$$

Сопротивление батареи конденсаторов рассчитывается по следующей формуле:

$$X_{\text{БК}v} = -\frac{U_{\text{СТ}}^2}{Q_{\text{БК}} \cdot v}, \quad (152)$$

где  $Q_{\text{БК}}=1,350$  – мощность высоковольтной БК, установленной на секции шин 10 кВ согласно разделу 9, Мвар.

По формуле 152 получаем:

$$X_{\text{БК}v} = -\frac{10,5^2 \text{ кВт}^2}{1,350 \text{ Мвар} \cdot v} = \frac{-74,1}{v} \text{ (Ом)}.$$

Сопротивление обобщённой нагрузки определяем по формуле:

$$X_{\text{Н}v} = \frac{U_{\text{СТ}}^2}{S_{\text{Н}}} \cdot v, \quad (153)$$

где  $S_{\text{Н}}=17885$  – расчётная нагрузка без учёта ДСП, АД, СД, ЭУ (согласно таблице 5), кВт·А.

По формуле 153 получаем:

$$X_{Hv} = \frac{10,5^2 \text{ кВ}^2}{17885 \text{ кВ} \cdot \text{А}} \cdot v = 6,164 v \text{ (Ом)}.$$

Токи, генерируемые ДСП во время расплава (при наибольших значениях уровней высших гармоник):

$$I_{\text{ДСП}v} = 1,25 \frac{S_{\text{ПТ.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СТ}} \cdot v^2}, \quad (154)$$

По формуле 154 получаем:

$$I_{\text{ДСП}v} = 1,25 \frac{1600 \text{ кВ} \cdot \text{А}}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \text{ кВ} \cdot v^2} = \frac{137,5}{v^2} \text{ (Ом)}.$$

Для ДСП будем рассматривать со 2 по 25 гармоники. При этом ток второй гармоники принимается равным току третьей гармоники.

Примем, что электролизная установка питается от двенадцатифазного преобразователя, тогда генерируемые токи рассчитываются по формуле [11, с.129]:

$$I_{\text{ЭУ}v} = \frac{S_{\text{П}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СТ}} \cdot v}, \quad (155)$$

где  $S_{\text{П}}=1647,1$  – полная мощность электролизной установки согласно исходным данным, кВ·А.

По формуле 155 получаем:

$$I_{\text{ЭУ}v} = \frac{1647,1 \text{ кВ} \cdot \text{А}}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \text{ кВ} \cdot v} = \frac{90,565}{v} \text{ (Ом)}.$$

Для электролизной установки будем рассматривать гармоники: 11, 13, 23, 25.

Суммарный ток  $v$ -ой гармоники, вносимый ДСП и ЭУ, рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{\Sigma v} = \sqrt{I_{\text{ДСП}v}^2 + I_{\text{ЭУ}v}^2} \quad (156)$$

Результаты расчётов по формулам 146 – 155 сведём в таблицу ниже.

Таблица 47 – Сопротивления гармоникам и генерируемые токи

v	X <sub>Cv</sub>	X <sub>Lv</sub>	X <sub>Tv</sub>	X <sub>БКv</sub>	X <sub>Адv</sub>	X <sub>СДv</sub>	X <sub>Нv</sub>	I <sub>ДСПv</sub>	I <sub>ЭВv</sub>	I <sub>Σv</sub>
1	0,09	0,40	0,61	-81,67	20,79	11,08	6,16			
2	0,18	0,79	1,21	-40,83	41,58	22,16	12,33	15,27		15,27
3	0,27	1,19	1,82	-27,22	62,37	33,23	18,49	15,27		15,27
4	0,36	1,58	2,43	-20,42	83,16	44,31	24,66	5,50		5,50
5	0,45	1,98	3,03	-16,33	103,95	55,39	30,82	5,50		5,50
6	0,54	2,37	3,64	-13,61	124,74	66,47	36,99	2,81		2,81
7	0,63	2,77	4,24	-11,67	145,53	77,55	43,15	2,81		2,81
8	0,72	3,16	4,85	-10,21	166,32	88,62	49,32	1,70		1,70
9	0,81	3,56	5,46	-9,07	187,11	99,70	55,48	1,70		1,70
10	0,90	3,96	6,06	-8,17	207,90	110,78	61,64	1,14		1,14
11	0,99	4,35	6,67	-7,42	228,69	121,86	67,81	1,14	8,23	8,31
12	1,07	4,75	7,28	-6,81	249,48	132,93	73,97	0,81		0,81
13	1,16	5,14	7,88	-6,28	270,27	144,01	80,14	0,81	6,97	7,01
14	1,25	5,54	8,49	-5,83	291,06	155,09	86,30	0,61		0,61
15	1,34	5,93	9,10	-5,44	311,85	166,17	92,47	0,61		0,61
16	1,43	6,33	9,70	-5,10	332,64	177,25	98,63	0,48		0,48
17	1,52	6,73	10,31	-4,80	353,43	188,32	104,79	0,48		0,48
18	1,61	7,12	10,91	-4,54	374,22	199,40	110,96	0,38		0,38
19	1,70	7,52	11,52	-4,30	395,01	210,48	117,12	0,38		0,38
20	1,79	7,91	12,13	-4,08	415,80	221,56	123,29	0,31		0,31
21	1,88	8,31	12,73	-3,89	436,59	232,64	129,45	0,31		0,31
22	1,97	8,70	13,34	-3,71	457,38	243,71	135,62	0,26		0,26
23	2,06	9,10	13,95	-3,55	478,17	254,79	141,78	0,26	3,94	3,95
24	2,15	9,49	14,55	-3,40	498,96	265,87	147,95	0,22		0,22
25	2,24	9,89	15,16	-3,27	519,75	276,95	154,11	0,22	3,62	3,63

Для расчёта коэффициента несинусоидальности необходимо свернуть и упростить схему замещения (рисунок 18). Из курса ТОЭ известно, что при параллельном соединении сопротивлений эквивалентная проводимость определяется путём их суммирования:

$$b_{\Sigma} = \frac{1}{X_C + X_L + X_T} + \frac{1}{X_{БК}} + \frac{1}{X_{СД}} + \frac{1}{X_{Ад}} + \frac{1}{X_H}. \quad (157)$$

Подставляя известные значения в формулу 157, получаем:

$$\begin{aligned} b_{\Sigma v} &= \frac{1}{0,09v + 0,396v + 0,606v} + \frac{1}{-74,1/v} + \frac{1}{11,1v} + \frac{1}{20,79v} + \frac{1}{6,164v} = \\ &= \frac{0,916}{v} + \frac{v}{-74,1} + \frac{0,048}{v} + \frac{0,009}{v} + \frac{0,162}{v} = \frac{1,216}{v} + \frac{v}{-74,1} = \\ &= \frac{-90,106 + v^2}{-74,1v}. \end{aligned}$$

Эквивалентное сопротивление схемы составит:

$$X_{\Sigma v} = \frac{-74,1v}{-90,106 + v^2}.$$

После сворачивания получаем эквивалентную схему замещения:

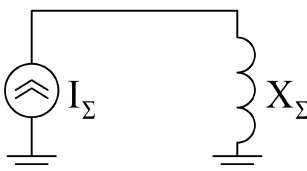


Рисунок 19 – Эквивалентная схема замещения

Напряжения высших гармоник определяется очевидным образом:

$$U_v = X_{\Sigma v} \cdot I_{\Sigma v}. \quad (158)$$

Коэффициент несинусоидальности определяется по следующей формуле:

$$K_{\text{НС.U}} = 100 \cdot \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^{25} U_v^2}}{U_{\text{ф.ном}}}, \quad (159)$$

где  $U_{\text{ф.ном}}$  – номинальное фазное напряжение сети, кВ.

Коэффициент несинусоидальности по  $v$ -ой гармонике определяем по аналогичной формуле:

$$K_{\text{НС.U}_v} = 100 \cdot \frac{\sqrt{U_v^2}}{U_{\text{ф.ном}}}. \quad (160)$$

Результаты вычислений по формулам 158 – 160 сведём в таблицу ниже, тут же отобразим допустимые значения коэффициентов несинусоидальности согласно ГОСТ 32144-2013 [58].

Таблица 48 – Напряжения гармоник и коэффициенты несинусоидальности

$v$	$U_v$	$U_v^2$	$K_{HC,Uv}$	$K_{HC,Uv(дон)}$	$K_{HC,U}$	$K_{HC,U(дон)}$
1						
2	26,39	696,68	0,44	1,50	4,85	5,00
3	42,03	1766,76	0,69	3,00		
4	22,08	487,60	0,36	0,70		
5	31,42	987,06	0,52	4,00		
6	23,15	535,73	0,38	0,30		
7	35,54	1263,34	0,59	3,00		
8	38,69	1497,12	0,64	0,30		
9	124,79	15573,48	2,06	1,00		
10	-85,43	7298,13	1,41	0,30		
11	-220,17	48474,10	3,63	2,00		
12	-13,47	181,57	0,22	0,20		
13	-85,99	7393,66	1,42	2,00		
14	-6,01	36,11	0,10	0,20		
15	-5,05	25,55	0,08	0,30		
16	-3,41	11,65	0,06	0,20		
17	-3,02	9,15	0,05	1,50		
18	-2,18	4,75	0,04	0,20		
19	-1,99	3,95	0,03	1,00		
20	-1,50	2,24	0,02	0,20		
21	-1,39	1,93	0,02	0,20		
22	-1,08	1,17	0,02	0,20		
23	-15,39	236,72	0,25	1,00		
24	-0,81	0,65	0,01	0,20		
25	-12,62	159,27	0,21	1,00		

Как видно из таблицы, несоответствие нормам проявляется на 6, 8, 9, 10, 11 и 12 гармониках. Суммарный коэффициент несинусоидальности напряжения не превышает нормируемое значение.

### 10.3 Расчёт несимметрии напряжения

Работа ДСП вызывает несимметрию токов и напряжений, которую разделяют на статическую и динамическую [59, с.49]. Статическая несимметрия вызвана разными значениями сопротивлений фаз токопровода и контактных соединений. Коэффициент несимметрии может достигать 30 %, вследствие чего мощность в электродах выделяется неравномерно и появляются так называемые «дикая» и «мёртвая» фазы.

Динамическая несимметрия зависит от условий зажигания дуг под различными электродами, несовпадением моментов эксплуатационных КЗ и т. д.

Коэффициент несимметрии по напряжению обратной последовательности определяется по следующей формуле [Ч.4, с.155]:

$$K_{2U} = 100 \cdot \frac{U_2}{U_{НОМ}}, \quad (161)$$

где  $U_2$  – напряжение обратной последовательности, создаваемое ДСП, В.

Напряжение обратной последовательности определяется по следующей формуле [11, с.154]:

$$U_2 = I_2 \cdot X_{2\Sigma}, \quad (162)$$

где  $X_{2\Sigma}$  – эквивалентное сопротивление обратной последовательности сети, Ом;

$I_2$  – ток обратной последовательности, создаваемый ДСП, А.

Как известно, сопротивление обратной последовательности статических элементов (трансформаторов, воздушных и кабельных линий и т. п.) сопротивление обратной последовательности равно сопротивлению прямой последовательности. По известным формулам определим соответствующие сопротивления системы, линии, трансформатора и батареи конденсаторов, Ом:

$$X_{2C} = \frac{10,5^2 \text{ кВ}^2}{800 \text{ МВ} \cdot \text{А}} = 0,138;$$

$$X_{2Л} = 0,393 \text{ Ом/км} \cdot 12,5 \text{ км} \cdot \frac{10,5^2 \text{ кВ}^2}{37^2 \text{ кВ}^2} = 0,396;$$

$$X_{2Т} = \frac{10\%}{100\%} \cdot \frac{10,5^2 \text{ кВ}^2}{16 \text{ МВ} \cdot \text{А}} = 0,689;$$

$$X_{БКВ} = -\frac{10,5^2 \text{ кВ}^2}{1,350 \text{ Мвар}} = -74,1.$$

Сопротивление обратной последовательности обобщённой нагрузки также примем равным сопротивлению прямой последовательности, Ом:

$$X_{2Н} = 6,164;$$

Сопротивление обратной последовательности синхронных двигателей примем равными, о.е. [30, с.61]:

$$X_{2СД} = 1,22 X_d''. \quad (163)$$



Подставляя известные величины в формулу 163 и переводя значение к именованным единицам, получаем, Ом:

$$X_{2сд} = 1,22 \cdot 0,2 \cdot \frac{10,5^2 \text{ кВ}^2}{2 \cdot \sqrt{630^2 \text{ кВт}^2 + 320^2 \text{ квар}^2}} = 38,1.$$

Сопротивление обратной последовательности асинхронных двигателей незначительно отличается от сопротивления заторможенного двигателя и может быть принят [30, с.61], Ом:

$$X_{2АД} = \frac{1}{K_{П}} \cdot \frac{U_{АД.НОМ}^2}{S_{АД.НОМ}}. \quad (164)$$

По формуле 164 получаем:

$$X_{2АД} = \frac{1}{5} \cdot \frac{10,5^2 \cdot \text{кВ}^2}{933,3 \text{ кВ} \cdot \text{А}} = 23,626.$$

Для расчёта эквивалентного сопротивления обратной последовательности используется схема замещения, аналогичная схеме прямой последовательности. Эквивалентная проводимость обратной последовательности:

$$b_{2\Sigma} = \frac{1}{0,138 \text{ Ом} + 0,396 \text{ Ом} + 0,689 \text{ Ом}} + \frac{1}{-74,1 \text{ Ом}} + \frac{1}{38,1 \text{ Ом}} + \frac{1}{23,626 \text{ Ом}} + \frac{1}{6,164 \text{ Ом}} = 1,035.$$

Эквивалентное сопротивление обратной последовательности составит:

$$X_{2\Sigma} = \frac{1}{1,035} = 0,966.$$

Ток обратной последовательности определяем по следующей формуле [59, с.49]:

$$I_2 = \frac{P_{\text{пульс}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi} \quad (165)$$

где  $P_{\text{пульс}}$  – пульсирующая составляющая активной мощности нагрузки, определяемая по формуле, представленной ниже, Вт.

$$P_{\text{пульс}} = P'_{\text{пульс}} + P''_{\text{пульс}}, \quad (166)$$

где  $P'_{\text{пульс}}$  и  $P''_{\text{пульс}}$  – соответственно мощности «мёртвой» и «дикой» фаз, Вт.

Мощность «мёртвой» и «дикой» фаз определяем из условия 30%-ной неравномерности нагрузки соответственно:

$$P'_{\text{пульс}} = P_{\text{ном}} \cdot \left( \frac{1}{3} - \frac{k_n}{6} \right); \quad (167)$$

$$P''_{\text{пульс}} = P_{\text{ном}} \cdot \left( \frac{1}{3} + \frac{k_n}{6} \right), \quad (168)$$

где  $k_n=0,3$  – коэффициент неравномерности нагрузки.

Подставляя известные величины, получаем:

$$P'_{\text{пульс}} = 1700 \text{ кВт} \cdot \left( \frac{1}{3} - \frac{0,3}{6} \right) = 481,7 \text{ кВт};$$

$$P''_{\text{пульс}} = 1700 \text{ кВт} \cdot \left( \frac{1}{3} + \frac{0,3}{6} \right) = 651,7 \text{ кВт}.$$

По формуле 166 получаем:

$$P_{\text{пульс}} = 481,7 \text{ кВт} + 651,7 \text{ кВт} = 1133,4 \text{ кВт}.$$

По формуле 165 получаем ток обратной последовательности, генерируемый ДСП:

$$I_2 = \frac{1133,4 \text{ кВт}}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \text{ кВ} \cdot 0,7} = 89,03 \text{ А}.$$

По формуле 162 получаем напряжение обратной последовательности:

$$U_2 = 89,03 \text{ А} \cdot 0,966 \text{ Ом} = 86 \text{ В}.$$

Коэффициент несимметрии по напряжению обратной последовательности определяем по формуле 161:

$$K_{2U} = 100 \cdot \frac{86 \text{ В}}{10,5 \text{ кВ}} = 0,8\% < 2\%.$$

Согласно ГОСТ Р 51317.2.4-2000 [57] коэффициент несимметрии находится в пределах нормы.

## 10.4 Расчёт провалов напряжения

Пуск синхронных и асинхронных двигателей может вызвать провалы напряжения – временное уменьшение напряжения в конкретной точке электрической системы ниже установленного порогового значения.

Для оценки провалов напряжения необходимо определить остаточное напряжение на шинах 10 кВ ГПП при пуске двигателей по следующей формуле [Е.качество, с.83]:

$$U_{\text{д}} = U_{\text{ном}} \cdot \frac{X_{\text{п.э}}}{X_{\text{с}} + X_{\text{п.э}}}, \quad (169)$$

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

$X_{\text{с}}$  – сопротивление питающей сети, Ом;

$X_{\text{п.э}}$  – эквивалентное пусковое сопротивление, Ом.

Определим необходимые величины для расчёта остаточного напряжения. Под сопротивлением питающей сети подразумевается суммарное сопротивление элементов по отношению к шинам 10 кВ ГПП со стороны питания. Учитывая значения, вычисленные ранее при расчётах токов КЗ, получаем:

$$X_{\text{с}} = 1,25 + 3,588 + 6,25 = 11,1 \text{ Ом.}$$

Для определения эквивалентного сопротивления двигателей определим их пусковую эквивалентную мощность по следующей формуле:

$$S_{\text{п.э}} = \sum_{i=1}^n \frac{P_{\text{ном.эд.}i} \cdot K_{\text{п.}i}}{\cos \varphi_{\text{ном.}i} \cdot \eta_i} \quad (170)$$

где  $\eta_i$  – КПД  $i$ -го электродвигателя, примем для всех двигателей равным 0,9.

Коэффициент пуска для всех двигателей примем равным 5. Тогда, подставляя известные величины в формулу 170, получаем эквивалентную пусковую мощность электродвигателей:

$$S_{\text{п.э}} = 2 \cdot \frac{630 \text{ кВт} \cdot 5}{0,8 \cdot 0,9} + \frac{630 \text{ кВт} \cdot 5}{0,75 \cdot 0,9} = 13416,7 \text{ кВт} \cdot \text{А.}$$

К шинам 10 кВ ГПП подключена другая нагрузка, которую вводим в расчётную схему как эквивалентную пусковую нагрузку узла по следующей формуле:

$$S_{\text{п.э}} = \sqrt{\left( \sum_{i=1}^n P_{\text{н.}i} \right)^2 + \left( \sum_{i=1}^n S_{\text{п.}i} + \sum_{i=1}^n Q_{\text{н.}i} \right)^2}, \quad (171)$$

где  $P_{н.и}$ ,  $S_{н.и}$ ,  $Q_{н.и}$  – соответственно активные, полные и реактивные мощности нагрузок.

В данную формулу подставляем рассчитанные ранее соответствующие нагрузки цеховых ТП (таблица 5), а также нагрузки ДСП и ЭУ (таблица 2):

$$S_{п.э} = \sqrt{(15192,8 \text{ кВт} + 1820 \text{ кВт} + 1530 \text{ кВт})^2 + (13416,7 \text{ кВ} \cdot \text{А} \cdot 2 + 8898,2 \text{ квар} + 1560 \text{ квар} + 1560,9 \text{ квар} - 1350 \text{ квар} \cdot 2)^2} \cdot 0,5 = 20315,3 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Эквивалентное пусковое сопротивление узла нагрузки определяется формулой:

$$X_{п.э} = \frac{S_6 \cdot U_{ном}^2}{S_{п.э} \cdot U_6^2}. \quad (172)$$

По формуле 172 получаем:

$$X_{п.э} = \frac{1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}}{20315,3 \text{ кВ} \cdot \text{А}} = 49,2.$$

По формуле 169 получаем остаточное напряжение на шинах ГПП при пуске электродвигателей:

$$U_d = 10,5 \text{ кВ} \cdot \frac{49,2}{11,1 + 49,2} = 8,5 \text{ кВ}.$$

Оценим провал напряжения, %:

$$\Delta U_{\%} = \frac{10,5 \text{ кВ} - 8,5 \text{ кВ}}{10,5 \text{ кВ}} \cdot 100 = 19\%.$$

При пуске асинхронных двигателей допустимый провал напряжения находится в пределах 20%. Согласно расчётам провал напряжения не превышает допустимого значения.

#### 10.5 Меры по улучшению показателей качества электрической энергии

Согласно расчётам было определено, что показатели качества электрической энергии не удовлетворяют нормам, а именно:

- колебания напряжения превышают нормируемое значение 1%
- коэффициент несинусоидальности на гармониках 6, 8, 9, 10, 11 и 12 не удовлетворяют соответствующим нормам.

Для уменьшения колебаний напряжения рекомендуется использовать устройства косвенного действия типа ТКРМ (тиристорные компенсаторы реактивной мощности).

Основные преимущества использования данных установок в сети, к которой подключены ДСП следующие:

- существенное снижение возмущений в питающей сети;
- возможность подключения мощных печей к энергосистемам с низкой мощностью КЗ;
- повышение среднего коэффициента мощности
- снижение токов высших гармоник, текущих в энергосистему
- компенсация несимметрии токов фаз ДСП;
- увеличение вводимой в печь мощности за счет стабилизации напряжения, обеспечивающее снижение времени плавки и повышение производительности печи;
- снижение расхода электродов и увеличение срока службы футеровки за счет стабилизации процесса горения дуги;
- предотвращения резонансных явлений за счет установки фиксированных фильтров высших гармоник.

Для уменьшения несинусоидальности напряжения применяются фильтровые устройства – силовые резонансные фильтры, которые настраиваются на частоты характерных гармоник и подключаются параллельно нагрузке.

#### Выводы по разделу десять

В данном разделе были рассчитаны показатели качества электрической энергии. Исходя из расчётов следует, что размах колебания напряжения и коэффициенты несинусоидальности на гармониках 6, 8, 9, 10, 11 и 12 не удовлетворяют соответствующим нормам. Были предложены меры по улучшению данных показателей качества электрической энергии.

					130302.2019.780.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		138

## 11 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

В данной работе в ходе выбора рационального напряжения внешнего электроснабжения было выявлено, что расчётное значение данного напряжения находится между двух стандартных величин напряжения 35 кВ и 110 кВ. Для окончательного выбора напряжения внешнего электроснабжения проводятся технико-экономические расчёты и SWOT-анализ рассматриваемых вариантов.

### 11.1 Результаты технико-экономического сравнения

В работе было проведено технико-экономическое сравнение двух вариантов внешнего электроснабжения предприятия на напряжении 110 кВ и 35 кВ. Результаты технико-экономического сравнения представлены ниже.

Таблица 49 – Технико-экономические показатели рассматриваемых вариантов

Вариант	Напряжение сети	Капитальные затраты, тыс.руб.	Удельная стоимость годовых потерь ЭЭ, руб/кВт·ч	Общая стоимость потерь ЭЭ, тыс.руб/год	Приведённые затраты на электрооборудование, тыс.руб/год	Приведенные затраты, тыс.руб/год
1	35 кВ	110 128,390	8,1253	14 344,16	23 499,95	37 844,12
2	110 кВ	256 935,710	6,0512	6 789,94	59 097,92	65 887,86

На основе технико-экономического сравнения был выбран вариант внешнего электроснабжения предприятия напряжением 35 кВ, т. к. приведённые затраты на данный вариант значительно ниже, чем на вариант внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ.

### 11.2 Модели SWOT-анализа вариантов внешнего электроснабжения

SWOT-анализ – это анализ, определяющий S (strenghts) – сильные стороны, W (weaknesses) – слабые стороны технического решения, а также O (opportunities) – её возможности и T (threats) – угрозы.

На рисунках ниже представлены SWOT-анализ рассматриваемых вариантов внешнего электроснабжения.

Как видно из SWOT-анализа выбранный вариант по показателям технико-экономического сравнения внешнего электроснабжения также более предпочтительней, т. к. имеет больше сильных сторон, меньше угроз и слабых сторон. Возможности при этом разлитаются незначительно.

<p>S – сильные стороны:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Уменьшение капитальных затрат на оборудование и ЛЭП;</li> <li>– Уменьшение охранной зоны ЛЭП;</li> <li>– Возможность продолжать работать при однофазных замыканиях на землю;</li> <li>– Уменьшение токов КЗ;</li> <li>– Увеличение коммутационного ресурса выключателей;</li> <li>– Потребность в менее квалифицированном персонале;</li> <li>– Уменьшение габаритов ОРУ;</li> </ul>	<p>W – слабые стороны:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Увеличение потерь в питающей сети и трансформаторах;</li> <li>– Однофазное замыкание на землю может перетечь в многофазные короткие замыкания;</li> </ul>
<p>O – возможности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Наличие на рынке современного, инновационного оборудования;</li> <li>– Наличие типовых решений, сокращение сроков реализации проекта;</li> </ul>	<p>T – угрозы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Рост тарифов на электроэнергию;</li> <li>– Реконфигурация системы электроснабжения (подключение к линии новых потребителей и т. п.), как следствие, корректировка проекта;</li> </ul>

**Рисунок 20 – SWOT анализ варианта системы внешнего электроснабжения напряжением 35 кВ**

<p>S – сильные стороны:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Уменьшение потерь электроэнергии в питающей сети и силовом трансформаторе и, как следствие, уменьшение стоимости данных потерь;</li> <li>– Тарифы на электроэнергию ниже, чем на первый вариант;</li> </ul>	<p>W – слабые стороны:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Увеличение капитальных затрат на электрооборудование и питающую линию;</li> <li>– Увеличение затрат на техническое обслуживание оборудования;</li> <li>– Потребность в более квалифицированном персонале для обслуживания электрооборудования и питающей линии;</li> <li>– Увеличение охранной зоны ЛЭП;</li> <li>– При однофазных замыканиях (90% от остальных видов КЗ) происходит отключение потребителя, что приводит к увеличению потерь электроэнергии при передаче электроэнергии по здоровой ЛЭП, а также ведёт к увеличению износа оборудования из-за больших токов однофазных КЗ;</li> <li>– Увеличение габаритов ОРУ;</li> <li>– Уменьшение коммутационного ресурса выключателей;</li> <li>– Увеличение затрат на вышедшее из строя оборудование;</li> <li>– Недостаток в денежных средствах для реализации проекта;</li> </ul>
<p>O – возможности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Наличие на рынке современного, инновационного оборудования;</li> <li>– Повышение квалификации и технической грамотности сотрудников;</li> <li>– Наличие типовых решений, сокращение сроков реализации проекта;</li> </ul>	<p>T – угрозы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Рост тарифов на электроэнергию;</li> <li>– Реконфигурация системы электроснабжения (подключение к линии новых потребителей и т. п.) как следствие, корректировка проекта;</li> </ul>

**Рисунок 21 – SWOT анализ варианта системы внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ**

### 11.3 Построение пирамиды целеполагания предприятия

Пирамида целеполагания – это модель, необходимая для представления последовательности и разработки целевого инструментария долгосрочного повышения экономической эффективности по уровням управления предприятия.



Рисунок 22 – Модель пирамиды целеполагания предприятия

### 11.4 Построение модели дерева целей проекта

Дерево целей – это структурированная, построенная по иерархическому принципу (распределенная по уровням) совокупность целей проекта. Дерево строится на основе видения и миссии предприятия.



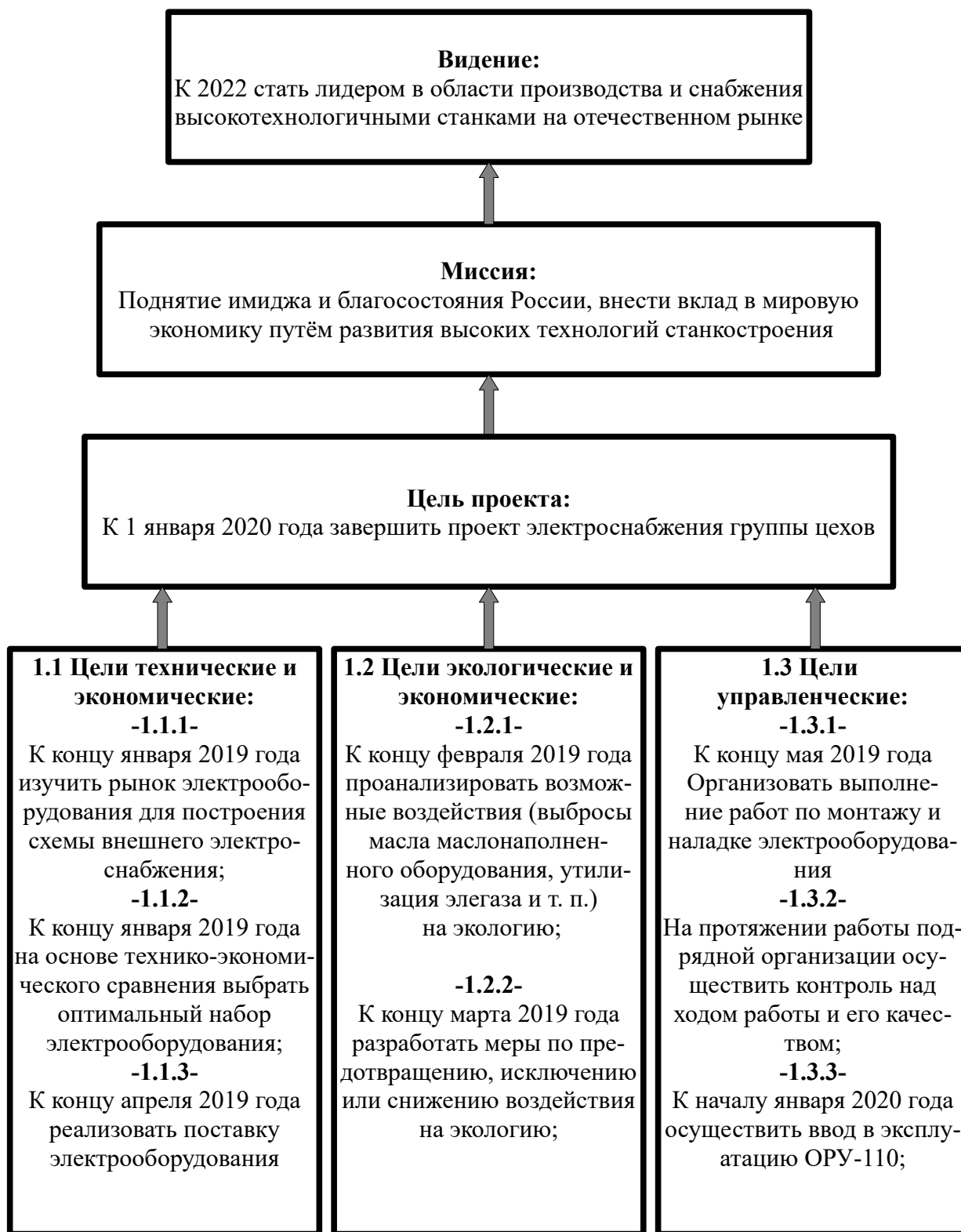


Рисунок 23 – Модель дерева целей проекта

## 11.5 Построение модели поля сил реализации проекта

Модель поля сил – это модель, отражающая воздействия движущих сил, благоприятно сказывающихся на реализации проекта и сдерживающих сил, этому препятствующих. На рисунке ниже представлена данная модель, в которой широкие стрелки соответствуют более сильному влиянию, соответственно тонкие – менее сильному.

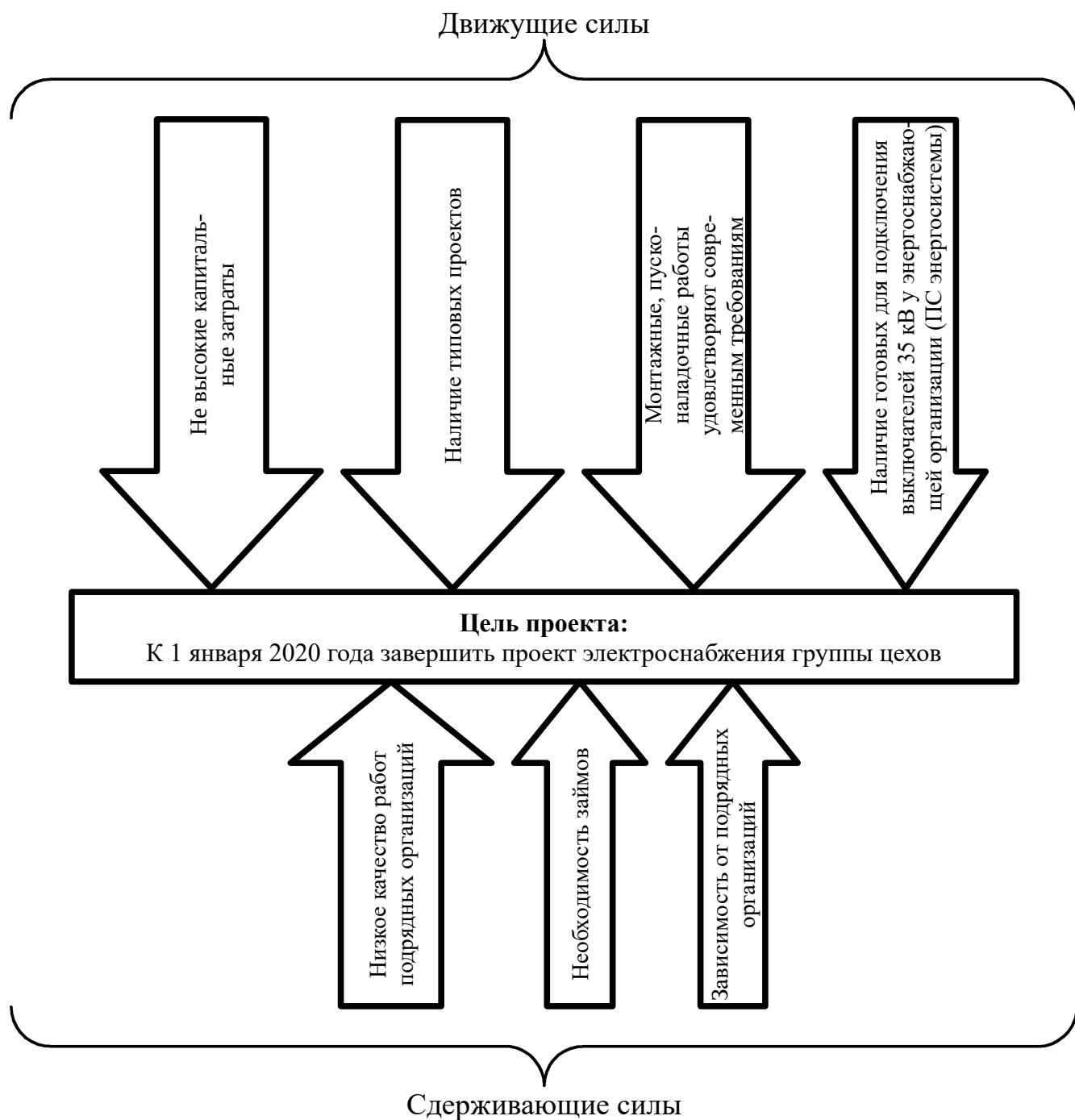


Рисунок 24 – Модель поля сил проекта

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

130302.2019.780.00.00 ПЗ

Лист

143

Невысокие капитальные затраты отнесены к движущим силам с сильным влиянием, т. к. это позволяет значительно ускорить процесс реализации (заказ проекта, закупка электрооборудования, найм работников и т. п.).

Наличие типовых проектов, а также удовлетворение современным требованиям монтажных, пуско-наладочных работ отнесены к движущим силам с сильным влиянием, т. к. несомненно ускоряют процесс реализации проекта путём сокращения времени на создание данного проекта, а современные технологии (методы, инструменты и т. п. монтажа и наладки) позволяют в минимальные сроки сделать необходимые работы по созданию схемы внешнего электроснабжения завода.

Наличие готовых для подключения резервных выключателей ПС энергосистемы отнесено к движущим силам со средним влиянием, т. к. отсутствие данного фактора могло бы повлечь за собой некоторое увеличение сроков реализации проекта, которое зависело бы от энергоснабжающей организации.

Низкое качество работ подрядных организаций отнесено к сдерживающим силам со средним влиянием, т. к. данный недостаток может быть устранен путём организации дополнительного постоянного контроля качества работ в процессе реализации, что может повлечь за собой дополнительные затраты на компетентных работников в данном вопросе.

Необходимость займов отнесено к сдерживающим силам с малым влиянием т. к. в настоящее время банки предлагают гибкое кредитование в кратчайшие сроки с выгодными условиями.

Зависимость от подрядных организаций также отнесена к сдерживающим силам с малым влиянием, т. к. сама подрядная заинтересована в быстрой реализации проекта, что в свою очередь позволяет выполнять больше заказов, соответственно иметь больше прибыли. Отрицательное влияние здесь заключается в том, что есть риск появления каких-либо сдерживающих факторов у самой подрядной организации.

Из модели поля сил можно сделать вывод, что движущие силы существенно превышают сдерживающие. Следовательно, с большой долей вероятности проект будет реализован в срок.

## 11.6 Планирование мероприятий по реализации целей проекта

План-график Ганта – это инструмент планирования, управления задачами, который был придуман американским инженером Генри Гантом. По вертикали заполняются задачи проекта, а по горизонтали – сроки выполнения соответствующей задачи. На диаграмме также прослеживается и последовательность выполнения задач. В таблице ниже представлен план-график Ганта по реализации цели проекта построения системы внешнего электроснабжения завода.

					130302.2019.780.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		144

Таблица 50 – План-график Ганта проекта внешнего электроснабжения завода

Работы по проекту	Исполнители	Кол-во исполнителей	Продолжительность 2019 г., мес														
			Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь			
1	2	3	4														
Исследование рынка поставщиков ЭО, проектных организаций	Маркетолог	2	■														
Технико-экономическое сравнение схемы внешнего электроснабжения	Инженер отдела главного энергетика совместно с экономистом	2	■														
Составление технического задания, заполнение опросных листов	Инженеры отдела главного энергетика	2		■													
Согласование технической документации	Главный энергетик, подрядная организация	2		■	■												
Организация поставки электро-оборудования	Отдел материально-технического обеспечения	1		■	■	■											
Организация монтажных работ	Директор предприятия, отдел главного энергетика	4				■	■										
Проведение монтажных работ	Подрядная организация	-						■	■	■	■						
Проведение пуско-наладочных работ	Подрядная организация	-										■	■				
Контроль за подрядной организацией	Инженеры отдела главного энергетика	2						■	■	■	■						
Подключение к энергосистеме	Отдел главного энергетика, представители энергоснабжающей организации	2											■	■			
Ввод в эксплуатацию системы внешнего электроснабжения	Отдел главного энергетика	4															■

## Выводы по разделу одиннадцать

В данном разделе было проведён SWOT-анализ двух вариантов схемы внешнего электроснабжения станкостроительного завода. В результате SWOT-анализа была окончательно выбрана схема напряжением 35 кВ как наиболее экономичная и имеющая больше сильных сторон и меньше слабых, чем вариант напряжением 110 кВ. Была построена модель дерева целей по реализации проекта внешнего электроснабжения завода. Также была составлена модель поля сил проекта, из которой видно, что движущие силы превышают сдерживающие. Был составлен план-график Ганта, отражающий последовательность работ по проекту и их исполнителей.

					130302.2019.780.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		146

## 12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

### 12.1 Территория, компоновка и конструктивная часть ГПП

#### 12.1.1 Обоснование места расположения ГПП

В качестве главной понизительной подстанции была выбрана комплектная трансформаторная подстанция блочного типа модернизированная (КТПБ(М)) производства «Электроцит» г.Самара (СЭЩ). В состав ГПП входит открытое распределительное устройство 35 кВ (ОРУ-35) и закрытое распределительное устройство 10 кВ (ЗРУ-10) типа КРУ СЭЩ-63.

Основное оборудование, принятое для установки на ГПП:

- высоковольтные выключатели элегазовые баковые ВГБ-УЭТМ-35 со встроенными трансформаторами тока;

- разъединители горизонтально-поворотного типа с заземляющими ножами РГПЗ-СЭЩ;

- трансформаторы напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-35 в литой изоляции (сухие);

Проектируемая главная понизительная подстанция согласно плану должна быть расположена в западной части завода (см.генеральный план завода, лист 1 графической части). Данное расположение было принято на основании невозможности постройки ГПП вблизи центра электрических нагрузок, поэтому место установки ГПП было смещено в сторону питающих линий 35 кВ. Также выбранное местоположение согласуется с розой ветров для г.Липецка, из которой видно, что ветер дует преимущественно со стороны запада, юго-запада и юга, что уменьшает возможные неблагоприятные воздействия на оборудование и изоляцию ГПП со стороны цехов завода. РУ-35 выполняется открытым, РУ-10 – закрытым. Подстанция является комплектной, производства «Электроцит» г.Самара.

#### 12.1.2 Климатические параметры

Приведём климатические параметры для г.Липецк согласно СП 131.13330.2012 «Строительная климатология» [48], а также СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия» [49]:

- климат: умеренно-континентальный;

- температура воздуха наиболее холодных суток, °С: -34;

- температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С: -29;

- абсолютная минимальная температура воздуха, °С: -38;

- абсолютная максимальная температура воздуха, °С: 39;

- средняя максимальная температура наиболее тёплого месяца, °С: 25,9;

- максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с: 4,1;

- максимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с: 5,9;

- сейсмичность района менее 6 баллов;

- среднегодовая продолжительность гроз: 60 ч;

					130302.2019.780.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		147

- толщина стенки гололёда  $b$ , мм: 5 (II район);
- ветровое давление, кПа: 0,3 (II район);

### 12.1.3 Требования к конструктивной части ГПП

Согласно конструктивному чертежу ГПП (лист 6 графической части) расстояние между токоведущими частями при жёстких шинах составляет более 440 мм [12, п.4.2.55]. Расстояние от нижней кромки изоляторов аппаратов (разъединителей, выключателей, трансформаторов напряжения, опорных изоляторов) и силовых трансформаторов до земли составляет более 2500 мм. Токоведущие части (шины, спуски, выводы и т. п.) имеют расстояние от земли более чем 3100 мм. Согласно ПУЭ [12, п.4.2.58], ограждать данные аппараты не требуется.

Согласно Правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭЭ) [50] осмотр силовых трансформаторов должен выполняться непосредственно с земли или со стационарных лестниц с поручнями с соблюдением расстояний до токоведущих частей (0,6 м от работника до ТВЧ). На силовом трансформаторе типа ТДНС-16000/35 предусмотрена стационарная лестница с поручнями. При этом следует учитывать, что осмотр газового реле после срабатывания на сигнал и отбор газа из газового реле работающего трансформатора должен выполняться только после разгрузки и отключения трансформатора.

Трансформатор ГПП оборудован устройством газовой защиты. Согласно [51, п.2.1.3] трансформатор должен быть установлен так, чтобы крышка (съёмная часть бака) имела подъем по направлению к газовому реле не менее 1%, при этом маслопровод к расширителю должен иметь уклон не менее 2%. Согласно ПУЭ [12, п.4.2.207] уклон должен создаваться путём установки подкладок.

Трансформаторы необходимо устанавливать так, чтобы отверстие защитного устройства выброса масла не было направлено на близко установленное оборудование.

Расстояние в свету между открыто установленными трансформаторами составляет 3900 мм [12, п.4.2.211]. Согласно ПУЭ [12, п.4.2.45] требование предусмотреть проезд для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений, а также передвижных лабораторий распространяется на ОРУ 110 кВ и выше. Для ОРУ 35 кВ предусмотрен проезд для пожарных машин, который обеспечен с двух сторон к подстанции.

Согласно ПУЭ [12, п.1.1.30] буквенно-цифровые и цветовые обозначения одноимённых шин в каждой электроустановке выполнены одинаково. Фазы А, В, С должны быть окрашены соответственно в жёлтый, зелёный и красный цвета.

					130302.2019.780.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		148

### 12.1.3 Комплектование защитными средствами

Согласно Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках [52, приложение 8] на ГПП приняты следующие средства защиты на ОРУ-35 и ЗРУ-10:

- изолирующая штанга (оперативная или универсальная): 2 шт на каждый класс напряжения;
- указатель напряжения: 2 шт на каждый класс напряжения;
- диэлектрические перчатки: не менее 2 пар;
- диэлектрические боты (для ОРУ): 1 пара;
- переносные заземления: не менее 2 на каждый класс напряжения;
- противогаз изолирующий: 2 шт;
- защитные щитки или очки: 2 шт;
- плакаты и знаки безопасности (переносные): 4 комплекта.

На ГПП предусмотрен постоянный дежурный персонал. Помещения дежурных электромонтёров должны быть укомплектованы следующими средствами защиты:

- указатель напряжения: 1 шт на каждый класс напряжения выше 1000 В и 2 шт. на напряжение до 1000 В;
- изолирующие клещи на напряжение до 1000 В: 1 шт;
- диэлектрические перчатки: не менее 2 пар;
- диэлектрические галоши: 2 пары;
- изолирующий инструмент: 1 комплект;
- переносные заземления: 2 на каждый класс напряжения;
- противогаз изолирующий: 2 шт;
- защитные каски: 1 шт. на каждого работающего;
- защитные щитки или очки: 2 шт;
- плакаты и знаки безопасности (переносные): 4 комплекта.
- диэлектрические ковры и изолирующие накладки: 2 комплекта;
- респираторы: 2 шт.

Бригада эксплуатационного обслуживания подстанции, воздушных и кабельных линий должны быть укомплектованы следующими средствами защиты:

- изолирующие штанги (оперативные или универсальные, измерительные): 1 шт. на каждый класс напряжения;
- указатель напряжения выше 1000 В: 1 шт. на каждый класс напряжения;
- указатель напряжения до 1000 В: 2 шт.;
- сигнализатор напряжения индивидуальный: 1 шт. на каждого работающего на ВЛ;
- переносные заземления: не менее 2 шт.;
- указатель напряжения для проверки совпадения фаз: 2 шт;
- диэлектрические перчатки: не менее 2 пар;
- диэлектрические боты: 1 пара;
- предохранительные пояса и страховочные канаты: 4 комплекта;
- защитные щитки или очки: 2 пары;
- защитный щиток для электросварщика: 1 шт.;



- изолирующий инструмент: 2 комплекта;
- диэлектрические ковры и изолирующие накладки: 4 комплекта;
- плакаты и знаки безопасности (переносные): 2 комплекта;
- респираторы: 2 шт;
- защитные каски: 1 шт. на каждого работающего.

Согласно ПУЭ [12, п.4.2.95] двери из РУ должны открываться в направлении других помещений или наружу и иметь самозапирающиеся замки, открываемые без ключа со стороны РУ. 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.

## 12.2 Электробезопасность

### 12.2.1 Разъединители и заземляющие ножи

Согласно ПОТЭЭ [50, п.17.2] на ОРУ-35 с каждой стороны, с которой включением коммутационного аппарата не исключена подача напряжения на рабочее место, предусмотрен видимый разрыв (см. лист 2 графической части). Видимый разрыв создаётся отключением разъединителей. На подстанции приняты к установке разъединители типа РГПЗ-СЭЩ-35 с заземляющими ножами. Блокировка от неправильных действий персонала (отключение разъединителя при не отключенном выключателе, включение заземляющего ножа на напряжение и др.) осуществляется путём механической блокировки, которая предусмотрена конструкцией разъединителей и заземляющих ножей, а также с помощью оперативной блокировки разъединителей, для которой применяется микропроцессорный терминал ОБР, в который поступают сигналы о реальном положении коммутационных аппаратов. Программная логика ОБР выдает разрешающие или блокирующие сигналы, посредством которых на розетках электромагнитной блокировки либо присутствует напряжение, что позволяет управлять разъединителем или заземляющим ножом, либо отсутствует напряжение, что не позволит оперировать коммутационным аппаратом.

### 12.2.2 Требования охраны труда при эксплуатации ГПП

При эксплуатации ГПП необходимо соблюдать Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, ПТЭЭП.

Оперативное обслуживание и осмотр электроустановок должен выполнять оперативный персонал, или оперативно-ремонтный персонал.

В электроустановках напряжением выше 1000 В работники из числа оперативного персонала, единолично обслуживающие электроустановки, и старшие по смене должны иметь группу по электробезопасности IV, остальные работники в смене - группу III.

							130302.2019.780.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата				150

Работы в действующих электроустановках должны проводиться:

– по заданию на производство работы, оформленному на специальном бланке установленной формы и определяющему содержание, место работы, время ее начала и окончания, условия безопасного проведения, состав бригады и работников, ответственных за безопасное выполнение работы;

– по распоряжению;

– на основании перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Не допускается самовольное проведение работ в действующих электроустановках, а также расширение рабочих мест и объема задания, определенных нарядом, распоряжением или утвержденным работодателем перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются:

– оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

– выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;

– допуск к работе;

– надзор во время работы;

– оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

Работниками, ответственными за безопасное ведение работ в электроустановках, являются:

– выдающий наряд, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

– выдающий разрешение на подготовку рабочего места и на допуск;

– ответственный руководитель работ;

– допускающий;

– производитель работ;

– наблюдающий;

– члены бригады.

При подготовке рабочего места должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

– произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;

– на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;

– проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;

– установлено заземление;

– вывешены указательные плакаты "Заземлено", ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

### 12.2.3 Расчёт защитного заземления ГПП

Согласно ПУЭ [п.1.7.55] применяем одно общее заземление для электроустановок всех напряжений, находящихся на территории ГПП: 35 кВ, 10 кВ и 0,4 кВ. При этом согласно ПУЭ [12, п.1.7.97] при использовании заземляющего устройства одновременно для электроустановок напряжением до 1 кВ с глухозаземлённой нейтралью сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 4 Ом [12, п.1.7.101].

Согласно карте почв Липецкой области Грунт в Липецке – чернозём. Согласно [5, табл.8-1] удельное сопротивление грунта принимаем равным  $\rho=30$  Ом·м.

Продольные заземлители должны быть проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на расстоянии от оснований оборудования, а поперечные – между оборудованием согласно рисунку 25.

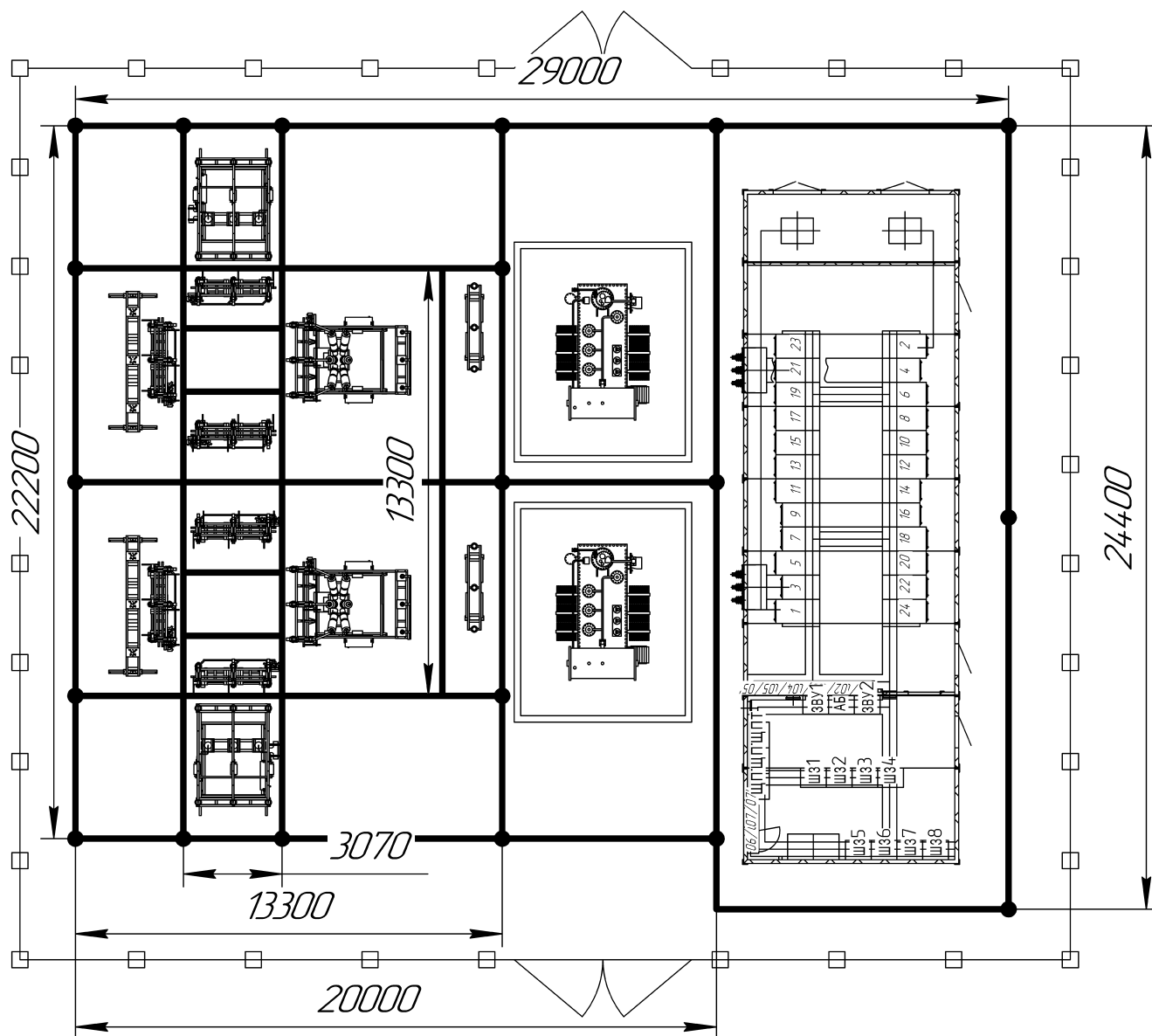


Рисунок 25 – План заземления ГПП

Вертикальные заземлители должны быть выполнены в виде стержневых электродов длиной  $l=5$  м и диаметром  $d=16$  мм, верхние концы которых соединяются с помощью горизонтального электрода – стальной полосы сечением  $4 \times 40$  мм, уложенной в землю на глубине  $t=0,8$  м.

Расчётное удельное сопротивление земли с учётом повышающих коэффициентов для второй климатической зоны для горизонтальных и вертикальных электродов соответственно составляет [5, табл.8-2]:

$$\rho_{\text{расч.г}} = 30 \text{ Ом} \cdot \text{м} \cdot 3,5 = 105 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$\rho_{\text{расч.в}} = 30 \text{ Ом} \cdot \text{м} \cdot 1,5 = 45 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Количество вертикальных электродов  $n_{\text{в}}=20$  шт.

Их суммарная длина составит:

$$L_{\text{в.}} = 20 \cdot 5 \text{ м} = 100 \text{ м}.$$

Также по рисунку 25 определим суммарную длину горизонтальных электродов:

$$L_{\text{г.}} = 22,2 \text{ м} \cdot 4 + 24,4 \text{ м} \cdot 2 + 20 \text{ м} + 13,3 \text{ м} \cdot 3 \cdot 29 \text{ м} \cdot 2 = 255 \text{ м}.$$

Площадь территории, занимаемая заземлителем:

$$S_{\text{заземл.}} = 22,2 \text{ м} \cdot 29 \text{ м} = 643,8 \text{ м}.$$

Составим условную (расчётную) модель заземлителя в виде квадрата, занимающего ту же площадь, что и реальный заземлитель, а также имеющий ту же суммарную длину горизонтальных электродов, количество и длины вертикальных электродов, глубину их заложения в землю. Определим необходимые параметры. Методика расчёта и формулы взяты из [53, с.212 – 213]. Длина одной стороны модели определяется очевидным образом:

$$\sqrt{S} = \sqrt{643,8 \text{ м}^2} = 25,4 \text{ м}.$$

Количество ячеек по одной стороне модели рассчитываем по формуле:

$$m = \frac{L_{\text{г.}}}{2\sqrt{2}} - 1. \quad (173)$$

По формуле 173 получаем:

$$m = \frac{255 \text{ м}}{2\sqrt{643,8 \text{ м}^2}} - 1 = 4.$$

Длину стороны  $b$  одной ячейки определяем по формуле:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}. \quad (174)$$

По формуле 174 получаем:

$$b = \frac{\sqrt{643,8 \text{ м}^2}}{4} = 6,34 \text{ м}.$$

Расстояние между вертикальными электродами определяем по следующей формуле:

$$a = \frac{4\sqrt{S}}{n_B}. \quad (175)$$

По формуле 175 получаем:

$$a = \frac{4\sqrt{643,8 \text{ м}^2}}{20} = 5,1 \text{ м}.$$

Согласно расчётным параметрам изобразим модель заземлителя на рисунке 26.

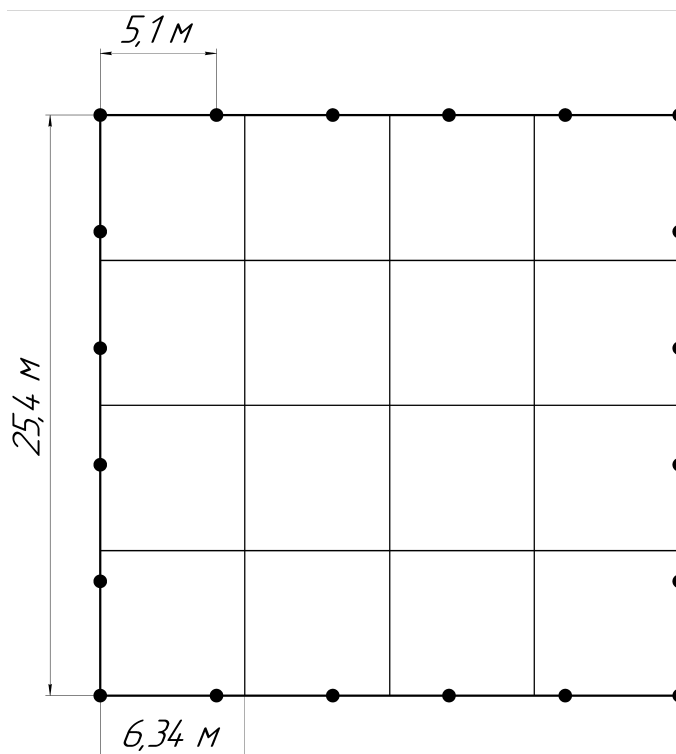


Рисунок 26 – Модель заземлителя ГПП

Определим относительную глубину погружения в землю вертикальных электродов по следующей формуле [с.110]:

$$t_{\text{отн}} = \frac{(l_{\text{в}} + t_{\text{в}})}{\sqrt{S}}, \quad (176)$$

где  $l_{\text{в}}=5$  – длина вертикального электрода, м;

$t_{\text{в}}=0,8$  – глубина погружения в землю верхнего конца электрода, м.

По формуле 176 получаем:

$$t_{\text{отн}} = \frac{(5 \text{ м} + 0,8 \text{ м})}{\sqrt{643,8 \text{ м}^2}} = 0,23.$$

Определяем сопротивление заземлителя по следующей формуле [с.109]:

$$R = A \cdot \frac{\rho}{\sqrt{S}} + \frac{\rho}{L_{\text{г}} + L_{\text{в}}}, \quad (177)$$

где  $A$  – коэффициент, значение которого равно

$$A = 0,385 - 0,25t_{\text{отн}} = 0,385 - 0,25 \cdot 0,23 = 0,328.$$

По формуле 177 получаем:

$$R = 0,328 \cdot \frac{30 \text{ Ом} \cdot \text{м}}{\sqrt{643,8 \text{ м}^2}} + \frac{30 \text{ Ом} \cdot \text{м}}{255 \text{ м} + 100 \text{ м}} = 0,47 \text{ Ом} < R_{\text{доп}} = 4 \text{ Ом}.$$

Полученное расчётное значение сопротивления меньше, чем максимально допустимое сопротивление.

### 12.3 Расчёт молниезащиты ГПП

Для липецкой области согласно карте грозовой активности среднее число грозových часов в году составляет 20 – 40 ч/год. Согласно [12, п.4.2.134] должна быть предусмотрена защита от прямых ударов молнии.

Для защиты от прямых ударов молнии приняты для установки отдельно стоящие стержневые молниеотводы, расположение которых изображено на рисунке 27.

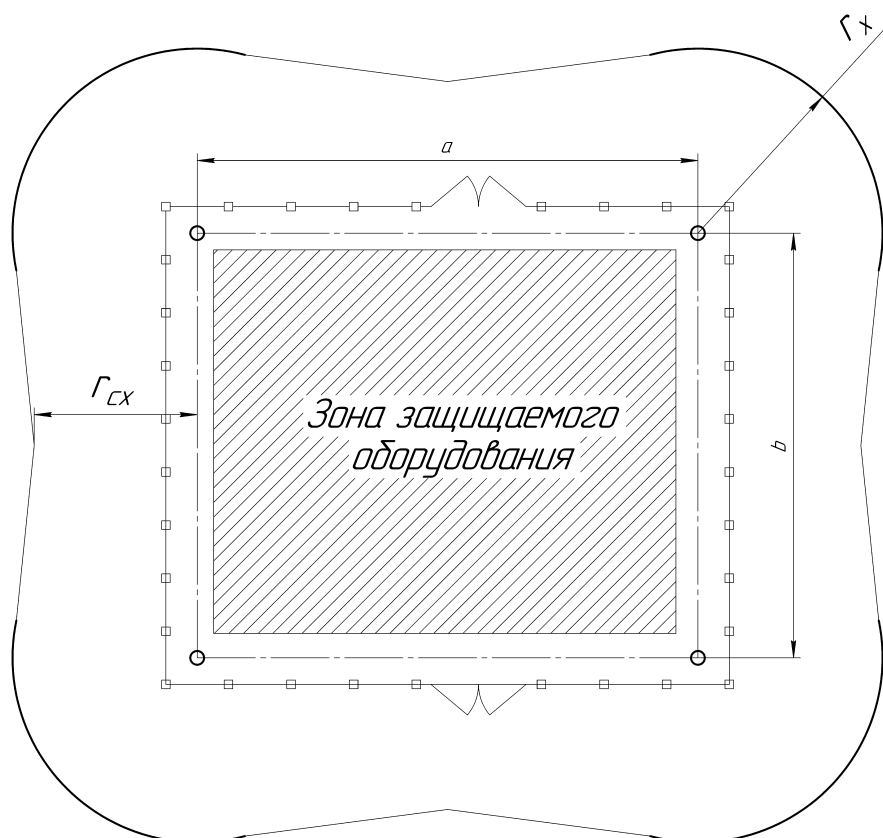
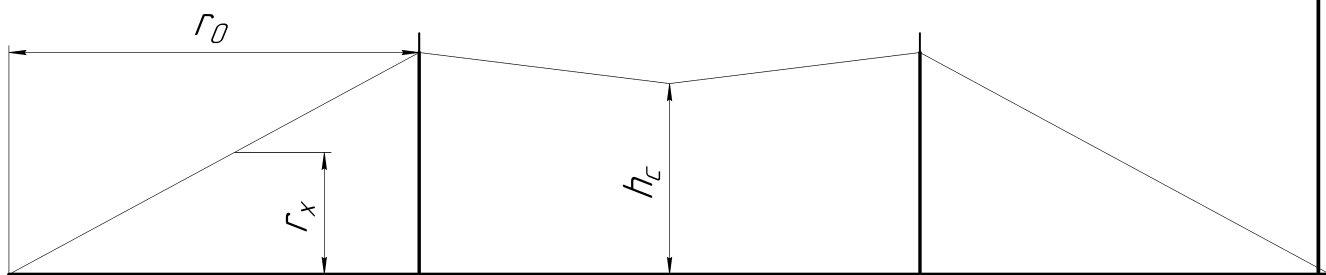


Рисунок 27 – Молниезащита ГПП

Высоту отдельно стоящих молниеотводов выбираем из условия [54, с.16]:

$$L \leq 8(h - h_x), \quad (178)$$

где  $h$  – высота молниеотвода, м;  
 $h_x = 7$  – габарит подстанции, м.

По рисунку 27 определим расстояние  $L$  по следующей формуле:

$$L = \sqrt{a^2 + b^2}, \quad (179)$$

где  $a$  и  $b$  – соответственно расстояние между молниеотводами по горизонтали и вертикали, м.

По формуле 179 получаем:

$$L = \sqrt{29^2 \text{ м}^2 + 24,6^2 \text{ м}^2} = 51,5 \text{ м},$$

Из неравенства 178 выразим требуемую высоту молниеотвода:

$$h \geq \frac{L}{8} + h_x. \quad (180)$$

Из неравенства 180 получаем:

$$h \geq 51,5 \frac{\text{м}}{8} + 7 \text{ м} = 13,4 \text{ м}.$$

Высоту молниеотвода примем равной  $h=14$  м.

Рассчитаем защитные зоны молниеотводов по следующим формулам:

$$h_0 = 0,92h; \quad (181)$$

$$r_0 = 1,7h; \quad (182)$$

$$r_x = 1,7(h - 1,1h_x); \quad (183)$$

$$h_c = h_0 - 0,12(L - h); \quad (184)$$

$$r'_x = \frac{L(h_0 - h_x)}{2(h_0 - h_c)}; \quad (185)$$

$$r_c = r_0 \quad (186)$$

$$r_{cx} = r_0 \frac{(h_c - h_x)}{h_c}. \quad (187)$$

Подставляя известные величины по соответствующим формулам получаем зоны защиты молниеотводов, расположенных вдоль горизонтальной оси ГПП, при этом величину  $L$  принимаем  $L=a$ :

$$h_0 = 0,92 \cdot 14 \text{ м} = 12,88 \text{ м};$$

$$r_0 = 1,7 \cdot 14 \text{ м} = 23,8 \text{ м};$$

$$r_x = 1,7(14 \text{ м} - 1,1 \cdot 7 \text{ м}) = 10,71 \text{ м};$$



$$h_c = 12,88 \text{ м} - 0,12(29 \text{ м} - 14 \text{ м}) = 11,08 \text{ м};$$

$$r'_x = \frac{29 \text{ м} \cdot (12,88 \text{ м} - 7 \text{ м})}{2 \cdot (12,88 \text{ м} - 8,38 \text{ м})} = 47,4 \text{ м};$$

$$r_c = 23,8 \text{ м};$$

$$r_{cx} = 23,8 \text{ м} \frac{(8,38 \text{ м} - 7 \text{ м})}{8,38 \text{ м}} = 8,8 \text{ м} > 0.$$

Определим аналогичные величины для молниеотводов, расположенных вдоль вертикальной оси ГПП, при этом принимаем  $L=b$ :

$$h_0 = 0,92 \cdot 14 \text{ м} = 12,88 \text{ м};$$

$$r_0 = 1,7 \cdot 14 \text{ м} = 23,8 \text{ м};$$

$$r_x = 1,7(14 \text{ м} - 1,1 \cdot 7 \text{ м}) = 10,71 \text{ м};$$

$$h_c = 12,88 \text{ м} - 0,12(24,6 \text{ м} - 14 \text{ м}) = 11,61 \text{ м};$$

$$r'_x = \frac{24,6 \text{ м} \cdot (12,88 \text{ м} - 7 \text{ м})}{2 \cdot (12,88 \text{ м} - 8,38 \text{ м})} = 47,4 \text{ м};$$

$$r_c = 23,8 \text{ м};$$

$$r_{cx} = 23,8 \text{ м} \frac{(11,61 \text{ м} - 7 \text{ м})}{8,38 \text{ м}} = 9,45 \text{ м} > 0.$$

Зоны защиты молниеотводов изображены на рисунке 27. Основным условием защищённости оборудования от прямых попаданий молнии является условие  $r_{cx} > 0$ , что подтверждается расчётами, приведёнными выше.

Выводы по разделу двенадцать

В данном разделе были рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности при обслуживании электрооборудования ГПП. Было рассчитано защитное заземление и молниезащита ГПП. Рассмотрены требования охраны труда при эксплуатации электроустановок.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проектирования были выбраны рациональное напряжение сети, схема внешнего и внутреннего электроснабжения завода, а также силовое высоковольтное и низковольтное электрическое оборудование.

Для выбора и проверки оборудования был выполнен расчёт токов короткого замыкания в сети внешнего электроснабжения и внутреннего. На основании расчётов по ремонтно-механическому цеху составлена карта селективности защит от секционного выключателя 0,4 кВ цеховой подстанции до выключателя 10 кВ отходящей линии ГПП.

Выполнен расчёт оптимальных мощностей компенсирующих устройств, устанавливаемых на секции шин 10 кВ главной понизительной подстанции и секциях шин 0,4 кВ цеховых трансформаторных подстанций. Согласно каталогам выбраны мощности устройств компенсации реактивной мощности.

Проведены технико-экономическое сравнение двух схем внешнего электроснабжения 110 кВ и 35 кВ, согласно которым была принята схема внешнего электроснабжения на 35 кВ. Также было проведено технико-экономическое сравнение двух схем внутреннего электроснабжения завода.

Рассчитаны показатели качества электрической энергии на шинах 10 кВ ГПП. Предложены меры по их улучшению.

Рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности при эксплуатации электрооборудования ГПП. Было рассчитано защитное заземление и молниезащита подстанции.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 – РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчёту электрических нагрузок. – М.: ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 1993. – 27 с.
- 2 – Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
- 3 – Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл.ред. А.И. Попов). – 9-е изд., стер. – М.: Издательство МЭИ, 2004. – 964 с.
- 4 – Системы электроснабжения. Часть 2: Электрические нагрузки. Компенсация реактивной мощности: курс лекций / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2018. – 230 с.
- 5 – Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети. 2-е изд., перераб. и доп./Под общ. Ред. А.А. Федорова и Г.В.Сербиновского. – М.: Энергия, 1980. – 576 с., ил.
- 6 – Справочная книга для проектирования электрического освещения / Г.М.Кнорринг, И.М.Фадин, В.Н.Сидоров – 2-е изд., перераб. и доп. – Спб.: Энергоатомиздат. Санкт-Петербургское отд-ние, 1992. – 448 с.: ил.
- 7 – Электроснабжение: учебник для студ. учреждений высш. образования / Б.И.Кудрин. – М.: Издательский центр «Академия», 2016. – 4-е изд., стер. – 352 с.
- 8 – НТП ЭПП-94. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. – М.: ОАО Тяжпромэлектропроект. – 1994. – 69 с.
- 9 – Системы электроснабжения. Часть 1: Основы электроснабжения: курс лекций / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2017. – 245 с.
- 10 – Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для студентов высших учебных заведений / Б.И. Кудрин. – 2-е изд. – М.: Интернет Инжиниринг, 2006. – 672 с.: ил.
- 11 – Системы электроснабжения. Часть 4: Электроснабжение промышленных предприятий и городов: курс лекций / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2019. – 278 с.
- 12 – Правила устройства электроустановок. Утв. Приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242 / М-во энергетики Российской Федерации. – 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 750 с.
- 13 – Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во ИЦ ЭНАС, 2006. – 352 с.
- 14 – Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии.
- 15 – ГОСТ Р 52719-2007 – Трансформаторы силовые. Общие технические условия. – М.: Стандартинформ, 2007. – 45 с.

					130302.2019.780.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		160

16 – ГОСТ 11920-85 – Трансформаторы силовые масляные общего назначения напряжением до 35 кВ включительно. Технические условия. – М.: Издательство стандартов, 1985. – 40 с.

17 – Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 464 с.

18 – РД 153-34.0-20.527-98 – Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Утверждён департаментом стратегии развития и научно-технической политики 23.03.1998 г.

19 – ГОСТ Р 52735-2007 – Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчёта в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – М.: Стандартинформ, 2007. – 39 с.

20 – Техническая информация выключателей 35 кВ типа ВГБ-УЭТМ – <http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/vgb-uetm-35/>

21 – Кабель ААШВ. Расшифровка, область применения и другая информация. – [https://cable.ru/cable/group-aashp\\_description.php](https://cable.ru/cable/group-aashp_description.php)

22 – Системы электроснабжения. Часть 1: Основы электроснабжения: курс лекций / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2017. – 245 с.

23 – Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для студентов высших учебных заведений / Б.И. Кудрин. – 2-е изд. – М.: Интермет Инжиниринг, 2006. – 672 с.: ил.

24 Техническая информация на трансформаторы типа ТМГ 400 – 1600 кВ·А – <https://www.kesch.ru/upload/iblock/ef6/ef6f4c59db15c4426227c0ca6d862e5f.pdf>

25 – СТО 56947007-29.240.124-2012 Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». Сборник «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» – электронная копия документа. – [http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/sto\\_56947007-29.240.124-2012.pdf](http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/sto_56947007-29.240.124-2012.pdf)

26 – Составляющие предельных уровней нерегулируемых цен и тарифы на электроэнергию – <http://www.atsenergo.ru/results/market/svnc>

27 – Стоимость работ по прокладке кабельных трасс – <http://www.sigma-nn.ru/price/prokladka-v-zemle.html>

28 – Стоимость кабелей ААШВ – <https://xcabel.ru/catalog/aashv>

29 – Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.: ил.

30 – Расчёт токов короткого замыкания в электрических системах: учебное пособие / Ю.В. Коровин, Е.И. Пахамов, К.Е. Горшков. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2011. – 114 с.

31 – ГОСТ 28249-93 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчёта в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Стандартинформ, 2006. – 47 с.

32 – Электроэнергетические системы и сети. Токи короткого замыкания: учебник и практикум для бакалавриата и магистратуры / Б.В. Пашков, В.Ю. Вуколов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство Юрайт, 2019. – 353 с.

33 – Техническая информация КРУ-СЭЩ-10 в блок модуле – <https://electroshield.ru/catalog/resheniya-v-module/kru-seshch-i-kso-seshch-v-blok-modulyakh/>

34 – Техническая информация блока защиты БМРЗ-50 – <http://www.mtrele.ru/files/filedoc/releynaya-zashita/bmrz-50/bmrz-50.pdf>

35 – Техническая информация на трансформаторы тока типа ТОЛ-СЭЩ-10 – [https://electroshield.ru/upload/iblock/699/TOL\\_CESHCH\\_10-ORT.135.001-TI\\_-10.1-10M\\_.pdf](https://electroshield.ru/upload/iblock/699/TOL_CESHCH_10-ORT.135.001-TI_-10.1-10M_.pdf)

36 – Техническая информация на комплектные трансформаторные подстанции КТП-СЭЩ – [https://electroshield.ru/upload/iblock/d32/TI\\_075\\_2008-versiya-1.8-chast1-ot-07.03.2018.pdf](https://electroshield.ru/upload/iblock/d32/TI_075_2008-versiya-1.8-chast1-ot-07.03.2018.pdf)

37 – Техническая информация на выключатели нагрузки ВНА-СЭЩ – [https://electroshield.ru/upload/iblock/2de/re\\_vna\\_10\\_412.130\\_electroshield.ru.pdf](https://electroshield.ru/upload/iblock/2de/re_vna_10_412.130_electroshield.ru.pdf)

38 – Распределительные и магистральные шинопроводы GDA – [http://graziadio.ru/uploads/proddocs/gda\\_gdr\\_raspredelitelnyj\\_sinoprovod.pdf](http://graziadio.ru/uploads/proddocs/gda_gdr_raspredelitelnyj_sinoprovod.pdf)

39 – Информация на автоматические выключатели типа Compact NS Schneider Electric – <https://www.se.com/ru/ru/product-range/1002-compact-ns-%3E-630-a/?No=10&Nrpp=10>

40 – Техническая информация на автоматические выключатели типа OptiDin производства КЭАЗ – <https://keaz.ru/f/112/catalog-vm63-bcd.pdf>

41 – Письмо министерства строительства и ЖКХ РФ №1608-ЛС/09 от 22.01.2019 г – О рекомендуемых величинах сметных стоимостей строительно-монтажных работ, прогнозных индексов изменения сметной стоимости пусконаладочных работ, прогнозных индексов изменения сметной стоимости прочих работ и затрат, а также величине прогнозных индексов изменения сметной стоимости оборудования. – Электронная копия документа – [http://rccs.ru/files/normativnye\\_dokumenty/pismo\\_1408\\_22012019.pdf](http://rccs.ru/files/normativnye_dokumenty/pismo_1408_22012019.pdf)

42 – Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: Проектирование и расчёт / А.С. Овраченко, М.Л. Рабинович, В.И. Мозырский, Д.И. Розинский. – М.: Техника, 1985 – 279 с., ил.

43 – Устройства компенсации реактивной мощности типа УКРМ-10 – [https://slavenergo.ru/kondensatornaja\\_ustanovka\\_visokovoltnaja?yclid=2410663227886952074](https://slavenergo.ru/kondensatornaja_ustanovka_visokovoltnaja?yclid=2410663227886952074)

44 – Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 2: Защита электрических сетей напряжением до 1 кВ: учебное пособие / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2012. – 168 с.

45 – Техническая информация по автоматическим выключателям Schneider Electric NS [https://download.schneider-electric.com/files?p\\_enDocType=Catalog&p\\_File\\_Name=КОМПАКТ+NS\\_18-02-2019\\_RU.pdf&p\\_Doc\\_Ref=МКР-CAT-COMPNS](https://download.schneider-electric.com/files?p_enDocType=Catalog&p_File_Name=КОМПАКТ+NS_18-02-2019_RU.pdf&p_Doc_Ref=МКР-CAT-COMPNS)

46 – Техническая информация на предохранители ПКТ – <https://keaz.ru/f/557/catalog-pkt.pdf>

47 – Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография / М.А.Шабад. – СПб.Ж ПЭИПК, 2003. – 4-е изд., перераб. и доп. – 350 с., ил.

										130302.2019.780.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата							162

48 – СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная версия СНиП 23-01-99\*. – М.: Стандартинформ, 2012. – 113 с.

49 – СП 20.13330.2016 Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85\*. – М.: Стандартинформ, 2016. – 104 с.

50 – Приказ Минтруда России от 24.07.2013 N 328н (ред. от 15.11.2018) "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 12.12.2013 N 30593) – [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_156148/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_156148/)

51 – Приказ Минэнерго России от 13.01.2003 N 6 (ред. от 13.09.2018) "Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей" (Зарегистрировано в Минюсте России 22.01.2003 N 4145) – [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_40861/35bf92c1244ccdc0dafa1ae204e33f70ae5547e/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_40861/35bf92c1244ccdc0dafa1ae204e33f70ae5547e/)

52 – Приказ Минэнерго России от 30.06.2003 N 261 "Об утверждении Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках" – [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_137147/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_137147/)

53 – Основы техники безопасности в электроустановках: Учеб. пособие для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 448 с., ил.

54 – Молниезащита электроустановок систем электроснабжения: учебное пособие / А.В. Кабышев. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 124 с.

55 – РД 34.03.350-98 – Перечень помещений и зданий энергетических объектов РАО «ЕЭС России» с указанием категории по взрывопожарной и пожарной опасности.

56 – Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 29.07.2017) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" (с изм. и доп., вступ. в силу с 31.07.2018) – Электронная копия – [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_78699/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_78699/)

57 – ГОСТ 51317.2.4-2000 (МЭК 61000-2-4-94) – Совместимость технических средств электромагнитная. Электромагнитная обстановка. Уровни электромагнитной совместимости для низкочастотных кондуктивных помех в системах электроснабжения промышленных предприятий. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 23 с.

58 – ГОСТ 32144-2013 – Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартинформ, 2014. – 16 с.

59 – Электротехнологические установки: учебное пособие / В.И. Сафонов – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2014. – 124 с.

					<i>130302.2019.780.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		163