

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

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

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г.

Электроснабжение цеха холодной прокатки  
Харьковского металлургического завода

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ  
ЮУрГУ – 13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по БЖД  
д.т.н., профессор

\_\_\_\_\_ В.Ф. Бухтояров  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г.

Консультант по релейной защите  
старший преподаватель

\_\_\_\_\_ И.П. Титов  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г.

Руководитель проекта  
старший преподаватель

\_\_\_\_\_ И.П. Титов  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г.

Автор проекта  
студент группы ПЗ-573

\_\_\_\_\_ А.Ю. Щетинин  
«16» июля 2020 г.

Нормоконтролёр  
старший преподаватель

\_\_\_\_\_ И.П. Титов  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г.

Челябинск 2020

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

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

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Электроснабжение цеха холодной прокатки  
Харьковского металлургического завода

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ  
ЮУрГУ – 13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по БЖД  
д.т.н., профессор

\_\_\_\_\_ В.Ф. Бухтояров

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Руководитель проекта  
старший преподаватель

\_\_\_\_\_ И.П. Титов

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Консультант по релейной защите  
старший преподаватель

\_\_\_\_\_ И.П. Титов

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Автор проекта  
студент группы ПЗ-573

\_\_\_\_\_ А.Ю. Щетинин

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Нормоконтролёр  
старший преподаватель

\_\_\_\_\_ И.П. Титов

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Челябинск 2020

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»

Направление 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующая кафедрой

\_\_\_\_\_ И.М. Кирпичникова

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г.

### ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента  
Щетинина Алексея Юрьевича

---

Группа ПЗ-573

1 Тема работы

Электроснабжение цеха холодной прокатки Харьковского металлургического  
завода

---

утверждена приказом по университету от 24.04.2020 г. №627.

2 Срок сдачи студентом законченной работы \_\_\_\_\_ 08 июня 2020 г.

3 Исходные данные к работе

Из архива кафедры «Электрические станции, сети и системы  
электроснабжения»

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---



## 5 Перечень графического материала

1 План генеральный цеха холодной прокатки Харьковского металлургического завода	- 1 лист
2 Схема электроснабжения цеха холодной прокатки Харьковского металлургического завода	- 1 лист
3 Техничко-экономическое обоснование схемы внешнего электроснабжения	- 1 лист
4 Схема релейной защиты трансформатора ТСЗП-6300/10	- 1 лист
5 Чертеж конструктивный главной понизительной подстанции	- 1 лист
6 Первичные средства пожаротушения	- 1 лист

Всего 6 (шесть) 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		

7 Дата выдачи задания 07 февраля 2020 г.

Руководитель И.П. Титов

Задание принял к исполнению А.Ю. Щетинин

## КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Готовность (дата)	Отметка о выполнении руководителя
1 Введение		
2 Сравнение отечественных и зарубежных технологий и решений	07.02.20	
3 Определение электрических нагрузок Харьковского металлургического завода	14.02.20	
4 Определение типа, мощности и количества трансформаторов цеховых ТП	24.02.20	
5 Определение величины напряжения внешнего электропитания и единичной мощности трансформаторов ГПП	28.02.20	
6 Выбор схемы и обоснование напряжения внешнего электропитания	04.03.20	
7 Особенности схемы внутризаводского электропитания. Выбор кабельных линий	09.03.20	
8 Определение токов короткого замыкания	13.03.20	
9 Выбор электрооборудования для внутризаводской схемы электропитания	20.03.20	
10 Обоснование и выбор устройств компенсации реактивной мощности	27.03.20	
11 Качество электрической энергии	14.04.20	
12 Релейная защита трансформатора ТСЗП-6300/10	23.04.20	
13 Безопасность жизнедеятельности	12.05.20	
14 Графическая часть:	20.05.20	
14.1 План цеха холодной прокатки Харьковского металлургического завода	25.05.20	
14.2 Схема электропитания цеха холодной прокатки Харьковского металлургического завода		
14.3 Технико-экономическое обоснование схемы внешнего электропитания		
14.4 Схема релейной защиты трансформатора ТСЗП-6300/10		
14.5 Чертеж конструктивный главной понизительной подстанции		
14.6 Первичные средства пожаротушения		
15 Оформление пояснительной записки	25.05.20	

Заведующая кафедрой

\_\_\_\_\_

(подпись)

И.М. Кирпичникова

Руководитель работы

\_\_\_\_\_

(подпись)

И.П. Титов

Студент

\_\_\_\_\_

(подпись)

А.Ю. Щетинин

## АННОТАЦИЯ

Щетинин А.Ю. Электроснабжение цеха холодной прокатки Харьковского металлургического завода – Челябинск, ЮУрГУ, ПЗ, 2020, 87 с, 19 ил., 57 табл., библиогр. список 53 наим., 6 листов чертежей ф. А1

Целью выпускной квалификационной работы является составление проекта электроснабжения цеха холодной прокатки Харьковского металлургического завода.

Расчёт электрических нагрузок на каждом уровне системы электроснабжения цеха холодной прокатки Харьковского металлургического завода позволил разработать схемы внешнего и внутривозовского распределения электрической энергии. Схема внешнего электроснабжения выполнена по схеме 110-4Н – два блока с выключателями и ремонтной перемычкой. Распределительное устройство 110 кВ выполнено открытого типа с применением элегазовых коммутационных и измерительных аппаратов.

Внутривозовское распределительное устройство выполнено по смешанной схеме. В ЗРУ-10 кВ выбраны комплектные шкафы марки К-129, которые снабжены вакуумными выключателями VF-10, трансформаторами тока ТЛП-10 и антирезонансными трансформаторами напряжения НАМИ-10. Отходящие от ЗРУ-10 кВ выполнены кабелями из сшитого полиэтилена типа АПвП-10.

Для снижения негативного влияния реактивной мощности предусмотрена установка компенсирующих устройств в сети 10 и 0,4 кВ.

Рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности и охраны труда на предприятии, выполнен расчет молниезащиты, защитного заземления и освещения.

Произведён расчет уставок релейной защиты трансформатора ТСЗП-6300/10 с применением микропроцессорных терминалов Seram T20.

					13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ							
Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата								
Разраб.		Щетинин			Электроснабжение цеха холодной прокатки Харьковского металлургического завода			Лит.	Лист	Листов		
Пров.		Титов						В	К	Р	3	87
Реценз.								ФГАОУ ВО «ЮУрГУ(НИУ)» Кафедра ЭССиСЭ				
Н. контр.		Титов										
Утв.		Кирпичникова										

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
Технический паспорт .....	6
СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ .....	8
Выводы по разделу .....	9
1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ЦЕХА ХОЛОДНОЙ ПРОКАТКИ ХАРЬКОВСКОГО МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОГО ЗАВОДА	
1.1 Определение электрических нагрузок по ремонтно- механическому цеху .....	10
1.2 Определение электрических нагрузок цеха холодной прокатки Харьковского металлургического завода.....	17
1.3 Определение параметров картограммы электрических нагрузок.....	18
Выводы по разделу один.....	20
2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТИПА, МОЩНОСТИ И КОЛИЧЕСТВА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТП.....	21
Выводы по разделу два .....	23
3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ЕДИНИЧНОЙ МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП .....	25
Выводы по разделу три .....	28
4 ВЫБОР СХЕМЫ И ОБОСНОВАНИЕ ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	
4.1 Расчёт потерь электрической энергии в трансформаторах и питающих линиях электропередачи .....	29
4.2 Выбор коммутационного и контрольно-измерительного электрооборудования в схеме внешнего электроснабжения предприятия .....	31
4.3 Выбор величины оптимального напряжения внешнего электроснабжения по технико-экономическим параметрам.....	33
Выводы по разделу четыре .....	36
5 ОСОБЕННОСТИ СХЕМЫ ВНУТРИЗАВОДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ. ВЫБОР КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ .....	37
Выводы по разделу пять .....	39
6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ .....	41
Выводы по разделу шесть .....	45
7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ВНУТРИЗАВОДСКОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	
7.1 Комплектация ЗРУ-10 кВ .....	46
7.2 Выбор комплектных трансформаторных подстанций.....	48
7.3 Выбор комплектных токопроводов .....	50
7.4 Выбор кабелей по термической стойкости .....	51
Выводы по разделу семь .....	52

	Разр.				13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ		Лист
	Пров.						4
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата			



8	ОБОСНОВАНИЕ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ .....	53
	Выводы по разделу восемь .....	58
9	КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ	
	9.1 Определение коэффициента искажения синусоидальности напряжения .....	59
	9.2 Определение величины провала напряжения .....	62
	Выводы по разделу девять .....	63
10	РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА ТСЗП-6300/10 .....	63
	10.1 Защита от перегрузок .....	64
	10.2 Мгновенная токовая защита.....	65
	10.3 Защита от однофазных замыканий на землю.....	66
	10.4 Защита от перегрева .....	67
	10.5 Защита полупроводникового преобразователя.....	68
	Выводы по разделу десять .....	69
11	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	
	11.1 Территория, компоновка и конструктивная часть ГПП .....	70
	11.2 Защитные средства и меры защиты от поражения электрическим током.....	71
	11.3 Молниезащита ГПП.....	74
	11.4 Расчёт защитного заземления ГПП .....	76
	11.5 Освещение открытого распределительного устройства.....	79
	11.6 Обеспечение пожарной безопасности .....	80
	Выводы по разделу одиннадцать.....	82
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	83
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	84

## ВВЕДЕНИЕ

Главным положением при разработке компоновочных решений в цехе холодной прокатки Харьковского металлургического завода является размещение в цехе оборудования, позволяющего выполнить все технологические операции, от приема заготовки до отгрузки готовой продукции, без пересечения технологических потоков и с минимальными транспортными перемещениями металла между агрегатами.

Рассматриваемый цех холодной прокатки располагается в городе Харьков на территории площадью 26,3 тыс. м<sup>2</sup> и включает в себя 7 отделений с суммарной установленной мощностью 113,2 МВт, причём 76,4 МВт из которых приходится на высоковольтные электроприемники: тиристорные преобразователи частоты, а также синхронные двигатели. Номинальное напряжение всех высоковольтных электроприемников составляет 10 кВ.

В цехе холодной прокатки Харьковского металлургического завода функционируют потребители 2-ой и 3-ей категории по надежности электроснабжения. Ко 2-ой категории относятся основные производственные цеха предприятия, перерыв в электроснабжении которых приводит к значительному снижению выпуска продукции, простоему производственному оборудованию, а именно: закально-травильное отделение (№1), отделение листопрокатки (№2), отделение продольно-поперечной резки (№3), прокатное отделение №1 (№4), прокатное отделение №2 (№5), отделение светлой заковки (№6). В электроснабжении электроприемников 3-ей категории допускается перерыва на время необходимое для подачи временного питания, ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не более чем на одни сутки. К 3-ей категории относятся вспомогательные и непромышленные помещения.

Цех холодной прокатки Харьковского металлургического завода по специфике производства возможно отнести ко второй категории по надёжности электроснабжения. Поэтому питание должно выполняться от двух энергонезависимых источников питания. В качестве данных источников возможно использовать районные распределительные подстанции со следующими параметрами напряжений и максимальных величин токов трёхфазных замыканий: 110 и 220 кВ, а также 3500 и 10600 МВ·А.

Климатические характеристики грунта и окружающего воздуха имеют следующие усреднённые показатели: 22,6 °С – температуры воздуха, 15,0 °С – температура грунта, в котором есть блуждающие токи, но отсутствуют колебания и растягивающие усилия, а также грунт отличен средней коррозионной активностью.

### Технический паспорт проекта

1 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1 кВ – 36821 кВт.

	Разр.				13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					6
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

2 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением свыше 1 кВ – 76400 кВт (четыре синхронных двигателя по 1600 кВт, два тиристорных преобразователей частоты по 4520 кВт, восемь тиристорных преобразователей частоты по 6030 кВт, восемь тиристорных преобразователей частоты по 2390 кВт).

3 Категория основных потребителей по надёжности электроснабжения – II.

4 Активная расчётная мощность на шинах главной понизительной подстанции: 59845 кВт.

5 Коэффициент реактивной мощности: естественный  $\text{tg}\varphi=0,57$ ; заданный энергосистемой  $\text{tg}\varphi=0,50$ ; расчётный  $\text{tg}\varphi_{p1}=0,49$ ;  $\text{tg}\varphi_{p3}=0,50$ .

6 Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.

7 Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 3500 МВ·А, тип и сечение питающих линий ВЛ 110 кВ – АС-150/24.

8 Расстояние от предприятия до питающей подстанции 7,7 км.

9 Количество, тип и мощность трансформаторов главной понизительной подстанции: 2хТРДН-80000/110-У1.

10 Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия 10 кВ.

11 Трансформаторные подстанции с трансформаторами типа ТМГ33, мощностью 630, 1000, 1600 кВ·А.

12 Грунт: коррозионная активность – средняя, блуждающие токи – есть, растягивающие усилия – нет.

13 Число часов использования максимума нагрузки 4355 ч/год.

14 Тип и сечение кабельных линий: АПВП-10 с сечением 95, 240 мм<sup>2</sup>.

	Разр.				13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					7
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

## СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

С начала 1980-х годов произошел качественный скачок в технологии высоковольтных коммутационных аппаратов: на смену масляным и воздушным пришли выключатели с использованием в качестве изоляционной и дугогасительной среды вакуума или газообразной шестифтористой серы – элегаза [1].

Элегазовые выключатели в технически развитых странах вытесняют все другие типы аппаратов. Интенсивное внедрение элегазовой аппаратуры обусловлено тем, что пока не найдено способов эффективного дугогашения, способных конкурировать с дугогашением в элегазе. Основные достоинства данного оборудования определяются уникальными физико-химическими свойствами элегаза. При правильной эксплуатации он не стареет и не требует тщательного ухода за собой, как масло. Элегазовому оборудованию также присущи: компактность; большие межреvisionsные сроки, вплоть до отсутствия эксплуатационного обслуживания в течение всего срока службы; широкий диапазон номинальных напряжений (6-1150 кВ); пожаробезопасность и повышенная безопасность обслуживания.

Ведущие зарубежные фирмы практически полностью перешли на выпуск комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией (КРУЭ) и элегазовых выключателей для открытых распределительных устройств на классы напряжения 110 кВ и выше. Уровень разработок элегазового оборудования в России приближается к лучшим мировым образцам, особенно тех, которые выполнены в рамках международных проектов: ВЭИ – Корейский электротехнологический институт (Республика Корея); ВЭИ – «Кромптон Гривз» (Индия); НИИВА-«Хендэ» (Республика Корея); ВЭИ – «Самсунг» (Республика Корея).

В то же время следует обратить внимание и на некоторое отставание РФ от ведущих в техническом отношении стран в освоении производства элегазовой аппаратуры, что вызвано прежде всего общим спадом производства и замедленным темпом развития энергосистем за прошедшие 20 лет. Поэтому важнейшими задачами развития элегазовой аппаратуры в России с учетом основных мировых тенденций являются:

- ликвидация отставания в обеспечении энергетических систем современным коммутационным оборудованием при одновременном улучшении массогабаритных характеристик аппаратов, снижении их стоимости, повышении надежности;
- разработка цифровых систем управления, диагностики и мониторинга аппаратов;
- разработка систем и методов прогнозирования срока службы коммутационного оборудования;
- разработка выключателей с синхронным включением.

Распределение по типам выключателей в России не соответствует наблюдаемым в мире тенденциям. Так, среди выключателей на напряжение 110 кВ и выше преобладают баковые масляные выключатели, а число элегазовых составляет менее 1%. Распределение выключателей в энергосистемах России по типам очень похоже на вид распределения в мире выключателей с возрастом более 30 лет.

	Разр.				13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					8
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Можно сделать вывод, что по степени оснащенности современными выключателями российские энергосистемы отстают от зарубежных примерно на 30 лет. Причем продолжают находиться в эксплуатации выключатели, конструкция которых устарела очень давно. Элегазовые коммутационные аппараты нового поколения созданы всеми ведущими фирмами, в том числе ВЭИ (КРУЭ-170 кВ совместно с фирмой «Самсунг») и Научно-исследовательским институтом высоковольтного аппаратостроения (С.Петербург). На «Уралэлектротяжмаш» освоено производство современных элегазовых выключателей колонкового типа с пружинным приводом на напряжение 110-220 кВ.

На мировом рынке до 2010 г. не просматривается альтернативы элегазовым выключателям. Поэтому продолжают работы по их совершенствованию. Применяется комбинация автопневматического способа гашения и, получившего в настоящие годы широкое распространение, способа автогенерации давления в элегазовых выключателях.

Внедрение элегазовых выключателей в мире приведено в таблице А.

Таблица А – Внедрение элегазовых выключателей в странах мира

Страна, фирма, наименование выключателя	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный ток отключения, кА	Номинальный ток, А
1	2	3	4
Россия, «Уралэлектротяжмаш», ВЭБ-110-40/1250	126	40	1250
Германия, «ABB», 121PM40-20B	126	40	2000
США, «Alstom» DT1-123	126	40	2000
Япония, «Mitsubishi Electric», 100-SFMT-40E	126	40	2000
Германия, «Siemens», 3AP1DT-145EK	126	40	2500

#### Выводы по разделу

Исходя из технических характеристик элегазовых выключателей, представленных в таблице А, можно сделать вывод что все рассмотренные выключатели могли бы найти применение при проектировании системы внешнего электроснабжения предприятия, но если подходить к вопросу о выборе коммутационной аппаратуры с экономической точки зрения, то наиболее применимыми являются выключатели ВЭБ-110-40/1250, производства «Уралэлектротяжмаш», которые будут применены при реализации схемы внешнего электроснабжения.

# 1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ЦЕХА ХОЛОДНОЙ ПРОКАТКИ ХАРКОВСКОГО МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОГО ЗАВОДА

Определение электрических нагрузок для цеха холодной прокатки Харьковского металлургического завода выполняется согласно методике, основанной на усовершенствованном методе упорядоченных диаграмм [2]. В системе электропитания цеха холодной прокатки Харьковского металлургического завода есть характерные узлы, для которых определяются расчетные нагрузки. Последовательность расчета производится от потребителей до энергосистемы.

## 1.1 Определение электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху

Питание электроприемников в ремонтно-механическом цехе выполняется посредством распределительных шинпроводных систем. Величины коэффициентов использования по активной мощности  $k_{и.а}$  и коэффициентов мощности  $\cos \varphi$  для конкретных электроприемников находятся по справочным данным [3]. После чего для группы электроприемников одинаковой единичной мощности определяются средние активная и реактивные мощности

$$P_{ср} = k_{и.а} \cdot n \cdot p_{ном}, \quad (1.1)$$

$$Q_{ср} = k_{и.а} \cdot n \cdot p_{ном} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (1.2)$$

где  $n$  – число электроприемников;

$p_{ном}$  – номинальная мощность одного электроприемника, кВт.

Эффективное число электроприемников определяется по выражению

$$n_{э} = \frac{\left( \sum_{i=1}^n p_{ном.i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n p_{ном.i}^2}, \quad (1.3)$$

где  $p_{ном.i}$  – активная номинальная мощность  $i$ -го электроприемника, кВт.

Средневзвешенное значение коэффициента использования определяется из выражения

$$K_{и.а} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{и.а.i} \cdot p_{ном.i}}{\sum_{i=1}^n p_{ном.i}}, \quad (1.4)$$

где  $k_{и.а.i}$  – коэффициент использования  $i$ -го электроприемника.

	Разр.				13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					10
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Средневзвешенное значение коэффициента реактивной мощности  $\text{tg}\varphi$  определяем по формуле

$$\text{tg}\varphi = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{и.а.}i} \cdot p_{\text{ном.}i} \cdot \text{tg}\varphi_i}{\sum_{i=1}^n k_{\text{и.а.}i} \cdot p_{\text{ном.}i}}, \quad (1.5)$$

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

Для II-го уровня системы электроснабжения расчетные активная и реактивные мощности определяются по формулам

$$P_p = K_{\text{р.а}} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{и.а.}i} \cdot p_{\text{ном.}i}, \quad (1.6)$$

$$Q_p = K_{\text{р.р}} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{и.а.}i} \cdot p_{\text{ном.}i} \cdot \text{tg}\varphi_i, \quad (1.7)$$

где  $K_{\text{р.а}}$  – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, определяется в [4] и зависит от  $n_3$  и  $k_{\text{и.а.}}$ ;

$K_{\text{р.р}}$  – коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности.

Коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности определяется по формуле

$$K_{\text{р.р}} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_3}}. \quad (1.8)$$

Полная расчетная нагрузка для шинпровода определяется выражением

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (1.9)$$

Расчетный ток для распределительного шинпровода

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (1.10)$$

где  $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение сети, В.

Помимо трехфазной нагрузки в сборочно-сварочном отделении ремонтно-механического цеха имеется однофазная нагрузка. Распределение однофазной нагрузки выполняется по возможности равномерно по фазам на линейное и фазное напряжение.

	Разр.				13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					11
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

В таком случае, средняя активная и реактивная мощность на фазу А определяются по выражениям [3]:

$$P_{\text{ср.А}} = k_{\text{и.а}} \cdot P_{(\text{АВ})} \cdot k_{\text{АВ(А)}} + k_{\text{и.а}} \cdot P_{(\text{СА})} \cdot k_{\text{СА(А)}} + k'_{\text{и.а}} \cdot P_{(\text{А0})}, \quad (1.11)$$

$$Q_{\text{ср.А}} = k_{\text{и.а}} \cdot P_{(\text{АВ})} \cdot q_{\text{АВ(А)}} + k_{\text{и.а}} \cdot P_{(\text{СА})} \cdot q_{\text{СА(А)}} + k'_{\text{и.а}} \cdot P_{(\text{А0})} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (1.12)$$

где  $k_{\text{и.а}}$  и  $k'_{\text{и.а}}$  – коэффициенты использования по активной мощности;

$P_{(\text{АВ})}$  – активная нагрузка, присоединенная на линейное напряжение АВ, кВт;

$P_{(\text{СА})}$  – активная нагрузка, присоединенная на линейное напряжение АС, кВт;

$P_{(\text{А0})}$  – активная нагрузка, присоединенная на фазу А, кВт;

$k_{\text{АВ(А)}}, k_{\text{СА(А)}}, q_{\text{АВ(А)}}, q_{\text{СА(А)}}$  – коэффициенты приведения нагрузок к соответствующим фазам.

Условная трёхфазная мощность от однофазных электроприёмников для наиболее загруженной фазы:

$$P_{\text{с}} = 3P_{\text{с.ф.макс}} \quad (1.13)$$

$$Q_{\text{с}} = 3Q_{\text{с.ф.макс}} \quad (1.14)$$

Коэффициент использования по активной нагрузке для случая, когда наиболее загруженной является фаза А

$$K_{\text{и.а}} = \frac{P_{\text{ср.А}}}{\frac{1}{2} \cdot (P_{(\text{АВ})} + P_{(\text{АС})}) + P_{\text{А0}}} \quad (1.15)$$

Результаты расчетов однофазной нагрузки с учетом формул (1.11) – (1.15), располагаемой в сборочно-сварочном отделении, представлены в таблице 1.1.

Расчетные активная и реактивная мощности ремонтно-механического цеха

$$P_{\text{р.ц}} = K_{\text{р.а}} \cdot \sum_{i=1}^n K_{\text{и.а.и}} \cdot P_{\text{ном.и}}, \quad (1.16)$$

$$Q_{\text{р.ц}} = K_{\text{р.а}} \cdot \sum_{i=1}^n K_{\text{и.а.и}} \cdot P_{\text{ном.и}} \cdot \text{tg}\varphi_i, \quad (1.17)$$

где  $K_{\text{р.а}}$  – коэффициент расчетной нагрузки по активной нагрузке.

С целью определения полной расчетной мощности ремонтно-механического цеха, вычисляется расчетная активная и реактивная нагрузка осветительных приборов

$$P_{\text{р.осв}} = k_{\text{с.осв}} \cdot P_{\text{у.осв}} \cdot S_{\text{ц}}, \quad (1.18)$$

Разр.				13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
Пров.					12
Изм	Лист	№ документа	Подп.		Дата



Таблица 1.1 – Расчет нагрузок однофазных электроприемников в сборочно-сварочном отделении ремонтно-механического цеха

Узлы системы электроснабжения и электроприёмники	P <sub>н.</sub> , кВт	P <sub>н.Σ</sub> , кВт	N	n·P <sub>н.</sub> <sup>2</sup> , кВт <sup>2</sup>	Установленная мощность ЭП, подключенных на линейное напряжение			Коэффициенты приведения			Установленные мощности ЭП, подключенных на фазное напряжение			k <sub>и.а.</sub>	cosφ	tgφ	Средние мощности									
					AB	BC	CA	к фазе	k	g	A	B	C				P <sub>ср.</sub> , кВт			Q <sub>ср.</sub> , квар						
																	A	B	C	A	B	C				
Сборочно-сварочное отделение	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
ЭП, подключенные на линейное напряжение	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
14 Сварочные автоматы	3,65	43,8	12	160	14,6	-	-	a	1,00	0,58	-	-	-	0,40	0,50	1,73	5,8	-	-	3,4	-	-				
-	-	-	-	-		-	-	b	0,00	1,16	-	-	-				-	-	-	-	-	-	-	6,8	-	
-	-	-	-	-		-	14,6	-	b	1,00	0,58	-	-				-	-	-	-	-	5,8	-	-	3,4	-
-	-	-	-	-		-	-	-	c	0,00	1,16	-	-				-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,8
-	-	-	-	-		-	-	14,6	c	1,00	0,58	-	-				-	-	-	-	-	-	5,8	-	-	3,4
-	-	-	-	-		-	-	-	a	0,00	1,16	-	-				-	-	-	-	-	-	-	6,8	-	-
Всего по однофазной нагрузке, подключенной на линейное напряжение	-	43,8	12	160	14,6	14,6	14,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,8	5,8	5,8	10,2	10,2	10,2				
ЭП, подключенные на фазное напряжение	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
15 Трансформатор для сварки	35,00	105,0	3	3675	-	-	-	-	-	-	35,0	35,0	35,0	0,20	0,40	2,29	7,0	7,0	7,0	16,0	16,0	16,0				
17 Трансформатор для сварки	10,50	31,5	3	331	-	-	-	-	-	-	10,5	10,5	10,5	0,20	0,30	3,18	2,1	2,1	2,1	6,7	6,7	6,7				
18 Нагреватель электрический	10,00	60,0	6	600	-	-	-	-	-	-	20,0	20,0	20,0	0,40	1,00	0,00	8,0	8,0	8,0	-	-	-				
Всего по однофазной нагрузке, подключенной на фазное напряжение	-	196,5	12	4606	-	-	-	-	-	-	65,5	65,5	65,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Итого по однофазной нагрузке в отделении сборочно-сварочном:	-	240,3	24	4766	14,6	14,6	14,6	-	-	-	65,5	65,5	65,5	0,29	0,57	1,43	22,9	22,9	22,9	32,9	32,9	32,9				

$$Q_{p.осв} = P_{p.осв} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{осв}, \quad (1.19)$$

где  $k_{с.осв}$  – коэффициент спроса;

$P_{у.осв}$  – удельная осветительная нагрузка, Вт/м<sup>2</sup> [5];

$S_{ц}$  – площадь поверхность пола, м<sup>2</sup>,

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

Полная расчетная нагрузка по ремонтно-механическому цеху

$$S_{p.ц} = \sqrt{(P_{p.ц} + P_{p.осв})^2 + (Q_{p.ц} + Q_{p.осв})^2}. \quad (1.20)$$

Принятые к установке распределительные шинопроводы (ШР) должны отвечать следующим условиям [6]:

– допустимой токовой нагрузке

$$0,5 \cdot I_{p.шр} \leq I_{н.шр}, \quad (1.21)$$

где  $I_{н.шр}$  – номинальный ток шинопровода, А;

– величине допустимой потери напряжения

$$\frac{\sqrt{3} \cdot 0,5 \cdot I_{p.ш} \cdot L_{ш} \cdot 100}{U_{ном}} \cdot (r_{0.ш} \cdot \cos \varphi + x_{0.ш} \cdot \sin \varphi) \leq \Delta U_{доп}, \quad (1.22)$$

где  $L_{ш}$  – длина ШР, м;

$r_{0.ш}$  – удельное активное сопротивление ШР, Ом/м;

$x_{0.ш}$  – удельное реактивное сопротивление ШР, Ом/м;

$\Delta U_{доп} = 5\%$  – величина допустимой потери напряжения, %.

Выбор распределительных шинопроводов ШР1 – ШР3, выполненный по выражениям (1.21) – (1.22), представлен в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Выбор шинопроводных распределительных систем

Тип	Марка	Производитель	$I_{ном.ш}, А$	$\frac{1}{2} \cdot I_{p.ш}, А$	$L_{ш}, м$	$r_{0.ш}, мОм/м$	$x_{0.ш}, мОм/м$	$\Delta U_{ш}, \%$
ШР-1	KLM-R	КЛМ Инжиниринг [7]	250	166,2	55	0,226	0,165	1,12
ШР-2	KLM-R		160	152,9	32	0,251	0,183	0,66
ШР-3	KLM-R		315	314,6	26	0,193	0,149	0,91

Расчеты, выполненные по формулам (1.1) – (1.22), с целью определения расчетных мощностей по ремонтно-механическому цеху отображены в таблице 1.3.

Разр.					13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
Пров.				14		
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Таблица 1.3 – Расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху

Исходные данные							Расчетные величины						Расчетная мощность			
По заданию технологов				Данные из справочника			P <sub>ср.</sub> , кВт	Q <sub>ср.</sub> , квар	n·p <sup>2</sup> <sub>ном</sub>	n <sub>э</sub>	K <sub>р.а.</sub>	K <sub>р.р.</sub>	P <sub>р.</sub> , кВт	Q <sub>р.</sub> , квар	S <sub>р.</sub> , кВ·А	I <sub>р.</sub> , А
Наименование ЭП и узлов системы электроснабжения	n <sub>ЭП</sub>	Номинальная мощность, приведенная к длительному режиму		k <sub>и.а.</sub>	cosφ	tgφ										
		p <sub>н.</sub> , кВт	P <sub>н.</sub> , кВт													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Распределительный шинопровод ШП-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1 Ножницы гильотинные НГ16	4	7,0	28,0	0,14	0,45	1,98	3,9	7,8	196	-	-	-	-	-	-	-
2 Ножницы листовые НЛ901	5	14,0	70,0	0,12	0,50	1,73	8,4	14,5	980	-	-	-	-	-	-	-
3 Вальцы гибочные ВГ751	6	5,0	30,0	0,14	0,50	1,73	4,2	7,3	150	-	-	-	-	-	-	-
4 Пресс ножницы НГ5222	9	2,2	19,8	0,13	0,45	1,98	2,6	5,1	44	-	-	-	-	-	-	-
5 Пила дисковая GKS190	7	5,8	40,6	0,12	0,50	1,73	4,9	8,4	235	-	-	-	-	-	-	-
6 Аппарат кривошипный К2130	3	4,5	13,5	0,19	0,65	1,17	2,6	3,0	61	-	-	-	-	-	-	-
7 Аппарат двухкривошипный НК374	3	14,0	42,0	0,20	0,65	1,17	8,4	9,8	588	-	-	-	-	-	-	-
8 Аппарат кривошипный К2130	4	20,0	80,0	0,18	0,65	1,17	14,4	16,8	1600	-	-	-	-	-	-	-
9 Аппарат фрикционный Фа124	6	10,0	60,0	0,19	0,65	1,17	11,4	13,3	600	-	-	-	-	-	-	-
10 Агрегат для кислородной резки	3	0,6	1,8	0,18	0,65	1,17	0,3	0,4	1	-	-	-	-	-	-	-
11 Агрегат радиально-сверлильный	8	4,5	36,0	0,12	0,45	1,98	4,3	8,6	162	-	-	-	-	-	-	-
12 Калорифер	12	4,5	54,0	0,80	0,80	0,75	43,2	32,4	243	-	-	-	-	-	-	-
13 Кран-балка	3	27,0	81,0	0,30	0,50	1,73	24,3	42,1	2187	-	-	-	-	-	-	-
Всего по ШП-1	73	0,7-27,0	556,7	0,24	0,62	1,28	132,9	169,6	7047	44	1,00	1,03	132,9	173,8	218,8	332,4
Распределительный шинопровод ШП-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Однофазная нагрузка (таблица 1.1)	24	3,7-35,0	240,3	0,29	0,57	1,43	68,7	98,7	4766	-	-	-	-	-	-	-
16 Шланговый полуавтомат	6	5,2	31,2	0,13	0,45	1,98	4,1	8,0	162	-	-	-	-	-	-	-
19 Агрегат радиально-сверлильный	4	4,5	18,0	0,13	0,50	1,73	2,3	4,1	81	-	-	-	-	-	-	-
20 Агрегат радиально-сверлильный	7	2,2	15,4	0,14	0,50	1,73	2,2	3,7	34	-	-	-	-	-	-	-
21 Агрегат обдирочно-шлифовальный	7	2,2	15,4	0,12	0,45	1,98	1,8	3,7	34	-	-	-	-	-	-	-
22 Агрегат гидравлический	2	6	12,0	0,18	0,65	1,17	2,2	2,5	72	-	-	-	-	-	-	-
23 Агрегат гидравлический	2	10	20,0	0,19	0,65	1,17	3,8	4,4	200	-	-	-	-	-	-	-
24 Агрегат дыропробивной	4	4,5	18,0	0,13	0,45	1,98	2,3	4,6	81	-	-	-	-	-	-	-
25 Калорифер	7	4,5	31,5	0,80	0,80	0,75	25,2	18,9	142	-	-	-	-	-	-	-
26 Кран-балка	3	6,1	18,3	0,30	0,50	1,73	5,5	9,5	112	-	-	-	-	-	-	-
Всего по ШП-2	46	4,5-75,0	827,0	0,36	0,59	1,36	294,8	402,4	37558	18	1,00	1,04	294,8	418,1	511,6	777,3
Распределительный шинопровод ШП-3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
27 Агрегат фрикционный	8	3,2	25,6	0,18	0,65	1,17	4,6	5,4	82	-	-	-	-	-	-	-
28 Молот пневматический	3	26,5	79,5	0,24	0,65	1,17	19,1	22,3	2107	-	-	-	-	-	-	-
29 Агрегат эксцентриковый	3	4,5	13,5	0,20	0,65	1,17	2,7	3,2	61	-	-	-	-	-	-	-
30 Калорифер дутьевой	7	2,2	15,4	0,80	0,80	0,75	12,3	9,2	34	-	-	-	-	-	-	-
31 Обдирочный станок	6	3,2	19,2	0,14	0,50	1,73	2,7	4,7	61	-	-	-	-	-	-	-
32 Трансформатор для сварки	5	33,0	165,0	0,25	0,45	1,98	41,3	81,9	5445	-	-	-	-	-	-	-
33 Нагреватель заклепок	5	10,0	50,0	0,60	1,00	0,00	30,0	0,0	500	-	-	-	-	-	-	-
34 Печь камерная	6	45,0	270,0	0,60	0,95	0,33	162,0	53,2	12150	-	-	-	-	-	-	-
35 Печь высокого отпуска	3	24,0	72,0	0,80	0,95	0,33	57,6	18,9	1728	-	-	-	-	-	-	-
36 Кран-балка	2	36,0	72,0	0,20	0,50	1,73	14,4	24,9	2592	-	-	-	-	-	-	-
37 Калорифер	6	4,5	27,0	0,65	0,80	0,75	17,6	13,2	122	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Всего по ШР-3	54	2,2-45,0	809,2	0,41	0,82	0,71	334,2	236,9	24881	26	1,00	1,03	334,2	244,6	414,1	629,2
РМЦ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1 ШР-1	73	0,7-27,0	556,7	0,24	0,62	1,28	132,9	169,6	7047	-	-	-	-	-	-	-
2 ШР-2	66	2,2-35,0	420,1	0,28	0,60	1,34	118,1	158,3	5683	-	-	-	-	-	-	-
3 ШР-3	54	2,2-45,0	809,2	0,41	0,82	0,71	334,2	236,9	24881	-	-	-	-	-	-	-
Всего нагрузки по РМЦ	193	0,69-45,0	1786,0	0,33	0,72	0,97	585,2	564,7	37611	85	0,70	0,70	409,6	395,3	569,3	864,9
Освещение $P_{вд}=12 \text{ Вт/м}^2$ , $K_{с.о.}=0,9$ , $F_{ц}=1440 \text{ м}^2$	-	-	17,3	0,90	0,95	0,30	-	-	-	-	-	-	15,6	4,7	16,2	-
Итого с учетом освещения	193	0,69-45,0	1803,3	0,33	0,72	0,97	585,2	564,7	37611	85	-	-	425,2	400,0	583,7	886,9

## 1.2 Определение электрических нагрузок цеха холодной прокатки Харьковского металлургического завода

Расчетная низковольтная нагрузка цеха холодной прокатки Харьковского металлургического завода определяется по формулам:

$$P_{p.n} = K_{p.a} \cdot \sum_{i=1}^k K_{и.а.i} \cdot P_{ном.i}, \quad (1.23)$$

$$Q_{p.n} = K_{p.a} \cdot \sum_{i=1}^k K_{и.а.i} \cdot P_{ном.i} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i, \quad (1.24)$$

где  $\operatorname{tg}\varphi_i$  – средневзвешенный коэффициент реактивной мощности  $i$ -го цеха;

$P_{ном.i}$  – установленная мощность электроприемников 0,4 кВ  $i$ -го цеха, кВт;

$K_{p.a}$  – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности;

$K_{и.а.i}$  – коэффициент использования нагрузки  $i$ -го цеха.

Для нахождения коэффициента расчетной нагрузки по активной нагрузке  $K_{p.a}$  определяется средневзвешенный коэффициент использования и эффективное число ЭП по низковольтной нагрузке 0,4 кВ по формулам

$$K_{и.а} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{и.а.i} \cdot P_{н.i}}{\sum_{i=1}^n P_{н.i}}, \quad (1.25)$$

$$N_э = \frac{\left( \sum_{i=1}^n P_{ном.i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n n_{э.i} \cdot \left( \frac{P_{ном.i}}{n_{э.i}} \right)^2}, \quad (1.26)$$

где  $n_{э.i}$  – эффективное число электроприемников для  $i$ -того цеха.

Расчетная нагрузка цеха холодной прокатки Харьковского металлургического завода находится по следующим выражениям

$$P_{pp} = K_{o.m} \cdot \left( \sum_1^{m_1} P_{p.i}^{III} + \sum_1^{N_1} k_{и.а.i} \cdot p_{ном.i} \right) + P_{осв.}, \quad (1.27)$$

$$Q_{pp} = K_{o.m} \cdot \left( \sum_1^{m_1} Q_{p.i}^{III} + \sum_1^{N_1} k_{и.а.i} \cdot p_{ном.i} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i \right) + Q_{осв.}, \quad (1.28)$$

где  $K_{o.m}$  – коэффициент одновременности максимумов;

$m_1$  – число узлов (ТП) СЭС третьего уровня, питающихся от СШ 10 кВ ГПП

$N_1$  – число высоковольтных ЭП, питающихся от СШ 10 кВ ГПП;

$P_{осв.}$ ,  $Q_{осв.}$  – активная и реактивная осветительная нагрузка.

Разр.					13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						17
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

При определении расчетной нагрузки электроприёмников напряжением 10 кВ принимается, что коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности равен единице, в таком случае расчетные мощности будут равны средним мощностям. Величины электрических нагрузок цеха холодной прокатки Харьковского металлургического завода, выполненные с применением формул (1.23) – (1.28), отображены в таблице 1.4.

### 1.3 Определение параметров картограммы электрических нагрузок

На картограмме электрических нагрузок, располагаемой генплане цеха холодной прокатки (лист 1), размещаются окружности, разделённые на сектора, по площади эквивалентные расчетным нагрузкам производственных цехов. Углы секторов и радиусы обозначенных на генеральном плане окружностей возможно определить по формулам:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{p.i}}{3,14 \cdot m}}, \quad (1.29)$$

$$\alpha_{н.в.i} = 360 \cdot \frac{P_{p.н.i}}{P_{p.i}}, \quad (1.30)$$

$$\alpha_{в.i} = 360 \cdot \frac{P_{p.в.i}}{P_{p.i}}, \quad (1.31)$$

$$\alpha_{о.i} = 360 \cdot \frac{P_{p.о.i}}{P_{p.i}}, \quad (1.32)$$

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

$P_{p.i}, P_{p.н.i}, P_{p.в.i}, P_{p.о.i}$  – расчетные активные мощности цеха, электроприёмников напряжением 0,4 кВ, электроприёмников напряжением 10 кВ и осветительная мощность, кВт;

Определим масштаб картограммы по наименьшей нагрузке цеха с соответствующим радиусом окружности равным 10 мм

$$m = \frac{P_{p.min}}{3,14 \cdot R_{min}^2}. \quad (1.33)$$

Примем наименьший радиус окружности равным 5 мм, в таком случае масштаб картограммы, определяемый по формуле (1.33), составит 5,42 кВт/мм<sup>2</sup>.

Координаты символического центра электрических нагрузок можно определить по формуле [2]:

$$X_{ц.э.н} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{p.i} \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n P_{p.i}}, \quad (1.34)$$

Разр.					13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						18
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Таблица 1.4 – Расчет электрических нагрузок цеха холодной прокатки Харьковского металлургического завода

Наименование цехов и узлов СЭС	$n_{эф}$	$P_{ном, кВт}$	$k_{на}$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$P_c, кВт$	$Q_c, квар$	$K_{ра}$	$P_p, кВт$	$Q_p, квар$	$F_{ц, м^2}$	$P_{уд осв., кВт}$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$K_{сосв}$	$P_{росв, кВт/м^2}$	$Q_{росв, квар}$	$P_p + P_{росв, кВт}$	$Q_p + Q_{росв, кВт}$	$S_p, кВт\cdot А$
Электрическая нагрузка напряжением 0,4 кВ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1 Закально-травильное отделение	256	7400	0,65	0,79	0,79	4810	3796	0,80	3848	3037	4125	0,0120	0,95	0,3	0,90	45	13	3893	3050	4945
2 Отделение листопрокатки	190	8285	0,60	0,80	0,75	4971	3728	0,80	3977	2983	2178	0,0130	0,95	0,3	0,90	25	8	4002	2990	4996
3 Отделение продольно-поперечной резки	170	6000	0,55	0,70	1,02	3300	3367	0,77	2541	2592	3420	0,0170	0,95	0,3	0,90	52	16	2593	2608	3678
4 Прокатное отделение №1	145	4500	0,45	0,86	0,59	2025	1202	0,72	1458	865	7125	0,0150	0,95	0,3	0,90	96	29	1554	894	1793
5 Прокатное отделение №2	149	6320	0,50	0,64	1,20	3160	3794	0,75	2370	2845	2640	0,0150	0,95	0,3	0,80	32	10	2402	2855	3731
6 Отделение светлой закалки	115	2530	0,45	0,68	1,08	1139	1228	0,80	911	982	1122	0,0120	0,95	0,3	0,80	11	3	922	985	1349
7 Ремонтно-механический цех	85	1786	0,33	0,72	0,97	585	565	0,70	410	395	1440	0,0120	0,95	0,3	0,90	16	5	425	400	584
Освещение территории	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26310	0,0002	0,95	0,3	1,00	5	2	5	2	5
Всего по электрической нагрузке напряжением 0,4 кВ	1053	36821	0,54	0,75	0,88	19990	17679	0,78	15592	13789	-	-	-	-	-	282	85	15874	13874	21083
Электрическая нагрузка напряжением 10 кВ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2 Отделение листопрокатки	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Синхронные двигатели (СД), 1600 кВт	4	6400	0,70	0,85	-0,62	4480	-2776	1,00	4480	-2776	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4 Прокатное отделение №1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Тиристорный преобразователь (ПЧ1), 4520 кВт	2	9040	0,65	0,96	0,29	5876	1714	1,00	5876	1714	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Тиристорный преобразователь (ПЧ2), 6030 кВт	4	24120	0,60	0,96	0,29	14472	4221	1,00	14472	4221	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Тиристорный преобразователь (ПЧ3), 2390 кВт	4	9560	0,70	0,96	0,29	6692	1952	1,00	6692	1952	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5 Прокатное отделение №2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Тиристорный преобразователь (ПЧ4), 6030 кВт	4	24120	0,65	0,96	0,29	15678	4573	1,00	15678	4573	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Тиристорный преобразователь (ПЧ5), 2390 кВт	4	9560	0,70	0,96	0,29	6692	1952	1,00	6692	1952	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по электрической нагрузке напряжением 10 кВ	22	82800	0,65	0,98	0,22	53890	11635	-	53890	11635	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по цеху холодной прокатки Харьковского металлургического завода	-	119621	0,62	0,93	0,39	74422	29313	0,85	59419	21610	-	-	-	-	-	282	85	59701	21695	63521

$$y_{ц.э.н} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{p,i} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{p,i}}, \quad (1.35)$$

где  $x_i, y_i$  – координаты производственных цехов (лист 1), м.

Координаты центра электрических нагрузок, определённые по формулам (1.29) – (1.35), отображены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Определение координат символического центра электрических нагрузок

Наименование цеха	$P_{p,i}$ , кВт	$P_{p.n/vi}$ , кВт	$P_{p.osvi}$ , кВт	$P_{p.v/vi}$ , кВт	$X_i$ , м	$Y_i$ , м	$R_i$ , мм	$\alpha_{n/vi}$ , град	$\alpha_{osv/vi}$ , град	$\alpha_{v/vi}$ , град
1 Закально-травильное отделение	3893	3848	45	-	196	385	15	356	4	-
2 Отделение листопрокатки	8482	3977	25	4480	436	385	22	169	1	190
3 Отделение продольно-поперечной резки	2593	2541	52	-	566	314	12	353	7	-
4 Прокатное отделение №1	23924	1458	96	22370	196	273	38	22	1	337
5 Прокатное отделение №2	29442	2370	32	27040	436	293	42	29	1	330
6 Отделение светлой заковки	922	911	11	-	436	222	7	356	4	-
7 Ремонтно-механический цех	426	410	16	-	113	109	5	347	13	-
Координаты символического ЦЭН	-	-	-	-	343	301	-	-	-	-

При выборе местонахождения ГПП, кроме координат центра электрических нагрузок (ЦЭН) была учтена площадь, необходимая для размещения ГПП с учетом расположения цехов и подходов воздушных линий (ВЛ). Поэтому приняты координаты размещения ГПП: (343 м; 129 м).

Выводы по разделу один

В данном разделе найдены расчетная нагрузка ремонтно-механического цеха, расчетная нагрузка цеха холодно прокатки Харьковского металлургического завода, а также найдены координаты символического ЦЭН, которые способствовали определению места установки ГПП.

Разр.					13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						20
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		



## 2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТИПА, МОЩНОСТИ И КОЛИЧЕСТВА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТП

Проектом предусматривается установка цеховых трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ встроенного исполнения с энергосберегающими трансформаторами марки ТМГ33 (трехфазные масляные трансформаторы с гофробаком) [8]. Необходимость установки данного типа трансформаторов обусловлена рядом преимуществ: герметичное исполнение исключает контакт масла с окружающей средой, что делает его в достаточной мере пожаробезопасным и экологичным, кроме того при эксплуатации трансформаторов марки нет необходимости в проведении ревизионных и профилактических работах. При выборе числа типоразмеров трансформаторов с целью сокращения «холодного» резерва стремились их максимально сократить.

При выборе мощности трансформаторов цеховых главным образом руководствовались рекомендациями по проектированию, представленными в [9]. Экономически целесообразная единичная мощность трансформаторов цеховых ТП находится в корреляционной зависимости от плотности электрической нагрузки производственного цеха предприятия, данная зависимость наглядно представлена в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Зависимость единичной мощности трансформатора от плотности электрической нагрузки

Плотность электрической нагрузки $\sigma$ , кВ·А/м <sup>2</sup>	0,05-0,08	0,08-0,15	0,15-0,25	0,25-0,35	0,35 и более
Экономически целесообразная мощность трансформатора цеховой ТП $S_{т.э}$ , кВ·А	400	630	1000	1600	2500

Определение плотности электрической нагрузки производственного цеха выполняется по выражению

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{ц}}, \quad (2.1)$$

где  $S_p$  – расчетная мощность производственного цеха, кВ·А;

$F_{ц}$  – площадь рассматриваемого производственного цеха, м<sup>2</sup>.

Величина единичной мощности трансформатора цеховой ТП определенная по таблице 2.1 может быть изменена из-за расчетной мощности производственного цеха, категории по надёжности электроснабжения, количества принятых к установке на предприятии типоразмеров трансформаторов.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата	13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист 21
-----	------	-------------	-------	------	----------------------------	------------

Число трансформаторов цеховой трансформаторной подстанции находится по выражению

$$N_0 = \frac{P_{p.c}}{k_{з.доп} \cdot S_{т.н}}, \quad (2.2)$$

где  $P_{p.c}$  – расчетная мощность производственного цеха, Вт;

$S_{т.н}$  – номинальная мощность трансформаторов, В·А;

$k_{з.доп}$  – коэффициент допустимый загрузки трансформатора в нормальном режиме работы.

Номинальная мощность трансформатора цеховой двухтрансформаторной подстанции

$$S_{т.н} \geq \frac{P_{p.c}}{N_t \cdot k_{з.доп}}, \quad (2.3)$$

где  $N_t = 2$  – число трансформаторов в цеховой ТП, шт.

Реактивная мощность трансформаторов цеховой ТП, в случае их выбора по активной мощности нагрузки производственного цеха с учётом допустимого коэффициента загрузки трансформатора в нормальном режиме работы, обусловленного категорией по надежности электроснабжения

$$Q_{1p} = \sqrt{(N_t \cdot k_{з.доп} \cdot S_{т.н})^2 - P_{p.c}^2}. \quad (2.4)$$

Обычно реактивные мощности  $Q_{1p}$  и  $Q_{p.c}$  имеют различные величины. Ввиду чего, фактическая реактивная мощность  $Q_1$ , проходящая через трансформатор цеховой ТП, выражается из следующих условий

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{p.c}, & \text{если } Q_{1p} \geq Q_{p.c} \\ Q_{1p}, & \text{если } Q_{1p} < Q_{p.c} \end{cases}. \quad (2.5)$$

Анализируя параметры условий (2.5) можно сделать следующие выводы:

1) При реактивной мощности  $Q_{1p}$  не меньшей величины расчётной реактивной мощности цеха ( $Q_{p.c}$ ), через трансформатор цеховой ТП из распределительной сети напряжением 10000 В в сеть напряжением 400 В будет передаваться величина реактивной мощности ( $Q_1$ ), равная расчётной реактивной нагрузки производственного цеха ( $Q_{p.c}$ );

2) В случае, когда мощность  $Q_{1p} < Q_{p.c}$ , иными словами трансформаторы цеховой ТП не имеют возможности всю нагрузку производственного цеха  $Q_{p.c}$ , поэтому необходимо предусмотреть установку низковольтных компенсирующих

Разр.					13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						22
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

устройств, мощность которых определяется разностью между расчетной реактивной мощностью производственного цеха ( $Q_{p.ц}$ ) и величиной фактической реактивной мощности ( $Q_1$ )

$$Q_{к.н} = Q_{p.ц} - Q_1. \quad (2.6)$$

После чего необходимо проверить работоспособность трансформаторов цеховой ТП, посредством определения коэффициентов загрузки трансформаторов в нормальных и ненормальных режимах работы с учетом величины допустимой перегрузки, определяемой требованиями ПУЭ

$$K_{з.н} = \frac{\sqrt{P_{p.ц}^2 + Q_1^2}}{N_T \cdot S_{т.н}}, \quad (2.7)$$

$$K_{з.п} = \frac{\sqrt{P_{p.ц}^2 + Q_1^2}}{(N_T - 1) \cdot S_{н.т.i}}. \quad (2.8)$$

Номинальные мощности трансформаторов для питания преобразовательных установок [10] выбираются по величине установленной мощности рассматриваемых установок

$$S_{т.н} \geq S_{э/т.уст}. \quad (2.9)$$

Полная мощность рассматриваемых установок определяется по выражению

$$S_{э/т.уст} = \frac{P_{э/т.уст}}{\cos \varphi}. \quad (2.10)$$

где  $P_{э/т.уст}$  – установленная мощность, кВт.

Выбор трансформаторов, устанавливаемых в производственных отделениях цеха холодной прокатки Харьковского металлургического завода, выполненный с учетом условий, обозначенных в выражениях (2.1) – (2.10), представлен в таблице 2.2.

Выводы по разделу два

Выбраны энергосберегающие трансформаторы марки ТМГ33 следующих типоразмеров: 630, 1000 и 1600 кВ·А. Для питания установок специального назначения предусмотрена установка трансформаторов, ТСЗП следующих типоразмеров: 2500 и 6300 кВ·А.

	Разр.				13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					23
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Таблица 2.2 – Выбор числа и мощности трансформаторных подстанций, устанавливаемых в отделениях цеха холодной прокатки Харьковского металлургического завода

Название производственных цехов	Категория над.	$P_{расч.}$ , кВт	$Q_{расч.}$ , квар	$S_{расч.}$ , кВт·А	Площадь, м <sup>2</sup>	$\sigma$ , кВт·А/м <sup>2</sup>	$S_{эт.}$ , кВт·А	№ ТП	Тип трансформатора	$S_{н.т.}$ , кВт·А	$N_{тр.}$ в ТП	$N_{ТП}$	$K_{з.д}$	$Q_{1р.}$ , квар	$Q_1$ , квар	$Q_{к.у.}$ , квар	$K_{з.н.}$	$K_{з.ав}$	$\Delta P_{х.х.}$ , кВт	$\Delta P_{к.з.}$ , кВт	$I_{х.х.}$ , %	$U_{к.з.}$ , %	$\Delta P_{т.}$ , кВт	$\Delta Q_{т.}$ , квар	$P_p + \Delta P_{т.}$ , кВт	$Q_1 + \Delta Q_{т.}$ , квар	$S_p$ , кВт·А	
1 Закально-травильное отделение	II	3893	3050	4945	4125	1,20	2500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по ТП1-ТП2	-	3893	3050	4945	4125	1,20	2500	1-2	ТМГ33	1600	2	2	0,7	2218	2218	832	0,70	1,40	1,46	15,2	0,5	6,0	36	220	3928	2438	4623	
2 Отделение листопрокатки	II	4002	2990	4996	2178	2,29	2500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по ТП3-ТП4	-	4002	2990	4996	2178	2,29	2500	3-4	ТМГ33	1600	2	2	0,7	2013	2013	977	0,70	1,40	1,46	15,2	0,5	6,0	36	220	4038	2233	4614	
3 Отделение продольно-поперечной резки	II	2593	2608	3678	3420	1,08	2500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по ТП5-ТП6	-	2593	2608	3678	3420	1,08	2500	5-6	ТМГ33	1000	2	2	0,7	1056	1056	1552	0,70	1,40	0,95	9,5	0,6	5,5	23	132	2616	1188	2873	
4 Прокатное отделение №1	II	1554	894	1793	7125	0,26	1600	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по ТП7	-	1554	894	1793	7125	0,26	1600	7	ТМГ33	1600	2	1	0,7	1613	894	0	0,56	1,12	1,46	15,2	0,5	6,0	12	76	1567	970	1843	
5 Прокатное отделение №2	II	2402	2855	3731	2640	1,41	2500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по ТП8-ТП9	-	2402	2855	3731	2640	1,41	2500	8-9	ТМГ33	1600	2	2	0,7	3782	2855	0	0,58	1,18	1,46	15,2	0,5	6,0	27	162	2428	3017	3873	
6 Отделение светлой заковки	II	922	985	1349	1122	1,20	2500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по ТП10	-	922	985	1349	1122	1,20	2500	10	ТМГ33	1000	2	1	0,7	1054	985	0	0,67	1,34	0,95	9,5	0,6	5,5	11	62	932	1047	1402	
7 Ремонтно-механический цех	III	425	400	584	1440	0,41	2500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по ТП11	-	425	400	584	1440	0,41	2500	11	ТМГ33	630	1	1	0,9	375	375	25	0,90	-	0,68	6,1	0,6	5,5	6	32	431	407	593	
Потери в установках электротехнологических	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4 Прокатное отделение №1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2хПЧх4520 кВт	-	4520	1318	4708	-	-	-	-	ТСЗП	6300	1	2	-	-	-	-	0,75	-	9,500	25,00	0,6	6,4	47	526	-	-	-	
4хПЧх6030 кВт	-	6030	1759	6281	-	-	-	-	ТСЗП	6300	1	4	-	-	-	-	1,00	-	9,500	25,00	0,6	6,4	137	1754	-	-	-	
4хПЧх2390 кВт	-	2390	697	2490	-	-	-	-	ТСЗП	2500	1	4	-	-	-	-	0,99	-	3,500	12,00	0,9	5,5	61	625	-	-	-	
5 Прокатное отделение №2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4хПЧх6030 кВт	-	6030	1759	6281	-	-	-	-	ТСЗП	6300	1	4	-	-	-	-	1,00	-	9,500	20,00	0,6	7,0	137	1754	-	-	-	
4хПЧх2390 кВт	-	2390	697,1	2490	-	-	-	-	ТСЗП	2500	1	4	-	-	-	-	0,99	-	3,500	12,00	0,9	5,5	61	625	-	-	-	
Всего по цеху холодной прокатки Харьковского металлургического завода:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	592	6189	15940	11301	-	

### 3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ЕДИНИЧНОЙ МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП

При определении величины рационального напряжения схемы внешнего электроснабжения целесообразно воспользоваться формулой Стилла:

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{L_{\text{ВЛ}} + 0,016 \cdot P_{\text{р.п}}}, \quad (3.1)$$

где  $P_{\text{р.п}}$  – расчетная активная нагрузка по предприятию, кВт;

$L_{\text{ВЛ}}$  – протяженность питающей воздушной линии, км.

Расчетная активная мощность на V уровне системы электроснабжения может быть определена по формуле [2]

$$P_{\text{р.п.}} = K_{\text{ом}} \left[ \sum_{i=1}^m P_{\text{pi}}^{(3)} + \sum_{i=1}^M k_{\text{иаи}} \cdot p_{\text{номи}} + \sum_{i=1}^L \Delta P_{\text{Ti}} \right] + \sum_{i=1}^n P_{\text{р.осви}}, \quad (3.2)$$

где  $K_{\text{ом}}$  – коэффициент одновременности максимумов;

$\sum_{i=1}^m P_{\text{pi}}^{(3)}$  – сумма расчетных активных мощностей узлов СЭС III уровня, получающих питание от СШ-10 кВ подстанции предприятия, Вт;

$\sum_{i=1}^M k_{\text{иаи}} \cdot p_{\text{номи}}$  – сумма расчетных активных мощностей электроприемников напряжением 10 кВ, получающих питание от СШ-10 кВ подстанции предприятия, Вт;

$\sum_{i=1}^L \Delta P_{\text{Ti}}$  – сумма потерь активной мощности в цеховых трансформаторах, Вт;

$\sum_{i=1}^n P_{\text{р.осви}}$  – осветительная нагрузка, Вт.

Результаты расчетов, выполненные по формулам (3.1) – (3.2), с целью определения величины рационального напряжения схемы внешнего электроснабжения, отразим в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Определение рационального напряжения

$K_{\text{ом}}$	$\sum_{i=1}^m P_{\text{pi}}^{(3)}$ , кВт	$\sum_{i=1}^M k_{\text{иаи}} \cdot p_{\text{номи}}$ , кВт	$\sum_{i=1}^L \Delta P_{\text{Ti}}$ , кВт	$\sum_{i=1}^n P_{\text{р.осви}}$ , кВт	$P_{\text{р.п.}}$ , кВт	$L_{\text{ВЛ}}$ , км	$U_{\text{рац}}$ , кВ
0,85	15592	53890	592	282	59845	7,7	135

Из таблицы 3.1 видно, что величина рационального напряжения располагается между двумя стандартными классами напряжений 110 кВ и 220 кВ, откуда следует необходимость в проведении подробного технико-экономического анализа при выборе напряжения схемы внешнего электроснабжения рассматриваемого предприятия.

Далее рассмотрим выбор единичной мощности силовых трансформаторов устанавливаемых на главной понизительной подстанции завода.

Величина номинальной мощности трансформаторов понизительной подстанции определяется по выражению

$$S_{p.п} = \sqrt{P_{p.п}^2 + (Q_{эс} - \Delta Q_{т.ГПП})^2}, \quad (3.3)$$

где  $Q_{эс}$  – экономически целесообразная реактивная мощность на стороне ВН, вар;  
 $\Delta Q_{т.ГПП}$  – потери реактивной мощности в трансформаторах понизительной подстанции завода, квар.

Величина потерь реактивной мощности в трансформаторах понизительной подстанции определяется по выражению

$$\Delta Q_{т.ГПП} = 0,07 \sqrt{P_{p.п}^2 + Q_{эс}^2}. \quad (3.4)$$

За величину экономически целесообразной реактивной мощности на стороне ВН необходимо принять минимальную из определяемых по формулам

$$Q_{эс} = P_{p.п} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{\text{норм}}, \quad (3.5)$$

где  $\operatorname{tg}\varphi_{\text{норм}}$  – нормируемая величина коэффициента реактивной мощности строго регламентированная для каждого класса напряжения [11].

Цех холодной прокатки Харьковского металлургического завода относится ко 2-ой категории по надёжности электроснабжения, поэтому его электроснабжения должно осуществляться от 2-х независимых источников, по этой причине на понизительной подстанции предприятия предусматривается установка 2-х трансформаторов.

Величина единичной номинальной мощности силового трансформатора выражается из условия

$$S_{т.ном} \geq \frac{S_{p.п}}{n \cdot k_{з.н.}}, \quad (3.6)$$

где  $n = 2$  – число трансформаторов ГПП;

$k_{з.н.} = 0,7$  – коэффициент, характеризующий величину допустимой загрузки силовых трансформаторов в нормальном режиме работы.

	Разр.				13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					26
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Выбор мощности трансформаторов главной понизительной подстанции, выполненный с учётом выражений (3.3) – (3.6), отобразим в таблице 3.5.

Таблица 3.2 – Выбор трансформаторов ГПП

$U_{ном}$ , кВ	$Q_{эс}$ , квар	$\Delta Q_{т.ГПП}$ , квар	$S_{р.п.}$ , кВ·А	$S_{т.расч.}$ , кВ·А
110	29922	4684	64949	46392
220	29922	4684	64949	46392

На основании данных из таблицы 3.2 следует принять мощность трансформаторов равной 63 МВ·А. Произведём проверку выбранной мощности трансформатора с учетом допустимой мощности расщепленной обмотки низкого напряжения трансформатора (таблица 3.3), исходя из условия

$$S_{доп.сш} = \frac{k_{з.н.} \cdot S_{т.ном}}{n_{обм}}, \quad (3.7)$$

где  $k_{з.н.} = 0,7$  – коэффициент, характеризующий величину допустимой загрузки силовых трансформаторов в нормальном режиме работы;

$n_{обм} = 2$  – число обмоток низкого напряжения трансформаторов ГПП.

Таблица 3.3 – Согласование расчетной мощности нагрузки на СШ1 с допустимой

Формулы	Расчетные выражения
$P_{р.сш1} = \frac{1}{2} K_{ом} \left( \sum_{i=1}^m P_{pi}^{(3)} + \sum_{i=1}^L \Delta P_{Ti} \right)$	$P_{р.сш1} = 0,5 \cdot 0,9 \cdot ((5876 + 14472 + 6692 + 15678 + 6692) + 443) = 22434$ кВт
$S_{р.сш1} = P_{р.сш1} \cdot \sqrt{1 + tg^2 \varphi_3}$	$S_{р.сш1} = 22434 \cdot \sqrt{1 + 0,50^2} = 25082$ кВ·А
По формуле (3.7)	$S_{доп.сш1} = \frac{0,7 \cdot 63000}{2} = 22050$ кВ·А
По формуле (3.7)	$S_{доп.сш1} = \frac{0,7 \cdot 80000}{2} = 28000$ кВ·А

Из данных, представленных в таблице 3.3, видно, что мощности трансформатора величиной 63 МВ·А недостаточно для выделения специфической нагрузки в составе тиристорных преобразователей на отдельную секцию сборных шин (СШ1), поэтому принято решение увеличить мощность трансформатора ГПП до 80 МВ·А. Технические параметры трансформаторов представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Технические параметры принятых трансформаторов [12]

Марка	$S_t$ , МВ·А	$U_{вн}$ , кВ	$U_{нн}$ , кВ	$\Delta P_{кз}$ , кВт	$\Delta P_{xx}$ , кВт	$U_{кз}$ , %	$I_{xx}$ , %
ТРДН	80	110	10/10	310,0	40,0	10,5	0,23
ТРДЦН	80	220	10/10	280,0	60,0	11,5	0,20

### Выводы по разделу три

Вычислена величина рационального напряжения схемы внешнего электро-снабжения, которая составила 135 кВ. Определена единичная мощность 80 МВ·А и тип трансформаторов ТРДН с учётом перегрузочной способности.

	Разр.				13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					28
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		



## 4 ВЫБОР СХЕМЫ И ОБОСНОВАНИЕ ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

С учетом обеспечения требуемой категории надежности электроснабжения цеха холодной прокатки, выбраны схемы 110-4Н и 220-4Н – два блока с выключателями и ремонтной неавтоматической перемычкой со стороны питающих воздушных линий. Представим на рисунке 4.1 электрические принципиальные схемы внешнего электроснабжения для рассматриваемых в ходе последующего технико-экономического анализа классов напряжений: 110 кВ (а) и 220 кВ (б).

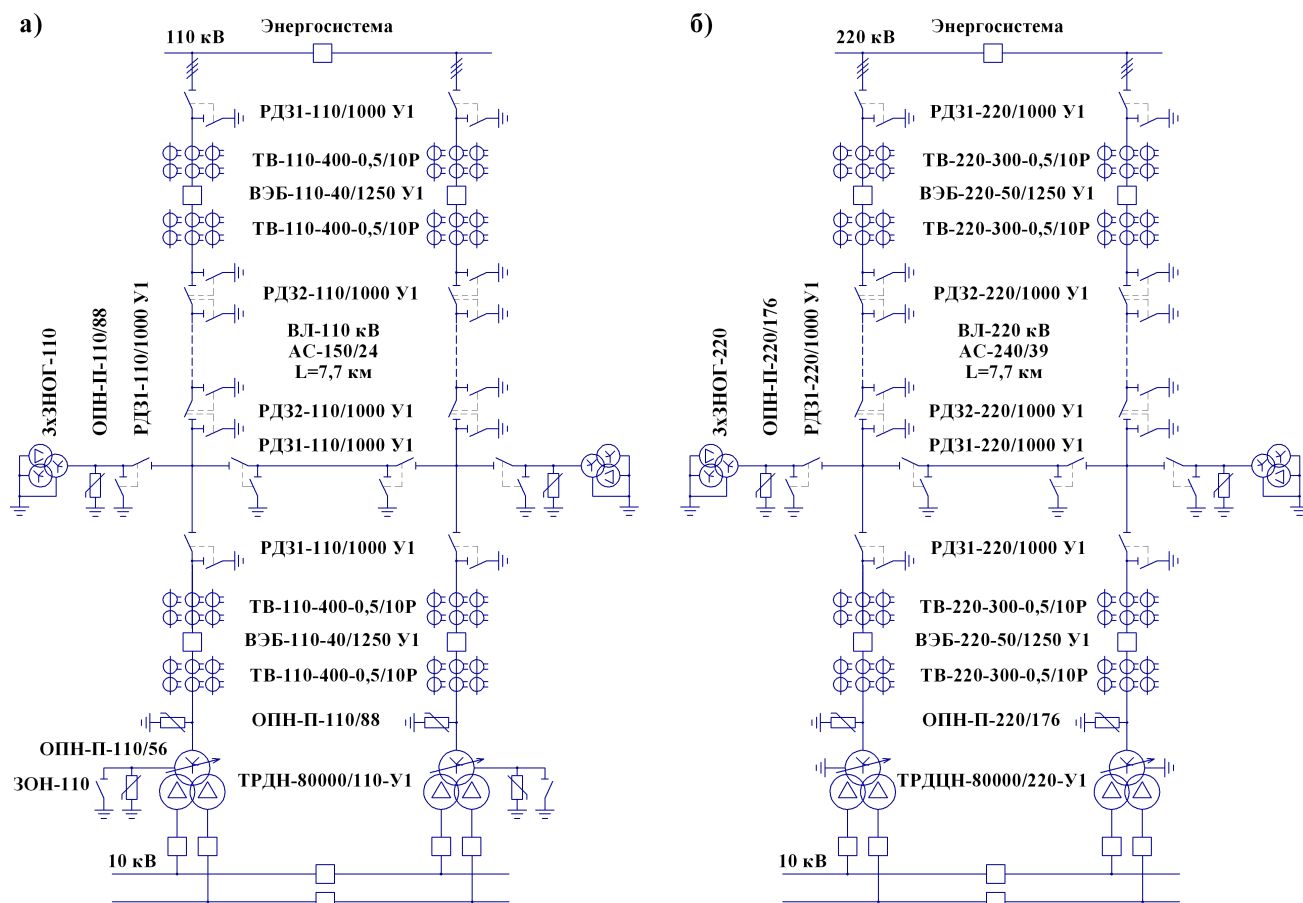


Рисунок 4.1 – Принципиальные электрические схемы внешнего электроснабжения:  
а) классом 110 кВ; б) классом 220 кВ

### 4.1 Расчёт потерь электрической энергии в трансформаторах и питающих линиях электропередачи

Величина потерь  $\Delta P_T$  в трансформаторах подстанции предприятия определяется по выражению

$$\Delta P_T = N_T \cdot (\Delta P_{x.x} + k_{3.н.}^2 \Delta P_{к.з}), \quad (4.1)$$

где  $N_T$  – количество трансформаторов, установленных на подстанции, шт;

$\Delta P_{x.x.}$  – величина потерь холостого хода силового трансформатора, Вт;

$\Delta P_{к.з.}$  – величина потерь короткого замыкания силового трансформатора, Вт.

Разр.				
Пров.				
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ

Лист

29

Величина потерь  $\Delta Q_T$  в трансформаторах ГПП определяется по формуле

$$\Delta Q_T = n \left( \frac{I_{xx}}{100} S_{н.т} + k_{зн}^2 \frac{U_{к.з}}{100} S_{н.т} \right), \quad (4.2)$$

где  $I_{xx}$  – величина ток холостого хода силового трансформатора, установленного на подстанции, %;

$U_{к.з}$  – величина напряжение короткого замыкания силового трансформатора, установленного на подстанции, %.

Величина потерь электрической энергии в силовых трансформаторах ГПП

$$\Delta A_T = n \cdot \left( \Delta P_{xx} \cdot T_\Gamma + k_{зн}^2 \cdot \Delta P_{к.з} \cdot \tau \right), \quad (4.3)$$

где  $\tau$  – число часов годовых максимальных потерь, ч.

Зная величину ( $T_M$ ) годового числа часов использования максимума активной нагрузки, определяемую по справочным данным [3] в зависимости от отрасли промышленности, возможно найти число часов годовых максимальных потерь, определяемое по выражению

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

Выполненные расчёты по выражениям (4.1) – (4.3) с целью определения потерь электрической энергии в силовых трансформаторах, устанавливаемых на ГПП предприятия в зависимости от класса напряжения рассматриваемой схемы внешнего электроснабжения представлены в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Расчёт потерь электрической энергии в силовых трансформаторах

$U_{ном}$ , кВ	$\Delta P_T$ , кВт	$\Delta Q_T$ , кВт	$T_M$ , ч/год	$\tau$ , ч/год	$\Delta A_T$ , $\frac{МВт \cdot ч}{год}$
110	182	3136	4355	2742	981
220	212	3352	4355	2742	1304

Произведём расчёты по определению потерь электрической энергии в питающих линиях электропередачи, выполненных посредством воздушных линий на металлических опорах.

Расчетная нагрузка воздушной линия определяется по формуле

$$S_{р.вл.} = \sqrt{(P_{р.п.} + \Delta P_T)^2 + Q_{эс}^2}. \quad (4.4)$$

Разр.					13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						30
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

$$I_{p.вл.} = \frac{S_{p.вл.}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_H} \quad (4.5)$$

В случае аварийного отключения одной из цепей воздушной линии, оставшаяся в работе цепь должна выдержать передаваемый по ней ток

$$I_n = 2 \cdot I_{p.л.} \quad (4.6)$$

Руководствуясь требованиями ПУЭ [13] площадь сечения ВЛ необходимо выбирать по ( $j_3$ ) экономической плотности тока

$$F_3 = \frac{I_{p.л.}}{j_3} \quad (4.7)$$

Величина годовых потерь активной электрической энергии в проводах линий электропередачи определяется по формуле

$$\Delta A_{вл} = n \cdot (3 \cdot I_{p.вл.}^2 \cdot r_{уд.вл.} \cdot L_{вл.} \cdot \tau), \quad (4.8)$$

где  $r_{уд.вл.}$  – величина удельного активного сопротивления ВЛ, Ом/км;

$L_{вл.}$  – удалённость энергосистемы от рассматриваемого предприятия, км.

Выполненные расчёты по выражениям (4.4) – (4.8) с целью определения потерь электрической энергии в линиях электропередачи, в зависимости от класса напряжения рассматриваемой схемы внешнего электроснабжения предприятия представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Расчёт потерь электрической энергии в линиях электропередачи

$U_H$ , кВ	$S_{р.л.}$ , кВ·А	$I_{р.вл.}$ , А	$I_{п.вл.}$ , А	$F_{э.вл.}$ , мм <sup>2</sup>	$F_{ст.вл.}$ , мм <sup>2</sup>	$I_{д.доп.вл.}$ , А	$r_{уд.вл.}$ , Ом/км	$L_{вл.}$ , км	$\frac{\Delta A_{вл.}}{\text{год}}$ , МВт·ч
110	67071	176	352	160	150	450	0,20	7,7	785
220	67098	88	176	80	240	610	0,12	7,7	118

#### 4.2 Выбор коммутационного и контрольно-измерительного электрооборудования в схеме внешнего электроснабжения предприятия

Одним из критериев выбора коммутационного и контрольно-измерительного электрооборудования в схеме внешнего электроснабжения предприятия является динамическая стойкость к токам короткого замыкания. Поэтому выполним расчёт величины токов короткого замыкания в характерных точках системы внешнего электроснабжения предприятия, отмеченных на рисунке 4.2

Разр.				13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
Пров.					31
Изм	Лист	№ документа	Подп.		Дата

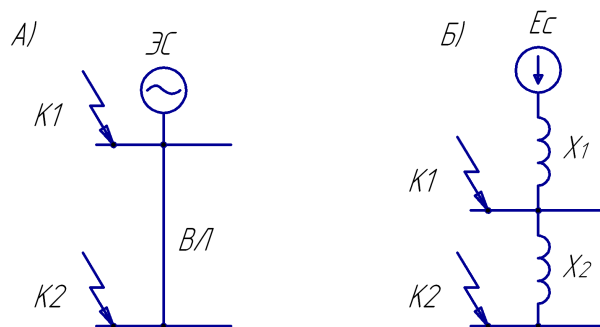


Рисунок 4.2 – Принципиальная схема (А) и схема замещения (Б) для определения токов КЗ

Найдём эквивалентные сопротивления элементов схемы замещения, представленной на рисунке 4.2.

Таблица 4.3 – Определение эквивалентных сопротивлений схемы замещения, представленной на рисунке 4.2

	110 кВ	220 кВ
$x_1 = x_c = \frac{S_0}{S_{эс}}$	$x_1 = x_c = \frac{1000 \cdot 10^6}{3500 \cdot 10^6} = 0,29 \text{ о.е.}$	$x_1 = x_c = \frac{1000 \cdot 10^6}{10600 \cdot 10^6} = 0,09 \text{ о.е.}$
$x_2 = \frac{x_{уд.вл} \cdot L_{вл} \cdot S_0}{U_{ср}^2}$	$x_2 = \frac{0,42 \cdot 7,7 \cdot 1000 \cdot 10^6}{(115 \cdot 10^3)^2} = 0,24 \text{ о.е.}$	$x_2 = \frac{0,42 \cdot 77 \cdot 1000 \cdot 10^6}{(230 \cdot 10^3)^2} = 0,06 \text{ о.е.}$

В таблице 4.4 представим расчёт токов КЗ в электрической сети в точках К1 и К2.

Таблица 4.4 – Расчёт токов КЗ в электрической сети в точках К1 и К2

Параметр	Размерность	110 кВ		220 кВ	
		К1	К2	К1	К2
$x_\Sigma = x_c + \sum x_i$	о.е.	0,29	0,53	0,09	0,15
$I_k^{(3)} = \frac{S_0}{\sqrt{3} \cdot U_{ср} \cdot x_\Sigma}$	кА	17,6	9,5	26,6	16,1
$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_k^{(3)}$	кА	42,7	24,1	64,7	41,1

При выборе коммутационного и контрольно-измерительного электрооборудования в схеме внешнего электроснабжения предприятия руководствуются следующими параметрами электрической сети [2]:

- максимальным рабочим током;
- трёхфазным током короткого замыкания;
- ударным током.

В таблице 4.5 представим выбор электрооборудования для подстанций с высшими напряжениями 110 кВ и 220 кВ.

Таблица 4.5 – Выбор оборудования РУВН подстанций

Вид оборудования			Каталожные данные				
Название	Тип	Изготовитель	I <sub>в.ном.</sub> , А	I <sub>отк.ном.</sub> , кА	I <sub>вкл.макс.</sub> , кА	К <sub>тт</sub>	Класс точности
РУВН-110 кВ							
Выключатель	ВЭБ-110	УЭТМ [14]	1250	40	102	-	-
Разъединитель	РДЗ-110	ЗЭТО [15]	1000	-	-	-	-
ТТ	ТВ-110	УЭТМ [14]	150	-	-	150/5	0,5/10Р
ТН	3хЗНОГ-110	ЗЭТО [16]	-	-	-	-	0,5/3Р
ОПН	ОПН-П-110/56	ЗЭУ [17]	-	-	-	-	-
ОПН	ОПН-П-110/88	ЗЭУ [17]	-	-	-	-	-
ЗОН	ЗОН-110	ЗЭТО [18]	400	-	-	-	-
РУВН-220 кВ							
Выключатель	ВЭБ-220	УЭТМ [14]	1250	40	102	-	-
Разъединитель	РДЗ-220	ЗЭТО [15]	1000	-	-	-	-
ТТ	ТВ-220	УЭТМ [14]	300	-	-	300/5	0,5/10Р
ТН	3хЗНОГ-220	ЗЭТО [16]	-	-	-	-	0,5/3Р
ОПН	ОПН-П-110/176	ЗЭУ [17]	-	-	-	-	-
Параметры сети			I <sub>раб.макс.</sub> , кА	I <sub>к<sup>(3)</sup></sub> , А	i <sub>уд.</sub> , кА	-	-
РУВН-110 кВ			352	17,6	42,7	-	-
РУВН-220 кВ			176	26,6	64,7	-	-

Примечание: УЭТМ – Уралэлектротяжмаш, ЗЭТО – Завод электротехнического оборудования, РЭТЗ «Энергия» – Раменский электротехнический завод «Энергия», ЗЭУ – Завод энергозащитных устройств.

#### 4.3 Выбор величины оптимального напряжения внешнего электроснабжения по технико-экономическим параметрам

Методика выбора величины оптимального напряжения внешнего электроснабжения сводится к определению годовых приведенных затрат для рассматриваемых вариантов схем внешнего электроснабжения классами 110 кВ и 220 кВ. В ходе технико-экономического сравнения учитывается стоимость электрооборудования непосредственно принятого к установке по проекту, а также стоимость потерь электрической энергии в силовых трансформаторах и линиях электропередачи, определенных ранее в п.4.1.

Величина годовых приведенных затрат определяется по формуле [2]:

$$Z = \sum_i^n E_{н.і} \cdot k_i + C_3, \quad (4.9)$$

где C<sub>3</sub> – стоимость годовых потерь электроэнергии, тыс.руб/год;

k<sub>i</sub> – капитальные затраты i-ой группы электроприемников, тыс.руб.

Величина ежегодных отчислений от капиталовложений

$$E_i = E_n + E_{a,i} + E_{o,i}, \quad (4.10)$$

где  $E_n$  – нормативный коэффициент эффективности;

$E_{a,i}, E_{o,i}$  – отчисления на обслуживание и амортизацию.

Стоимость потерь электрической энергии определяется с учётом предусмотренного на рассматриваемом предприятии двухставочного тарифа

$$C_3 = (\Delta A_T + \Delta A_n) \cdot C'_0. \quad (4.11)$$

Удельная стоимость потерь электроэнергии

$$C'_0 = \delta \left( \frac{\alpha_T \cdot K_M}{\tau} + \beta \right), \quad (4.12)$$

где  $\beta$  – дополнительная ставка за потреблённую электрическую энергию, руб/кВт·ч [19];

$\alpha_T$  – основная ставка за заявленную максимальную годовую мощность, руб/(кВт·год) [19];

$K_M$  – коэффициент, учитывающий отношение потерь активной нагрузки завода  $\Delta P_3$  во время максимальной активной мощности генерирующей системы к наибольшим потерям  $\Delta P_M$  активной нагрузки;

$\delta$  – поправочный коэффициент.

Составляющие двухставочного тарифа определяются по формулам

$$\alpha_T = 12 \cdot (\alpha_{ГЕН} + \alpha_{СЕТ}), \quad (4.13)$$

$$\beta = \beta_{ГЕН} + \beta_{СЕТ}, \quad (4.14)$$

где  $\alpha_{ГЕН}, \beta_{ГЕН}$  – составляющие тарифа, компенсирующие энергосистеме затраты на генерацию электроэнергии;

$\alpha_{СЕТ}, \beta_{СЕТ}$  – составляющие тарифа, компенсирующие затраты энергосистеме на передачу электроэнергии по её собственным сетям.

Результаты расчетов удельной стоимости потерь электроэнергии, выполненные по выражениям (4.17) – (4.19) представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6

$U_{НОМ},$ кВ	$K_M$	$\delta$	$\alpha_{СЕТ},$ руб/кВт	$\alpha_{ГЕН},$ руб/кВт	$\beta_{СЕТ},$ руб/кВт·ч	$\beta_{ГЕН},$ руб/кВт·ч	$\alpha_T,$ руб/кВт·год	$\beta,$ руб/кВт·ч	$C'_0,$ руб/кВт·ч
110	1	1,05	1053,24	855,66	0,67999	1,51318	22906,80	2,19317	11,07
220	1	1,03	1053,24	855,66	0,67999	1,51318	22906,80	2,19317	10,86

Разр.					13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
Пров.				34		
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Выполненные расчёты по выражениям (4.9) – (4.14) с целью определения приведенных годовых затрат для схем внешнего электроснабжения предприятия, в зависимости от класса напряжения, представлены в таблицах 4.7, 4.8. Стоимостные показатели используемого электрооборудования взяты на основании укрупнённых нормативов в части объектов электросетевого хозяйства [20].

Таблица 4.7 – Определение технико-экономические параметров для схемы внешнего электроснабжения предприятия классом 110 кВ

Тип	Ед. изм.	Кол-во	Ст-сть единицы тыс.руб	$k_i$ , тыс.руб	$E_i$ , 1/год	$k_i \cdot E_i$ , тыс.руб/год	Потери $\Delta A$ кВтч/год	$C_3$ , тыс.руб/год	Прив. затр., тыс.руб / год
Разъединитель горизонтально-поворотный РДЗ1-110, 1000 А	шт	8	2735	21880	0,193	4223			
Разъединитель горизонтально-поворотный РДЗ2-110 1000 А	шт	4	2872	11487	0,193	2217			
Выключатель с элегазовой изоляцией ВЭБ-110, 1250 А	шт	4	3481	13924	0,193	2687			
Ограничитель перенапряжений ОПН-П-110/88	шт	12	78	932	0,193	180			
Ограничитель перенапряжений ОПНН-П-110/56	шт	2	74	148	0,193	29			
Заземляющий нож ЗОН-110М	шт	2	1229	2458	0,193	474			
Трансформатор напряжения с элегазовой изоляцией 3хЗНОГ-110У1	шт	2	2782	5564	0,193	1074			
Силовой трансформатор ТРДН-80000/110У1	шт	2	68830	137660	0,193	26568	980957	10863	
Линия электропередачи 2хАС-3х(150/24) на ж/б опорах	км	7,7	7280	56056	0,152	8521	785026	8693	
Итого				250109		45973	1765983	19556	65529

Таблица 4.8 – Определение технико-экономические параметров для схемы внешнего электроснабжения предприятия классом 220 кВ

Тип	Ед. изм.	Кол-во	Ст-сть единицы тыс.руб	$k_i$ , тыс.руб	$E_i$ , 1/год	$k_i \cdot E_i$ , тыс.руб/год	Потери $\Delta A$ кВтч/год	$C_{\Sigma}$ , тыс.руб/год	Прив. затр., тыс.руб / год
Разъединитель горизонтально-поворотный РДЗ1-220, 1000 А	шт	8	2735	21880	0,193	4223			
Разъединитель горизонтально-поворотный РДЗ2-220 1000 А	шт	4	2872	11487	0,193	2217			
Выключатель с элегазовой изоляцией ВЭБ-220, 1250 А	шт	4	17236	68944	0,193	13306			
Трансформатор напряжения с элегазовой изоляцией 3хЗНОГ-220У1	шт	2	3239	6478	0,193	1250			
Ограничитель перенапряжений ОПН-П-220/176	шт	12	153	1836	0,193	354			
Силовой трансформатор ТРДЦН-80000/220У1	шт	2	132423	264846	0,193	51115	1304245	14168	
Линия электропередачи 2хАС-3х(240/39) на ж/б опорах	км	7,7	13542	104273	0,152	15850	117849	1280	
Итого				479744		88315	1422094	15448	103764

Разница в годовых приведённых затратах для рассматриваемых вариантов составляет 36,9%, поэтому принято решение осуществлять внешнее электроснабжение рассматриваемого предприятия на напряжении 110 кВ.

#### Выводы по разделу четыре

Выбрана величина номинального напряжения схемы внешнего электроснабжения рассматриваемого завода равная 110 кВ по результатам сравнения величин приведенных затрат для двух классов напряжений номиналами 110 кВ и 220 кВ. Схема внешнего электроснабжения выполнена по схеме 110-4Н с применением коммутационного и контрольно-измерительного оборудования с элегазовой изоляцией, а также предусмотрена возможность учёта электрической энергии на стороне 110 кВ посредством трансформатора напряжения ЗНОГ-110 У1.

Разр.					13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
Пров.				36		
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		



## 5 ОСОБЕННОСТИ СХЕМЫ ВНУТРИЗАВОДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ. ВЫБОР КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Разработка схемы внутризаводского электроснабжения выполняется в полном соответствии с Нормами технологического проектирования НТП ЭПП-94 [21]. Распределительная сеть 10 кВ выполняется по смешанной схеме, с приоритетом к магистральному типу соединения цеховых трансформаторных подстанция, в тех случаях когда они располагаются в попутном направлении с соблюдением требований по допустимому количеству и установленной мощности трансформаторов, подключаемых к одной магистральной линии: до 3-х трансформаторов единичной мощностью 1000 кВ·А или до 2-х трансформаторов 1600 кВ·А [21, п.6.3].

На подстанции предприятия приняты к установке трансформаторы ТРДН-80000/110/10/10 с расщеплённой обмоткой, что даёт возможность разделить специфическую нагрузку (в числе тиристорных преобразователей частоты) со «спокойной» нагрузкой (цеховые трансформаторные подстанции) по разным секциям сборных шин 10 кВ [21, п.6.3.13.3] с целью повышения качества электрической энергии.

Внутризаводская распределительная сеть 10 кВ выполняется посредством кабельных линий, располагаемых в кабельных эстакадах [13, п.2.3.25], в траншеях и лотках. Марка кабеля выбирается с учётом заданных характеристик грунта, таких как: средняя коррозионная активность с наличием блуждающих токов, но отсутствием растягивающих усилий и напряжений. Нивелировать внешнее воздействие негативных факторов грунта позволяют кабели типа АПвП-10 – с алюминиевой жилой (А), фазной изоляцией из сшитого полиэтилена (Пв), наружной оболочкой из сшитого полиэтилена (П) [22].

Выбор сечения кабельных линий напряжением 10 кВ выполняется в следующей последовательности: сначала определяется экономически целесообразное сечение КЛ по экономической плотности тока (согласно требований ПУЭ [13]), после чего выбранное сечение проверяется по допустимому току в аварийных режимах работы, по величине допустимой потери напряжения, а также на термическую стойкость после определения величин максимальных токов короткого замыкания.

Величина экономически целесообразного сечения КЛ с учетом принятого значения экономической плотности ( $j_э = 1,7 \text{ А/мм}^2$  [13, табл.1.3.36]), исходя из специфики производства предприятия (принятого значения  $T_m = 4355 \text{ ч/год}$ ) и минимального стандартного сечения ( $F_{\text{min.ст}} = 50 \text{ мм}^2$ ) для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена, определяется по выражению

$$F_{э.кл} = \frac{I_{р.кл}}{j_э}, \quad (5.1)$$

где  $I_{р.кл}$  – расчётный ток кабельной линии, А.

	Разр.				13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					37
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Величина расчетного тока кабельной линии может быть определена по формуле

$$I_{\text{р.кл}} = \frac{1}{N_{\text{т}} \cdot n} \cdot \frac{\sqrt{(P_{\text{р}} + \Delta P_{\text{т}})^2 + (Q_1 + \Delta Q_{\text{т}})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (5.2)$$

где  $P_{\text{р}}$  – расчетная активная мощность цеховой трансформаторной подстанции, кВт;

$Q_1$  – расчетная реактивная мощность цеховой трансформаторной подстанции, квар;

$N_{\text{т}}$  – количество трансформаторов в цеховой трансформаторной подстанции, шт.

$\Delta P_{\text{т}}$  – потери активной мощности в трансформаторах цеховой трансформаторной подстанции, кВт;

$n$  – количество цеховых трансформаторных подстанций, шт;

$\Delta Q_{\text{т}}$  – потери реактивной мощности в трансформаторах цеховой трансформаторной подстанции, квар.

Величина номинального тока кабельной линии корректируется в соответствии с поправочными коэффициентами [22]: на число кабелей одновременно располагаемых в траншее ( $K_{\text{п.кл}}$ ), на температуру ( $K_{\text{т.кл}}$ )

$$I_{\text{доп.кл.ф}} = K_{\text{п.кл}} \cdot K_{\text{т.кл}} \cdot I_{\text{доп.кл}} > \frac{I_{\text{р.кл}}}{n_{\text{к.л}}}, \quad (5.3)$$

где  $n_{\text{к}}$  – число цепей КЛ, шт.

Проверка работоспособности КЛ в послеаварийном режиме в случае отключения одной из цепей выполняется по условию

$$I'_{\text{а.кл}} \geq \frac{I_{\text{а.кл}}}{n_{\text{кл}}}. \quad (5.4)$$

Величина расчетного тока, протекающего по кабельной линии в аварийном режиме работы, определяется по формуле

$$I_{\text{а.кл}} = 2 \cdot I_{\text{р.кл}}. \quad (5.5)$$

Допустимый ток кабельной линии в периоды отключения одной из цепей КЛ определяется с учетом коэффициента перегрузки КЛ ( $K_{\text{а.кл}}$ ), значения которого выбираются по каталогу завода-производителя [22]

$$I'_{\text{а.кл}} = K_{\text{а.кл}} \cdot I_{\text{доп.кл.ф}}. \quad (5.6)$$

	Разр.				13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					38
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Величина расчетной потери напряжения в КЛ не должно превышать допустимый предел в 5%, устанавливаемый ПУЭ [13]

$$\Delta U_{\text{кл}} = \frac{P_{\text{р.кл}} \cdot r_{\text{уд.кл}} \cdot L_{\text{кл}} + Q_{\text{р.кл}} \cdot x_{\text{уд.кл}} \cdot L_{\text{кл}}}{n_{\text{кл}} \cdot U_{\text{ном}}^2} \cdot 100\% \leq 5\% . \quad (5.7)$$

Аналогичные действия по формулам (5.1) – (5.7) выполняются при выборе кабельных линий, представленных в таблице 5.1. Дальнейшая корректировка сечений КЛ на предмет соответствия термически устойчивым сечения ( $F_{\text{т.кл}}$ ) будет выполнена после определения токов КЗ.

#### Выводы по разделу пять

Схема внутреннего электроснабжения разработана в соответствии с рекомендациями Норм технологического проектирования НТП ЭПП-94 по смешанной схеме посредством кабельных линий марки АПВП-10, прокладываемых в кабельных эстакадах, траншеях и лотках.

	Разр.				13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					39
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Таблица 5.1 – Выбор кабельных линий для реализации внутривозводской системы электроснабжения цеха холодной прокатки Харьковского металлургического завода

Кабельные линии	P <sub>р.кл.</sub> , кВт	Q <sub>р.кл.</sub> , квар	S <sub>р.кл.</sub> , кВт·А	I <sub>р.кл.</sub> , А	F <sub>э.кл.</sub> , мм <sup>2</sup>	F <sub>ст.кл.</sub> , мм <sup>2</sup>	Тип и количество кабелей	Способ прокладки	Нагрузка на кабель, А		I <sub>доп.кл.</sub> , А	K <sub>п.кл.</sub>	K <sub>т.кл.</sub>	Г <sub>доп.кл.</sub> , А	K <sub>а.кл.</sub>	Г <sub>а.кл.</sub> , А	L <sub>кл.</sub> , км	Г <sub>уд.кл.</sub> , Ом/км	Худ.кл., Ом/км	Δи <sub>кл.</sub> , %
									в нормальном режиме	в послеаварийном режиме										
ГПП - ТП1	1964	1219	2312	127	75	95	2хАПВП-10 (3х95)	на лотках	127	255	255	1,00	1,03	263	1,20	315	0,099	0,320	0,092	0,15
ТП1 - ТП2	982	609	1156	64	37	50	2хАПВП-10 (3х50)	на лотках	64	127	159	1,00	1,03	164	1,20	197	0,050	0,641	0,104	0,07
ГПП - ТП3	2019	1117	2307	127	75	95	2хАПВП-10 (3х95)	на лотках	127	254	255	1,00	1,03	263	1,20	315	0,087	0,320	0,092	0,13
ТП3 - ТП4	1009	1117	1505	83	49	50	2хАПВП-10 (3х50)	на лотках	83	166	159	1,00	1,03	164	1,20	197	0,033	0,641	0,104	0,05
ГПП - ТП5	1308	594	1436	79	46	50	2хАПВП-10 (3х50)	на лотках	79	158	159	1,00	1,03	164	1,20	197	0,137	0,641	0,104	0,25
ТП5 - ТП6	654	297	718	39	23	50	2хАПВП-10 (3х50)	на лотках	39	79	159	1,00	1,03	164	1,20	197	0,045	0,641	0,104	0,04
ГПП - ТП7	783	485	921	51	30	50	2хАПВП-10 (3х50)	на лотках	51	101	159	1,00	1,03	164	1,20	197	0,132	0,641	0,104	0,15
ГПП - ТП8	1214	1509	1937	106	63	70	2хАПВП-10 (3х70)	на лотках	106	213	196	1,00	1,03	202	1,20	242	0,085	0,443	0,098	0,12
ТП8 - ТП9	607	754	968	53	31	50	2хАПВП-10 (3х50)	на лотках	53	106	159	1,00	1,03	164	1,20	197	0,033	0,641	0,104	0,03
ГПП - ТП10	466	524	701	39	23	50	2хАПВП-10 (3х50)	на лотках	39	77	159	1,00	1,03	164	1,20	197	0,052	0,641	0,104	0,04
ГПП - ТП11	431	407	593	33	19	50	АПВП-10 (3х50)	в траншее	33	-	156	1,00	1,00	156	-	-	0,081	0,641	0,104	0,05
ГПП - ПЧ1.1	4520	1318	4708	259	152	150	АПВП-10 (3х150)	на лотках	259	-	329	1,00	1,03	339	-	-	0,129	0,206	0,085	0,27
ГПП - ПЧ1.2	4520	1318	4708	259	152	150	АПВП-10 (3х150)	на лотках	259	-	329	1,00	1,03	339	-	-	0,118	0,206	0,085	0,25
ГПП - ПЧ2.1	6030	1759	6281	345	203	185	АПВП-10 (3х185)	на лотках	345	-	374	1,00	1,03	385	-	-	0,107	0,164	0,082	0,24
ГПП - ПЧ2.2	6030	1759	6281	345	203	185	АПВП-10 (3х185)	на лотках	345	-	374	1,00	1,03	385	-	-	0,096	0,164	0,082	0,22
ГПП - ПЧ2.3	6030	1759	6281	345	203	185	АПВП-10 (3х185)	на лотках	345	-	374	1,00	1,03	385	-	-	0,085	0,164	0,082	0,19
ГПП - ПЧ2.4	6030	1759	6281	345	203	185	АПВП-10 (3х185)	на лотках	345	-	374	1,00	1,03	385	-	-	0,074	0,164	0,082	0,17
ГПП - ПЧ3.1	2390	697	2490	137	81	70	АПВП-10 (3х70)	на лотках	137	-	196	1,00	1,03	202	-	-	0,063	0,443	0,098	0,14
ГПП - ПЧ3.2	2390	697	2490	137	81	70	АПВП-10 (3х70)	на лотках	137	-	196	1,00	1,03	202	-	-	0,052	0,443	0,098	0,12
ГПП - ПЧ3.3	2390	697	2490	137	81	70	АПВП-10 (3х70)	на лотках	137	-	196	1,00	1,03	202	-	-	0,041	0,443	0,098	0,09
ГПП - ПЧ3.4	2390	697	2490	137	81	70	АПВП-10 (3х70)	на лотках	137	-	196	1,00	1,03	202	-	-	0,030	0,443	0,098	0,07
ГПП - ПЧ4.1	6030	1759	6281	345	203	185	АПВП-10 (3х185)	на лотках	345	-	374	1,00	1,03	385	-	-	0,042	0,164	0,082	0,10
ГПП - ПЧ4.2	6030	1759	6281	345	203	185	АПВП-10 (3х185)	на лотках	345	-	374	1,00	1,03	385	-	-	0,050	0,164	0,082	0,11
ГПП - ПЧ4.3	6030	1759	6281	345	203	185	АПВП-10 (3х185)	на лотках	345	-	374	1,00	1,03	385	-	-	0,058	0,164	0,082	0,13
ГПП - ПЧ4.4	6030	1759	6281	345	203	185	АПВП-10 (3х185)	на лотках	345	-	374	1,00	1,03	385	-	-	0,066	0,164	0,082	0,15
ГПП - ПЧ5.1	2390	697	2490	137	81	70	АПВП-10 (3х70)	на лотках	137	-	196	1,00	1,03	202	-	-	0,074	0,443	0,098	0,17
ГПП - ПЧ5.2	2390	697	2490	137	81	70	АПВП-10 (3х70)	на лотках	137	-	196	1,00	1,03	202	-	-	0,082	0,443	0,098	0,18
ГПП - ПЧ5.3	2390	697	2490	137	81	70	АПВП-10 (3х70)	на лотках	137	-	196	1,00	1,03	202	-	-	0,090	0,443	0,098	0,20
ГПП - ПЧ5.4	2390	697	2490	137	81	70	АПВП-10 (3х70)	на лотках	137	-	196	1,00	1,03	202	-	-	0,098	0,443	0,098	0,22
ГПП - СД	1600	-992	1882	104	61	50	АПВП-10 (3х50)	на лотках	104	-	159	1,00	1,03	164	-	-	0,086	0,641	0,104	0,16

## 6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

С целью выбора электрооборудования схемы внутриводского электропитания и его последующей проверки и на термическую электродинамическую стойкость к токам короткого замыкания, а также выполнение выбора уставок релейной защиты и автоматики произведем расчет токов короткого замыкания в максимальных режимах сети методом относительных единиц. К такому режиму относится состояние системы электроснабжения, когда один из силовых трансформаторов ГПП отключен и все потребители запитаны посредством секционного выключателя.

Принципиальную электрическую схему (а) и схему замещения (б), в которой все элементы сети будут заменены их эквивалентными сопротивлениями, для определения токов короткого замыкания представим на рисунке 6.1.

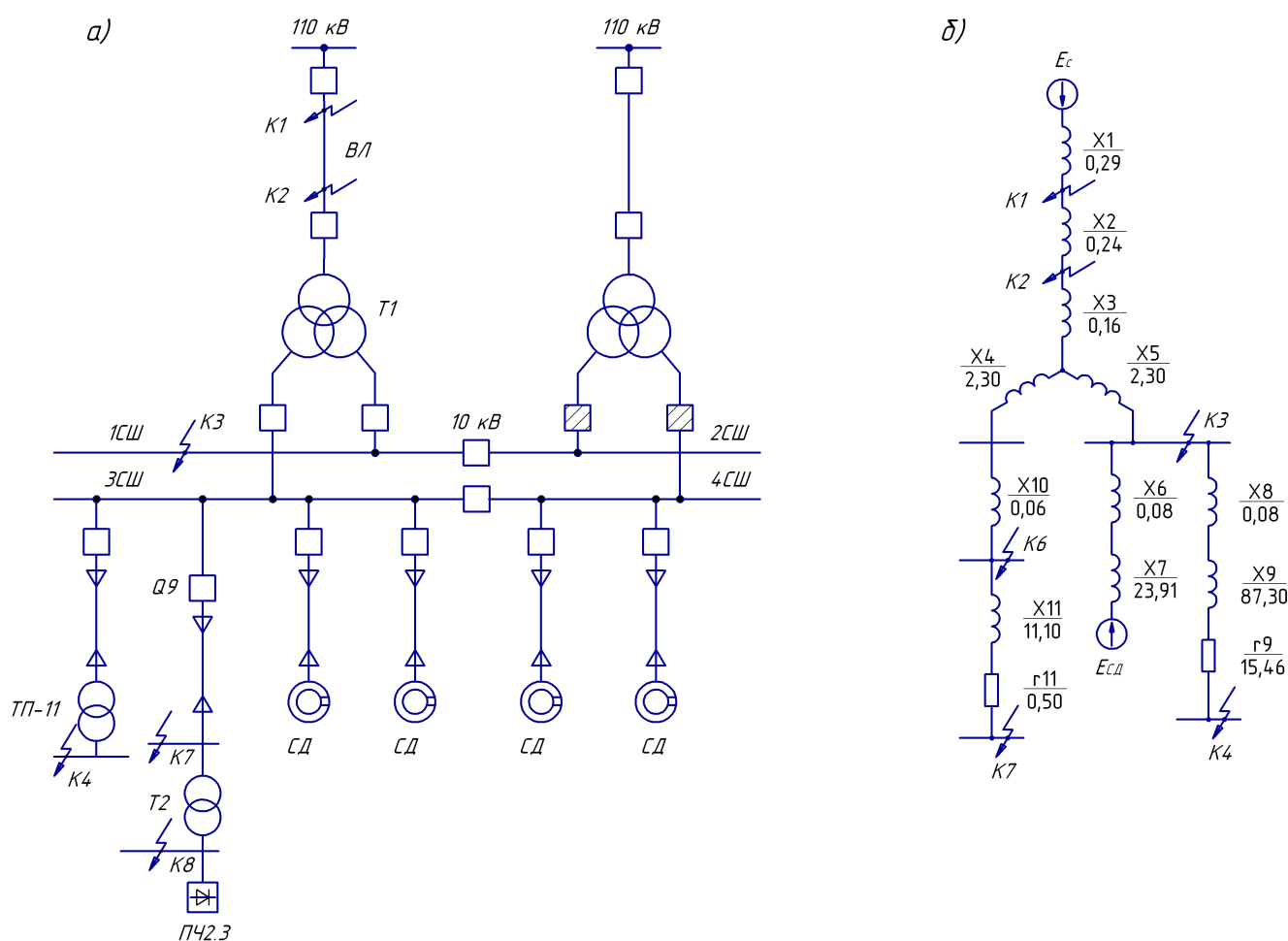


Рисунок 6.1 – Принципиальная схема (а) и схема замещения (б)

Токи короткого замыкания определяются в следующих характерных точках системы электроснабжения:

- $K_1$  и  $K_2$  – в схеме внешнего электроснабжения предприятия;
- $K_3$  – на сборных шинах 10 кВ главной понизительной подстанции;
- $K_4$  – на сборных шинах 0,4 кВ цеховой ТП-11;

Разр.				
Пров.				
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ

Лист

41

- К<sub>7</sub> – на сборных шинах 10 кВ трансформатора ТСЗП;
- К<sub>8</sub> – на сборных шинах 0,4 кВ трансформатора ТСЗП.

В таблице 6.1 представим справочные данные о кабельных линиях и трансформаторах схемы электроснабжения завода.

Таблица 6.1 – Параметры элементов схемы электроснабжения

Кабельная линия	Марка кабеля	L, км	x <sub>уд.</sub> , Ом/км	r <sub>уд.</sub> , Ом/км	Ссылка
ГПП – СД	АПВП-10 (3x70)	0,086	0,098	0,641	[22]
ГПП – ТП11	АПВП-10 (3x50)	0,081	0,104	0,641	[22]
Трансформатор	Тип трансформатора	S <sub>т.ном.</sub> , кВ·А	U <sub>кз</sub> , %	ΔP <sub>кз</sub> , кВт	
Т1	ТРДН	80000	10,5	310,0	[12]
ТП11	ТМГЗЗ	630	5,5	6,135	[8]
Двигатель	Тип двигателя	P <sub>дв.</sub> , кВт	cos φ	I <sub>п.дв.</sub>	
СД	СТД	1600	0,85	5	[3]

В таблице 6.2 представим технические параметры трансформатора ТСЗП-6300/10.

Таблица 6.2 – технические параметры трансформатора ТСЗП-6300/10 [10]

Тип	U <sub>1</sub> , В	U <sub>2</sub> , В	I <sub>d</sub> , А	P <sub>хх</sub> , кВт	P <sub>кз</sub> , кВт	U <sub>кз</sub> , %
ТСЗП	10000	825	4000	9,5	20,0	7,0

Эквивалентные сопротивления, представленные на рисунке 6.1 (б), определяются в относительных единицах, с учётом заданной базисной мощности 1000 МВ·А и базисного напряжения ступени системы электроснабжения, на которой производится определение токов короткого замыкания (таблица 6.2).

Таблица 6.2 – Определение эквивалентных сопротивлений схемы замещения, представленной на рисунке 6.1 (б)

Параметр	Расчетное значение
1	2
$x_1 = x_c = \frac{S_6}{S_{эс}}$	$x_c = \frac{1000 \cdot 10^6}{3500 \cdot 10^6} = 0,29 \text{ о.е.}$
$x_2 = x_{вл} = \frac{x_{уд.вл} \cdot L_{вл} \cdot S_6}{U_{ср.1}^2}$	$x_2 = x_{вл} = 0,42 \cdot 7,7 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{(115 \cdot 10^3)^2} = 0,24 \text{ о.е.}$
$x_T = \frac{U_{кз} \cdot S_6}{100 \cdot S_{т.ном.}}$	$x_T = \frac{10,5 \cdot 1000 \cdot 10^6}{100 \cdot 80 \cdot 10^6} = 1,31 \text{ о.е.}$
$x_3 = 0,125 \cdot x_T$	$x_3 = 0,125 \cdot 1,31 = 0,16 \text{ о.е.}$
$x_4 = x_5 = 1,75 \cdot x_T$	$x_4 = x_5 = 1,75 \cdot 1,31 = 2,30 \text{ о.е.}$

Продолжение таблицы 6.2

1	2
$x_6 = \frac{1}{n_{кл}} \cdot x_{уд.кл} \cdot L_{кл} \cdot \frac{S_6}{U_{ср.2}^2}$	$x_6 = 0,098 \cdot 0,086 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,08 \text{ о.е.}$
$x_7 = \frac{1}{n_{дв.}} \cdot \frac{1}{I_{п.дв.}} \cdot \frac{S_6 \cdot \cos \varphi \cdot \eta}{P_{дв.}}$	$x_7 = \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{5} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3 \cdot 0,85 \cdot 0,9}{1600} = 23,91 \text{ о.е.}$
$x_8 = \frac{1}{n_{кл}} \cdot x_{уд.кл} \cdot L_{кл} \cdot \frac{S_6}{U_{ср.2}^2}$	$x_8 = 0,104 \cdot 0,081 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,08 \text{ о.е.}$
$x_9 = \frac{U_{кз}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{т.ном.}}$	$x_9 = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{630 \cdot 10^3} = 87,30 \text{ о.е.}$
$r_9 = \frac{\Delta P_{кз} \cdot S_6}{S_{т.ном.}^2}$	$r_9 = \frac{6135 \cdot 1000 \cdot 10^6}{(630 \cdot 10^3)^2} = 15,46 \text{ о.е.}$
$x_{10} = \frac{1}{n_{кл}} \cdot x_{уд.кл} \cdot L_{кл} \cdot \frac{S_6}{U_{ср.2}^2}$	$x_{10} = 0,080 \cdot 0,085 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,06 \text{ о.е.}$
$z_{11} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{п.т}}$	$z_{11} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{6300 \cdot 10^3} = 11,11 \text{ о.е.}$
$r_{11} = \Delta P_k \cdot \frac{S_6}{S_{п.т}^2}$	$r_{11} = 20,0 \cdot 10^3 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(6300 \cdot 10^3)^2} = 0,50 \text{ о.е.}$
$x_{11} = \sqrt{z_{11}^2 - r_{11}^2}$	$x_{11} = \sqrt{11,11^2 - 0,50^2} = 11,10 \text{ о.е.}$

Путем комплексного преобразования эквивалентных сопротивлений элементов системы электроснабжения, представленных на рисунке 6.1 (б), изобразим на рисунке 6.2 схему замещения для определения тока КЗ в точке К<sub>3</sub>.

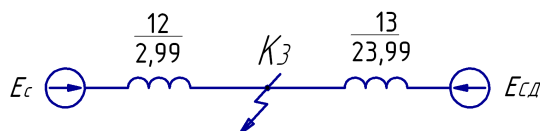


Рисунок 6.2 – Схема замещения для расчета токов КЗ в точке К<sub>3</sub>

Наличие в составе электроприёмников высоковольтных двигателей необходимо учитывать при определении токов короткого замыкания в точке К<sub>3</sub>. В таблице 6.3 приведён расчёт токов КЗ в электрической сети в точке К<sub>3</sub>.

Таблица 6.3 – Расчёт токов КЗ в электрической сети в точке К<sub>3</sub>

Параметр	Расчетное значение
1	2
$x_{12} = x_1 + x_2 + x_3 + x_4$	$x_{12} = 0,29 + 0,24 + 0,16 + 2,30 = 2,99 \text{ о.е.}$
$x_{13} = x_6 + x_7$	$x_{13} = 0,08 + 23,91 = 23,99 \text{ о.е.}$

Продолжение таблицы 6.3

1	2
$I_c = \frac{E_c \cdot S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.2} \cdot x_{12}}$	$I_c = \frac{1 \cdot 1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 2,99} = 18,4 \text{ кА}$
$I_{CD} = \frac{E_{CD} \cdot S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.2} \cdot x_{13}}$	$I_{CD} = \frac{1,1 \cdot 1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 23,99} = 2,5 \text{ кА}$
$I_{к.3}^{(3)} = I_c + I_{CD}$	$I_{к.3}^{(3)} = 18,4 + 2,5 = 20,9 \text{ кА}$
$i_{уд.3} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{к.3}^{(3)}$	$i_{уд.3} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 20,9 = 56,1 \text{ кА}$
$S_{к.3}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{cp.2} \cdot I_{к.3}^{(3)}$	$S_{к.3}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 20,9 = 380 \text{ МВ} \cdot \text{А}$
$I_{кз3}^{(2)} = \frac{S_{кз3}}{2 \cdot U_{cp.2}}$	$I_{к.3}^{(2)} = \frac{380}{2 \cdot 10,5} = 18,1 \text{ кА}$

При нахождении величины тока короткого замыкания в точке К<sub>4</sub> влияние высоковольтных двигателей учитываться не будет, а в качестве источника питания будет выступать только энергосистема. В таблице 6.4 приведён расчёт токов КЗ в электрической сети в точках К<sub>4</sub>, К<sub>5</sub>, К<sub>6</sub>.

Таблица 6.4 – Расчёт токов КЗ в электрической сети в точках К<sub>4</sub>, К<sub>5</sub>, К<sub>6</sub>

Параметр	Расчетное значение
Точка К <sub>4</sub>	-
$x_{\Sigma 4} = x_8 + x_9 + x_{12}$	$x_{\Sigma 4} = 0,08 + 87,30 + 2,99 = 90,37 \text{ о.е.}$
$r_{\Sigma 4} = r_9$	$r_{\Sigma 4} = r_9 = 15,46 \text{ о.е.}$
$z_{\Sigma 4} = \sqrt{r_{\Sigma 4}^2 + x_{\Sigma 4}^2}$	$z_{\Sigma 4} = \sqrt{15,46^2 + 90,37^2} = 91,68 \text{ о.е.}$
$I_{к.4}^{(3)} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.3} \cdot z_{\Sigma 4}}$	$I_{к.4}^{(3)} = \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 91,68} = 15,7 \text{ кА}$
$i_{уд.4} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{к.4}^{(3)}$	$i_{уд.4} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 15,7 = 35,6 \text{ кА}$
$S_{к.4}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{cp.3} \cdot I_{к.4}^{(3)}$	$S_{к.4}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 400 \cdot 15,7 = 10,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}$
Точка К <sub>5</sub>	-
$x_{\Sigma 5} = x_{10} + x_{12}$	$x_{\Sigma 5} = 0,06 + 2,99 = 3,05 \text{ о.е.}$
$z_{\Sigma 5} = \sqrt{r_{\Sigma 5}^2 + x_{\Sigma 5}^2}$	$z_{\Sigma 5} = 3,05 \text{ о.е.}$
$I_{к.5}^{(2)} = \frac{S_6}{2U_{cp.2} \cdot x_{\Sigma 5}}$	$I_{к.5}^{(2)} = \frac{1 \cdot 1000 \cdot 10^6}{2 \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 3,05} = 15,6 \text{ кА}$
Точка К <sub>6</sub>	-
$x_{\Sigma 6} = x_{\Sigma 5} + x_{11}$	$x_{\Sigma 6} = 3,05 + 11,10 = 14,15 \text{ о.е.}$
$r_{\Sigma 6} = r_{11}$	$r_{\Sigma 6} = r_{11} = 0,50 \text{ о.е.}$
$z_{\Sigma 6} = \sqrt{r_{\Sigma 6}^2 + x_{\Sigma 6}^2}$	$z_{\Sigma 6} = \sqrt{0,50^2 + 14,15^2} = 14,16 \text{ о.е.}$
$I_{к.6}^{(2)} = \frac{S_6}{2U_{cp.2} \cdot z_{\Sigma 6}}$	$I_{к.6}^{(2)} = \frac{1 \cdot 1000 \cdot 10^6}{2 \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 14,16} = 3,4 \text{ кА}$



Как видно из данных таблицы 6.4, что величина тока КЗ в точке К4 зависит в большей степени от мощности трансформатора. Поэтому выполним оценочный расчет токов короткого замыкания, пренебрегая сопротивлениями системы и кабельных линий. Результаты расчета токов КЗ на СШ 0,4 кВ цеховых ТП, с учетом формул, представленных в таблицах 6.2 и 6.4, представим в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Расчет токов КЗ на СШ 0,4 кВ цеховых ТП

$S_{T.ном}, МВ\cdot А$	$\Delta P_{кз}, кВт$	$U_{кз}, \%$	$X_T, о.е.$	$R_T, о.е.$	$Z_T, о.е.$	$I_{к}, кА$	$i_{уд}, кА$
0,63	6,14	5,5	87,30	15,47	88,66	16,3	36,8
1,00	9,54	5,5	55,00	9,54	55,82	25,9	58,5
1,60	15,2	6,0	37,50	5,94	37,97	38,0	86,0

### Выводы по разделу шесть

Произведён расчет токов короткого замыкания на сборных шинах 10 кВ понижающей подстанции предприятия в сети 0,4 кВ ТП-11, а также на выводах обмотки высокого и низкого напряжения трансформатора ТСЗП-6300/10.

	Разр.				13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					45
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

## 7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ВНУТРИЗАВОДСКОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 7.1 Комплектация ЗРУ-10 кВ

Распределительное устройство 10 кВ выполняется закрытого типа (ЗРУ) и оснащается комплектными ячейками марки К-129 «Оптима» производства компании «Мосэлектроцит» [22]. По своему назначению ячейки К-129 «Оптима» подразделяются на:

- вводные ячейки, укомплектованные вакуумными выключателями VF12-10 и измерительными трансформаторами тока ТЛП-10;
- секционные ячейки, укомплектованные вакуумными выключателями VF12-10 и измерительными трансформаторами тока ТЛП-10;
- ячейки отходящих линий, укомплектованные вакуумными выключателями VF12-10, измерительными трансформаторами тока ТЛП-10 и ограничителями перенапряжений ОПН-10/12;
- измерительные ячейки, укомплектованные антирезонансными трансформаторами напряжения типа НАМИ-10;
- ячейки трансформаторов собственных нужд, укомплектованные трансформаторами марки ТСКС.

Расчётные величины и технические характеристики принимаемого к установке коммутационного и измерительного электрооборудования для комплектации ячеек серии D-12P представлено в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Выбор оборудования РУНН подстанции

Назначение ячейки	Параметры сети			Серия КРУ		Вакуумный выключатель		ТТ	
	$I_{\text{раб. макс}}$ , А	$I_k^{(3)}$ , кА	$i_{\text{уд}}$ , кА	Тип ячейки	Изготовитель	Тип	Изготовитель	Тип	Изготовитель
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вводная	2546,1	20,9	56,1	К-129	Мосэлектроцит [23]	VF12-10 $I_n = 3,15$ кА $I_o = 25$ кА $I_d = 63$ кА	ЭТ [24]	ТЛП-10 3,0 кА	КЭАЗ [25]
Секционная	1782,3					VF12-10 $I_n = 2,0$ кА $I_o = 25$ кА $I_d = 63$ кА		ТЛП-10 2,0 кА	
Отходящие линии:						VF12-10 $I_n = 0,63$ кА $I_o = 25$ кА $I_d = 63$ кА		ТЛП-10 300 А	
ГПП-ТП1	255					ТЛП-10 300 А			
ГПП-ТП3	254					ТЛП-10 300 А			
ГПП-ТП5	158					ТЛП-10 200 А			

Разр.				13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
Пров.					46
Изм	Лист	№ документа	Подп.		Дата

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ГПП - ТП7	101	20,9	56,1	К-129	Мосэлектроцит [23]	VF12-10 $I_n = 0,63 \text{ кА}$ $I_o = 25 \text{ кА}$ $I_d = 63 \text{ кА}$	ЭТ [24]	ТЛП-10, 150 А	КЭАЗ [25]
ГПП - ТП8	213							ТЛП-10, 300 А	
ГПП - ТП10	77							ТЛП-10, 100 А	
ГПП - ТП11	33							ТЛП-10, 50 А	
ГПП - ПЧ3	346							ТЛП-10, 400 А	
ГПП - ПЧ5	346					ТЛП-10, 400 А			
ГПП - СД	104					ТЛП-10, 150 А			
ГПП - ПЧ1	654					ТЛП-10, 800 А			
ГПП - ПЧ2	873					ТЛП-10, 1000 А			
ГПП - ПЧ4	873					ТЛП-10, 1000 А			
						VF12-10 $I_n = 1,0 \text{ кА}$ $I_o = 25 \text{ кА}$ $I_d = 63 \text{ кА}$			

Окончание таблицы 7.1

Назначение ячейки	ТТНП		ОПН		ТН		ТСН	
	Тип	Изготовитель	Тип	Изготовитель	Тип	Изготовитель	Тип	Изготовитель
1	11	12	13	14	15	16	17	18
Вводная	-	-	-	-	НАМИ-10 ПКН-001	РЭТЗ Энергия [27]	ТСКС-63 ПКТ-10 10 А	ЗВО [28]
Секционная	-	-	-	-				
Отходящие линии	ТЗРЛ 200	СЗТТ [26]	ОПН-10/12	ЗЭУ [17]				

Примечание: ЭТ – Производственное объединение «Элтехника», КЭАЗ – Курский электроаппаратный завод, СЗТТ – Свердловский завод трансформаторов тока, ЗЭУ – Завод энергозащитных устройств.

На рисунке 7.1 представим схемы подключения измерительных устройств в цепях трансформаторов тока и трансформаторов напряжения.

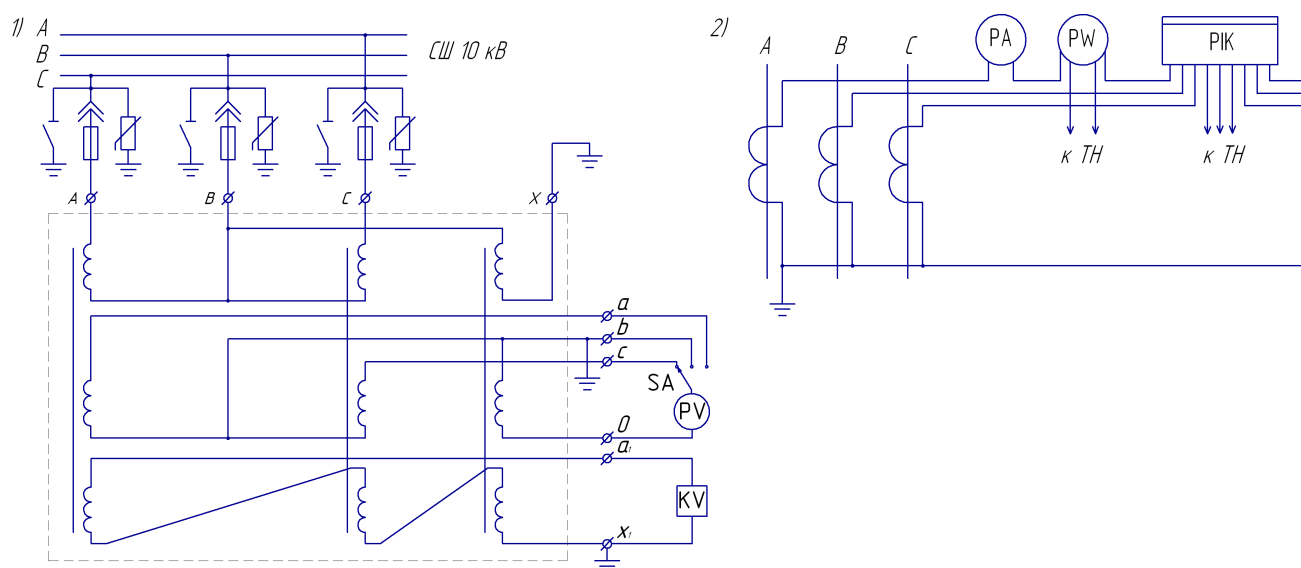


Рисунок 7.1 – Схемы подключения измерительных приборов в цепях трансформатора напряжения (1) и трансформатора тока (2)

## 7.2 Выбор комплектных трансформаторных подстанций

На предприятии приняты к установке КТП производства Челябинского завода электрооборудования [29]. Данные КТП выполняются с односторонним обслуживанием и комплектуются ранее выбранными трансформаторами типа ТМГ33 единичной мощностью 630, 1000 и 1600 кВ·А.

На вводе магистрально подключенных цеховых ТП с трансформаторами мощностью более 630 кВ·А принимаются к установке ячейки серии КСО-203-08-630У3 с вакуумными выключателями VF12-10 [30]. Этот выбор обусловлен необходимостью обеспечения селективности с защитами смежных участков. Тип вакуумного выключателя VF12-10 выбран с целью однотипности в сравнении с ячейками К-129. В таблицах 7.2 и 7.3 произведём выбор основного оборудования КТП.

Таблица 7.2 – Выбор оборудования РУ-10 кВ КТП

№ ТП	Параметры сети			Ячейки	
	$I_{\text{раб. макс.}}$ , А	$I_{\text{к}}^{(3)}$ , кА	$i_{\text{уд}}$ , кА	Тип ячейки	Изготовитель
1	2	3	4	5	6
КТП1	129,3	20,9	56,1	КСО-203-08-630У3	ЧЗЭО [30]
КТП2	129,3	20,9	56,1	КСО-203-08-630У3	ЧЗЭО [30]
КТП3	129,3	20,9	56,1	КСО-203-08-630У3	ЧЗЭО [30]
КТП4	129,3	20,9	56,1	КСО-203-08-630У3	ЧЗЭО [30]
КТП5	80,8	20,9	56,1	КСО-203-08-630У3	ЧЗЭО [30]
КТП6	80,8	20,9	56,1	КСО-203-08-630У3	ЧЗЭО [30]
КТП8	129,3	20,9	56,1	КСО-203-08-630У3	ЧЗЭО [30]
КТП9	129,3	20,9	56,1	КСО-203-08-630У3	ЧЗЭО [30]

Продолжение таблицы 7.2

№ КТП	Каталожные данные								
	Коммутационный аппарат					Трансформатора тока			
	Тип	Изготовитель	$I_{\text{ном}}$ , А	$I_{\text{о}}$ , кА	$I_{\text{д}}$ , кА	Тип ТТ	Изготовитель	$K_{\text{тг}}$	Класс точности
1	7	8	9	10		11	12	13	14
КТП1	VF12-10	ЭТ [24]	630	25	63	ТЛП-10	КЭАЗ [25]	150/5	0,5/10Р
КТП2	VF12-10	ЭТ [24]	630	25	63	ТЛП-10	КЭАЗ [25]	150/5	0,5/10Р
КТП3	VF12-10	ЭТ [24]	630	25	63	ТЛП-10	КЭАЗ [25]	150/5	0,5/10Р
КТП4	VF12-10	ЭТ [24]	630	25	63	ТЛП-10	КЭАЗ [25]	150/5	0,5/10Р
КТП5	VF12-10	ЭТ [24]	630	25	63	ТЛП-10	КЭАЗ [25]	100/5	0,5/10Р
КТП6	VF12-10	ЭТ [24]	630	25	63	ТЛП-10	КЭАЗ [25]	100/5	0,5/10Р
КТП8	VF12-10	ЭТ [24]	630	25	63	ТЛП-10	КЭАЗ [25]	150/5	0,5/10Р
КТП9	VF12-10	ЭТ [24]	630	25	63	ТЛП-10	КЭАЗ [25]	150/5	0,5/10Р

Примечание: ЭТ – Производственное объединение «Элтехника», КЭАЗ – Курский электроаппаратный завод, ЧЗЭО – Челябинский завод электрооборудования.

Разр.					13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						48
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

В таблице 7.3 представим выбор автоматических выключателей и трансформаторов тока, устанавливаемых в РУ-0,4 кВ КТП.

Таблица 7.3 – Выбор автоматических выключателей и трансформаторов тока, устанавливаемых в РУ-0,4 кВ КТП

№ КТП	Трансформатор			Назначение ячейки	Параметры сети		
	Тип	Изготовитель	S <sub>т.н.</sub> , кВ·А		I <sub>раб.макс.</sub> , А	I <sub>к<sup>(3)</sup></sub> , кА	i <sub>уд.</sub> , кА
1	2	3	4	5	6	7	8
КТП1	ТМГ33	МЭТЗ [8]	1600	Вводная	3232	38,0	86,0
				Секционная	2262	38,0	86,0
КТП2	ТМГ33	МЭТЗ [8]	1600	Вводная	3232	38,0	86,0
				Секционная	2262	38,0	86,0
КТП3	ТМГ33	МЭТЗ [8]	1600	Вводная	3232	38,0	86,0
				Секционная	2262	38,0	86,0
КТП4	ТМГ33	МЭТЗ [8]	1600	Вводная	3232	38,0	86,0
				Секционная	2262	38,0	86,0
КТП5	ТМГ33	МЭТЗ [8]	1000	Вводная	2020	25,9	58,5
				Секционная	1414	25,9	58,5
КТП6	ТМГ33	МЭТЗ [8]	1000	Вводная	2020	25,9	58,5
				Секционная	1414	25,9	58,5
КТП7	ТМГ33	МЭТЗ [8]	1600	Вводная	3232	38,0	86,0
				Секционная	2262	38,0	86,0
КТП8	ТМГ33	МЭТЗ [8]	1600	Вводная	3232	38,0	86,0
				Секционная	2262	38,0	86,0
КТП9	ТМГ33	МЭТЗ [8]	1600	Вводная	3232	38,0	86,0
				Секционная	2262	38,0	86,0
КТП10	ТМГ33	МЭТЗ [8]	1000	Вводная	2020	25,9	58,5
				Секционная	1414	25,9	58,5
КТП11	ТМГ33	МЭТЗ [8]	630	Вводная	1272	15,7	35,6

Продолжение таблицы 7.3

№ ТП	Каталожные данные								
	Автоматические выключатели					Трансформаторы тока			
	Тип АВ	Изготовитель	I <sub>в.ном.</sub> , А	I <sub>отк.ном.</sub> , кА	I <sub>вкл.макс.</sub> , кА	Тип ТТ	Изготовитель	K <sub>тт</sub>	Класс точности
1	9	10	11	12	13	14	15	16	17
КТП 1	Masterpact NW40H2	SE [31]	4000	85	187	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	4000/5	0,5
	Masterpact NW25H2	SE [31]	2500	85	187	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	2500/5	0,5
КТП 2	Masterpact NW40H2	SE [31]	4000	85	187	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	4000/5	0,5
	Masterpact NW25H2	SE [31]	2500	85	187	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	2500/5	0,5

Окончание таблицы 7.3

1	9	10	11	12	13	14	15	16	17
КТП 3	Masterpact NW40H2	SE [31]	4000	85	187	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	4000/5	0,5
	Masterpact NW25H2	SE [31]	2500	85	187	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	2500/5	0,5
КТП 4	Masterpact NW40H2	SE [31]	4000	85	187	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	4000/5	0,5
	Masterpact NW25H2	SE [31]	2500	85	187	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	2500/5	0,5
КТП 5	Masterpact NW25H1	SE [31]	2500	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	2500/5	0,5
	Masterpact NW16H1	SE [31]	1600	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	1500/5	0,5
КТП 6	Masterpact NW25H1	SE [31]	2500	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	2500/5	0,5
	Masterpact NW16H1	SE [31]	1600	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	1500/5	0,5
КТП 7	Masterpact NW40H2	SE [31]	4000	85	187	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	4000/5	0,5
	Masterpact NW25H2	SE [31]	2500	85	187	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	2500/5	0,5
КТП 8	Masterpact NW40H2	SE [31]	4000	85	187	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	4000/5	0,5
	Masterpact NW25H2	SE [31]	2500	85	187	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	2500/5	0,5
КТП 9	Masterpact NW40H2	SE [31]	4000	85	187	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	4000/5	0,5
	Masterpact NW25H2	SE [31]	2500	85	187	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	2500/5	0,5
КТП 10	Masterpact NW25H1	SE [31]	2500	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	2500/5	0,5
	Masterpact NW16H1	SE [31]	1600	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	1500/5	0,5
КТП 11	Masterpact NW16N1	SE [31]	1600	42	88	ТШЛ-0,66	СЗТТ [32]	1500/5	0,5

Примечание: МЭТЗ – Минский электротехнический завод имени В.И. Козлова, СЗТТ – Свердловский завод трансформаторов тока, SE – Schneider Electric.

### 7.3 Выбор комплектных токопроводов

Для соединения ввода 10 кВ силового трансформатора главной понизительной подстанции предприятия, располагаемого на открытом распределительном устройстве, со сборными шинами 10 кВ закрытого распределительного устройства применяется комплектное решение в виде токопровода.

В таблице 7.4 представим сравнение технических параметров выбранного токопровода с расчётными значениями.

Разр.				13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
Пров.					50
Изм	Лист	№ документа	Подп.		Дата

Таблица 7.4 – Выбор комплектного токопровода

Параметры сети			Токопровод				
I <sub>раб.макс</sub> , А	I <sub>к</sub> <sup>(3)</sup> , кА	i <sub>уд</sub> , кА	Тип	Изготовитель	Каталожные данные		
					I <sub>ном</sub> , А	I <sub>терм</sub> , кА	i <sub>д</sub> , кА
2546,1	20,9	56,1	ТЗК-10	МЭЩ [33]	3150	50	128

Примечание: МЭЩ – Мосэлектрощит.

#### 7.4 Выбор кабелей по термической стойкости

Изначально производится выбор КЛ по методике, изложенной в пункте 5 пояснительной записки, по выражениям (5.1) – (5.7). Для окончательного принятия решения по величине сечения КЛ, необходимо проверить его термическую стойкость к токам короткого замыкания. Основные положения выбора кабелей 10 кВ по термической стойкости установлены ГОСТ Р 52736-2007 [34]. Согласно данному стандарту [34, п.6.3.6] в тех случаях, когда для кабелей известны значения односекундного тока термической стойкости, их проверку на термическую стойкость допустимо проводить путём сравнения интеграла Джоуля с квадратом односекундного тока термической стойкости.

Для определения длительности короткого замыкания на рисунке 7.2 изображим карту селективности.

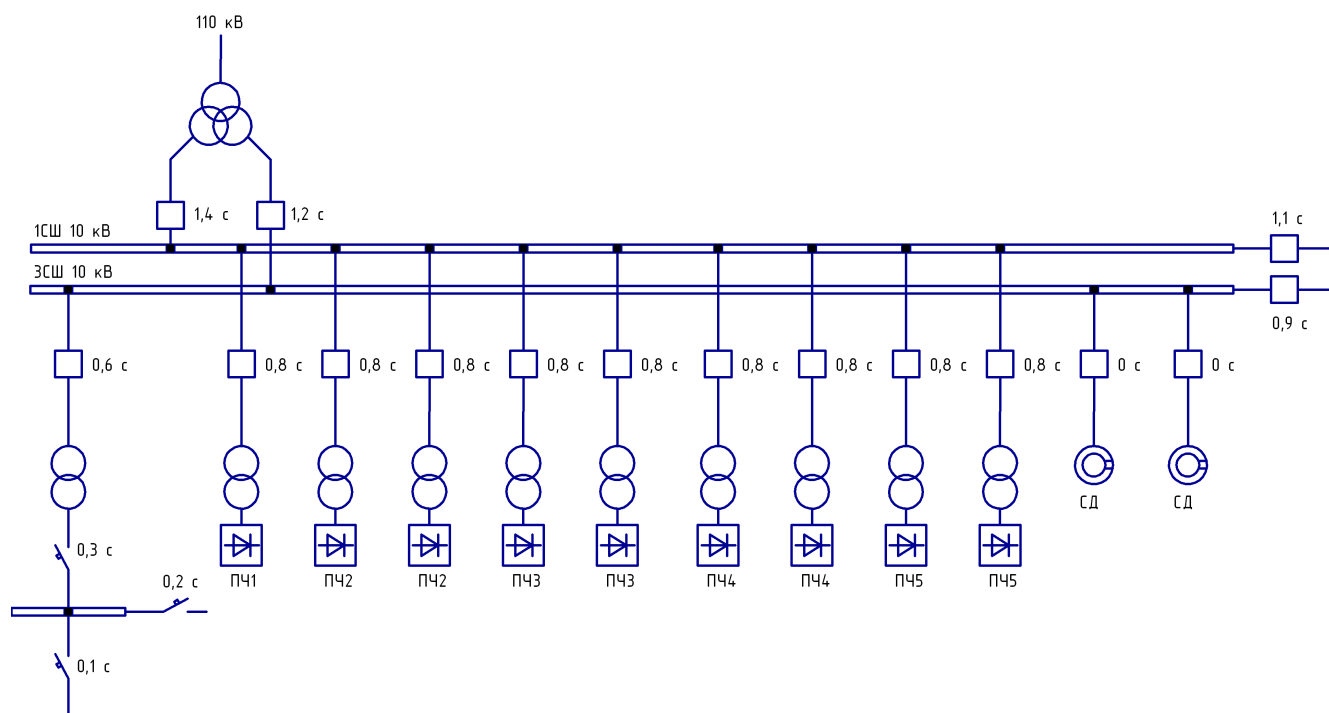


Рисунок 7.2 – Карта селективности

Термическая стойкость кабеля обеспечивается при выполнении условия

$$B_k \leq I_{тер.доп.1}^2 \quad (7.1)$$

Разр.				13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
Пров.					51
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата	

Величина теплового импульса тока короткого замыкания

$$B_k = I_{п.0}^2 \cdot (t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_a), \quad (7.2)$$

где  $t_{р.з.}$  – время действия максимальной токовой защиты, с;

$t_{о.в.}$  – полное время отключения выключателя, с;

$T_a$  – время протекания апериодической составляющей тока КЗ, с.

В таблице 7.5 представим выполненные расчёты по выражениям (7.1) – (7.2) с целью определения термически стойких сечений кабельных линий 10 кВ.

Таблица 7.5 – Выбор сечений кабельных линий 10 кВ по термической стойкости

КЛ	$I_k$ , кА	$t_{р.з.}$ , с	$t_{о.в.}$ , с	$T_a$ , с	$B_k$ , кА <sup>2</sup> ·с	$I_{тер.доп.ж.}^2$ , кА	$F_{т.ж.}$ , мм <sup>2</sup>	$I_{тер.доп.э.}^2$ , кА	$F_{т.э.}$ , мм <sup>2</sup>
ГПП – КТП	20,9	0,6	0,06	0,12	340,2	515,3	240	524,4	120
ГПП – ПЧ	20,9	0,8	0,06	0,12	427,4	515,3	240	524,4	120
ГПП – СД	20,9	0,0	0,06	0,12	78,5	79,2	95	90,3	50

В таблице 7.6 выполним сравнение термически стойких сечений кабельных линий (таблица 7.5) с ранее принятыми (таблица 5.1).

Таблица 7.6 – Выбор кабельных линий

Кабельная линия	Ранее принятая площадь сечения КЛ, мм <sup>2</sup>	Площадь термически устойчивого сечения КЛ, мм <sup>2</sup>	Марка и площадь сечения принятого к установке КЛ
ГПП - ТП1	95	240	АПвП-10 (3х240/120)
ТП1 - ТП2	50	240	АПвП-10 (3х240/120)
ГПП - ТП3	95	240	АПвП-10 (3х240/120)
ТП3 - ТП4	50	240	АПвП-10 (3х240/120)
ГПП - ТП5	50	240	АПвП-10 (3х240/120)
ТП5 - ТП6	50	240	АПвП-10 (3х240/120)
ГПП - ТП7	50	240	АПвП-10 (3х240/120)
ГПП - ТП8	70	240	АПвП-10 (3х240/120)
ТП8 - ТП9	50	240	АПвП-10 (3х240/120)
ГПП - ТП10	50	240	АПвП-10 (3х240/120)
ГПП - ТП11	50	240	АПвП-10 (3х240/120)
ГПП - ПЧ1	185	240	АПвП-10 (3х240/120)
ГПП - ПЧ2	240	240	АПвП-10 (3х240/120)
ГПП - ПЧ3	95	240	АПвП-10 (3х240/120)
ГПП - ПЧ4	240	240	АПвП-10 (3х240/120)
ГПП - ПЧ5	95	240	АПвП-10 (3х240/120)
ГПП - СД	70	95	АПвП-10 (3х95/50)

### Выводы по разделу семь

В данном разделе рассмотрено определение номинальных параметров коммутационных и контрольно-измерительных аппаратов, устанавливаемых в схеме внутривозовского электроснабжения.

Разр.				13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
Пров.					52
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата	



## 8 ОБОСНОВАНИЕ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Основной целью данного раздела является определение места установки и номинальной мощности компенсирующих устройств. В основе методики расчета лежит определение затрат на генерацию и передачу реактивной мощности от её источников. В качестве источников реактивной мощности на предприятии выступают энергосистема, низковольтные и высоковольтные батареи конденсаторов, синхронные двигатели, которые представлены на рисунке 8.1.

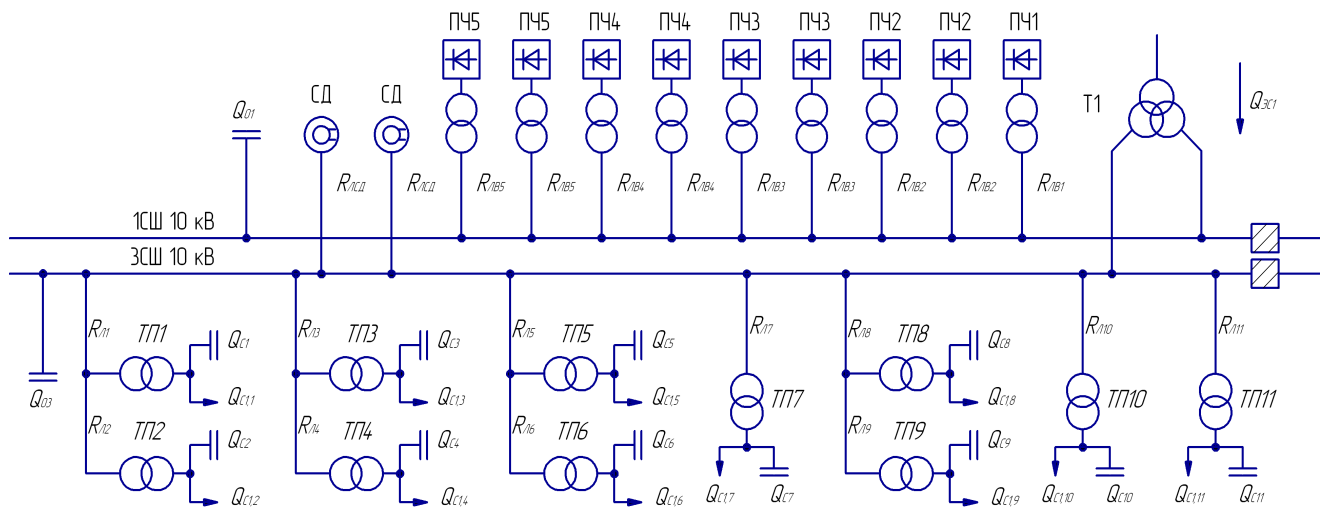


Рисунок 8.1 – Схема замещения СЭС завода выбора компенсирующих устройств

Величину активного сопротивления кабельных линий, представленных на рисунке 8.1, возможно определить по выражению

$$R_{\text{кл}} = r_{\text{уд.кл}} \cdot L_{\text{кл}} \quad (8.1)$$

Величину активного сопротивления трансформаторов цеховых трансформаторных подстанции, представленных на рисунке 8.1, возможно определить по выражению

$$R_{\text{т}} = \frac{\Delta P_{\text{к.з.}} \cdot U_{\text{ном.}}^2}{S_{\text{т.ном.}}^2}, \quad (8.2)$$

где  $\Delta P_{\text{к.з.}}$  – мощность короткого замыкания трансформатора, Вт;

$S_{\text{т.ном.}}$  – номинальная мощность трансформатора, В·А.

В таблице 8.1 представим расчёты по формулам (8.1) – (8.2) с целью определения начальных данных необходимых для выбора компенсирующих устройств, устанавливаемых на шинах 0,4 кВ комплектных трансформаторных подстанций.

Разр.					13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						53
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Таблица 8.1 - Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

Трансформаторная подстанция	$S_{н.т.i}$ , кВ·А	$Q_{ii}$ , квар	$\Delta Q_{тi}$ , квар	$R_{тi}$ , Ом	$R_{ли}$ , Ом
ТП-1	1600	554	55	0,59	0,01
ТП-2	1600	554	55	0,59	0,01
ТП-3	1600	503	55	0,59	0,01
ТП-4	1600	503	55	0,59	0,01
ТП-5	1000	264	33	0,95	0,02
ТП-6	1000	264	33	0,95	0,01
ТП-7	1600	447	38	0,59	0,02
ТП-8	1600	714	41	0,59	0,01
ТП-9	1600	714	41	0,59	0,00
ТП-10	1000	493	31	0,95	0,01
ТП-11	630	375	32	1,55	0,01
Итого	-	5385	468	-	-

Удельная стоимость годовых потерь активной мощности при передаче реактивной мощности по электрическим сетям

$$C_0 = \delta \cdot (\beta \cdot \tau + \alpha_{\Gamma} \cdot K_M), \quad (8.3)$$

где  $\beta = 2,19317$  – дополнительная ставка за потреблённую электрическую энергию, руб/кВт·ч [19];

$\alpha_{\Gamma} = 22906,80$  – основная ставка за заявленную максимальную годовую мощность, руб/(кВт·год) [19];

$K_M = 1$  – коэффициент, учитывающий отношение потерь активной нагрузки завода  $\Delta P_{\text{з}}$  во время максимальной активной мощности генерирующей системы к наибольшим потерям  $\Delta P_M$  активной нагрузки предприятия;

$\delta = 1,05$  – поправочный коэффициент.

Определение затрат на выработку реактивной мощности низковольтными и высоковольтными конденсаторными установками производится по выражениям

$$Z_{1\Gamma.\text{НБК}} = C_0 \cdot \Delta P_{\text{НБК}} + E \cdot K_{\text{НБК}} \cdot \alpha_{\text{изм}}, \quad (8.4)$$

$$Z_{1\Gamma.\text{ВБК}} = Z_{1,0} = C_0 \cdot \Delta P_{\text{ВБК}} + E \cdot K_{\text{ВБК}} \cdot \alpha_{\text{изм}}, \quad (8.5)$$

где  $K_{\text{НБК}} = 12000$  – удельная стоимость НБК;

$K_{\text{ВБК}} = 6000$  – удельная стоимость ВБК,

$\alpha_{\text{изм}} = 84,10$  – индекс изменения сметной стоимости [35];

$\Delta P_{\text{НБК}} = 0,45$  – удельные потери в НБК, кВт/Мвар;

$\Delta P_{\text{ВБК}} = 0,15$  – удельные потери в ВБК, кВт/Мвар.

В таблице 8.2 представим параметры синхронных двигателей как источников реактивной мощности.

Разр.				13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
Пров.					54
Изм	Лист	№ документа	Подп.		Дата

Таблица 8.2 – Параметры синхронных двигателей

Синхронный двигатель	Марка	$U_{ном.}$ , кВ	$P_{сд.н.i}$ , МВт	$Q_{сд.н.i}$ , Мвар	$N_{сд.i}$ , шт	$n_{сд.i}$ , об/мин	$D_{1.i}$ , кВт	$D_{2.i}$ , кВт
СД	СТД	10	1,6	0,705	4	3000	4,25	6,27

Величина располагаемой реактивной мощности синхронных двигателей определяется по формуле

$$Q_{сд.м.i} = \alpha_{сд.м} \cdot N_{сд.i} \cdot \sqrt{P_{сд.н.i}^2 + Q_{сд.н.i}^2} \quad (8.6)$$

Величину затрат на генерацию реактивной мощности СД найдём по выражению

$$Z_{1.Г.СД.i} = C_0 \cdot \frac{D_{1.i}}{Q_{сд.н.i}}, \quad (8.7)$$

$$Z_{2.Г.СД.i} = C_0 \cdot \frac{D_{2.i}}{N_{сд.i} \cdot Q_{сд.н.i}^2}, \quad (8.8)$$

где  $D_{1i}$ ,  $D_{2i}$  – величины, которые характеризуют потери активной мощности в синхронных двигателях.

Величина реактивной мощности, генерируемая синхронными двигателями

$$Q_{сд.i} = \frac{Z_{1.0} - Z_{1.Г.СД.i}}{2a \cdot C_0 \cdot R_{э.СД.i}}, \quad (8.9)$$

$$R_{э.СД.i} = \frac{R_{кл.СД.i}}{N_{i.сд}} + \frac{Z_{2.Г.СД.i}}{a \cdot C_0}. \quad (8.10)$$

В таблице 8.3 представим расчёты, выполненные по выражениям (8.3) – (8.10), с целью определения оптимальной реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями.

Таблица 8.3 – Определение оптимальной реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями

Синхронный двигатель	$C_0$ руб/кВт, руб/кВт	$Z_{1.0}$ , руб/Мвар	$Q_{сд.м.i}$ , Мвар	$Z_{1.Г.СД.i}$ , руб/Мвар	$Z_{2.Г.СД.i}$ , руб/Мвар <sup>2</sup>	$R_{э.СД.i}$ , Ом	$Q_{сд.i}$ , Мвар
СД	30367	117081	4,62	183064	95770	0,32	0 (-0,34)

С целью определения оптимальных реактивных мощностей, вырабатываемых НБК, определим эквивалентные сопротивления трансформаторов цеховых подстанций, на которых они устанавливаются, для этого на рисунке 8.2 представим расчётные схемы.

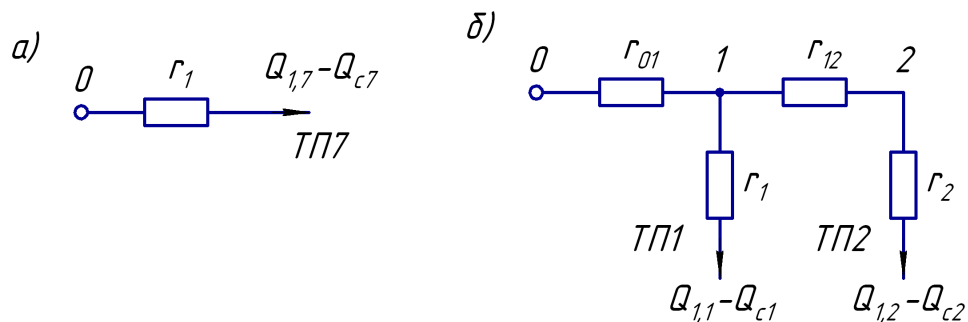


Рисунок 8.2 – Расчетные схемы при радиальном (а) и магистральном (б) подключении источников реактивной мощности с СШ ГПП

При радиальном соединении цеховых трансформаторных подстанций, представленных на рисунке 8.2 (а), эквивалентное сопротивление будет определяться по следующей формуле

$$R_{э.7} = r_1 = R_{кл.1} + R_{т.1}. \quad (8.11)$$

В случае магистрального соединения цеховых ТП, представленных на рисунке 8.2 (б), эквивалентные сопротивления и проводимости будут определяться по следующим формулам

$$R_{э.1} = \left( 1 + \frac{r_{0.1}}{R_{т.1}} \right) r_1, \quad (8.12)$$

$$R_{э.2} = \left( 1 + \frac{r_{0.1}}{R_{т.1}} \right) \cdot (r_{12} + r_2), \quad (8.13)$$

$$\frac{1}{R_{т.1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2}. \quad (8.14)$$

Величина реактивной мощности, вырабатываемая НБК, при условии подключения к сборным шинам 10 кВ главной понизительной подстанции предприятия ВБК определяется по формуле

$$Q_{с.і} = Q_{1.і} + \Delta Q_{т.і} + \frac{z}{R_{э.і}}, \quad (8.15)$$

$$z = \frac{3_{1.0} - 3_{1.Г.НБК}}{2a \cdot C_0}, \quad (8.16)$$

где  $3_{1.0}$  = 117081 – затраты на выработку реактивной мощности ВБК, руб/Мвар;  
 $3_{1.Г.НБК}$  = 238717 – затраты на выработку реактивной мощности НБК, руб/Мвар;  
 $a = 10$  – расчётный коэффициент, кВ<sup>2</sup>;  
 $C_0 = 30367$  – удельная стоимость годовых потерь активной мощности при передаче реактивной мощности по электрическим сетям, руб/кВт.

По выражениям (8.11) – (8.16) выполняются расчёты по определению экономически целесообразных мощностей НБК, подключаемым к сборным шинам 0,4 кВ соответствующих цеховых трансформаторных подстанция. Результаты выбора компенсирующих устройств по рассматриваемому предприятию представлены в таблице 8.4. Стоит учесть, если расчетная величина экономически целесообразной мощности получилась отрицательной, то окончательно её значение принимается равным нулю.

Таблица 8.4 – Выбор устройств компенсации реактивной мощности на предприятии

Точка подключения БК	$R_{э,i}$ , Ом	$Q_{с,i}$ , Мвар		$Q_{к,y,i}$ , квар	$Q_{к,y,i} + Q_{с,i}$ , квар	Марка компенсирующего устройства [36]	$Q_{ст,i}$ , квар
		расчетная величина	принятая величина				
ТП-1	0,63	0,261	0,261	208	469	УКМТ-0,4-500-50	500
ТП-2	0,63	0,265	0,265	208	473	УКМТ-0,4-500-50	500
ТП-3	0,62	0,208	0,208	244	453	УКМТ-0,4-450-50	450
ТП-4	0,63	0,211	0,211	244	455	УКМТ-0,4-450-50	450
ТП-5	1,00	0,079	0,079	388	467	УКМТ-0,4-450-50	450
ТП-6	1,01	0,080	0,080	388	468	УКМТ-0,4-450-50	450
ТП-7	0,62	0,132	0,132	0	132	УКМТ-0,4-150-50	150
ТП-8	0,62	0,404	0,404	0	404	УКМТ-0,4-400-50	400
ТП-9	0,63	0,407	0,407	0	407	УКМТ-0,4-400-50	400
ТП-10	0,96	0,300	0,300	0	300	УКМТ-0,4-300-50	300
ТП-11	1,56	0,269	0,269	25	294	УКМТ-0,4-300-50	300
Итого		2,617	-	-	-	Итого	4350
СШ1, 10 кВ	-	-0,377	0	-	-	-	-
СШ3, 10 кВ	-	-0,074	0	-	-	-	-
Итого	-	-	2,617	1706	4323	-	4350

Определение расчётных коэффициентов реактивной мощности представим в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Определение расчётных коэффициентов реактивной мощности

$\operatorname{tg}\varphi_3 = \frac{Q_{эс}}{P_{рп}}$	$\operatorname{tg}\varphi_3 = \frac{29922}{59845} = 0,50$
$P_{р3} = \frac{1}{2} K_{ом} \left[ \sum_{i=1}^m P_{pi}^{(3)} + \sum_{i=1}^L \Delta P_{Ti} \right] + \sum_{i=1}^n P_{p,освi}$	$P_{р3} = \frac{1}{2} (0,90 \cdot [15592 + 149] + 282) = 7224 \text{ кВт.}$
$Q_{эс3} = P_{р3} \cdot \operatorname{tg}\varphi_3$	$Q_{эс3} = 7224 \cdot 0,50 = 3612 \text{ квар.}$
$Q_{эс1} = 0,5Q_{эс} - Q_{эс3}$	$Q_{эс1} = 0,5 \cdot 29922 - 3612 = 11349 \text{ квар.}$
$K_{\Delta Q} = \frac{\Delta Q_{т,гмп}}{S_{р,п}}$	$K_{\Delta Q} = \frac{3136}{67071} = 0,047$

Продолжение таблицы 8.5

$\Delta Q_{т.гпп}^{СШЗ} = K_{\Delta Q} \sqrt{P_{п3}^2 + Q_{эс3}^2}$	$\Delta Q_{т.гпп}^{СШЗ} = 0,047 \cdot \sqrt{7224^2 + 3612^2} = 380 \text{ квар.}$
$\Delta Q_{т.гпп}^{СШ1} = \frac{1}{2} (\Delta Q_{т.гпп} - 2\Delta Q_{т.гпп}^{СШЗ})$	$\Delta Q_{т.гпп}^{СШ1} = \frac{1}{2} (3136 - 2 \cdot 380) = 1188 \text{ квар.}$
$Q_{01} = \sum_{i=1}^n (Q_{Bi} + \Delta Q_{т.в.i}) + \Delta Q_{т.СШ1}^{ГПП} - Q_{э.с.1}$	$Q_{01} = 0,5(14411 + 5284) + 1188 - 11349 = -314 \text{ квар}$
$Q_{03} = \sum_{i=1}^k (Q_{Li} + \Delta Q_{т.i}) + \Delta Q_{т.СШЗ}^{ГПП} - \sum_{i=1}^m Q_{с.i} - \sum_{i=1}^t Q_{сДi} - Q_{э.с.3}$	$Q_{03} = (5385 + 468) + 380 - 2617 - 0 - 3612 = 4 \text{ квар}$
$tg\varphi_{P1} = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{Bi} + \Delta Q_{т.в.i}) + \Delta Q_{т.СШ1}^{ГПП}}{\Sigma P_{P1}}$	$tg\varphi_{P1} = \frac{0,5(14411 + 5284) + 1188}{22698} = 0,49$
$tg\varphi_{P3} = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{Li} + \Delta Q_{т.i}) + \Delta Q_{т.СШЗ}^{ГПП} + \sum_{i=1}^n Q_{кyi} - \sum_{i=1}^n Q_{сДi} + \sum_{i=1}^n Q_{с.т.иi}}{P_{P3}}$	$tg\varphi_{P3} = \frac{(5385 + 468) + 380 + 1706 - 0 - 4350}{7224} = 0,50$

Выводы по разделу восемь

Выполнено определение номинальной мощности компенсирующих устройств и места их установки в системе электроснабжения предприятия.

Разр.					13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						58
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

## 9 КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

### 9.1 Определение коэффициента искажения синусоидальности напряжения

Наличие в составе электроприёмников тиристорных преобразователей частоты приводит к несинусоидальности напряжения питающей сети. Несинусоидальность напряжения с точки зрения качества электроэнергии характеризуется таким показателем как коэффициент искажения синусоидальности напряжения, величину которого рассчитаем в данном разделе.

На рисунке 9.1 (а, б) представим электрическую принципиальную схему и схему замещения с обозначением эквивалентных сопротивлений и источников искажения, для определения величины коэффициента искажения синусоидальности напряжения.

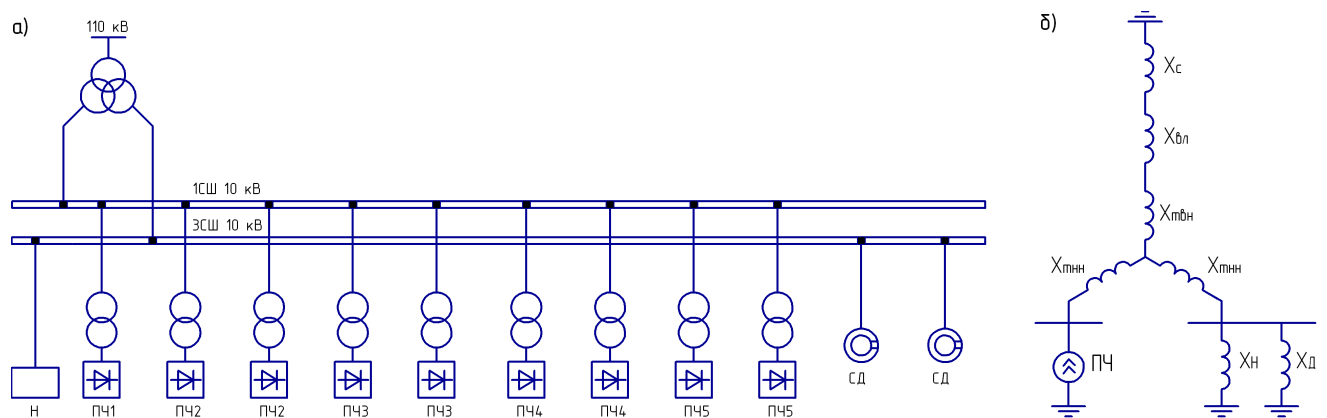


Рисунок 9.1 – Электрическая принципиальная схема (а) и схема замещения (б) для расчета показателей качества

Расчет параметров элементов, размещаемых на схеме замещения (рисунок 9.1, б), производится по следующим выражениям, представленным в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Определение параметров элементов схемы замещения

$x_{cv} = 0,65 \cdot v \cdot \frac{U_{ct}^2}{S_k} [3]$	$x_{cv} = 0,65 \cdot \frac{10500^2}{3500 \cdot 10^6} \cdot v = 0,02 \cdot v$
$x_{dv} = x_0 \cdot L \cdot \frac{U_{ct}^2}{U_{ном}^2} \cdot v [3]$	$x_{dv} = 0,42 \cdot 7,7 \cdot \frac{(10,5 \cdot 10^3)^2}{(110 \cdot 10^3)^2} \cdot v = 0,03 \cdot v$
$x_{tv} = \frac{U_k \cdot U_{ct}^2}{100 \cdot S_{т.ном}} \cdot v [3]$	$x_{tv} = \frac{10,5 \cdot 10500^2}{100 \cdot 80 \cdot 10^6} \cdot v = 0,14 \cdot v$
$x_{твнв} = 0,125 \cdot x_{tv} [3]$	$x_{твнв} = 0,125 \cdot 0,14 \cdot v = 0,02 \cdot v$
$x_{тннв} = 1,75 \cdot x_{tv} [3]$	$x_{тннв} = 1,75 \cdot 0,14 \cdot v = 0,25 \cdot v$
$x_{dv} = \frac{17 \cdot v}{S_{дз}} [3]$	$x_{dv} = \frac{17 \cdot v}{3,764} = 4,52 \cdot v$

Продолжение таблицы 9.1

$X_{HV} = \frac{U_{ct}^2}{S_H} \cdot v$ [3]	$X_{HV} = \frac{10500^2}{\sqrt{(0,5 \cdot 15940)^2 + (0,5 \cdot 11301)^2}} \cdot v = 11,29 \cdot v$
$I_v = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n S_{T.пч.i}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ct} \cdot v}$ [37]	$I_v = \frac{\sqrt{(5 \cdot (6300 \cdot 10^3)^2 + 4 \cdot (2500 \cdot 10^3)^2)}}{\sqrt{3} \cdot 10500 \cdot v} = \frac{822}{v}$

В зависимости от типа источника искажения в сеть генерируются различные по кратности гармонические составляющие: для тиристорных преобразователей частоты – это гармоники кратные 11, 13, 23, 25.

В таблицу 9.2 занесем величины эквивалентных сопротивлений элементов схемы замещения и величины эквивалентных токов, генерируемых источниками искажения, определенные по выражениям, указанным в таблице 9.1.

Таблица 9.2 – Расчет чистых значений элементов схемы замещения

$v$	$X_{cv},$ Ом	$X_{вл.v},$ Ом	$X_{т.вн.v},$ Ом	$X_{т.нн.v},$ Ом	$X_{н.v},$ Ом	$X_{дв.v},$ Ом	$I_v,$ А
11	0,23	0,30	0,20	2,79	124,14	49,68	74,72
13	0,27	0,35	0,24	3,29	146,71	58,71	63,23
23	0,47	0,62	0,42	5,82	259,56	103,88	35,74
25	0,51	0,67	0,45	6,33	282,13	112,91	32,88

Путём эквивалентных преобразований элементов схемы замещения, представленной на рисунке 9.1 (б), составим преобразованную схему замещения и разместим её на рисунке 9.2.

Определим эквивалентные сопротивления схем замещения на каждом этапе преобразования

$$X_{\text{э}1.v} = X_{\text{тнн.v}} + X_{\text{н.v}} \quad (9.1)$$

$$X_{\text{э}2.v} = X_{c.v} + X_{вл.v} + X_{твн.v} \quad (9.2)$$

$$X_{\text{э}3.v} = \frac{X_{\text{э}2.v} \cdot X_{\text{э}1.v}}{X_{\text{э}2.v} + X_{\text{э}1.v}} \quad (9.3)$$

$$X_{\text{э}4.v} = X_{\text{тнн.v}} + X_{\text{э}3.v} \quad (9.4)$$

$$X_{\text{э}5.v} = \frac{X_{\text{э}4.v} \cdot X_{дв.v}}{X_{\text{э}4.v} + X_{дв.v}} \quad (9.5)$$

Напряжения на СШ1 и СШ3 определяются по формулам

$$U_{\text{СШ}1.v} = I_{v,\Sigma} \cdot X_{\text{э}5.v} \quad (9.7)$$

$$U_{\text{СШ}3.v} = U_{\text{СШ}1.v} \cdot \frac{X_{н.v} \cdot X_{\text{э}3.v}}{X_{\text{э}1.v} \cdot X_{\text{э}4.v}} \quad (9.8)$$



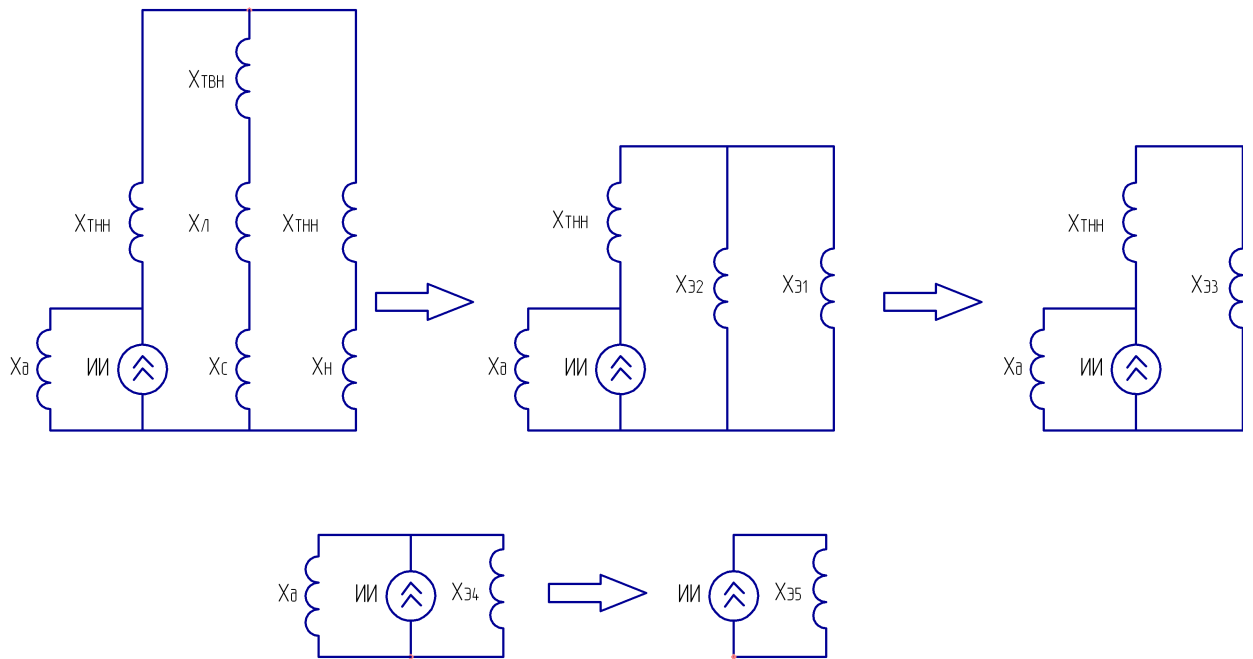


Рисунок 9.2 –Этапы преобразования схемы замещения

Величина коэффициента искажения синусоидальности напряжения может быть определена по формуле

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{13} U_v^2}}{U_\phi} \cdot 100\% . \quad (9.9)$$

В таблице 9.3 указаны эквивалентные сопротивления элементов схемы замещения, представленной на рисунке 9.2, определенные по выражениям (9.1) – (9.9).

Таблица 9.3 – Определение гармоник напряжения и коэффициентов искажения синусоидальности напряжения

v	X <sub>э1v</sub> , Ом	X <sub>э2v</sub> , Ом	X <sub>э3v</sub> , Ом	X <sub>э4v</sub> , Ом	X <sub>э5v</sub> , Ом	X <sub>э6v</sub> , Ом	U <sub>см1v</sub> , В	U <sub>см3v</sub> , В	K <sub>U</sub> <sup>СШ1</sup> , %	K <sub>U</sub> <sup>СШ3</sup> , %
11	126,92	0,72	0,72	3,50	3,27	-0,17	244,46	48,93	8,07	1,61
13	150,00	0,85	0,85	4,14	3,87	-0,14	244,46	48,93		
23	265,38	1,51	1,50	7,32	6,84	-0,08	244,46	48,93		
25	288,46	1,64	1,63	7,96	7,44	-0,07	244,46	48,93		

Расчетные значения коэффициента искажения синусоидальности напряжения на шинах СШ1 и СШ3 не превышают допустимые значения, представленные в стандартах, а именно:

$$K_U^{СШ1} = 8,07 < K_{U,доп} = 10\% , \text{ согласно ГОСТ Р 51317.2.4-2000 [38];}$$

$$K_U^{СШ3} = 1,61 < K_{U,доп} = 5\% , \text{ согласно ГОСТ 32144-2013 [39].}$$

## 9.2 Определение величины провала напряжения

На рисунке 9.3 представим схему замещения для определения напряжения на зажимах высоковольтного двигателя.



Рисунок 9.3 – Схема замещения для определения провала при пуске высоковольтного двигателя

В таблице 9.4 выполним расчетные операции для нахождения величины провала напряжения.

Таблица 9.4 – Определение величины провала напряжения

$S_{дв.пуск} = \frac{P_{дв.н} \cdot K_{пуск}}{\cos \varphi_{дв.н} \cdot \eta_{дв.н}} [40]$	$S_{дв.пуск} = \frac{1600 \cdot 5}{0,90 \cdot 0,85} = 10458 \text{ кВ} \cdot \text{А}$
$S_{п.э.} = \sqrt{P_{н.э.}^2 + (S_{дв.пуск} + Q_{н.э.})^2} [40]$	$S_{п.э.} = \sqrt{9127^2 + (10458 + 6201)^2} = 18995 \text{ кВ} \cdot \text{А}$
$X_{п.э.} = \frac{S_6 \cdot U_n^2}{S_{п.э.} \cdot U_6^2} [40]$	$X_{п.э.} = \frac{1000 \cdot 10,5^2}{18995 \cdot 10,5^2} = 52,65$
$U_{дв.} = U_{ном.} \cdot \frac{X_{п.э.}}{X_c + X_{п.э.}} [40]$	$U_{дв.} = 10,5 \cdot \frac{52,65}{2,99 + 52,65} = 9,94 \text{ кВ}$
$\Delta U_{\%} = \frac{U_{ном.} - U_{дв.расч.}}{U_{ном.}} \cdot 100\% < 10\% [40]$	$\Delta U_{\%} = \frac{10,5 - 9,94}{10,5} \cdot 100\% = 5,3\%$

Расчетная величина провала напряжения не превышает допустимого значения провала напряжения на СШ 10 кВ, которое составляет 10% при совместном подключении запускаемых двигателей с осветительными нагрузками [40].

### Выводы по разделу девять

Определены следующие параметры качества электроэнергии: коэффициент искажения синусоидальности напряжения величиной 8,07% (для СШ1) и 1,61% (для СШ3); величина провала напряжения при пуске синхронных двигателей 5,3%. Все рассмотренные показатели качества не превышают допустимых значений.

Разр.					13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						62
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

## 10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА ТСЗП-6300/10

Согласно ПУЭ [13] для трансформатора преобразовательного агрегата предусматриваются следующие виды защит:

- токовая защита от перегрузок;
- селективная токовая отсечка от многофазных коротких замыканий в обмотках и на выводах трансформатора;
- защита от однофазных замыканий на землю;
- защита от перегрева.

Принципиальную схему релейной защиты трансформатора ТСЗП-6300/10 представим на рисунке 10.1.

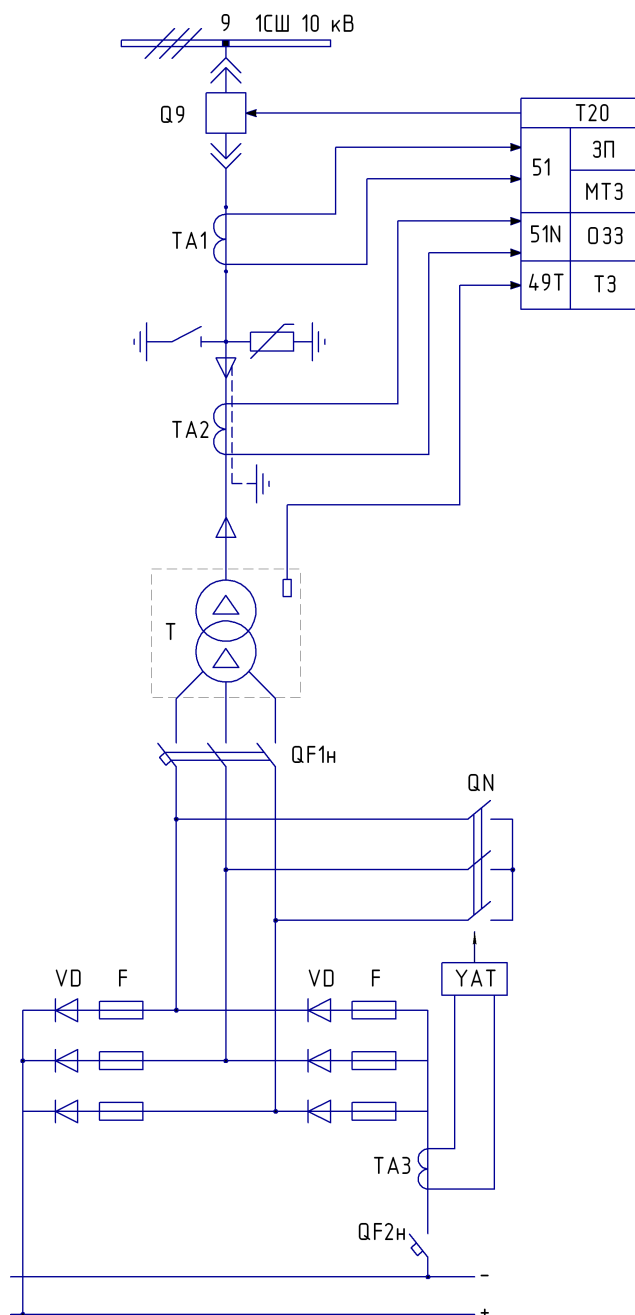


Рисунок 10.1 – Принципиальная схема релейной защиты трансформатора ТСЗП-6300/10

Разр.				
Пров.				
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ

Лист

63

## 10.1 Защита от перегрузок

Защита от перегруза осуществляется с помощью цифровых терминалов Seram T20 (код ANSI 51) [41]. При выполнении защиты от перегруза с действием «на сигнал» используется времятоковая характеристика (ВТХ) с зависимой от тока выдержкой времени.

Ток срабатывания защиты от перегрузки отстраивается от номинального тока трансформатора

$$I_{г.09} \geq \frac{K_{отс.}}{K_B} \cdot I_{т.ном}, \quad (10.1)$$

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

$K_B = 0,935$  – коэффициент возврата защиты;

$I_{т.ном}$  – номинальный ток трансформатора, А.

Определим номинальный ток трансформатора

$$I_{т.ном} = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{вн}}, \quad (10.2)$$

где  $S_{т.ном} = 6300$  – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

$U_{вн} = 10$  – номинальное напряжение первичной обмотки трансформатора, кВ.

Результаты расчета по формулам (10.1) – (10.2) с целью определения тока срабатывания защиты от перегрузки представим в таблице 10.1.

Таблица 10.1

$K_{отс}$	$K_B$	$S_{т.ном}, \text{кВ}\cdot\text{А}$	$U_{вн}, \text{кВ}$	$I_{т.ном}, \text{А}$	$I_{г}, \text{А}$
1,1	0,935	6300	10	363,7	427,9

Выдержка времени защиты от перегрузок принимается равной  $t_r = 9$  с.

Рассчитаем зависимую времятоковую характеристику рассматриваемой защиты от перегруза.

При уставке тока  $I_{г.09} = 427,9$  А кривая должна пройти через точку с координатами – уставка времени  $t_{г.09} = 10$  с при токе  $I_* = 10 \cdot I_{г.09} = 4279$  А.

Выбираем тип характеристики SIT.

Рассчитаем коэффициент  $T_{MS}$

$$T_{MS} = \frac{t(I_*) \cdot \left[ (I_*)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}. \quad (10.3)$$

Разр.					13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						64
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Определим время срабатывания защиты при кратности тока  $I_*$

$$t_r(I_*) = \frac{0,14 \cdot T_{MS}}{(I_*)^{0,02} - 1} \quad (10.4)$$

Дальнейшие расчеты точек защитной характеристики, выполненные по выражениям (10.3) – (10.4), сводим в таблицу 10.2.

Таблица 10.2

Выключатель	Защита от перегруза									
	Уставки времени		Тип кривой	$T_{MS}^N$	$t_{c.з}$ с, при разных $I_*$ , А					
	$t_r$ , с	$10 \cdot I_r$ , А			1,05	2	3	6	10	65,8
Q9	9,0	4279	SIT	3,03	$\frac{434,5}{449}$	$\frac{30,4}{856}$	$\frac{19,1}{1284}$	$\frac{11,6}{2568}$	$\frac{9,0}{4279}$	$\frac{4,9}{28100}$

## 10.2 Мгновенная токовая защита

Мгновенная токовая защита от многофазных коротких замыканий с действием на отключение в трехфазном исполнении устанавливается со стороны питания. Защита охватывает питающую линию и трансформатор. Мгновенная токовая защита выполняется с помощью цифровых терминалов Seram T20 (код ANSI 51).

Уставка тока мгновенной токовой защиты выбирается из условия

$$I_{с.мгн} = I_{IQ9} \geq K_{н.о} \cdot I_{Т.ном} \quad (10.5)$$

где  $K_{н.о} = 3$  – коэффициент надёжности отстройки принимается с учётом отстройки от бросков тока намагничивания при включении ненагруженного трансформатора и от возможных толчков тока нагрузки.

Чувствительность защиты определяется по токам двухфазного короткого замыкания на выводах высокого и низкого напряжений при минимальном режиме работы сети

$$K_{ч.вн} = \frac{I_{к.3}^{(2)}}{I_{с.мгн}} \geq 2,0 \quad (10.6)$$

$$K_{ч.нн} = \frac{I_{к.6}^{(2)}}{I_{с.мгн}} \geq 1,5 \quad (10.7)$$

Результаты расчетов, выполненные по выражениям (10.5) – (10.7), представим в таблице 10.3.

Разр.					13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						65
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Таблица 10.3 – Выбор уставок мгновенной токовой защиты

$K_{н.о}$	$I_{Т.НОМ}, A$	$I_{с.МГН}, A$	$I_{к.3}^{(2)}, кА$	$I_{к.6}^{(2)}, кА$	$K_{ч.ВН}$	$K_{ч.НН}$
3	363,7	1091,1	18,1	3,4	16,6	3,1

Из данных, представленных в таблице 10.1, следует, что мгновенная токовая защита отвечает предъявляемым требованиям чувствительности.

Мгновенная токовая отсечка имеет независимую от тока характеристику, срабатывает без выдержки времени и действует на отключение трансформатора. Постоянная минимальная выдержка времени перед отключением, обусловленная временем срабатывания контактов выключателя, составляет  $t_{с.МГН} = 50$  мс.

По результатам, представленным в таблице 10.2, на рисунке 10.2 изобразим ВТХ защит, установленных на выключателе Q9.

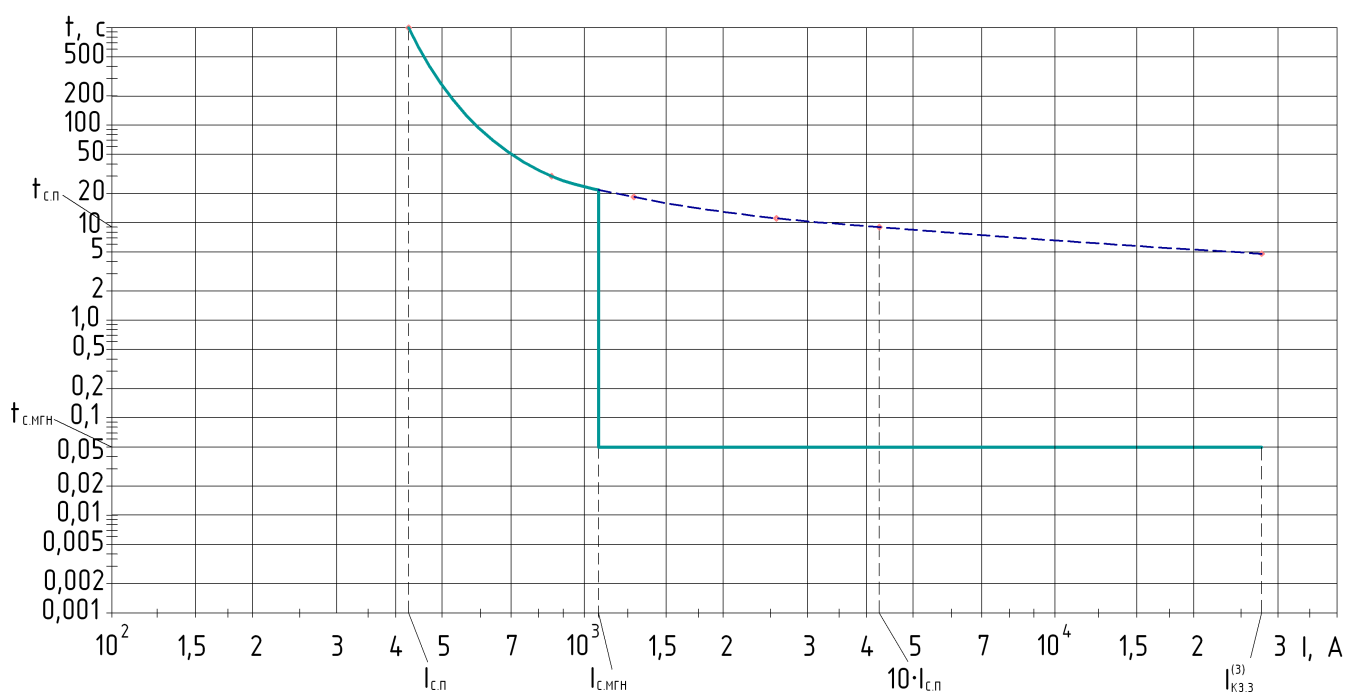


Рисунок 10.2 – Карта селективности

### 10.3 Защита от однофазных замыканий на землю

Для защиты от однофазных замыканий на землю используется ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с независимой от тока выдержкой времени. Защиту от однофазных замыканий на землю осуществим с помощью функции 51N устройства Seram T20. Расчёт защиты от однофазных замыканий на землю для кабельной линии марки АПвП-10 (3x240/120), питающей трансформатор, представим в таблице 10.4.

Таблица 10.4 – Расчет уставок защиты от однофазных замыканий на землю

Расчетная формула	Расчётные значения
$I_{01} = I_{c0} \cdot L_{кл}$	$I_{01} = 2,502 \cdot 0,085 = 0,213 \text{ А}$
$I_{сз} = k_{н.с} \cdot k_{бр} \cdot I_{01}$	$I_{сз} = 1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,213 = 0,639 \text{ А}$
$C_{дв} = \frac{0,0187 \cdot P_{ном.дв} \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \cos \varphi \cdot \sqrt{U_{ном} \cdot (1 + 0,08 \cdot U_{ном})}}$	$C_{сд} = \frac{0,0187 \cdot 1,60 \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot 0,9 \cdot 0,85 \cdot \sqrt{10 \cdot (1 + 0,08 \cdot 10)}} = 7,7 \cdot 10^{-9} \text{ Ф}$
$I_{с.дв} = 2\pi \cdot f \cdot 3 \cdot C_{дв} \cdot U_{ном.ф.}$	$I_{с.сд} = 2\pi \cdot 50 \cdot 3 \cdot 7,7 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 0,042 \text{ А}$
$I_{с.дв\Sigma} = \sum_{i=1}^n n_{двi} \cdot I_{с.двi}$	$I_{с.дв\Sigma} = 0,042 \cdot 4 = 0,168 \text{ А}$
$I_{с.кл.\Sigma} = \frac{U_{ном} \cdot L_{кл\Sigma}}{10}$	$I_{с.кл.\Sigma} = \frac{10 \cdot 3,286}{10} = 3,286 \text{ А}$
$I_{с.\Sigma} = I_{с.кл.\Sigma} + I_{с.дв\Sigma}$	$I_{с.\Sigma} = 3,286 + 0,168 = 3,454 \text{ А}$
$k_{ч} = \frac{I_{с.\Sigma}}{I_{с.сз}} \geq 1,5$	$k_{ч} = \frac{3,454}{0,639} = 5,4 \geq 1,5$

Расчёт, выполненный в таблице 10.3, показывает, что защита от однофазных замыканий на землю удовлетворяет предъявляемым требованиям чувствительности. Согласно ПТЭЭП [42, п.2.8.11] в сетях с изолированной нейтралью допускается работа кабельных линий электропередачи с замыканием на землю до устранения повреждения, поэтому защита от однофазных замыканий на землю выполняется с действием на сигнал.

#### 10.4 Защита от перегрева

Защиту от перегрева осуществим с помощью функции ANSI 49T устройства Seram T20. Данная защита позволяет обнаружить перегрев трансформатора путём измерения температуры внутри трансформатора, оснащенного датчиками типа «термометр сопротивления».

Защита от перегрева имеет две независимые уставки:

- уставка аварийной сигнализации ( $T_{s1}=75^{\circ}\text{C}$ );
- уставка отключения ( $T_{s2}=95^{\circ}\text{C}$ ).

Защита от перегрева запускается, когда контролируемая температура больше установленной уставки  $T_s$ . В случае обнаружения неисправности датчика защита блокируется, и выходы защиты устанавливаются на «0». Сообщение «НЕИСПРАВНОСТЬ ДАТЧИКА» формируется в матрице управления, и выдается сообщение аварийной сигнализации с указанием номера модуля MET 148-2 с неисправным датчиком.

Защита от тепловых перегрузок кабеля, питающего трансформатор, выполняется с помощью функции ANSI 49RMS на основе измерений фазных токов.

Нагрев, выраженный в процентах, пропорционален квадрату протекающего по кабелю тока и вычисляется с помощью формулы

$$E = \left( \frac{I_{т.ном}}{I_{д.доп}} \right)^2 \cdot 100\%, \quad (10.8)$$

где  $I_{д.доп} = 441$  – длительно допустимый ток кабеля, А.

С учётом расчетов, выполненных по формуле (10.8), принимаем уставку аварийной сигнализации равной  $E_{s1} = 68\%$ . Если нагрев кабеля превышает предельное значение, равное  $E_{s2} = 100\%$ , то устройство защиты формирует сигнал на отключение. В блоке расчета нагрева функции ANSI 49RMS задаются уставки:

- максимальный допустимый ток  $I_s = I_{д.доп} = 441$  А,
- постоянные нагрева  $T_{нагр}$  и охлаждения  $T_{охл}$  кабеля. Типовые значения постоянных времени для подземных кабелей составляют 20-60 минут.

### 10.5 Защита полупроводникового преобразователя

Дополнительно к защите трансформатора на полупроводниковом преобразователе предусматриваются устройства защиты, для выполнения которых используют быстродействующие коммутационные аппараты [43].

Для защиты от пробоя вентиляльных преобразователей используют быстродействующие плавкие предохранители, устанавливаемые последовательно с вентилями в каждую параллельную ветвь. Селективное действие предохранителей обеспечивается тем, что при повреждении одного из вентилях весь ток КЗ проходит только через предохранитель этого вентиля, а в двух других фазах ток КЗ распределяется по всем параллельно включенным предохранителям. При равенстве номинальных токов плавких вставок перегорит предохранитель в цепи с большим током, то есть в цепи поврежденного вентиля, и установка продолжает работать с меньшим числом параллельно включенных вентилях.

Для защиты вентилях примем к установке быстродействующие предохранители ПП 57, имеющие высокое быстродействие порядка 0,003 с. Номинальный ток плавкой вставки данных предохранителей выбирается из условия

$$I_{пл.вст.расч} = \frac{I_d}{n - 1}, \quad (10.9)$$

где  $I_d$  – ток серии, А;

$n$  – число вентилях в серии, шт.

По формуле (10.9) получим  $I_{пл.вст.расч} = 800$ , поэтому принимаем предохранитель ПП57-40680-800А-УЗ-КЭАЗ [44].

Произведем выбор уставок для автоматического выключателя  $QF_{2H}$ .

Разр.					13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						68
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		



Для защиты от перегрузки уставка выбирается исходя из условия

$$I_{c.n} = 1,3 \cdot I_d, \quad (10.10)$$

где  $I_d$  – ток серии, А.

По выражению (10.10) рассчитаем  $I_{c.n} = 1,3 \cdot 4000 = 5200$  А.

Токовая отсечка автоматического выключателя отстраивается от пиковых токов и определяется по формуле

$$I_{c.o} = 1,3 \cdot K_p \cdot K_n \cdot I_d, \quad (10.11)$$

где  $K_p$  – коэффициент, учитывающий возможный разброс тока срабатывания отсечки относительно уставки;

$K_n$  – коэффициент надежности отстройки.

Из условия (10.12) определим  $I_{c.o} = 1,3 \cdot 1,20 \cdot 1,5 \cdot 4000 = 9360$  А.

Таким образом, к установке принимается быстродействующий автоматический выключатель постоянного тока марки ВАБ-43-6300/30 [45].

Так как вентили выбираются по току нагрузки и могут не выдерживать проходящие по ним токи при внешних повреждениях в течение времени действия максимальной токовой защиты без выдержки времени и времени отключения выключателя или если эта защита оказывается нечувствительной, то применяют быстродействующие короткозамыкатели QN, управляемые от импульсивного трансформатора тока ТАЗ. При срабатывании короткозамыкатель закорачивает выводы низшего напряжения трансформатора, резко ограничивая ток в вентиле преобразователя. Возникший режим искусственного короткого замыкания устраняется токовой защитой трансформатора, отключающей выключатель Q9. Применяемый короткозамыкатель имеет время срабатывания  $t_{c.k} = 0,001-0,005$  с и допускает прохождение тока до  $I_k = 70$  кА в течение времени ликвидации искусственного КЗ.

#### Выводы по разделу десять

В данном разделе выполнен расчет уставок релейной защиты трансформатора ТСЗП-6300/10. При реализации схемы релейной защиты использовались микропроцессорные терминалы Seram T20.

	Разр.				13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					69
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

## 11 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Вопросы безопасности жизнедеятельности рассмотрены на примере главной понизительной подстанции Харьковского металлургического завода. Основная задача безопасности жизнедеятельности состоит в сохранении работоспособности и здоровья человека, выборе параметров состояния среды и применении мер защиты от воздействия негативных факторов.

### 11.1 Территория, компоновка и конструктивная часть ГПП

Для построения рациональной системы электроснабжения на Харьковском металлургическом заводе предусмотрено максимальное приближение ГПП к электроустановкам потребителей, а именно к центру электрических нагрузок, благодаря чему сводится к минимуму расход кабельно-проводникового материала на сооружение электрической сети и потери электроэнергии в ней. Конкретно в центре электрических нагрузок размещение ГПП не представляется возможным в связи с застройкой предприятия производственными цехами, поэтому расположение ГПП скорректировано в сторону питания подходящих питающих воздушных линий 110 кВ с учетом розы ветров.

ГПП предприятия будет состоять из двух частей: открытого распределительного устройства (ОРУ) 110 кВ и закрытого распределительного устройства (ЗРУ) 10 кВ.

На ОРУ-110 кВ планируется установка следующих устройств:

- элегазовые выключатели ВЭБ-110-40/1250 У1 [14], являющиеся основными коммутационными аппаратом, обеспечивающими включение и отключение токов нагрузки и отключение токов коротких замыканий;
- измерительные трансформаторы напряжения с элегазовой изоляцией типа ЗНОГ-110 [16], предназначенные для получения информации с целью общих измерений, работы релейной защиты и автоматики, учёта электрической энергии;
- разъединители РДЗ-110/1000 У1 [15], необходимые для создания видимых разрывов в силовых цепях и обеспечения безопасных условий работы путём заземления отключенных электрических цепей; на вводе подстанции и в цепи трансформаторов напряжения предусмотрены разъединители с двумя заземляющими ножами, а в остальных случаях – с одним заземляющим ножом;
- измерительные трансформаторы тока встроенные во ввода элегазового выключателя ТВ-110-400-0,5/10Р [14], предназначенные для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам релейной защиты и управления;
- ограничители перенапряжений нелинейные типа ОПН-П-110 [17], предназначенные для защиты изоляции электрооборудования подстанции от различного рода перенапряжений;
- силовые трансформаторы ТРДН-80000/110/10/10 [12].

	Разр.				13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					70
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

При установке силовых трансформаторов на ОРУ выполнены следующие требования:

- трансформаторы будут иметь уклон 3% для обеспечения поступления газа к газовому реле [13, п.4.2.207];
- отверстия защитного устройства выброса масла будут направлены в противоположную сторону от близко расположенного оборудования [13, п.4.2.210];
- между трансформаторами ТРДН-80000/110/10/10 проектом предусматривается наличие разделительной перегородки [13, п.4.2.212].

Закрытое распределительное устройство 10 кВ планируется выполнять комплектным с целью снижения затрат на монтаж и обслуживание. ЗРУ-10 кВ с двухсторонним расположением ячеек типа К-129 [23]. ЗРУ укомплектовано вакуумными выключателями типа VF12-10 [24]. Все ячейки комплектного распределительного устройства (КРУ) на заводе-изготовителе оснащены механическими блокировками, которые исключают выкат тележки при включённом выключателе. ЗРУ-10 планируется расположить в отдельном здании, с двумя выходами с противоположенных торцов здания. Двери ЗРУ будут с samozакрывающимися замками, открываемыми без ключа с внутренней стороны ЗРУ. Подземные туннели силовых и контрольных кабелей будут служить фундаментами для оборудования ячеек. Проемы в полу, через которые проходят кабели, заделаны асбестом, вентиляционные отверстия будут закрыты металлическими сетками.

На всем электрооборудовании ОРУ и ЗРУ будут надписи и мнемосхемы, поясняющие назначение электрооборудования, а также предупреждающие плакаты. Токоведущие части рекомендуется окрасить в соответствии с ПУЭ [13, п.1.1.30]: фаза А – желтым цветом, фаза В – зеленым, фаза С – красным.

На подстанции запроектирован общеподстанционный пункт управления (ОПУ) с постоянным дежурным персоналом, в обязанности которого входит:

- ведение требуемого режима работы;
- производство переключений, пусков и остановов;
- локализация аварий и восстановление режима работы;
- подготовка к производству ремонтных работ.

## 11.2 Защитные средства и меры защиты от поражения электрическим током

Согласно Правилам [46] при работе в электроустановках применяются средства защиты от поражения электрическим током. Нормы комплектования ГПП средствами защиты представлены в таблице 11.1, согласно Инструкции [47].

Таблица 11.1 – Нормы комплектования средств защиты от поражения электрическим током

Наименование	Единицы измерения	Количество		
		0,4 кВ	10 кВ	110 кВ
1	2	3	4	5
Изолирующие клещи	шт.	1	1	1
Диэлектрические перчатки	пара	2	не менее 2	не менее 2

Продолжение таблицы 11.1

1	2	3	4	5
Диэлектрические галоши	пара	2		
Диэлектрический ковер или изолирующая подставка	шт.	по местным условиям		
Защитные очки	шт.	1	2	2
Переносные заземления	шт.	по местным условиям	не менее 2	не менее 2
Штанга изолирующая	шт.	2	2	2
Указатель напряжения	шт.	2	2	2
Диэлектрические боты	пара		1	1
Временные ограждения	шт.		не менее 2	не менее 2
Плакаты запрещающие; Знаки и плакаты предупреждающие; Плакаты предписывающие; Плакаты указательные.	шт.		по местным условиям	по местным условиям

Расположение оборудования ОРУ-110 кВ выполнено таким образом, чтобы обеспечивались возможности организации монтажа и ремонта оборудования с применением машин и механизмов, транспортировки трансформаторов, проезда пожарных машин и передвижных лабораторий [13].

Для исключения возможности опасного приближения к токоведущим частям и попадания на объект посторонних лиц, ОРУ-110 кВ должно быть ограждено забором высотой 2 м [11, п.4.2.41]. Оборудование ОРУ-110 кВ должно быть установлено на железобетонных конструкциях, что обеспечивает его недоступность, а также устраняет опасность приближения к частям, находящимся под напряжением.

В ОРУ-110 кВ предусмотрен проезд вдоль выключателей для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений, а также передвижных лабораторий; габарит проезда 4 м по ширине и высоте.

Минимальная высота, на которой расположены токоведущие части относительно земли согласно [13] выбрана равной 2,9 м. Высота подвеса ошиновки по проекту составляет 11 м и, следовательно, обеспечивается безопасное передвижение персонала, обслуживающего ОРУ-110 кВ.

Для обеспечения безопасности работ и осмотров ОРУ-110/10 кВ должны быть приняты следующие изоляционные расстояния [13]:

- между проводами разных фаз – 2500 мм;
- от токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением до габаритов транспортируемого оборудования – 1650 мм (лист 3).

К защитным мерам от поражения электрическим током в сети 10 кВ относятся: устройство контроля изоляции фаз относительно земли в сети напряжением 10 кВ, механическая оперативная и электромагнитная блокировка, защитное заземление, недоступность токоведущих частей открыто установленного оборудования.

Для сигнализации при однофазных замыканиях на землю (ОЗЗ) в сети 10 кВ применено устройство контроля изоляции, представленное на рисунке 11.3. Данное устройство подключается к секции сборных шин 10 кВ подстанции, используя информацию о напряжении нулевой последовательности. Устройство контроля изоляции сети напряжением 10 кВ выполнено с использованием трехфазного трансформатора напряжения (TV) типа НАМИ-10 [27].

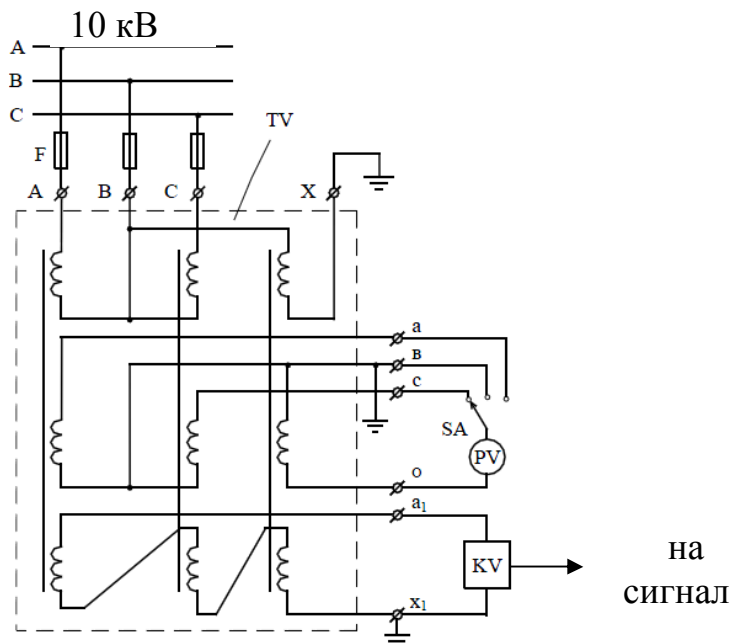


Рисунок 11.3 – Схема включения устройства контроля изоляции

На рисунке 11.3 приведена схема включения устройства контроля изоляции, выполненная с использованием трансформатора напряжения. Вторичная обмотка TV, соединенная по схеме «разомкнутого треугольника», является фильтром напряжения нулевой последовательности  $3U_0$ . В нормальном режиме работы сети при симметричных напряжениях фаз относительно земли  $U_A$ ,  $U_B$  и  $U_C$  на выводах этой обмотки напряжение, пропорциональное напряжению нейтрали  $U_N$ , практически отсутствует.

При возникновении металлического однофазного замыкания на землю, например фазы А, напряжение этой фазы относительно земли  $U_A$  становится равным нулю. Напряжения неповрежденных фаз В и С относительно земли  $U_B$  и  $U_C$  увеличиваются с фазного значения до линейного, а напряжение на нейтрали сети N становится равным значению фазного напряжения источника питания поврежденной фазы  $U_N = -U_A$ . При этом на обмотке, соединенной по схеме «разомкнутого треугольника», напряжение достигает 100 В и защита нулевой последовательности – реле напряжения KV срабатывает на сигнал.

После срабатывания защиты на сигнал персонал электрических сетей немедленно приступает к определению присоединения с ОЗЗ. Для определения поврежденного присоединения на каждой отходящей линии устанавливается трансформатор тока нулевой последовательности ТЗРЛ [26]. Таким образом, устройство контроля изоляции позволяет, выявить появление ОЗЗ с указанием секции сборных шин с поврежденным присоединением.

Разр.					13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						73
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

### 11.3 Молниезащита ГПП

Здание ЗРУ-10 кВ и сооружения ОРУ-110 кВ в зависимости от интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молний в год следует защищать в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты в соответствии с [48].

Вероятность поражения молнией какого-либо объекта, не оборудованного молниезащитой, зависит от интенсивности грозовой деятельности в районе его расположения, высоты и площади объекта и количественно оценивается ожидаемым числом поражений молнией в год

$$N = n \cdot (S + 6 \cdot h) \cdot (L + 6 \cdot h) \cdot 10^{-6}, \quad (11.1)$$

где  $n=4$  – среднегодовое число ударов молнии в  $1 \text{ км}^2$  земной поверхности в месте расположения объекта, удар/ $\text{км}^2 \cdot \text{год}$ ;

$S=55,65$  и  $L=34,6$  – ширина и длина защищаемого сооружения, м;

$h=14$  – наибольшая высота защищаемого объекта, м.

По формуле (11.1) получим  $N = 0,066$  удар/год. Здание ЗРУ-10 кВ относится к классу В-1 по взрывоопасности, согласно классификации, представленной в ПУЭ [13], поэтому подлежит обязательной молниезащите, которая должна обладать степенью надежностью 99,5 %.

Расчет молниезащиты заключается в определении границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии. Молниезащита выполнена посредством 4 молниеотводов: два одиночных стержневых молниеотвода на линейные порталы и два – рядом с силовыми трансформаторами. Зоны защиты молниеотводов представлены рисунке 11.4.

Определение очертаний торцевых частей зоны защиты выполняется по расчетным формулам, используемым для построения зоны защиты одиночных молниеотводов (габариты  $h_0$ ,  $r_0$ ,  $r_x$ ).

Высоту одиночного стержневого молниеотвода возможно определить из выражений

$$\begin{cases} r_x = r_0 \cdot (h_0 - h_x) / h_0, \\ h_0 = 0,85 \cdot h, \\ r_0 = 1,2 \cdot h. \end{cases} \Rightarrow h = \frac{1,2 \cdot h_x + 0,85 \cdot r_x}{1,02}, \quad (11.2)$$

где  $h_x$  – высота защищаемого объекта, м;

$r_x$  – радиус зоны защиты молниеотвода на высоте  $h_x$ , м;

$h_0$  – вершина конуса защиты молниеотвода, м;

$r_0$  – радиус основания конуса зоны защиты молниеотвода на уровне земли, м.

Результаты расчетов, выполненные по условиям (11.2), с целью определения параметров молниеотводов представим в таблице 11.2.

	Разр.				13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					74
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

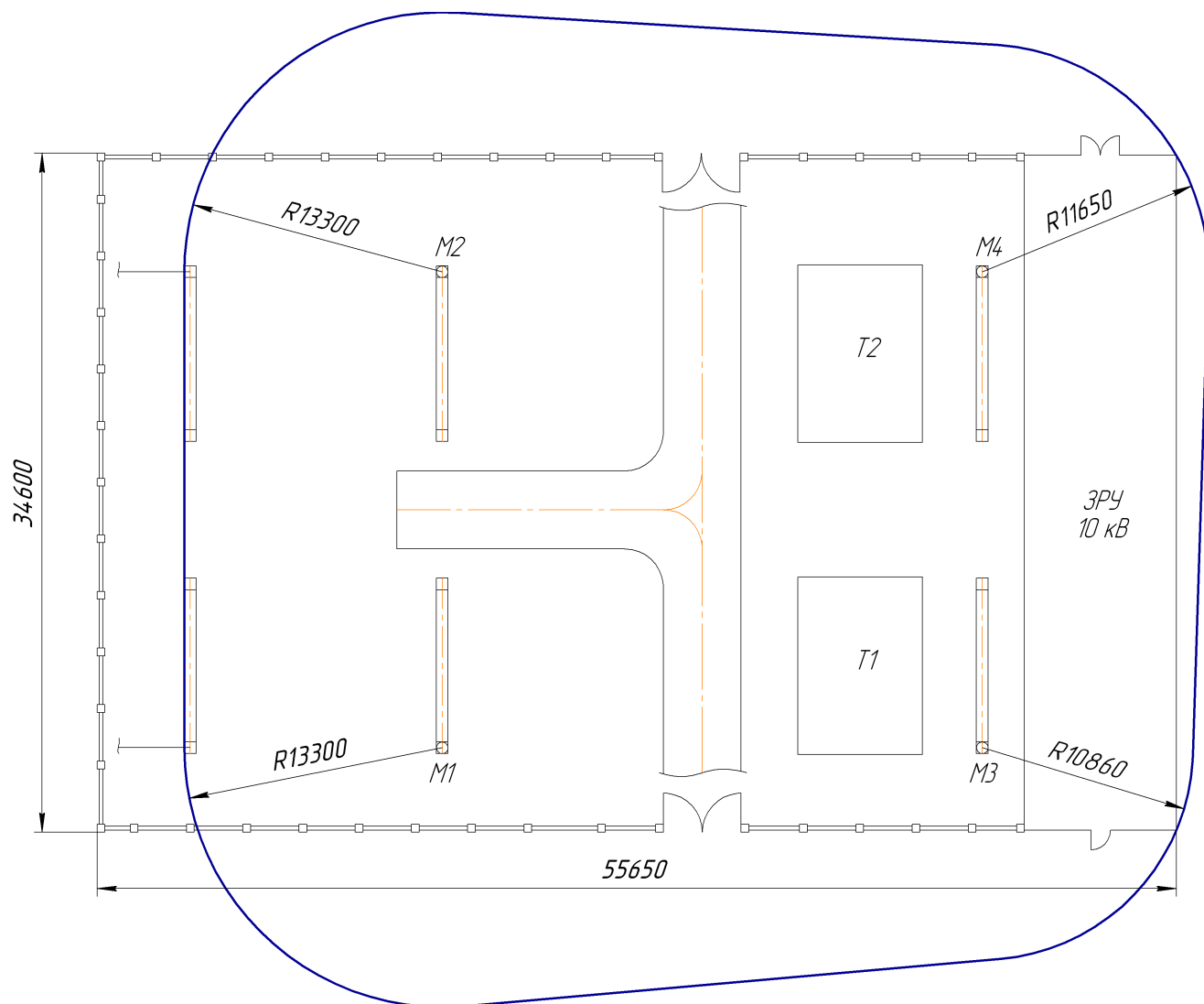


Рисунок 11.4 – Зона защиты молниеотводов

Таблица 11.2 – Определение параметров молниеотводов

	M1	M2	M3	M4
$r_x$ , м	13,3	13,3	10,86	11,65
$h_x$ , м	14,0	14,0	5,65	5,65
$h$ , м	27,6	27,6	16,5	17,1
$h_0$ , м	23,4	23,4	14,0	14,6
$r_0$ , м	33,1	33,1	19,8	20,5

Рассмотрим зоны защиты двойных молниеотводов. Молниеотвод считается двойным, когда расстояние между стержневыми молниеприемниками  $L$  не превышает предельной величины  $L_{max}$ .

Размеры внутренних областей двойного молниеотвода определяются параметрами  $h_0$  и  $h_c$  первый из которых задаёт максимальную высоту зоны непосредственно у молниеотвода, а второй – минимальную высоту зоны посередине между молниеотводами.

Определение параметров внутренних областей двойного молниеотвода производится из условий

$$\begin{cases} L \leq L_c, \\ h_{c0} = h_0, \\ L_{\max} = 5,75 \cdot h, \\ L_c = 2,5 \cdot h. \end{cases} \quad (11.3)$$

$$h_c = \frac{h_{01} + h_{02}}{2}, \quad (11.4)$$

$$r_c = \frac{r_{01} + r_{02}}{2}, \quad (11.5)$$

где  $L$  – расстояние между молниеотводами, м;

$L_{\max}$ ,  $L_c$  – предельные расстояния, м.

Параметров внутренних областей двойных молниеотвода, определённые по формулам (11.3) – (11.5), представлены в таблице 11.3.

Таблица 11.3 – Определение параметров внутренних областей двойных молниеотвода

Обозначение	M12	M34	M13	M24
$L$ , м	24,4	24,4	27,9	27,9
$L_c$ , м	68,9	68,9	55,0	55,8
$L_{\max}$ , м	158,4	158,4	126,5	128,4
$h_c$ , м	23,4	23,4	18,7	19,0
$r_c$ , м	33,1	20,1	26,4	26,8

#### 11.4 Расчёт защитного заземления ГПП

Заземляющие устройства являются составной частью всех электроустановок и служат для обеспечения необходимого уровня безопасности в зоне обслуживания электроустановок и за их пределами. Для отвода в землю импульсных токов с молниеотводов и ограничителей перенапряжений, для создания цепи при работе защиты от замыкания на землю и для стабилизации напряжения фаз электрических сетей относительно земли. Заземлению подлежат корпуса электрических машин, трансформаторов, приводы электрических аппаратов, каркасы распределительных щитов, щитов управления, а также вторичные обмотки измерительных трансформаторов.

Исходные данные для расчета заземления подстанции:

Расстояние между полосами – 5 м;

Длина вертикальных заземлителей –  $l_b = 5$  м;

Глубина заложения заземлителя –  $t = 0,7$  м.

Разр.				13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
Пров.					76
Изм	Лист	№ документа	Подп.		Дата



## Расчётная длительность воздействия тока на человека

$$\tau_B = t_{p.з} + t_{o.в}, \quad (11.6)$$

где  $t_{p.з} = 0,12$  – время действия релейной защиты трансформатора ГПП, с;

$t_{o.в} = 0,06$  – время отключения выключателя, с.

По формуле (11.6) получим  $\tau_B = 0,18$  с. Данной длительности воздействия тока на человека соответствует допустимое напряжение прикосновения равное  $U_{пр.доп} = 400$  В [49].

Коэффициент напряжения прикосновения

$$K_{п} = \frac{M \cdot \beta}{\left( \frac{l_B \cdot L_{г}}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (11.7)$$

где  $M = 0,69$  – параметр, зависящий от соотношения  $\rho_1 / \rho_2$ ;

$L_{г} = 865$  – длина горизонтальных заземлителей, м;

$l_B = 5$  – длина вертикального заземлителя, м;

$a = 10$  – расстояние между вертикальными заземлителями, м;

$\beta$  – коэффициент, учитывающий сопротивление стекания тока на землю;

$S = 1925$  – площадь подстанции, м<sup>2</sup>.

Коэффициент, учитывающий сопротивление стекания тока на землю

$$\beta = \frac{R_{ч}}{R_{ч} + 1,5 \cdot \rho_1}, \quad (11.8)$$

где  $R_{ч} = 1000$  – сопротивление тела человека, Ом;

$\rho_1 = 300$  – удельное сопротивление поверхностного слоя земли, Ом·м.

По формуле (11.8) найдем  $\beta = 0,69$ , тогда по выражению (11.7)  $K_{п} = 0,17$ .

Напряжение на заземлителе

$$U_3 = \frac{U_{пр.доп.}}{k_{п}}, \quad (11.9)$$

где  $U_{пр.доп} = 400$  – допустимое напряжение прикосновения, В [43].

По формуле (11.9)  $U_3 = 2353$  В.

Сопротивление заземляющего устройства согласно ПУЭ [13] не должно превышать допустимого значения 0,5 Ом.

Действительный план заземляющего устройства (лист 3) преобразуем в расчетную модель со стороной  $\sqrt{S} = 43,9$  м.

Разр.					13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						77
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Число ячеек по стороне квадрата

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1. \quad (11.10)$$

Длина полос в расчетной модели

$$L_r^I = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1). \quad (11.11)$$

Длина сторон ячейки

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}. \quad (11.12)$$

Число вертикальных заземлителей по периметру контура при  $a/l_B = 1$

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_B}. \quad (11.13)$$

Расстояние между вертикальными заземлителями

$$a = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{n_B}. \quad (11.14)$$

Общая длина вертикальных заземлителей

$$L_B = l_B \cdot n_B. \quad (11.15)$$

Параметры расчетной модели заземляющего устройства, определенные по формулам (11.10) – (11.15), представим 11.4.

Таблица 11.4 – Определение параметров расчётной модели заземляющего устройства

$L_r$ , м	$m$ , шт	$L_r^I$ , м	$b$ , м	$n_B$ , шт	$a$ , м	$L_B$ , м
865	9	878	4,88	35	5,0	175

Общее сопротивление сложного заземлителя

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_{\text{эк.с}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{эк.с}}}{L_r^I + L_B}, \quad (11.16)$$

	Разр.				13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					78
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

где  $A$  – безразмерный коэффициент, зависящий от соотношения удельных электрических сопротивлений слоев земли;

$\rho_{\text{эк.с}}$  – эквивалентное удельное среднее сопротивление земли, Ом·м.

Величина коэффициента  $A$  зависит от относительной глубины

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} > 0,1, \quad (11.17)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}, \quad (11.18)$$

где  $t$  – глубина прокладки заземляющего устройства, м.

Эквивалентное удельное среднее сопротивление земли найдем из условий

$$\begin{cases} \rho_{\text{эк.с}} = \rho_2 \left( \frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^\Delta, \\ \frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{120}{40} = 3 > 10, \\ \Delta = 0,43 \frac{h_c - t}{l_B} + 0,271g \frac{a}{l_B}. \end{cases}, \quad (11.19)$$

где  $h_c = 2,2$  – толщина слоя сезонных изменений, м.

Расчет сопротивления заземляющего устройства, выполненный по формулам (11.17) – (11.19), представим в таблице 11.5.

Таблица 11.5 – Расчет сопротивления заземляющего устройства

$l_B$ , м	$t$ , м	$A$	$\Delta$	$\rho_1$ , Ом·м	$\rho_2$ , Ом·м	$\rho_{\text{эк.с}}$ , Ом·м	$R_3$ , Ом
5	0,7	0,353	0,13	120	40	46	0,41

Из данных, представленных в таблице 11.5, возможно сделать вывод, что сопротивление заземляющего устройства подстанции, равной 0,41 Ом не превышает допустимой величины  $R_{\text{доп}} = 0,5$  Ом.

### 11.5 Освещение открытого распределительного устройства

Освещение открытого распределительного устройства выполняется в соответствии с требованиями, представленными в СП52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение» [5]. Территория ГПП освещается прожекторами, питающимися от сети переменного тока напряжением 220 В.

Разр.				13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
Пров.					79
Изм	Лист	№ документа	Подп.		Дата

Ремонтное освещение осуществляется от переносных светильников с лампами накаливания на напряжение 12 В.

Суммарный световой поток [50]

$$\sum \Phi = E_n \cdot S \cdot k_3 \cdot k_n, \quad (11.20)$$

где  $E_n = 10$  – нормируемая величина освещённости, лк;

$k_3 = 1,5$  – коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнения отражателя, защитного стекла, лампы;

$k_n = 1,5$  – коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещённой площадки;

$S=1925$  – площадь, освещаемой площадки, м<sup>2</sup>.

По формуле (11.20) получим  $\sum \Phi = 43313$  лк.

Для освещения принимаем прожектора марки ПЗС-35 со следующими техническими характеристиками:

– тип лампы – НГ 220-200;

– КПД прожектора  $\eta_{пр} = 0,46$ ;

– максимальная сила света  $J_{max} = 46000$  кд;

– световой поток лампы прожектора  $\Phi_n = 24500$  лм.

Необходимое число прожекторов

$$N_{пр} = \frac{\sum \Phi}{\Phi_n \cdot \eta_{пр}}. \quad (11.21)$$

По выражению (11.21) найдём  $N_{пр} = 4$  шт.

Определим высоту установки прожектора [51]

$$H = \sqrt{\frac{J_{max}}{700}}, \quad (11.22)$$

где  $I_{max}$  – максимальная (осевая сила света прожектора), кд.

По формуле (11.23) получим  $H = 8,1$  м. Таким образом, четыре прожектора устанавливаем на мачтах освещения на четырех сторонах ОРУ-110 кВ.

## 11.6 Обеспечение пожарной безопасности

Для предотвращения возгорания принятого к установке электрооборудования в проекте предусмотрены следующие меры пожарной безопасности:

– на каждом уровне системы электроснабжения выбраны устройства релейной защиты и автоматики, которые подробно представлены в разделе «Релейная защита» (п.10);

Разр.					13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						80
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

– произведена проверка кабелей по термической стойкости к токам короткого замыкания (таблица 7.6);

– силовые трансформаторы, выбраны с учётом допустимой перегрузочной способности, предусмотренной ПУЭ [13], и представлены в таблице 2.2.

Противопожарная защита обеспечивается путём:

– применением средств пожаротушения, нормы первичных средств пожаротушения представлены в таблице 11.3 согласно Правилам [52];

– применение автоматических установок пожарной сигнализации и пожаротушения в ЗРУ-10 кВ согласно Нормам [53];

– организацией с помощью технических средств, включая автоматические, своевременного оповещения и эвакуации людей.

Устройство, правила применения первичных средств пожаротушения рассмотрено на примере углекислотных огнетушителей (лист 6).

Таблица 11.3 – Нормы первичных средств пожаротушения [52]

Наименование помещений, сооружений и установок	Единица занимаемой площади или установки	Огнетушители				Ящик с песком, вместимостью 0,5 м <sup>3</sup>
		Пенные, вместимость, л	Порошковые, вместимость, л	Углекислотные, вместимость, л		
				10	5	
Главные щиты управления	Помещение щита управления	-	-	4	1	-
Трансформаторы с количеством масла более 10 тн	Трансформатор ТРДН-80000/110/10/10	2	2	-	-	1

Ограничение распространения пожара за пределы очага достигается применением средств, предотвращающих или ограничивающих разлив и растекание жидкостей при пожаре: маслоприемников, маслоотводов, маслосборников.

При выполнении маслоприемников, маслоотводов, маслосборника согласно ПУЭ [13] должны быть соблюдены следующие требования:

– габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора более чем на 1 м;

– объем маслоприемника с отводом масла должен рассчитываться на единовременный прием 100% масла, залитого в трансформатор;

– устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода;

– маслоприемники с отводом масла должны быть выполнены заглубленными. Маслоприемники с отводом масла необходимо выполнять с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий толщиной слоя 0,25 м;

– маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений: 50% масла и полное количество воды удаляются не более чем за 0,25 ч. Маслоотводы выполнены в виде подземных трубопроводов;

– маслосборник должен быть предусмотрен закрытого типа и вмещать полный объем масла трансформатора, а также 80% общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборник необходимо оборудовать сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника и маслосборника должны быть защищены маслостойким покрытием.

#### Выводы по разделу одиннадцать

В данном разделе рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности и охраны труда на предприятии, выполнен расчет молниезащиты, защитного заземления и освещения.

	Разр.				13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					82
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе выполнен проект электроснабжения цеха холодной прокатки Харьковского металлургического завода.

Расчёт электрических нагрузок на каждом уровне системы электроснабжения цеха холодной прокатки позволил разработать схемы внешнего и внутривозовского распределения электрической энергии. Схема внешнего электроснабжения выполнена по схеме 110-4Н – два блока с выключателями и ремонтной перемычкой. Распределительное устройство 110 кВ выполнено открытого типа с применением элегазовых коммутационных и измерительных аппаратов.

Внутривозовское распределительное устройство выполнено по смешанной схеме. В ЗРУ-10 кВ выбраны комплектные шкафы марки К-129, которые снабжены вакуумными выключателями VF-10, трансформаторами тока ТЛП-10 и антирезонансными трансформаторами напряжения НАМИ-10. Отходящие от ЗРУ-10 кВ выполнены кабелями из сшитого полиэтилена типа АПвП-10 следующих сечений: 95, 240 мм<sup>2</sup>. Все электрооборудование выбрано с учётом перегрузочной способности в послеаварийных режимах, а также с учетом динамической и термической стойкости к токам короткого замыкания.

Рассмотрению подлежали вопросы безопасности жизнедеятельности и охраны труда на предприятии, выполнен расчет молниезащиты, защитного заземления и освещения.

Произведён расчет уставок релейной защиты трансформатора ТСЗП-6300/10. При реализации схемы релейной защиты использовались микропроцессорные терминалы Seram T20.

	Разр.				13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					83
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Состояние и перспективы развития вакуумных и элегазовых выключателей. – <https://forca.ru/stati/podstancii/sostoyanie-i-perspektivy-razvitiya-vakuumnyh-i-elegazovyh-vyklyuchateley.html>. Дата обращения: 11.06.2020.
- 2 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин. – М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 352 с.
- 3 Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
- 4 РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 12 с.
- 5 СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение. – М.: Изд-во стандартов, 2016. – 136 с.
- 6 Киреева, Э.А. Справочник электрика / Э.А. Киреева, С.А. Цырук. – М: Колос, 2007. – 464с.
- 7 Каталог шинопроводов. – [http://klmengineering.ru/upload/iblock/bcb/4-SHinoprovod\\_.pdf](http://klmengineering.ru/upload/iblock/bcb/4-SHinoprovod_.pdf). Дата обращения: 11.06.2020.
- 8 Технические характеристики энергосберегающих трансформаторов марки ТМГ33. – <https://metz.by/transformatory-silovye-maslyanye/transformator-tmg33>. Дата обращения: 11.06.2020.
- 9 Рекомендации по проектированию систем внутрицехового электроснабжения с параллельной работой трансформаторов КТП. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 24 с.
- 10 Каталог продукции трансформаторного оборудования производства «Уралэлектротяжмаш». – <https://silovoytransformator.ru/6-10-kv/ts-tsz-tszs-tsp-tszp-trsdp-ospch-tszpu-uralektrotyazhmash.htm>. Дата обращения: 11.06.2020.
- 11 Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. №380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. – <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=256534>. Дата обращения: 11.06.2020.
- 12 Номенклатурный каталог ООО «Тольяттинский трансформатор. – [http://www.transformator.com.ru/docs/НК\\_ТТ,ООО\\_2016%20г.pdf](http://www.transformator.com.ru/docs/НК_ТТ,ООО_2016%20г.pdf). Дата обращения: 11.06.2020.
- 13 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 848 с.
- 14 Элегазовые баковые выключатели серии ВЭБ-УЭТМ. – <http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/?url=bakovyevyklyuchateli+seriy+vgbveb>. Дата обращения: 11.06.2020.
- 15 Разъединители наружной установки серии РДЗ на 35 – 220 кВ. – [http://www.zeto.ru/download/1698/\\_35-220.pdf](http://www.zeto.ru/download/1698/_35-220.pdf). Дата обращения: 11.06.2020.

	Разр.				13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					84
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		



16 Трансформаторы напряжения (измерительные) типа ЗНОГ. – [https://zeto.ru/products\\_and\\_services/high\\_voltage\\_equipment/transformatory-napryazheniya-izmeritelnye-elegazovye](https://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/transformatory-napryazheniya-izmeritelnye-elegazovye). Дата обращения: 11.06.2020.

17 Ограничители перенапряжений для сетей 3-750 кВ. – <https://opnzeu.ru/opn/>. Дата обращения: 11.06.2020.

18 Заземлитель нейтрали силового трансформатора. – [https://zeto.ru/products\\_and\\_services/high\\_voltage\\_equipment/zazemliteli/zon-110-kv](https://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/zazemliteli/zon-110-kv). Дата обращения: 11.06.2020.

19 Тарифы на электрическую энергию в городе Харьков. – <https://www.zbutenergo.kharkov.ua/consumers/tarifs>. Дата обращения: 11.06.2020.

20 Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанции и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК». – М.: МРСК, 2012. – 72 с.

21 НТП ЭПП-94. Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Изд-во стандартов, 1994. – 48 с.

22 Каталог продукции. Кабели и провода. – [https://www.holdcable.com/upload/iblock/a1f/1\\_КНКА\\_obshchiy-katalog\\_2019.pdf](https://www.holdcable.com/upload/iblock/a1f/1_КНКА_obshchiy-katalog_2019.pdf). Дата обращения: 11.06.2020.

23 Комплектные распределительные устройства 6(10) кВ К-129 «Оптим». – <http://moselectro.ru/upload/iblock/f76/f76262b55f86f4062a1b069fcf5d96d4.pdf>. Дата обращения: 11.06.2020.

24 Вакуумный выключатель 10 кВ серии VF12. Руководство по эксплуатации. – [http://www.elteh.ru/upload/iblock/6ff/Operating\\_manual\\_VF12.pdf](http://www.elteh.ru/upload/iblock/6ff/Operating_manual_VF12.pdf). Дата обращения: 11.06.2020.

25 Трансформаторы тока литые проходные ТЛП. – <https://keaz.ru/catalog/srednevoltное-obrudovanie-do-35kv/transformatory-izmeritelnie-visokovoltne>. Дата обращения: 11.06.2020..

26 Разъёмный трансформатор тока для защиты. – [http://www.cztt.ru/tzrl\\_zashita.html](http://www.cztt.ru/tzrl_zashita.html). Дата обращения: 11.06.2020.

27 Антирезонансные трансформаторы напряжения серии НАМИ. – <https://www.ramenergy.ru/products>. Дата обращения: 11.06.2020.

28 Трансформаторы марки ТСКС. – <http://www.zvo.ru/kru/645.html>. Дата обращения: 11.06.2020.

29 Комплектные трансформаторные подстанции внутренней установки. – [https://www.chelzeo.ru/catalog/ktp/ktp\\_vnutrenney\\_ustanovki/](https://www.chelzeo.ru/catalog/ktp/ktp_vnutrenney_ustanovki/). Дата обращения: 20.06.2020.

30 Камеры КСО. – [https://www.chelzeo.ru/catalog/kamery\\_kso/](https://www.chelzeo.ru/catalog/kamery_kso/) Дата обращения: 11.06.2020.

31 Автоматические выключатели на большие токи для передачи мощности Masterpact. – <http://www.schneider-electric.ru/ru/product-range/1007-masterpact-nw> Дата обращения: 11.06.2020.

32 Шинные трансформаторы тока ТШЛ-0,66. – [http://www.cztt.ru/TSHL\\_066.html](http://www.cztt.ru/TSHL_066.html). Дата обращения: 11.06.2020.

	Разр.				13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					85
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

- 33 Комплектные токопроводы и шинопроводы. – [http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/3\\_compl\\_tokopr\\_shinoprovo2007.pdf](http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/3_compl_tokopr_shinoprovo2007.pdf). Дата обращения: 11.06.2020.
- 34 ГОСТ Р 52736-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. – М.: Стандартинформ, 2007. – 44 с.
- 35 Приложение «Индексы изменения сметной стоимости на III квартал 2019 г.» к письму Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 09.10.2019 г. №38021-юг/09.
- 36 Каталог продукции ТОО «Усть-Каменогорский конденсаторный завод». – <https://www.ukkz.com/ru/catalog>. Дата обращения: 11.06.2020.
- 37 Иванов, В.С. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий / В.С. Иванов, В.И. Соколов – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 336 с.
- 38 ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Изд-во стандартов, 2013. – 26 с.
- 39 ГОСТ Р 51317.2.4-2000. Совместимость технических средств электромагнитная. Электромагнитная обстановка. Уровни электромагнитной совместимости для низкочастотных кондуктивных помех в системах электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Изд-во стандартов, 2000. – 19 с.
- 40 Овчаренко, А.С. Повышение эффективности электроснабжения промышленных предприятий: учебник / А.С. Овчаренко.– Киев.: Техника, 1989. – 287 с.
- 41 Руководство по эксплуатации Sepam серии 20. – [https://schneider.center/sites/default/files/files/documentation/rukovodstvo\\_polzovately\\_a\\_sepam\\_20.pdf](https://schneider.center/sites/default/files/files/documentation/rukovodstvo_polzovately_a_sepam_20.pdf). Дата обращения: 11.06.2020.
- 42 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 273 с.
- 43 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика СЭС: учебник для ВУЗов / В.А. Андреев. – 3-е изд. – М.: ВШ, 2006. – 485 с.
- 44 Предохранитель ПП57-40680-800А-У3-КЭАЗ. – <https://keaz.ru/catalog/predohraniteli/predohraniteli-nizkovoltnie/pp57/111237>. Дата обращения: 11.06.2020.
- 45 ГОСТ 2585-81. Выключатели автоматические быстродействующие постоянного тока. Общие технические условия. – <http://docs.cntd.ru/document/1200013236>. Дата обращения: 11.06.2020.
- 46 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Росминтруд, 2013. – 45 с.
- 47 СО 153-34.03.603-2003. Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. – М.: Изд-во стандартов, 2003. – 26 с.
- 48 СО 153-343.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, строений и промышленных коммуникаций. – М.: Энергоатомиздат, 2003 – 48 с.
- 49 ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. – М.: Энергоатомиздат, 1982 –16 с.

	Разр.				13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					86
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

50 Справочная книга по светотехнике / Под ред. Ю. Б. Айзенберга. – М.: Знак, 2006. – 952 с.

51 ГОСТ 12.1.046 – 85 ССБТ. Нормы освещения строительных площадок. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 12 с.

52 ВППБ 01-02-95. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 36 с.

53 НПБ-110-2003. Нормы пожарной безопасности. Перечень зданий, сооружений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией. – М.: Изд-во стандартов, 2003. – 12 с.

	Разр.				13.03.02.2020.452.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					87
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		