

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 группы цехов
Нижнесергиевского метизно-металлургического завода

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по БЖД
д.т.н., профессор

_____ В.Ф. Бухтояров
« ____ » _____ 2020 г.

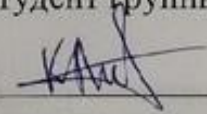
Руководитель проекта
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина
« ____ » _____ 2020 г.

Консультант по релейной защите
старший преподаватель

_____ И.П. Титов
« ____ » _____ 2020 г.

Автор проекта
студент группы ПЗ-573

 _____ К.А. Лир
« 21 » 06 _____ 2020 г.

Нормоконтролёр
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина
« ____ » _____ 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 группы цехов
Нижнесергиевского метизно-металлургического завода

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по БЖД
д.т.н., профессор

_____ В.Ф. Бухтояров

« ___ » _____ 2020 г.

Руководитель проекта
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина

« ___ » _____ 2020 г.

Консультант по релейной защите
старший преподаватель

_____ И.П. Титов

« ___ » _____ 2020 г.

Автор проекта
студент группы ПЗ-573

_____ К.А. Лир

« ___ » _____ 2020 г.

Нормоконтролёр
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина

« ___ » _____ 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
Лир Кристины Андреевны

Группа ПЗ-573

1 Тема работы

Электроснабжение группы цехов Нижнесергиевского
метизно-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»

4 Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов)

- 1 Сравнение современных отечественных и передовых зарубежных технологий и решений
- 2 Определение электрических нагрузок группы цехов Нижнесергиевского метизно-металлургического завода
- 3 Техничко-экономическое обоснование типа трансформаторов цеховых ТП
- 4 Определение мощности и количества трансформаторов цеховых ТП
- 5 Определение величины напряжения внешнего электроснабжения и и единичной мощности трансформаторов ГПП
- 6 Выбор схемы и обоснование величины напряжения внешнего электроснабжения
- 7 Особенности схемы внутризаводского электроснабжения. Выбор кабельных линий
- 8 Определение токов короткого замыкания
- 9 Подбор электрооборудования для внутризаводской схемы электроснабжения
- 10 Обоснование и выбор устройств компенсации реактивной мощности
- 11 Качество электрической энергии
- 12 Спецвопрос. Обзор конструктивного исполнения комплектных трансформаторных подстанций
- 13 Релейная защита трансформатора ТСЗП-2500/10
- 14 Безопасность жизнедеятельности

5 Перечень графического материала

1 План генеральный группы цехов Нижнесергиевского метизно-металлургического завода	- 1 лист
2 Схема электроснабжения группы цехов Нижнесергиевского метизно-металлургического завода	- 1 лист
3 Чертеж конструктивный главной понизительной подстанции	- 1 лист
4 Особенности конструкции элементов КТП	- 1 лист
5 Схема релейной защиты трансформатора ТСЗП-2500/10	- 1 лист
6 Конструкция блокировок разъединителя РДЗ-110	- 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 Н.Ю. Аверина

Задание принял к исполнению К.А. Лир

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Готовность (дата)	Отметка о выполнении руководителя
1 Введение		
2 Сравнение современных отечественных и передовых зарубежных технологий и решений	07.02.20	
3 Определение электрических нагрузок группы цехов Нижнесергиевского метизно-металлургического завода	14.02.20	
4 Техничко-экономическое обоснование типа трансформаторов цеховых ТП	17.02.20	
5 Определение мощности и количества трансформаторов цеховых ТП	24.02.20	
6 Определение величины напряжения внешнего электро-снабжения и единичной мощности трансформаторов ГПП	28.02.20	
7 Выбор схемы и обоснование напряжения внешнего электроснабжения	04.03.20	
8 Особенности схемы внутризаводского электроснабжения. Выбор кабельных линий	09.03.20	
9 Определение токов короткого замыкания	13.03.20	
10 Подбор электрооборудования для внутризаводской схемы электроснабжения	18.03.20	
11 Обоснование и выбор устройств компенсации реактивной мощности	20.03.20	
12 Качество электрической энергии	27.03.20	
13 Спецвопрос. Обзор конструктивного исполнения комплектных трансформаторных подстанций	14.04.20	
14 Релейная защита трансформатора ТСЗП-2500/10	23.04.20	
15 Безопасность жизнедеятельности	12.05.20	
16 Графическая часть:	20.05.20	
16.1 План генеральный группы цехов Нижнесергиевского метизно-металлургического завода	25.05.20	
16.2 Схема электроснабжения группы цехов Нижнесергиевского метизно-металлургического завода		
16.3 Чертеж конструктивный главной понизительной подстанции		
16.4 Особенности конструкции элементов КТП		
16.5 Схема релейной защиты трансформатора ТСЗП-2500/10		
16.6 Конструкция блокировок разъединителя РДЗ-110		
17 Оформление пояснительной записки	25.05.20	

Заведующая кафедрой

(подпись)

И.М. Кирпичникова

Руководитель работы

(подпись)

Н.Ю. Аверина

Студент

(подпись)

К.А. Лир

АННОТАЦИЯ

Лир К.А. Электроснабжение группы цехов Нижнесергиевского метизно-металлургического завода – Челябинск, ЮУрГУ, ПЗ, 2020, 108 с, 18 ил., 58 табл., библиогр. список 64 наим., 7 листов чертежей ф. А1

Целью выпускной квалификационной работы является составление проекта электроснабжения группы цехов Нижнесергиевского метизно-металлургического завода.

Расчёт электрических нагрузок на каждом уровне системы электроснабжения группы цехов Нижнесергиевского метизно-металлургического завода позволил разработать схемы внешнего и внутривзаводского 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.

Внутривзаводское распределительное устройство выполнено по смешанной схеме. В ЗРУ-10 кВ выбраны комплектные шкафы марки D-12P, которые снабжены вакуумными выключателями ВВ/TEL, трансформаторами тока ТОЛ-10 и антирезонансными трансформаторами напряжения НАМИ-10. Отходящие от ЗРУ-10 кВ выполнены кабелями из сшитого полиэтилена типа АПвЭКПу-10.

Предусмотрена установка компенсирующих устройств в сети 10 и 0,4 кВ. Для нормализации показателей качества электрической энергии внедрены фильтрокомпенсирующие устройства.

Рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности на примере главной понизительной подстанции.

Выполнен расчет уставок релейной защиты трансформатора полупроводников ТСЗП-2500/10.

13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	Электроснабжение группы цехов Нижнесергиевского метизно- металлургического завода			Лит.	Лист	Листов		
Разраб.	Лир							В	К	Р	3	108
Пров.	Аверина							ФГАОУ ВО «ЮУрГУ(НИУ)» Кафедра ЭССиСЭ				
Реценз.												
Н. контр.	Аверина											
Утв.	Кирпичникова											

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ		
Технический паспорт		5
СРАВНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ.....		8
Выводы по разделу		9
1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ГРУППЫ ЦЕХОВ НИЖНЕСЕРГИЕВСКОГО МЕТИЗНО-МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОГО ЗАВОДА		
1.1 Определение электрических нагрузок по электроремонтному цеху.....		10
1.2 Определение электрических нагрузок для группы цехов Нижнесергиевского метизно-металлургического завода		17
1.3 Определение параметров картограммы электрических нагрузок.....		18
Выводы по разделу один.....		20
2 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТП.....		21
Выводы по разделу два		25
3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТИ И КОЛИЧЕСТВА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТП.....		26
Выводы по разделу три		30
4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ЕДИНИЧНОЙ МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП		31
Выводы по разделу четыре		34
5 ВЫБОР СХЕМЫ И ОБОСНОВАНИЕ ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ		35
5.1 Расчёт потерь электрической энергии в трансформаторах и питающих линиях электропередачи		36
5.2 Выбор коммутационного и контрольно-измерительного электрооборудования в схеме внешнего электроснабжения предприятия		39
5.3 Выбор величины оптимального напряжения внешнего электроснабжения по технико-экономическим параметрам.....		40
Выводы по разделу пять		44
6 ОСОБЕННОСТИ СХЕМЫ ВНУТРИЗАВОДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ. ВЫБОР КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ		45
Выводы по разделу шесть		47
7 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ		49
Выводы по разделу семь		55
8 ПОДБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ВНУТРИЗАВОДСКОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ		
8.1 Комплектация ЗРУ-10 кВ.....		56

	Разр.				13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ		Лист
	Пров.						4
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата			

8.2	Выбор комплектных трансформаторных подстанций.....	58
8.3	Выбор комплектных токопроводов	61
8.4	Выбор кабелей по термической стойкости	61
	Выводы по разделу восемь	63
9	ОБОСНОВАНИЕ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	64
	Выводы по разделу девять	69
10	КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ	
10.1	Определение коэффициента искажения синусоидальности напряжения	70
10.2	Определение величины провала напряжения	74
	Выводы по разделу десять	75
11	СПЕЦВОПРОС. ОБЗОР КОНСТРУКТИВНОГО ИСПОЛНЕНИЯ КОМПЛЕКТНЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ	
11.1	Комплектация трансформаторной подстанции.....	76
11.2	Основные элементы КТП.....	76
11.2.1	Конструктивное исполнение шкафа ввода ШВ-1	76
11.2.2	Конструктивное исполнение шкафа с вводным выключателем	77
11.2.3	Конструктивное исполнение шкафа с автоматизированной конденсаторной установкой.....	79
11.2.4	Конструктивное исполнение шкафа отходящих линий....	80
11.2.5	Силовые трансформаторы	81
	Выводы по разделу одиннадцать.....	82
12	РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА ТСЗП-2500/10	
12.1	Защита от перегрузок	84
12.2	Мгновенная токовая защита.....	85
12.3	Защита от однофазных замыканий на землю	86
12.4	Защита от перегрева	87
12.5	Защита полупроводникового преобразователя.....	88
	Выводы по разделу двенадцать	89
13	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	
13.1	Территория, компоновка и конструктивная часть ГПП	90
13.2	Устройства сигнализации и контроля изоляции в сети 10 кВ	93
13.3	Пожарная безопасность	94
13.4	Молниезащита ГПП.....	95
13.5	Освещение ОРУ-110/10 кВ	97
13.6	Расчет заземления.....	98
	Выводы по разделу тринадцать	103
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	104
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	105

ВВЕДЕНИЕ

Нижнесергиевский метизно-металлургический завод – это производственное предприятие, представляющее собой металлургический комплекс с полным производственным циклом: от выплавки стали до получения готовой продукции. Основной продукцией метизно-металлургического завода является: проволока стальная, металлоткань, болты, гайки, заклепки.

Рассматриваемая группа цехов нижнесергиевского метизно-металлургического завода располагается на территории площадью 175 тыс. м² и включает в себя семнадцать цехов с суммарной установленной мощностью 38,0 МВт, причём 17,3 МВт из которых приходится на высоковольтные электроприемники: тиристорные преобразователи частоты, а также синхронные двигатели. Номинальное напряжение всех высоковольтных электроприемников составляет 10 кВ.

На Нижнесергиевском метизно-металлургическом заводе 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: прокатный цех (№1), сталепроволочный цех (№2), оцинковальный цех (№4), насосная станция (№5), насосно-фильтровальная станция (№7), гвоздильный цех (№8), блок очистных сооружений (№12), центральная заводская лаборатория (№15), циркуляционно-насосная станция (№17).

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: склад №1 (№3), градирня (№6), склад №2 (№9), склад готовой продукции (№10), склад материалов (№11), электроремонтный цех (№13).

Метизно-металлургический завод 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: 35 и 110 кВ, а также 900 и 3550 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, колебания и растягивающие усилия, а также грунт отличен высокой коррозионной активностью.

Технический паспорт проекта

1 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1 кВ – 38010 кВт.

	Разр.				13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					6
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

2 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением свыше 1 кВ – 17320 кВт (шесть тиристорных преобразователя частоты по 1800 кВт, четыре синхронных двигателя по 630 кВт, четыре синхронных двигателя по 1000 кВт).

3 Категория основных потребителей по надёжности электроснабжения – II.

4 Активная расчётная мощность на шинах главной понизительной подстанции: 28449 кВт.

5 Коэффициент реактивной мощности: естественный $\text{tg}\varphi_e=0,53$; заданный энергосистемой $\text{tg}\varphi_3=0,50$; расчётный $\text{tg}\varphi_{p1}=0,49$; $\text{tg}\varphi_{p3}=0,49$.

6 Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.

7 Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 3550 МВ·А, тип и сечение питающих линий ВЛ 110 кВ – АС-70/11.

8 Расстояние от предприятия до питающей подстанции 11,5 км.

9 Количество, тип и мощность трансформаторов главной понизительной подстанции: 2хТРДН-25000/110-У1.

10 Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия 10 кВ.

11 Трансформаторные подстанции с трансформаторами типа ТМГ33, мощностью 400, 1000, 1600, 2500 кВ·А.

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

13 Число часов использования максимума нагрузки 4355 ч/год.

14 Тип и сечение кабельных линий: АПвЭКПу-10 с сечением 50, 95, 120 мм².

	Разр.				13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					7
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		


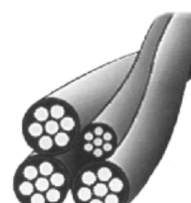

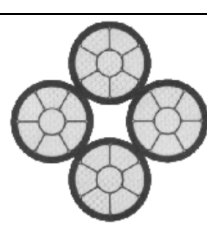
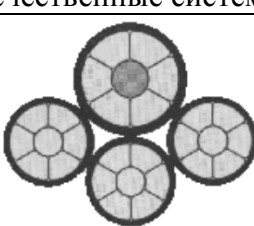
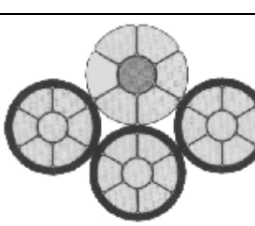
СРАВНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

Самонесущий изолированный провод (СИП) – это тип провода, предназначенного для передачи и распределения электрической энергии в воздушных силовых сетях напряжением до 35 кВ.

Самонесущие изолированные провода, в отличие от проводов неизолированных, имеют изолирующее полиэтиленовое покрытие на фазных проводах и, в зависимости от модификации, имеют или не имеют подобное покрытие на несущем нейтральном проводе. Кроме того, есть разновидность СИП без несущего провода, у которой все четыре провода изолированы. Все три системы СИП разработаны за рубежом и на сегодняшний день являются равноправными, поскольку они одинаково широко получили распространение в десятках стран [1].

Итак, в настоящее время, существуют три системы СИП, обладающие определенными преимуществами и недостатками. Характеристики данных систем представлены в таблицах А и Б.

Таблица А – Сравнительная таблица конструктивных характеристик отечественных и зарубежных СИП

Самонесущая система проводов СИП ("Шведская система") [1]	СИП с изолированной несущей нейтралью ("Французская система") [2]	СИП с голой несущей нейтралью ("Финская система") [3]
1	2	3
Зарубежные системы		
		
ALUS, EX	Torsada, AXKA-T, AMKA-T	AXKA, AMKA
Отечественные системы		
		
СИП-4	СИП-2, СИП-2А	СИП-1, СИП-1А
Несущий провод отсутствует. Все проводники из алюминия. Все проводники равного сечения.	Вокруг изолированного несущего нулевого провода скручены изолированные фазные провода. Несущий трос выполнен из алюминиевого сплава высокой прочности.	Вокруг неизолированного («голового») несущего нулевого провода скручены изолированные фазные провода. Несущий трос выполнен из алюминиевого сплава высокой прочности.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ

Продолжение таблицы А

1	2	3
Самонесущая система СИП состоит из 4-х изолированных алюминиевых жилы. Механическая прочность и сечение всех 4-х жил одинаковы. При натяжении линии все 4 жилы несут одинаковую нагрузку. Линии абонентов для всех 3-х систем проводов применяются обычно также самонесущего типа и состоят из 2-х или 4-х скрученных изолированных алюминиевых жил сечением 16, 25,35 мм ² .	Система СИП состоит из 3-х изолированных алюминиевых жил и 1 изолированной несущей нейтрали из алюминиевого сплава "Альмелек". Есть отечественная модификация, у которой несущая нейтраль изготовлена из сталеалюминиевого провода. Механическая прочность и сечение 3-х фаз одинаковы. Проводник нейтрали предназначен для подвешивания СИП и имеет высокую механическую прочность. При натяжении линии только нейтраль несет всю растягивающую нагрузку	Система СИП состоит из 3-х изолированных алюминиевых жилы и 1 несущей нейтрали из алюминиевого сплава без изоляции. Есть отечественная модификация, у которой несущая нейтраль изготовлена из сталеалюминиевого провода. Механическая прочность и сечение 3-х фаз одинаковы. Проводник нейтрали предназначен для подвешивания СИП и имеет высокую механическую прочность. При натяжении линии только нейтраль несет всю растягивающую нагрузку.

Таблица Б – Сравнительная таблица технических характеристик зарубежных и отечественных СИП

Характеристики	Зарубежные системы	Отечественные системы
Диапазон температур эксплуатации	от -45 до +50°С	от -60°С до +50°С
Монтаж проводов должен производиться при температуре не ниже	-20°С	-20°С
Допустимый нагрев токопроводящих жил при эксплуатации не более	65°С	90°С
Допустимый нагрев токопроводящих жил при коротком замыкании	100°С	не более 250°С
Гарантийный срок эксплуатации	5 лет с даты ввода провода в эксплуатацию	3 года с даты ввода провода в эксплуатацию, но не позднее 6 месяцев с даты изготовления
Срок службы не менее	50 лет	40 лет
Цена	от 325 000 руб/км	от 100 000 руб/км

Выводы по разделу

СИП-1А отечественного производства, который является аналогом системы с «голым» нулем (АМКА), и СИП-2А аналог системы с изолированным нулем (Torsada), но с изоляцией из силаносшиваемого полиэтилена ничем не уступают в техническом плане более дорогим европейским аналогам, поэтому и будут использованы для реализации внутризаводской системы электроснабжения.

1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ГРУППЫ ЦЕХОВ НИЖНЕСЕРГИЕВСКОГО МЕТИЗНО-МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОГО ЗАВОДА

Определение электрических нагрузок для группы цехов Нижнесергиевского метизно-металлургического завода выполняется согласно методике, основанной на усовершенствованном методе упорядоченных диаграмм [4]. В системе электроснабжения метизно-металлургического завода есть характерные узлы, для которых определяются расчетные нагрузки. Последовательность расчета производится от потребителей до энергосистемы.

1.1 Определение электрических нагрузок по электроремонтному цеху

Питание электроприемников в электроремонтном цехе выполняется посредством распределительных шинопроводных систем. Величины коэффициентов использования по активной мощности $k_{и.а}$ и коэффициентов мощности $\cos\varphi$ для конкретных электроприемников находятся по справочным данным [5]. 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.				13.03.02.2020.913.00.00 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 [6] 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 сборно-сварочном отделении электроремонтного цеха имеется однофазная нагрузка. Распределение однофазной нагрузки выполняется по возможности равномерно по фазам на линейное и фазное напряжение.

	Разр.				13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					11
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

В таком случае, средняя активная и реактивная мощность на фазу А определяются по выражениям [5]:

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

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

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 сборно-сварочном отделении, представлены в таблице 1.1.

Расчетные активная и реактивная мощности электроремонтного 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 электроремонтного 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.				13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
Пров.					12
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата	

Таблица 1.1 – Расчет нагрузок однофазных электроприемников в сборно-сварочном отделении электроремонтного цеха

Узлы системы электроснабжения и электроприёмники	P _{н.} , кВт	P _{н.Σ} , кВт	N	n·P _{н.} ² , кВт ²	Установленная мощность ЭП, подключенных на линейное напряжение			Коэффициенты приведения			Установленные мощности ЭП, подключенных на фазное напряжение			k _{и.а.}	cosφ	tgφ	Средние мощности									
					AB	BC	CA	к фазе	k	g	A	B	C				P _{ср.} , кВт			Q _{ср.} , квар						
																	A	B	C	A	B	C				
Сборочное отделение	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
ЭП, подключенные на линейное напряжение	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
24 Сварочная установка	24,5	73,5	3	1801	24,5	-	-	A	1,17	0,86	-	-	-	0,20	0,40	2,30	5,7	-	-	4,2	-	-				
-	-	-	-	-		-	-	B	-0,17	1,44	-	-	-				-	-	-	-	-	-0,8	-	-	7,1	-
-	-	-	-	-		-	24,5	B	1,17	0,86	-	-	-				-	-	-	-	-	5,7	-	-	4,2	-
-	-	-	-	-		-	-	C	-0,17	1,44	-	-	-				-	-	-	-	-	-	-0,8	-	-	7,1
-	-	-	-	-		-	-	C	1,17	0,86	-	-	-				-	-	-	-	-	-	5,7	-	-	4,2
-	-	-	-	-		-	24,5	A	-0,17	1,44	-	-	-				-	-	-	-	-	-0,8	-	-	7,1	-
Всего по однофазной нагрузке, подключенной на линейное напряжение	-	73,5	3	1801	24,5	24,5	24,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,9	4,9	4,9	11,3	11,3	11,3			
ЭП, подключенные на фазное напряжение	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
25 Аппарат точечной сварки	75,0	225	3	16875	-	-	-	-	-	-	75	75	75	0,35	0,70	1,02	26,3	26,3	26,3	26,8	26,8	26,8				
26 Аппарат точечной сварки	25,0	75	3	1875	-	-	-	-	-	-	25	25	25	0,35	0,70	1,02	8,8	8,8	8,8	8,9	8,9	8,9				
27 Аппарат электросварочный стыковой	35,0	140	4	4900	-	-	-	-	-	-	-	70	70	0,35	0,70	1,02	-	24,5	24,5	-	25,0	25,0				
28 Аппарат электросварочный шовный	90,0	90	1	8100	-	-	-	-	-	-	90	-	-	0,35	0,70	1,02	31,5	-	-	32,1	-	-				
Всего по однофазной нагрузке, подключенной на фазное напряжение	-	530	11	31750	-	-	-	-	-	-	190	170	170	-	-	-	66,5	59,5	59,5	67,8	60,7	60,7				
Итого по однофазной нагрузке в отделении сборно-сварочном:	24,5-90,0	603,5	14	33551	24,5	24,5	24,5	-	-	-	190	170	170	0,33	0,67	1,11	71,4	64,4	64,4	79,1	72,0	72,0				

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

где $k_{с.осв}$ – коэффициент спроса;

$P_{у.осв}$ – удельная осветительная нагрузка, Вт/м² [7];

$S_{ц}$ – площадь поверхность пола, м²,

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

Полная расчетная нагрузка по электроремонтному 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 [8]:

– 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 [9]	100	75,5	52	0,251	0,183	0,53
ШР-2	KLM-R		400	364,9	44	0,193	0,149	1,70
ШР-3	KLM-R		400	314,8	124	0,193	0,149	4,25

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

Таблица 1.3 – Расчет электрических нагрузок по электроремонтному цеху

Исходные данные							Расчетные величины						Расчетная мощность			
По заданию технологов				Данные из справочника			P _{ср.} , кВт	Q _{ср.} , квар	n·p ² _{ном}	n _э	K _{р.а.}	K _{р.р.}	P _{р.} , кВт	Q _{р.} , квар	S _{р.} , кВ·А	I _{р.} , А
Наименование ЭП и узлов системы электроснабжения	n _{ЭП}	Номинальная мощность, приведенная к длительному режиму		k _{и.а.}	cosφ	tgφ										
		p _{н.} , кВт	P _{н.} , кВт													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Распределительный шинопровод ШПР-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1 Пресс ножницы	2	2,4	4,8	0,17	0,65	1,17	0,8	1,0	12	-	-	-	-	-	-	-
2 Агрегат кривошипный	2	4,0	8	0,18	0,65	1,17	1,4	1,7	32	-	-	-	-	-	-	-
3 Агрегат кривошипный	1	16,0	16	0,20	0,65	1,17	3,2	3,7	256	-	-	-	-	-	-	-
4 Вальцы гибочные	5	5,0	25	0,12	0,45	1,98	3,0	6,0	125	-	-	-	-	-	-	-
5 Отрезной аппарат	2	11,0	22	0,14	0,50	1,73	3,1	5,3	242	-	-	-	-	-	-	-
6 Токарно-револьверный агрегат	5	16,0	80	0,17	0,65	1,17	13,6	15,9	1280	-	-	-	-	-	-	-
7 Механические ножницы	1	2,8	2,8	0,12	0,50	1,73	0,3	0,6	8	-	-	-	-	-	-	-
8 Трубоотрезной агрегат	2	2,4	4,8	0,14	0,45	1,98	0,7	1,3	12	-	-	-	-	-	-	-
9 Ножницы гильотинные	4	20,0	80	0,13	0,50	1,73	10,4	18,0	1600	-	-	-	-	-	-	-
10 Тельфер	2	5,0	10	0,20	0,50	1,73	2,0	3,5	50	-	-	-	-	-	-	-
11 Кран-балка	2	6,1	12,2	0,35	0,50	1,73	4,3	7,4	74	-	-	-	-	-	-	-
12 Калорифер	4	4,5	18	0,65	0,80	0,75	11,7	8,8	81	-	-	-	-	-	-	-
Всего по ШПР-1	32	2,4-20,0	283,6	0,19	0,60	1,34	54,5	73,1	3771	21	1,18	1,04	64,3	75,8	99,4	151,0
Распределительный шинопровод ШПР-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13 Электродпечь камерная	3	75,0	225,0	0,60	0,98	0,20	135,0	27,4	16875	-	-	-	-	-	-	-
14 Электродпечь камерная	2	60,0	120,0	0,60	0,98	0,20	72,0	14,6	7200	-	-	-	-	-	-	-
15 Печь цементации	3	36,0	108,0	0,60	0,95	0,33	64,8	21,3	3888	-	-	-	-	-	-	-
16 Электродпечь отпускная	4	40,0	160,0	0,60	0,97	0,25	96,0	24,1	6400	-	-	-	-	-	-	-
17 Пневматический молот	2	26,5	53,0	0,24	0,65	1,17	12,7	14,9	1405	-	-	-	-	-	-	-
18 Молот ковочный	4	10,0	40,0	0,24	0,65	1,17	9,6	11,2	400	-	-	-	-	-	-	-
19 Пресс эксцентриковый	2	10,0	20,0	0,17	0,65	1,17	3,4	4,0	200	-	-	-	-	-	-	-
20 Молот ковочный	2	55,0	110,0	0,24	0,65	1,17	26,4	30,9	6050	-	-	-	-	-	-	-
21 Электродпечь-ванна	2	20,0	40,0	0,60	0,97	0,25	24,0	6,0	800	-	-	-	-	-	-	-
22 Таль электрическая	2	3,2	6,4	0,25	0,50	1,73	1,6	2,8	20	-	-	-	-	-	-	-
23 Вентилятор	3	2,5	7,5	0,65	0,80	0,75	4,9	3,7	19	-	-	-	-	-	-	-
Всего по ШПР-2	29	2,5-75,0	889,9	0,51	0,94	0,36	450,4	160,8	43257	18	1,00	1,04	450,4	167,0	480,4	729,8
Распределительный шинопровод ШПР-3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24-28 Однофазная нагрузка	14	24,5-90,0	603,5	0,33	0,67	1,11	214,2	237,3	33551	-	-	-	-	-	-	-
29 Долбежный станок	2	3,8	7,6	0,12	0,50	1,73	0,9	1,6	29	-	-	-	-	-	-	-
30 Трубоотрезной станок	2	2,8	5,6	0,12	0,50	1,73	0,7	1,2	16	-	-	-	-	-	-	-
31 Отрезной станок	2	10,5	21	0,13	0,45	1,98	2,7	5,4	221	-	-	-	-	-	-	-
32 Точило обдирочное	6	3,2	19,2	0,12	0,50	1,73	2,3	4,0	61	-	-	-	-	-	-	-
33 Обдирочно-шлифовальный станок	6	2,2	13,2	0,14	0,50	1,73	1,8	3,2	29	-	-	-	-	-	-	-
34 Вентилятор	9	1,5	13,5	0,65	0,80	0,75	8,8	6,6	20	-	-	-	-	-	-	-
35 Вентилятор	5	4,5	22,5	0,65	0,80	0,75	14,6	11,0	101	-	-	-	-	-	-	-
36 Кран мостовой	2	27,0	54	0,15	0,50	1,73	8,1	14,0	1458	-	-	-	-	-	-	-
37 Кран мостовой	1	71,0	71	0,17	0,50	1,73	12,1	20,9	5041	-	-	-	-	-	-	-
Всего по ШПР-3	49	1,5-90,0	831,1	0,32	0,66	1,15	266,2	305,2	40527	17	1,00	1,04	266,2	317,5	414,4	629,5

Продолжение таблицы 1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ЭРЦ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1 ШР-1	32	2,4-20,0	283,6	0,19	0,60	1,34	54,5	73,1	3771	-	-	-	-	-	-	-
2 ШР-2	29	2,5-75,0	889,9	0,51	0,94	0,36	450,4	160,8	43257	-	-	-	-	-	-	-
3 ШР-3	49	1,5-90,0	831,1	0,32	0,66	1,15	266,2	305,2	40527	-	-	-	-	-	-	-
Всего нагрузки по ЭРЦ	110	1,5-90,0	2004,6	0,38	0,82	0,70	771,1	539,1	87555	46	0,75	0,75	578,4	404,3	705,7	1072,1
Освещение $P_{вд}=12 \text{ Вт/м}^2$, $K_{с.о.}=0,9$, $F_{п}=5260 \text{ м}^2$	-	-	63,1	0,90	0,95	0,33	-	-	-	-	-	-	56,8	18,7	59,8	-
Итого с учетом освещения	110	1,5-90,0	2067,7	0,38	0,82	0,70	771,1	539,1	87555	46	-	-	635,2	423,0	763,1	1159,4

1.2 Определение электрических нагрузок для группы цехов Нижнесергиевского метизно-металлургического завода

Расчетная низковольтная нагрузка для группы цехов Нижнесергиевского метизно-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 для группы цехов Нижнесергиевского метизно-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.				13.03.02.2020.913.00.00 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 для группы цехов Нижнесергиевского метизно-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 группы цехов Нижнесергиевского метизно-металлургического завода (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/мм².

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

Определение масштаба картограммы по наименьшей нагрузке цеха с соответствующим радиусом выполняется по формуле

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

Примем наименьший радиус окружности равным 4 мм, в таком случае масштаб картограммы, определяемый по формуле (1.33), составит 1,19 кВт/мм².

Координаты символического центра электрических нагрузок можно определить по формуле [4]:

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

Разр.					13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						18
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Таблица 1.4 – Расчет электрических нагрузок по группе цехов Нижнесергиевского метизно-металлургического завода

Наименование цехов и узлов СЭС	$n_{эф}$	$P_{ном, кВт}$	$k_{на}$	$\cos\phi$	$tg\phi$	$P_c, кВт$	$Q_c, квар$	$K_{ра}$	$P_p, кВт$	$Q_p, квар$	$F_{ц, м^2}$	$P_{уд осв.}, кВт$	$\cos\phi$	$tg\phi$	$K_{сосв}$	$P_{росв, кВт/м^2}$	$Q_{росв, квар}$	$P_p + P_{росв, кВт}$	$Q_p + Q_{росв, кВт}$	$S_p, кВт\cdot А$
400 В	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1 Прокатный цех	250	7880	0,60	0,80	0,75	4728	3546	0,80	3782	2837	6308	0,0120	0,95	0,33	0,90	68	22	3851	2859	4796
2 Сталепроволочный цех	300	8400	0,70	0,85	0,62	5880	3644	0,80	4704	2915	13932	0,0130	0,95	0,33	0,90	163	54	4867	2969	5701
3 Склад №1	16	160	0,45	0,75	0,88	72	63	1,00	72	63	900	0,0050	0,95	0,33	0,60	3	1	75	64	99
4 Оцинковальный цех	100	5370	0,60	0,80	0,75	3222	2417	0,80	2578	1933	5226	0,0130	0,95	0,33	0,90	61	20	2639	1953	3283
5 Насосная станция	10	1835	0,80	0,85	0,62	1468	910	0,90	1321	819	782	0,0090	0,95	0,33	0,80	6	2	1327	821	1560
6 Градирня	4	85	0,80	0,85	0,62	68	42	1,25	85	53	468	0,0090	0,95	0,33	0,80	3	1	88	54	103
7 Насосно-фильтровальная станция	20	2000	0,80	0,85	0,62	1600	992	0,90	1440	892	648	0,0090	0,95	0,33	0,80	5	2	1445	894	1699
8 Гвоздильный цех	50	1990	0,77	0,80	0,75	1532	1149	0,85	1302	977	8632	0,0130	0,95	0,33	0,80	90	30	1392	1006	1718
9 Склад №2	17	170	0,45	0,80	0,75	77	57	1,00	77	57	676	0,0050	0,95	0,33	0,60	2	1	79	58	98
10 Склад готовой продукции	20	210	0,45	0,75	0,88	95	83	1,00	95	83	2210	0,0050	0,95	0,33	0,60	7	2	101	86	132
11 Склад материалов	30	525	0,45	0,75	0,88	236	208	0,77	182	160	4704	0,0050	0,95	0,33	0,60	14	5	196	165	256
12 Блок очистных сооружений	20	3000	0,85	0,90	0,48	2550	1235	0,90	2295	1112	3960	0,0090	0,95	0,33	0,80	29	9	2324	1121	2580
13 ЭРЦ	46	2005	0,38	0,82	0,70	771	539	0,75	578	404	5260	0,0120	0,95	0,33	0,90	57	19	635	423	763
14 Шурупный цех	100	2220	0,70	0,80	0,75	1554	1166	0,80	1243	932	10292	0,0130	0,95	0,33	0,90	120	40	1364	972	1675
15 ЦЗЛ	60	1240	0,40	0,75	0,88	496	437	0,70	347	306	984	0,0120	0,95	0,33	0,75	9	3	356	309	472
16 Цех сетей и подстанций	12	120	0,40	0,65	1,17	48	56	1,05	50	59	884	0,0120	0,95	0,33	0,90	10	3	60	62	86
17 Циркуляционно-насосная станция	40	800	0,80	0,80	0,75	640	480	0,85	544	408	1012	0,0090	0,95	0,33	0,80	7	2	551	410	687
Освещение территории	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	174997	0,0002	0,95	0,33	1,00	35	12	35	12	37
Всего по нагрузке 400 В	710	38010	0,66	0,83	0,68	25037	17025	0,80	20029	13620	-	-	-	-	-	688	227	21383	14239	25690
10 000 В	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1 Прокатный цех	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Преобразователь частоты, 1800 кВт	6	10800	0,70	0,75	0,88	7560	6667	1,00	7560	6667	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4 Оцинковальный цех	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Синхронные двигатели (СД1), 630 кВт	4	2520	0,70	0,75	-0,88	1764	-1556	1,00	1764	-1556	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7 Насосно-фильтровальная станция	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Синхронные двигатели (СД2), 1000 кВт	4	4000	0,75	0,80	-0,75	3000	-2250	1,00	3000	-2250	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по нагрузке 10 000 В	14	17320	0,71	0,97	0,23	12324	2862	-	12324	2862	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по группе цехов Нижнесергиевского метизно-металлургического завода	-	55330	0,68	0,88	0,53	37361	19887	0,85	27500	14009	-	-	-	-	-	688	227	28188	14236	31579

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

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 Прокатный цех	11410	3782	68	7560	664	450	55	119	2	239
2 Сталепроволочный цех	4867	4704	163	-	479	327	36	348	12	-
3 Склад №1	75	72	3	-	500	207	4	347	13	-
4 Оцинковальный цех	4403	2578	61	1764	482	79	34	211	5	144
5 Насосная станция	1327	1321	6	-	348	450	19	358	2	-
6 Градирня	88	85	3	-	279	460	5	346	14	-
7 Насосно-фильтровальная станция	4445	1440	5	3000	250	413	34	116	1	243
8 Гвоздильный цех	1392	1302	90	-	289	290	19	337	23	-
9 Склад №2	79	77	2	-	336	117	5	351	9	-
10 Склад готовой продукции	102	95	7	-	341	51	5	336	24	-
11 Склад материалов	196	182	14	-	285	78	7	334	26	-
12 Блок очистных сооружений	2324	2295	29	-	84	441	25	356	4	-
13 ЭРЦ	635	578	57	-	48	97	13	328	32	-
14 Шурупный цех	1363	1243	120	-	153	277	19	328	32	-
15 ЦЗЛ	356	347	9	-	69	277	10	351	9	-
16 Цех сетей и подстанций	60	50	10	-	127	105	4	303	57	-
17 Циркуляционно-насосная станция	551	544	7	-	26	443	12	355	5	-
Координаты символического ЦЭН	-	-	-	-	436	351	-	-	-	-

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: (246 м; 257 м).

Выводы по разделу один

В данном разделе найдены расчетная нагрузка электроремонтного цеха, расчетная нагрузка по группе цехов Нижнесергиевского метизно-металлургического завода, а также найдены координаты символического ЦЭН, которые способствовали определению места установки ГПП.

Разр.					13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						20
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

2 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТП

Проектом предусматривается установка цеховых трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ встроенного исполнения. Для комплектации данных цеховых трансформаторных подстанций могут быть использованы трансформаторы марки ТМГ или ТМЗ.

Трансформаторы марки ТМГ имеют ряд неоспоримых преимуществ перед трансформаторами ТМЗ, а именно: при эксплуатации трансформаторов марки ТМГ нет необходимости в проведении ревизионных и профилактических работах, в то время как трансформаторы ТМЗ, кроме текущего обслуживания и систематического проведения испытаний масла, нуждаются в плановых ремонтах. Трансформаторы ТМЗ, кроме того, требуют систематической подкачки азота для поддержания в них давления не менее $0,2 \text{ кгс/см}^2$, так как происходит снижение давления азота даже при полной герметизации за счет поглощения азота маслом. Также стоит отметить, что гофрированные баки трансформаторов подвергаются механическим испытаниям на цикличность (10000 циклов на воздействие максимального и минимального давлений) для подтверждения их ресурса работы на расчетный срок службы трансформатора не менее 25 лет, а избыточное давление в баках герметичных трансформаторов ТМГ при их эксплуатации не превышает $0,18...0,23 \text{ кгс/см}^2$ в то время, как в герметичных трансформаторах с азотной подушкой типа ТМЗ давление достигает $0,75 \text{ кгс/см}^2$.

На основании вышеизложенного возможно сделать вывод о том, что для комплектации цеховых трансформаторных подстанций будут использованы трансформаторы марки ТМГ.

Трансформаторы марки ТМГ подразделяются на несколько типов: малошумные, аморфные и энергосберегающие [10].

Малошумные трансформаторы ТМГ позволяют снизить уровень шума в среднем на 10 дБА. Это достигается благодаря применению технологии step-lap и использованию качественной стали (марки Э3409, Э3410, Э3411) при изготовлении магнитопровода. В условиях промышленного предприятия снижение шума от работы трансформатора не является главным фактором для обеспечения комфортных условий труда рабочего персонала, ввиду наличия посторонних шумов, вызванных естественным технологическим процессом. Поэтому данный тип трансформаторов ТМГ в работе применяться не будет.

Рассмотрим трансформаторы ТМГ с сердечником из аморфной стали (ТМГА). Главной конструктивной особенностью трансформаторов ТМГА является магнитопровод (сердечник), выполненный из особого металла – аморфной стали. Данный материал имеет очень низкие потери. Если шихтовка магнитопровода, выполненная методом step-lap позволяет снизить потери холостого хода на 20-30%, то применение аморфной стали для изготовления такого же магнитопровода дает возможность снизить потери холостого хода еще на 75%.

	Разр.				13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					21
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Аморфные сплавы – это материалы, имеющие случайную, некристаллическую структуру. Такая структура характерна, к примеру, для стекла. Потому первоначально аморфная сталь даже именовалась как «metglass» – металлическое стекло. В состав аморфного сплава входят переходные металлы (железо, кобальт и др.) и аморфообразующие элементы (бор, углерод, кремний и др.). Аморфная структура сплава получается только при очень высокой скорости охлаждения, достигающей сотен тысяч градусов в секунду.

Магнитопроводы из аморфных сплавов имеют значительно меньшие удельные магнитные потери по сравнению с аналогами из электротехнической стали, обладают высокой магнитной проницаемостью и индукцией насыщения на высоких частотах.

Энергосберегающие трансформаторы ТМГ33 объединяют преимущества ранее рассмотренных трансформаторов ТМГ: малозумных и с сердечником из аморфной стали и характеризуются низкими потерями холостого хода и короткого замыкания.

При обосновании выбора типа трансформаторов цеховых ТП будем руководствоваться методом, основанным на определении минимума приведенных затрат для двух типов трансформаторов ТМГ: ТМГ21 (стандартное исполнение) и ТМГ33 (энергосберегающие исполнение).

Сравнение осуществляется на базе оценки полной стоимости трансформатора и стоимости потерь электроэнергии в нем. Полная стоимость трансформатора состоит из его цены, стоимости транспортирования к месту установки, монтажа.

Потери в трансформаторе состоят из:

- потерь холостого хода, возникающих вследствие перемагничивания активной стали сердечника;
- нагрузочных потерь, представляющих собой потери в меди обмоток;
- добавочных потерь в стенках бака и других металлических частях (из-за потока рассеивания).

В качестве сравниваемых трансформаторов примем следующие типоразмеры: ТМГ21-1000/10/0,4 и ТМГ33-1000/10/0,4 с коэффициентом загрузки равным 0,7, в соответствии с требованиями ПУЭ [11].

Определение потерь электрической энергии в трансформаторах производится по выражению

$$\Delta W_T = \Delta P_{xx} \cdot T_T + k_{з.н}^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau, \quad (2.1)$$

где ΔP_{xx} – потери холостого хода, кВт;

$\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания, кВт;

$k_{з.н}$ – коэффициент загрузки трансформатора;

τ – годовое число часов максимальных потерь, ч/год;

$T_T = 8760$ – годовое число часов, ч/год;

Для определения годового числа максимальных потерь (τ), из справочных данных [5] в зависимости от отрасли промышленности найдем $T_M = 2742$ ч/год.

	Разр.				13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					22
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Зная величину годового числа часов использования максимума активной нагрузки (T_M), возможно найти число часов годовых максимальных потерь, определяемое по выражению

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10^4} \right)^2 \cdot 8760. \quad (2.2)$$

Результаты расчетов потерь электроэнергии для рассматриваемых трансформаторов по формулам (2.1) – (2.2) представим в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах

Тип трансформатора	$k_{з.н}$	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	τ , ч/год	T_Γ , ч/год	ΔA_Γ , $\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$
ТМГ21 1000/10/0,4	0,7	1,300	11,600	2742	8760	26974
ТМГ33 1000/10/0,4	0,7	0,955	9,540	2742	8760	21184

Годовые приведенные затраты находятся из выражения:

$$Z = \sum_i^n E_i \cdot k_i + C_3, \quad (2.3)$$

где C_3 – стоимость годовых потерь электроэнергии;

k_i – сумма капитальных затрат i -ой группы одинаковых электроприемников.

Общие ежегодные отчисления от капитальных вложений

$$E_i = E_n + E_{ai} + E_{oi}, \quad (2.4)$$

где $E_n = 0,12$ – нормативный коэффициент эффективности;

E_{ai} – отчисления на амортизацию;

E_{oi} – расходы на обслуживание.

При проектировании сетей электроснабжения промышленных предприятий учитывается стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу

$$C_3 = \Delta A_\Gamma \cdot C'_0. \quad (2.5)$$

Удельная стоимость потерь электроэнергии

$$C'_0 = \delta \left(\frac{\alpha_\Gamma \cdot K_M}{\tau} + \beta \right), \quad (2.6)$$

Разр.					13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						23
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

где β – дополнительная ставка за потреблённую электрическую энергию, руб/кВт·ч [12];

α_{Γ} – основная ставка за заявленную максимальную годовую мощность, руб/(кВт·год) [12];

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

δ – поправочный коэффициент.

Составляющие двухставочного тарифа определяются по формулам

$$\alpha_{\Gamma} = 12 \cdot (\alpha_{\text{ГЕН}} + \alpha_{\text{СЕТ}}), \quad (2.7)$$

$$\beta = \beta_{\text{ГЕН}} + \beta_{\text{СЕТ}}, \quad (2.8)$$

где $\alpha_{\text{ГЕН}}, \beta_{\text{ГЕН}}$ – составляющие двухставочного тарифа, компенсирующие затраты генерирующей компании на выработку электрической энергии;

$\alpha_{\text{СЕТ}}, \beta_{\text{СЕТ}}$ – составляющие двухставочного тарифа, компенсирующие затраты сетевой компании на передачу электрической энергии по её электрическим сетям.

Результаты расчетов удельной стоимости потерь электроэнергии, выполненные по выражениям (2.6) – (2.8) представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Определение удельной стоимости потерь электроэнергии

K_M	δ	$\alpha_{\text{СЕТ}},$ руб/кВт	$\alpha_{\text{ГЕН}},$ руб/кВт	$\beta_{\text{СЕТ}},$ руб/кВт·ч	$\beta_{\text{ГЕН}},$ руб/кВт·ч	$\alpha_{\Gamma},$ руб/кВт·год	$\beta,$ руб/кВт·ч	$C'_0,$ руб/кВт·ч
1	1,03	1074,55	829,61	0,09648	1,24257	22849,92	1,33905	8,37

Результаты технико-экономических расчетов по выражениям (2.1) – (2.8) для рассматриваемых типах трансформаторов сведены в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Сравнение технико-экономических показателей рассматриваемых типов трансформаторов: ТМГ21 и ТМГ33

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость единицы тыс.руб	$k_i,$ тыс.руб	$E_i,$ 1/год	$k_i \cdot E_i,$ тыс.руб/год	Потери ΔA кВт·ч/год	$C_s,$ тыс.руб/год	Прив. затр., тыс.руб/год
ТМГ21-1000/10/0,4	шт	1	373,3	373,7	0,193	72	26974	225,7	297,9
ТМГ33-1000/10/0,4	шт	1	472,8	472,8	0,193	91	21184	177,3	268,5

Приведённые затраты в первом варианте больше, чем во втором на 9,8%.

Выполним расчет срока окупаемости

$$T_0 = \frac{k_{\text{ТМГ33}} - k_{\text{ТМГ21}}}{C_{\text{э.ТМГ21}} - C_{\text{э.ТМГ33}}} \quad (2.9)$$

По формуле (2.9) срок окупаемости составит 2 года.

По результатам технико-экономического сравнения (таблица 2.3) и величины срока окупаемости ТМГ33 в сравнении с ТМГ21 можно сделать окончательный выбор в пользу трансформаторов ТМГ33, обладающих низкими потерями холостого хода и короткого замыкания, а также малым сроком окупаемости.

Выводы по разделу два

В данном разделе в результате технико-экономического обоснования принята решение комплектовать цеховые трансформаторные подстанции энергосберегающими трансформаторами марки ТМГ33.

	Разр.				13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					25
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТИ И КОЛИЧЕСТВА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТП

Проектом предусматривается установка цеховых трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ встроенного исполнения с трансформаторами марки ТМГЗЗ. При выборе мощности трансформаторов цеховых главным образом руководствовались рекомендациями по проектированию, представленными в [13]. Экономически целесообразная единичная мощность трансформаторов цеховых ТП находится в корреляционной зависимости от плотности электрической нагрузки производственного цеха предприятия, данная зависимость наглядно представлена в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Зависимость единичной мощности трансформатора от плотности электрической нагрузки

Плотность электрической нагрузки σ , кВ·А/м ²	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

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

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

$F_{ц}$ – площадь рассматриваемого производственного цеха, м².

Величина единичной мощности трансформатора цеховой ТП определенная по таблице 3.1 может быть изменена из-за расчетной мощности производственного цеха, категории по надёжности электроснабжения, количества принятых к установке на предприятии типоразмеров трансформаторов.

Число трансформаторов цеховой трансформаторной подстанции находится по выражению

$$N_0 = \frac{P_{р.ц}}{k_{з.доп} \cdot S_{т.н}}, \quad (3.2)$$

где $P_{р.ц}$ – 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

$$S_{т.н} \geq \frac{P_{р.ц}}{N_T \cdot K_{з.доп}}, \quad (3.3)$$

где N_T – 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

$$Q_{1р} = \sqrt{(N_T \cdot K_{з.доп} \cdot S_{т.н})^2 - P_{р.ц}^2}. \quad (3.4)$$

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

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

Анализируя параметры условий (3.5) можно сделать следующие выводы:

1) При реактивной мощности $Q_{1р}$ не меньшей величины расчётной реактивной мощности цеха ($Q_{р.ц}$), 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 ($Q_{р.ц}$);

2) В случае, когда мощность $Q_{1р} < Q_{р.ц}$, иными словами трансформаторы цеховой ТП не имеют возможности всю нагрузку производственного цеха $Q_{р.ц}$, поэтому необходимо предусмотреть установку низковольтных компенсирующих устройств, мощность которых определяется разностью между расчётной реактивной мощностью производственного цеха ($Q_{р.ц}$) и величиной фактической реактивной мощности (Q_1)

$$Q_{к.н} = Q_{р.ц} - Q_1. \quad (3.6)$$

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

$$K_{з.н} = \frac{\sqrt{P_{р.ц}^2 + Q_1^2}}{N_T \cdot S_{т.н}}, \quad (3.7)$$

Разр.					13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						27
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

$$K_{з.п} = \frac{\sqrt{P_{р.ц}^2 + Q_1^2}}{(N_T - 1) \cdot S_{н.т.i}} \quad (3.8)$$

Номинальные мощности трансформаторов для питания преобразовательных установок [14] выбираются по величине установленной мощности рассматриваемых установок

$$S_{т.н} \geq S_{э/т.уст} \quad (3.9)$$

Полная мощность рассматриваемых установок определяется по выражению

$$S_{э/т.уст} = \frac{P_{э/т.уст}}{\cos \varphi} \quad (3.10)$$

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

На предприятии имеются производственные цеха с малой расчетной нагрузкой, питание которых возможно осуществлять от собственной цеховой трансформаторной подстанции, либо от низковольтного распределительного пункта (РПН), питание которого осуществляется от соседнего рядом расположенного производственного цеха по линии 0,4 кВ.

Выбор того или иного способа питания данных цехов осуществляется исходя из следующего условия

$$S_{р.ц} \cdot L \leq 15000, \quad (3.11)$$

где $S_{р.ц}$ – расчетная нагрузка производственного цеха, кВт·А;

L – расстояние от распределительного пункта рассматриваемого производственного цеха с малой расчетной мощностью до трансформаторной подстанции рядом расположенного цеха, м.

Обоснование целесообразности установки РПН по условию (3.11) отображено в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Проверка целесообразности установки РПН

Цеховая ТП	Номер РПН	$S_{р.ц} \cdot L$, кВт·А·м
ТП-3	РПН-1	$99 \cdot 64 = 6336$
ТП-7	РПН-2	$103 \cdot 23 = 2369$
ТП-9	РПН-3	$98 \cdot 35 = 3430$
ТП-9	РПН-4	$132 \cdot 37 = 4884$
ТП-11	РПН-5	$86 \cdot 26 = 2236$

Выбор трансформаторов, устанавливаемых в производственных цехах Нижнесергиевского метизно-металлургического завода, выполненный с учетом условий, обозначенных в выражениях (3.1) – (3.10), представлен в таблице 3.3.

Разр.					13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						28
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Таблица 3.3 – Выбор числа и мощности трансформаторных подстанций, устанавливаемых в цехах Нижнесергиевского метизно-металлургического завода

Название производственных цехов	Категория над.	P _{расч.} , кВт	Q _{расч.} , квар	S _{расч.} , кВт·А	Площадь, м ²	σ, кВт·А/м ²	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}	ΔP _{х.х.} , кВт	ΔP _{к.з.} , кВт	I _{х.х.} , %	U _{к.з.} , %	ΔP _{т.} , кВт	ΔQ _{т.} , квар	P _р +ΔP _{т.} , кВт	Q ₁ +ΔQ _{т.} , квар	S _{р.} , кВт·А	
1 Прокатный цех	II	3851	2859	4796	6308	0,76	2500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по ТП1-ТП2:	-	3851	2859	4796	6308	0,76	2500	№1-№2	ТМГ33	1600	2	2	0,70	2290	2290	569	0,70	1,40	1,46	15,20	0,5	6,0	36	220	3886	2510	4626	
2 Сталепроволочный цех	II	4867	2969	5701	13932	0,41	2500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
3 Склад №1	III	75	64	99	900	0,11	630	РПН-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по ТП3-ТП4:	-	4942	3033	5798	13932	0,41	2500	№3-№4	ТМГ33	2500	2	2	0,70	4958	3033	0	0,58	1,16	2,13	23,18	0,4	6,0	40	242	4981	3275	5962	
4 Оцинковальный цех	II	2639	1953	3283	5226	0,63	2500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по ТП5:	-	2639	1953	3283	5226	0,63	2500	№5	ТМГ33	2500	2	1	0,70	2299	1953	0	0,66	1,32	2,13	23,18	0,4	6,0	24	149	2663	2103	3393	
5 Насосная станция	II	1327	821	1560	782	2,00	2500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по ТП6:	-	1327	821	1560	782	2,00	2500	№6	ТМГ33	1000	2	1	0,70	447	447	374	0,70	1,40	0,96	9,54	0,6	5,5	11	66	1338	513	1433	
6 Градирня	III	88	54	103	468	0,22	1000	РПН-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
7 Насосно-фильтровальная станция	II	1445	894	1699	648	2,62	2500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по ТП:	-	1533	948	1802	648	2,62	2500	№7	ТМГ33	1600	2	1	0,70	1633	948	0	0,56	1,12	1,46	15,20	0,5	6,0	13	77	1546	1025	1854	
8 Гвоздильный цех	II	1392	1006	1718	8632	0,20	1000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по ТП8:	-	1392	1006	1718	8632	0,20	1000	№8	ТМГ33	1000	2	1	0,70	147	147	859	0,70	1,40	0,96	9,54	0,6	5,5	11	66	1403	213	1420	
9 Склад №2	III	79	58	98	676	0,14	1000	РПН-3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
10 Склад готовой продукции	III	101	86	132	2210	0,06	400	РПН-4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
11 Склад материалов	III	196	165	256	4704	0,05	400	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по ТП9:	-	376	309	486	4704	0,10	630	№9	ТМГ33	400	1	1	0,95	57	57	252	0,95	-	0,57	4,18	1,0	4,5	4	20	380	77	388	
12 Блок очистных сооружений	II	2324	1121	2580	3960	0,65	2500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по ТП10:	-	2324	1121	2580	3960	0,65	2500	№10	ТМГ33	2500	2	1	0,70	2617	1121	0	0,52	1,03	2,13	23,18	0,4	6,0	17	100	2340	1221	2639	
13 ЭРЦ	III	635	423	763	5260	0,15	1000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
16 Цех сетей и подстанций	III	60	62	86	884	0,10	630	РПН-5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по ТП11:	-	695	485	848	5260	0,16	1000	№11	ТМГ33	1000	1	1	0,95	648	485	0	0,85	-	0,96	9,54	0,6	5,5	8	59	703	544	889	
14 Шурупный цех	II	1364	972	1675	10292	0,16	1000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по ТП12:	-	1364	972	1675	10292	0,16	1000	№12	ТМГ33	1000	2	1	0,70	317	317	655	0,70	1,40	0,96	9,54	0,6	5,5	11	66	1375	383	1427	
15 ЦЗЛ	II	356	309	472	984	0,48	2500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по ТП13:	-	356	309	472	984	0,48	2500	№13	ТМГ33	400	2	1	0,70	432	309	0	0,59	1,18	0,57	4,18	1,0	4,5	4	59	360	368	515	
17 Циркуляционно-насосная станция	II	551	410	687	1012	0,68	2500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по ТП14:	-	551	410	687	1012	0,68	2500	№14	ТМГ33	400	2	1	0,70	98	98	312	0,70	1,40	0,57	4,18	1,0	4,5	5	26	557	124	570	
Потери в установках электротехнологических	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1 Прокатный цех (6хПЧх1800 кВт)	-	1800	1587	2400	-	-	-	-	ТСЗП	2500	1	6	-	-	-	-	0,96	-	3,50	18,50	1,0	5,9	123	966	-	-	-	
Всего по группе цехов Нижнесергиевского метизно-металлургического завода	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	307	2115	21532	12356	-	

Выводы по разделу три

Выбраны трансформаторы марки ТМГ33 следующих типоразмеров 400, 1000, 1600 и 2500 кВ·А. Для питания установок специального назначения предусмотрена установка трансформаторов ТСЗП мощностью 2500 кВ·А. Рассмотрена возможность установки комплектных распределительных устройств 0,4 кВ в цехах с малой расчетной мощностью.

	Разр.				13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					30
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ЕДИНИЧНОЙ МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП

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

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{L_{\text{ВЛ}} + 0,016 \cdot P_{\text{р.п}}}, \quad (4.1)$$

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 [4]

$$P_{\text{р.п.}} = K_{\text{ом}} \left[\sum_{i=1}^m P_{\text{pi}}^{(3)} + \sum_{i=1}^M k_{\text{иаи}} \cdot p_{\text{номи}} + \sum_{i=1}^L \Delta P_{\text{Ti}} \right] + \sum_{i=1}^n P_{\text{р.осви}}, \quad (4.2)$$

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 (4.1) – (4.2), с целью определения величины рационального напряжения схемы внешнего электроснабжения, отразим в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – 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	20029	12324	307	688	28449	11,5	67

Из таблицы 4.1 видно, что величина рационального напряжения располагается между двумя стандартными классами напряжений 35 кВ и 110 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

$$S_{p.п} = \sqrt{P_{p.п}^2 + (Q_{эс} - \Delta Q_{т.ГПП})^2}, \quad (4.3)$$

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

$$\Delta Q_{т.ГПП} = 0,07 \sqrt{P_{p.п}^2 + Q_{эс}^2}. \quad (4.4)$$

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

$$Q'_{эс} = P_{p.п} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{норм}}, \quad (4.5)$$

$$Q''_{эс} = Q_{рп} - \frac{0,7}{K_{нр}} \cdot Q_{сд.м}, \quad (4.6)$$

где $\text{tg}\varphi_{\text{норм}}$ – нормируемая величина коэффициента реактивной мощности строго регламентированная для каждого класса напряжения [15];

$K_{нр}$ – величина коэффициента несовпадения реактивной мощности.

Величину расчетной реактивной мощности предприятия определим по выражению

$$Q_{p.п} = K_{o.m.} \cdot \left(\sum_{i=1}^M k_{и.а.i} \cdot q_{н.i} + \sum_{i=1}^m Q_{p.i}^{(3)} + \sum_{i=1}^L \Delta Q_{т.i} \right) + \sum_{i=1}^n \Delta Q_{p.осв.i}. \quad (4.7)$$

Расчет величины расчетной реактивной мощности предприятия по формуле (4.7) представим в таблице 4.2.

Разр.					13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						32
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Таблица 4.2 – Определение расчетной реактивной мощности предприятия

$K_{ом}$	$\sum_{i=1}^M k_{и.а.i} \cdot Q_{п.i}$, квар	$\sum_{i=1}^m Q_{р.i}^{(3)}$, квар	$\sum_{i=1}^L \Delta Q_{Ti}$, квар	$\sum_{i=1}^n Q_{р.осв.i}$, квар	$Q_{р.п.}$, квар
0,85	13620	6667	2115	227	19269

Располагаемую реактивную мощность синхронных двигателей определим по формуле

$$Q_{СД.м} = \alpha_m \cdot N_{СД} \cdot \sqrt{P_{СД.н.}^2 + Q_{СД.н.}^2}, \quad (4.8)$$

где α_m – величина коэффициента допустимой перегрузки синхронного двигателя по реактивной мощности.

Расчет величины располагаемой реактивной мощности синхронных двигателей по формуле (4.8) представим в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Определение располагаемой реактивной мощности СД

Наименование	α_m	$N_{СД}$, шт	$P_{СД.н.}$, кВт	$Q_{СД.н.}$, квар	$Q_{СД.м.}$, квар
СД1	0,68	4	630	320	1922
СД2	0,65	4	1000	457	2859
Итого	-	-	-	-	4781

Определение экономически целесообразной реактивной мощности с учётом выражений (4.5) – (4.6) представим в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Определение экономически целесообразной реактивной мощности

$U_{ном}$, кВ	$P_{р.п.}$, кВт	$Q_{р.п.}$, квар	$Q_{СД.м.}$, квар	$K_{нр}$	$Q'_{эс}$, квар	$Q''_{эс}$, квар	$Q_{эс}$, квар
35	28449	19269	4781	0,85	11380	15332	11380
110					14225	15332	14225

Нижнесергиевский метизно-металлургический завод относится ко 2-ой категории по надёжности электроснабжения, поэтому его электроснабжение 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

$$S_{т.ном} \geq \frac{S_{р.п.}}{n \cdot k_{з.н.}},$$

где $n = 2$ – число трансформаторов ГПП;

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

Выбор мощности трансформаторов главной понизительной подстанции, выполненный с учётом выражений (4.3) – (4.4), (4.9), отобразим в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Выбор трансформаторов ГПП

$U_{ном}, \text{кВ}$	$Q_{эс}, \text{квар}$	$\Delta Q_{т.ГПП}, \text{квар}$	$S_{р.п.}, \text{кВ}\cdot\text{А}$	$S_{т.расч.}, \text{кВ}\cdot\text{А}$
35	11380	2145	29910	21365
110	14225	2226	20876	22054

На основании данных из таблицы 4.5 необходимо принять мощность трансформаторов равной 25 МВ·А, технические характеристики которых представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Технические параметры принятых трансформаторов [16]

Марка	$S_{т}, \text{МВ}\cdot\text{А}$	$U_{вн}, \text{кВ}$	$U_{нн}, \text{кВ}$	$\Delta P_{кз}, \text{кВт}$	$\Delta P_{хх}, \text{кВт}$	$U_{кз}, \%$	$I_{хх}, \%$
ТРДН	25	35	10/10	115,0	20,0	10,5	0,60
ТРДН	25	110	10/10	120,0	19,0	10,5	0,23

Выводы по разделу четыре

Вычислена величина рационального напряжения схемы внешнего электро-снабжения, которая составила 67 кВ. Определена единичная мощность 25 МВ·А и тип трансформаторов главной понизительной подстанции предприятия ТРДН с учётом перегрузочной способности.

Разр.				13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
Пров.					34
Изм	Лист	№ документа	Подп.		Дата

5 ВЫБОР СХЕМЫ И ОБОСНОВАНИЕ ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

С учетом обеспечения требуемой категории надежности электроснабжения группы цехов Нижнесергиевского метизно-металлургического завода, выбрана схемы 35-4Н и 110-4Н – два блока с выключателями и ремонтной неавтоматической перемычкой со стороны питающих воздушных линий. Представим на рисунках 5.1, 5.2 электрические принципиальные схемы внешнего электроснабжения для рассматриваемых в ходе последующего технико-экономического анализа классов напряжений: 35 кВ и 110 кВ.

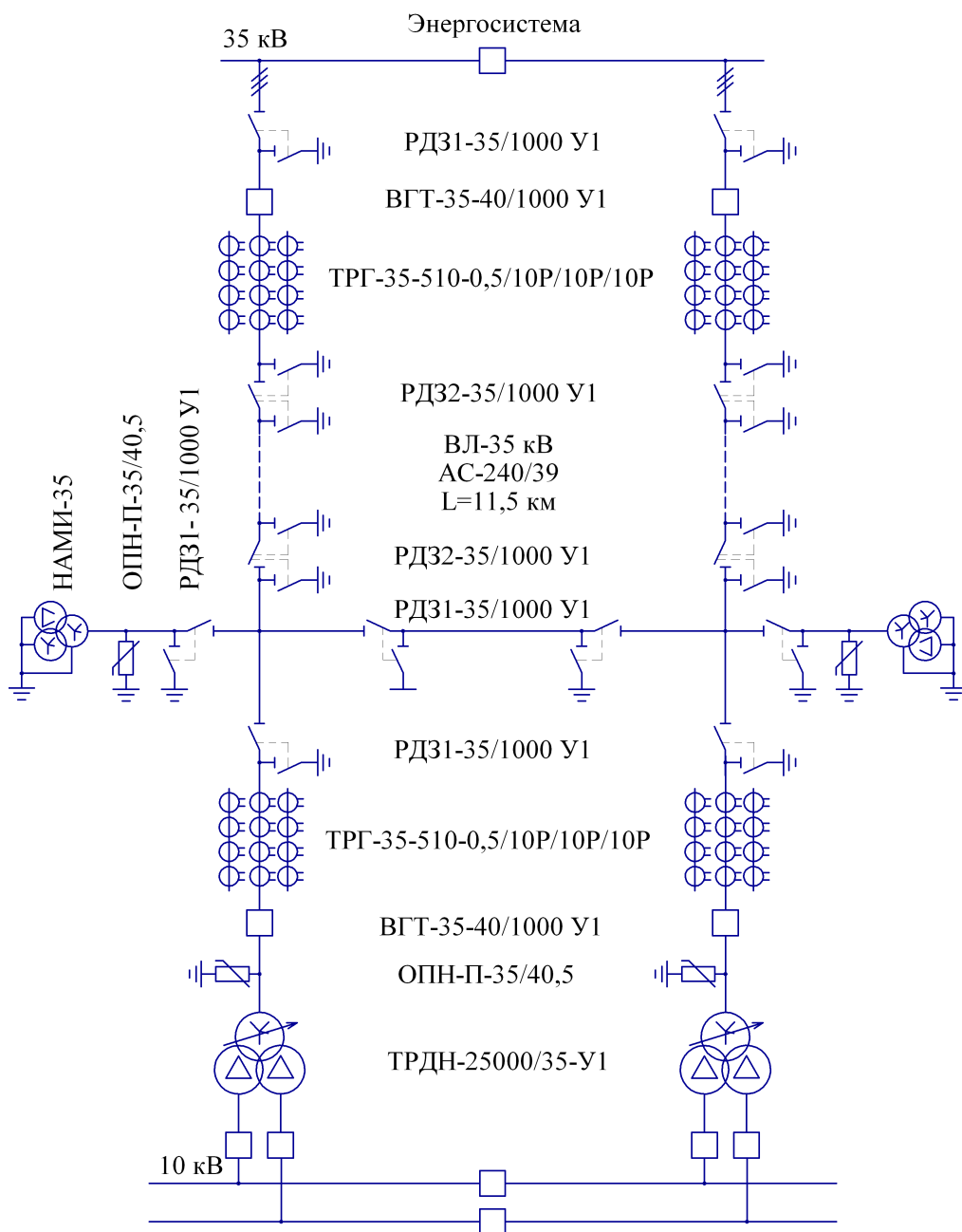


Рисунок 5.1 – Принципиальная электрическая схема внешнего электроснабжения классом 35 кВ

Разр.				
Пров.				
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ

Лист

35

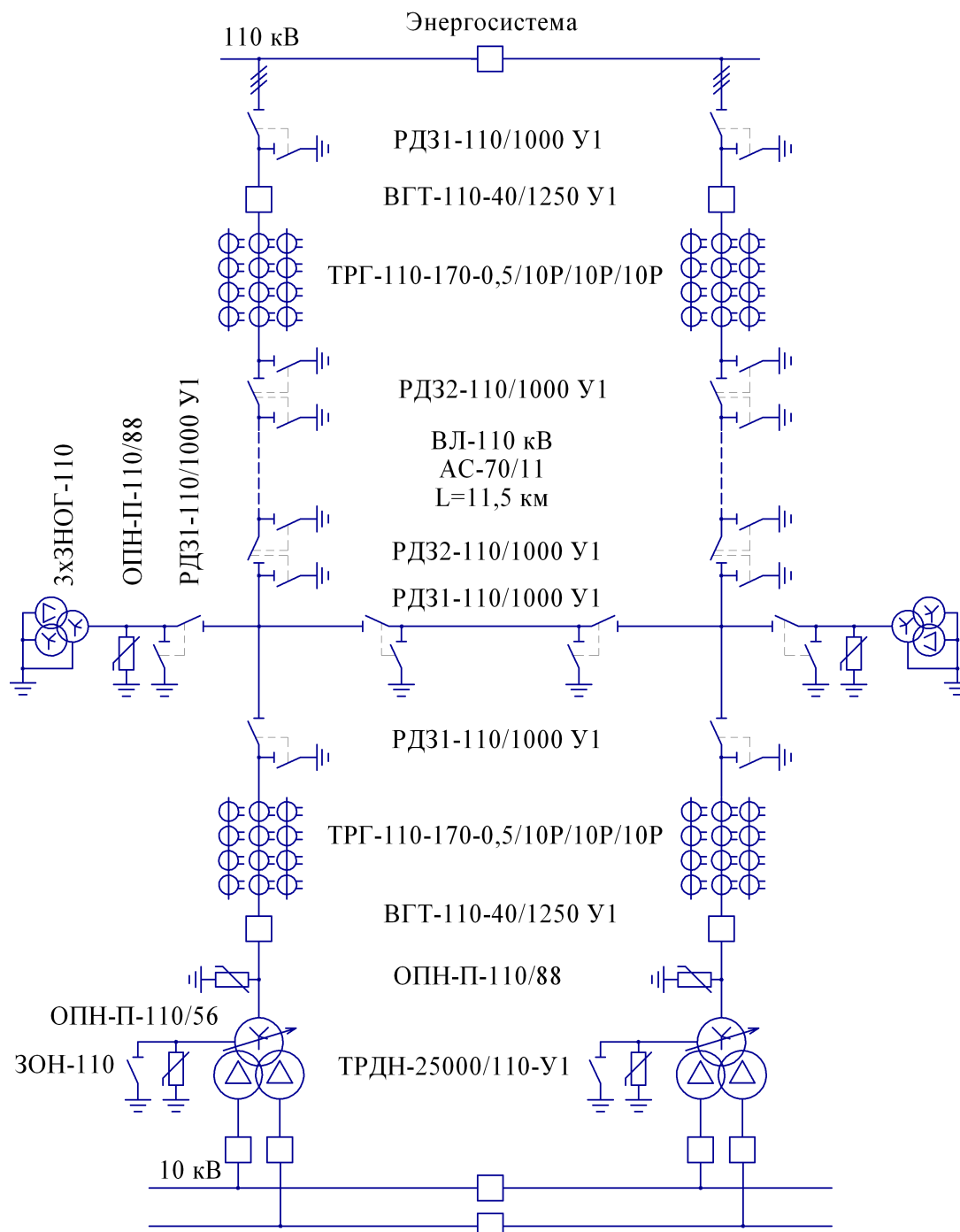


Рисунок 5.2 – Принципиальная электрическая схема внешнего электроснабжения классом 110 кВ

5.1 Расчёт потерь электрической энергии в трансформаторах и питающих линиях электропередачи

Величина потерь ΔP_T в трансформаторах подстанции предприятия определяется по выражению

$$\Delta P_T = N_T \cdot (\Delta P_{x,x} + k_{з.н.}^2 \Delta P_{к.з.}), \quad (5.1)$$

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

Разр.				
Пров.				
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ

Лист

36

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

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

Величина потерь ΔQ_T в трансформаторах ГПП определяется по формуле

$$\Delta Q_T = n \left(\frac{I_{x.x.}}{100} S_{н.т} + k_{з.н.}^2 \frac{U_{к.з.}}{100} S_{н.т} \right), \quad (5.2)$$

где $I_{x.x.}$ – 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

$$\Delta A_T = n \cdot (\Delta P_{x.x.} \cdot T_{г} + k_{з.н.}^2 \cdot \Delta P_{к.з.} \cdot \tau), \quad (5.3)$$

где τ – число часов годовых максимальных потерь, ч.

Зная величину (T_m) годового числа часов использования максимума активной нагрузки, определяемую по справочным данным [2] 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 (5.1) – (5.3) 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 5.1.

Таблица 5.1 – Расчёт потерь электрической энергии в силовых трансформаторах

$U_{ном}$, кВ	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , кВт	T_m , ч/год	τ , ч/год	ΔA_T , $\frac{МВт \cdot ч}{год}$
35	122	2179	4355	2742	576
110	130	2117	4355	2742	584

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

$$S_{р.вл.} = \sqrt{(P_{р.п.} + \Delta P_T)^2 + Q_{эс}^2}, \quad (5.4)$$

$$I_{р.вл.} = \frac{S_{р.вл.}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_H}, \quad (5.5)$$

где U_H – номинальное напряжение схемы внешнего электроснабжения, кВ.

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

$$I_{п} = 2 \cdot I_{р.л.} \quad (5.6)$$

Руководствуясь требованиями ПУЭ [11] площадь сечения ВЛ необходимо выбирать по (j_3) экономической плотности тока

$$F_3 = \frac{I_{р.л.}}{j_3}. \quad (5.7)$$

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

$$\Delta A_{вл} = n \cdot (3 \cdot I_{р.вл.}^2 \cdot r_{уд.вл.} \cdot L_{вл} \cdot \tau), \quad (5.8)$$

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

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

Выполненные расчёты по выражениям (5.4) – (5.8) с целью определения потерь электрической энергии в линиях электропередачи, в зависимости от класса напряжения рассматриваемой схемы внешнего электроснабжения предприятия представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – 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 ²	$F_{ст.вл.}$, мм ²	$I_{д.доп.вл.}$, А	$r_{уд.вл.}$, Ом/км	$L_{вл.}$, км	$\frac{\Delta A_{вл.}}{\text{год}}$, МВт·ч
35	30754	254	508	231	240	610	0,12	11,5	1461
110	31923	84	168	76	70	265	0,43	11,5	571

5.2 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 5.3.

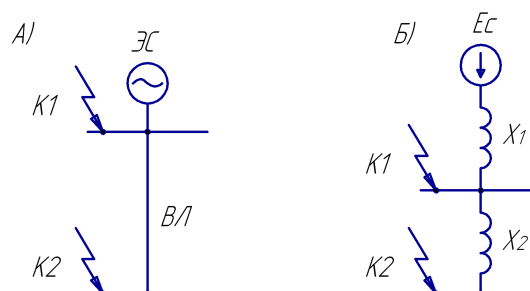


Рисунок 5.3 – Принципиальная схема (А) и схема замещения (Б) для определения токов КЗ

Найдём эквивалентные сопротивления элементов схемы замещения, представленной на рисунке 5.2.

Таблица 5.3 – Определение эквивалентных сопротивлений схемы замещения, представленной на рисунке 5.2

	35 кВ	110 кВ
$x_1 = x_c = \frac{S_6}{S_{3c}}$	$x_1 = x_c = \frac{1000 \cdot 10^6}{900 \cdot 10^6} = 1,11 \text{ о.е.}$	$x_1 = x_c = \frac{1000 \cdot 10^6}{3550 \cdot 10^6} = 0,28 \text{ о.е.}$
$x_2 = \frac{x_{уд.вл} \cdot L_{вл} \cdot S_6}{U_{cp}^2}$	$x_2 = \frac{0,41 \cdot 11,5 \cdot 1000 \cdot 10^6}{(37 \cdot 10^3)^2} = 3,44 \text{ о.е.}$	$x_2 = \frac{0,44 \cdot 11,5 \cdot 1000 \cdot 10^6}{(115 \cdot 10^3)^2} = 0,38 \text{ о.е.}$

В таблице 5.4 представим расчёт токов КЗ в электрической сети в точках К1 и К2.

Таблица 5.4 – Расчёт токов КЗ в электрической сети в точках К1 и К2

Параметр	Размерность	35 кВ		110 кВ	
		К1	К2	К1	К2
$x_\Sigma = x_c + \sum x_i$	о.е.	1,11	4,56	0,28	0,66
$I_k^{(3)} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp} \cdot x_\Sigma}$	кА	14,0	3,4	17,8	7,6
$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_k^{(3)}$	кА	34,2	8,7	43,4	19,2

При выборе коммутационного и контрольно-измерительного электрооборудования в схеме внешнего электроснабжения предприятия руководствуются следующими параметрами электрической сети [1]:

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

В таблице 5.5 представим выбор электрооборудования для подстанций с высшими напряжениями 35 кВ и 110 кВ.

Таблица 5.5 – Выбор оборудования РУВН подстанций

Вид оборудования			Каталожные данные				
Название	Тип	Изготовитель	$I_{в.ном.},$ А	$I_{отк.ном.},$ кА	$I_{вкл.макс.},$ кА	$K_{тт}$	Класс точности
РУВН-35 кВ							
Выключатель	ВГТ-35	УЭТМ [17]	630	25	63	-	-
Разъединитель	РДЗ-35	ЗЭТО [18]	1000	-	-	-	-
ТТ	ТРГ-35	УЭТМ [18]	510	-	-	510/5	0,5/10Р
ТН	НАМИ-35	РЭТЗ Энергия [20]	-	-	-	-	0,5/3Р
ОПН	ОПН-П-35/40,5	ЗЭУ [21]	-	-	-	-	-
РУВН-110 кВ							
Выключатель	ВГТ-110	УЭТМ [22]	1250	40	102	-	-
Разъединитель	РДЗ-110	ЗЭТО [18]	1000	-	-	-	-
ТТ	ТРГ-110	УЭТМ [23]	170	-	-	170/5	0,5/10Р
ТН	3хЗНОГ-110	ЗЭТО [24]	-	-	-	-	0,5/3Р
ОПН	ОПН-П-110/56	ЗЭУ [21]	-	-	-	-	-
ОПН	ОПН-П-110/88	ЗЭУ [21]	-	-	-	-	-
ЗОН	ЗОН-110	ЗЭТО [25]	400	-	-	-	-
Параметры сети			$I_{раб.макс.},$ кА	$I_k^{(3)},$ А	$i_{уд.},$ кА	-	-
РУВН-35 кВ			507,0	14,0	34,2	-	-
РУВН-110 кВ			168,0	17,8	43,4	-	-

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

5.3 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 35 кВ и 110 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.5.1.

Величина годовых приведенных затрат определяется по формуле [4]:

$$Z = \sum_i^n E_{н.и} \cdot k_i + C_3, \quad (5.9)$$

где C_3 – стоимость годовых потерь электроэнергии, тыс.руб/год;

k_i – капитальные затраты i -ой группы электроприемников, тыс.руб.

Величина ежегодных отчислений от капиталовложений

$$E_i = E_n + E_{a.i} + E_{o.i}, \quad (5.10)$$

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

$$C_3 = (\Delta A_T + \Delta A_{л}) \cdot C'_0. \quad (5.11)$$

Удельная стоимость потерь электроэнергии

$$C'_0 = \delta \left(\frac{\alpha_T \cdot K_M}{\tau} + \beta \right), \quad (5.12)$$

где β – дополнительная ставка за потреблённую электрическую энергию, руб/кВт·ч [12];

α_T – основная ставка за заявленную максимальную годовую мощность, руб/(кВт·год) [12];

K_M – коэффициент, учитывающий отношение потерь активной нагрузки завода ΔP_3 во время максимальной активной мощности генерирующей системы к наибольшим потерям ΔP_M активной нагрузки рассматриваемого предприятия;

δ – поправочный коэффициент;

Составляющие двухставочного тарифа определяются по формулам

$$\alpha_T = 12 \cdot (\alpha_{ГЕН} + \alpha_{СЕТ}), \quad (5.13)$$

$$\beta = \beta_{ГЕН} + \beta_{СЕТ}, \quad (5.14)$$

Разр.					13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						41
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

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 (5.12) – (5.14) представлены в таблице 5.6.

Таблица 5.6

$U_{НОМ},$ кВ	K_M	δ	$\alpha_{СЕТ},$ руб/кВт	$\alpha_{ГЕН},$ руб/кВт	$\beta_{СЕТ},$ руб/кВт·ч	$\beta_{ГЕН},$ руб/кВт·ч	$\alpha_{Г},$ руб/кВт·год	$\beta,$ руб/кВт·ч	$C'_0,$ руб/кВт·ч
35	1	1,05	1287,53	829,61	0,15202	1,24257	25405,68	1,39459	9,39
110	1	1,03	1074,55	829,61	0,09648	1,24257	22849,92	1,33905	8,37

Выполненные расчёты по выражениям (5.14) – (5.19) с целью определения приведенных годовых затрат для схем внешнего электроснабжения предприятия, в зависимости от класса напряжения представлены в таблицах 5.7, 5.8. Стоимостные показатели используемого электрооборудования взяты на основании укрупнённых нормативов в части объектов электросетевого хозяйства [26].

Таблица 5.7 – Определение технико-экономические параметров для схемы внешнего электроснабжения предприятия классом 35 кВ

Тип	Единицы изм.	Количество	Стоимость ед. тыс. руб	$k_i,$ тыс.руб	$E_{ни},$ 1/год	$k_i \cdot E_{ни},$ тыс.руб/ год	ΔA кВтч/год	$C_{э},$ тыс.руб/ год	$Z_{г.пр},$ тыс.руб / год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Разъединитель горизонтально- поворотный РДЗ1-35, 1000 А	шт	8	1273	10184	0,193	1966			
Разъединитель горизонтально- поворотный РДЗ2-35, 1000А	шт	4	1337	5347	0,193	1032			
Выключатель элегазовый ВГТ-35, 1000 А.	шт	4	1060	4240	0,193	818			
Трансформатор тока ТРГ-35, 510 А.	шт	4	1180	4720	0,193	911			
Трансформатор напряжения ан- тирезонансный НАМИ-35	шт	2	609	1218	0,193	235			

Продолжение таблицы 5.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ограничитель перенапряжений ОПН-П-35/40,5	шт	12	69	828	0,193	160			
Силовой трансформатор ТРДН-25000/35	шт	2	48392	96784	0,193	18679	576103	5407	
Линия электропередачи 2хАС-3х(240/39) на ж/б опорах	км	11,5	6162	70863	0,152	10771	1460920	13713	
Итого				194184		34572	2037023	19120	53692

Таблица 5.8 – 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 ΔA кВтч/год	C_3 , тыс.руб/год	Прив. затр., тыс.руб / год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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 ВГТ-110, 1250 А	шт	4	3481	13924	0,193	2687			
Трансформатор тока ТРГ-110, 170 А.	шт	4	2957	11828	0,193	2283			
Ограничитель перенапряжений ОПН-П-110/88	шт	12	232	2785	0,193	537			
Ограничитель перенапряжений ОПН-П-110/56	шт	2	221	442	0,193	85			
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			

Продолжение таблицы 5.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Силовой трансформатор ТРДН-25000/110У1	шт	2	48424	96848	0,193	18692	583842	4886	
Линия электропередачи 2хАС-3х(70/11) на ж/б опорах	км	11,5	7038	80937	0,152	12302	571033	4779	
Итого				248153		44575	1154875	9665	54240

Разница в годовых приведённых затратах для рассматриваемых вариантов составляет 1,0%, что не превышает 15%, поэтому принято решение осуществлять внешнее электроснабжение рассматриваемого предприятия на напряжении 110 кВ, так как данный вариант имеет ряд преимуществ по сравнению с вариантом на 35 кВ: выше величина номинального напряжения; меньшее расходование проводов ВЛ; возможность перспективного развития электрических сетей предприятия.

Выводы по разделу пять

Выбрана величина номинального напряжения схемы внешнего электроснабжения рассматриваемого завода равная 110 кВ по результатам сравнения величин приведенных затрат для двух классов напряжений номиналами 35 кВ и 110 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 предустановленного трансформатора напряжения ЗНОГ-110 У1.

6 ОСОБЕННОСТИ СХЕМЫ ВНУТРИЗАВОДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ. ВЫБОР КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Разработка схемы внутризаводского электроснабжения выполняется в полном соответствии с Нормами технологического проектирования НТП ЭПП-94 [27]. 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 [27, п.6.3].

На подстанции предприятия приняты к установке трансформаторы ТРДН-25000/110/10/10 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 [27, п.6.3.13.3] с целью повышения качества электрической энергии.

Внутризаводская распределительная сеть 10 кВ выполняется посредством кабельных линий, преимущественно располагаемых в траншеях. Марка кабеля выбирается с учётом заданных характеристик грунта, таких как: средняя коррозионная активность с наличием растягивающих усилий и напряжений, но отсутствием блуждающих токов. Нивелировать внешнее воздействие негативных факторов грунта позволяют кабели типа АПвЭКПу-10 – с алюминиевой жилой (А), фазной изоляцией из сшитого полиэтилена (Пв), медным экраном по изолированной жиле (Э), броней из круглых стальных проволок (К), усиленной наружной оболочкой из сшитого полиэтилена (Пу) [28].

Выбор сечения кабельных линий напряжением 10 кВ выполняется в следующей последовательности: сначала определяется экономически целесообразное сечение КЛ по экономической плотности тока (согласно требований ПУЭ [11]), 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 ($j_э=1,7$ А/мм² [11, табл.1.3.36]), исходя из специфики производства предприятия (принятого значения $T_m=4355$ ч/год) и минимального стандартного сечения ($F_{min.ст} = 50$ мм²) для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена, определяется по выражению

$$F_{э.кл} = \frac{I_{р.кл}}{j_э}, \quad (6.1)$$

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

	Разр.				13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					45
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Величина расчетного тока кабельной линии может быть определена по формуле

$$I_{\text{р.кл}} = \frac{1}{N_{\text{т}} \cdot n} \cdot \frac{\sqrt{(P_{\text{р}} + \Delta P_{\text{т}})^2 + (Q_1 + \Delta Q_{\text{т}})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (6.2)$$

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 [28]: на число кабелей одновременно располагаемых в траншее ($K_{\text{п.кл}}$), на температуру ($K_{\text{т.кл}}$)

$$I_{\text{доп.кл.ф}} = K_{\text{п.кл}} \cdot K_{\text{т.кл}} \cdot I_{\text{доп.кл}} > \frac{I_{\text{р.кл}}}{n_{\text{к.л}}}, \quad (6.3)$$

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

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

$$I'_{\text{а.кл}} \geq \frac{I_{\text{а.кл}}}{n_{\text{кл}}}. \quad (6.4)$$

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

$$I_{\text{а.кл}} = 2 \cdot I_{\text{р.кл}}. \quad (6.5)$$

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 [28]

$$I'_{\text{а.кл}} = K_{\text{а.кл}} \cdot I_{\text{доп.кл.ф}}. \quad (6.6)$$

Разр.					13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						46
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Величина расчетной потери напряжения в КЛ не должно превышать допустимый предел в 5%, устанавливаемый ПУЭ [11]

$$\Delta U_{\text{кл}} = \frac{P_{\text{р.кл}} \cdot r_{\text{уд.кл}} \cdot L_{\text{кл}} + Q_{\text{р.кл}} \cdot x_{\text{уд.кл}} \cdot L_{\text{кл}}}{n_{\text{кл}} \cdot U_{\text{ном}}^2} \cdot 100\% \leq 5\% . \quad (6.7)$$

Аналогичные действия по формулам (6.1) – (6.7) выполняются при выборе кабельных линий, представленных в таблице 6.1. Дальнейшая корректировка сечений КЛ на предмет соответствия термически устойчивым сечения ($F_{\text{т.кл}}$) будет выполнена после определения токов КЗ.

Выводы по разделу шесть

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

	Разр.				13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					47
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Таблица 6.1 – Выбор кабельных линий для реализации внутривозводской системы электроснабжения группы цехов Нижнесергиевского метизно-металлургического завода

Кабельные линии	P _{р.кл.} , кВт	Q _{р.кл.} , квар	S _{р.кл.} , кВ·А	I _{р.кл.} , А	F _{э.кл.} , мм ²	F _{терм.кл.} , мм ²	F _{ст.кл.} , мм ²	Тип и количество кабелей	Способ прокладки	Нагрузка на кабель, А		I _{доп.кл.} , А	K _{п.кл.}	K _{л.кл.}	Г _{доп.кл.} , А	K _{а.кл.}	Г _{а.кл.} , А	L _{кл.} , км	Г _{уд.кл.} , Ом/км	Х _{уд.кл.} , Ом/км	Δ _{и.кл.} , %
										в нормальном режиме	в послеаварийном режиме										
Кабельные линии напряжением 10 000 В																					
ГПП - ТП1	1943	1255	2313	127	75	95	120	2хАПвЭКПу-10 (3х120/50)	в траншее	127	254	299	0,93	1,00	278	1,17	325	0,098	0,325	0,112	0,15
ТП1 - ТП2	972	628	1157	64	37	95	95	2хАПвЭКПу-10 (3х95/50)	в траншее	64	127	262	0,93	1,00	244	1,17	285	0,109	0,411	0,121	0,10
ГПП - ТП3	1245	819	1490	82	48	95	95	2хАПвЭКПу-10 (3х95/50)	в траншее	82	164	262	0,93	1,00	244	1,17	285	0,032	0,411	0,121	0,04
ГПП - ТП4	1245	819	1490	82	48	95	95	2хАПвЭКПу-10 (3х95/50)	в траншее	82	164	262	0,85	1,00	223	1,17	261	0,043	0,411	0,121	0,05
ГПП - ТП5	1331	1051	1697	93	55	95	95	2хАПвЭКПу-10 (3х95/50)	в траншее	93	187	262	0,85	1,00	223	1,17	261	0,198	0,411	0,121	0,27
ГПП - ТП6	1442	769	1634	90	53	95	95	2хАПвЭКПу-10 (3х95/50)	в траншее	90	180	262	0,85	1,00	223	1,17	261	0,322	0,411	0,121	0,44
ТП6 - ТП7	773	512	927	51	30	95	95	2хАПвЭКПу-10 (3х95/50)	в траншее	51	102	262	0,93	1,00	244	1,17	285	0,054	0,411	0,121	0,04
ГПП - ТП8	702	107	710	39	23	95	95	2хАПвЭКПу-10 (3х95/50)	в траншее	39	78	262	0,85	1,00	223	1,17	261	0,351	0,411	0,121	0,21
ГПП - ТП9	380	77	388	21	13	95	95	АПвЭКПу-10 (3х95/50)	в траншее	21	-	262	0,85	1,00	223	-	-	0,363	0,411	0,121	0,12
ГПП - ТП10	1170	610	1320	73	43	95	95	2хАПвЭКПу-10 (3х95/50)	в траншее	73	145	262	0,85	1,00	223	1,17	261	0,552	0,411	0,121	0,61
ГПП - ТП11	703	544	889	49	29	95	95	АПвЭКПу-10 (3х95/50)	в траншее	49	-	262	0,85	1,00	223	-	-	0,546	0,411	0,121	0,39
ГПП - ТП12	867	376	945	52	31	95	95	2хАПвЭКПу-10 (3х95/50)	в траншее	52	104	262	0,85	1,00	223	1,17	261	0,522	0,411	0,121	0,42
ТП12 - ТП13	180	184	257	14	8	95	95	2хАПвЭКПу-10 (3х95/50)	в траншее	14	28	262	0,93	1,00	244	1,17	285	0,016	0,411	0,121	0,00
ГПП - ТП14	278	62	285	16	9	95	95	2хАПвЭКПу-10 (3х95/50)	в траншее	16	31	262	0,85	1,00	223	1,17	261	0,568	0,411	0,121	0,16
ГПП - ПЧ	1800	1587	2400	132	78	120	120	АПвЭКПу-10 (3х120/50)	в траншее	132	-	299	0,85	1,00	254	-	-	0,274	0,325	0,112	0,42
ГПП - СД1	630	-556	840	46	27	50	50	АПвЭКПу-10 (3х50/25)	в траншее	46	-	180	0,85	1,00	153	-	-	0,167	0,822	0,137	0,15
ГПП - СД2	1000	-750	1250	69	40	50	50	АПвЭКПу-10 (3х50/25)	в траншее	69	-	180	0,85	1,00	153	-	-	0,291	0,822	0,137	0,42
Кабельные линии напряжением 400 В																					
ТП3 - РПН1	75	64	99	142	-	-	50	СИП-2А (3х70+1х95)	на опорах	142	-	180	1,00	1,03	185	-	-	0,044	0,532	0,092	2,51
ТП7 - РПН2	88	54	103	149	-	-	70	СИП-2А (3х70+1х95)	на опорах	149	-	180	1,00	1,03	185	-	-	0,022	0,532	0,092	1,43
ТП9 - РПН3	79	58	98	141	-	-	50	АПвКШп-1 (4х50)	в траншее	141	-	146	0,93	1,00	136	-	-	0,025	0,641	0,072	1,70
ТП9 - РПН4	101	86	132	191	-	-	95	СИП-2А (3х120+1х95)	на опорах	191	-	250	1,00	1,03	258	-	-	0,032	0,304	0,088	1,53
ТП11 - РПН5	60	62	86	125	-	-	50	АПвКШп-1 (4х50)	в траншее	125	-	146	0,93	1,00	136	-	-	0,028	0,641	0,072	1,50

7 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

С целью выбора электрооборудования схемы внутриводского электро-снабжения 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 7.1.

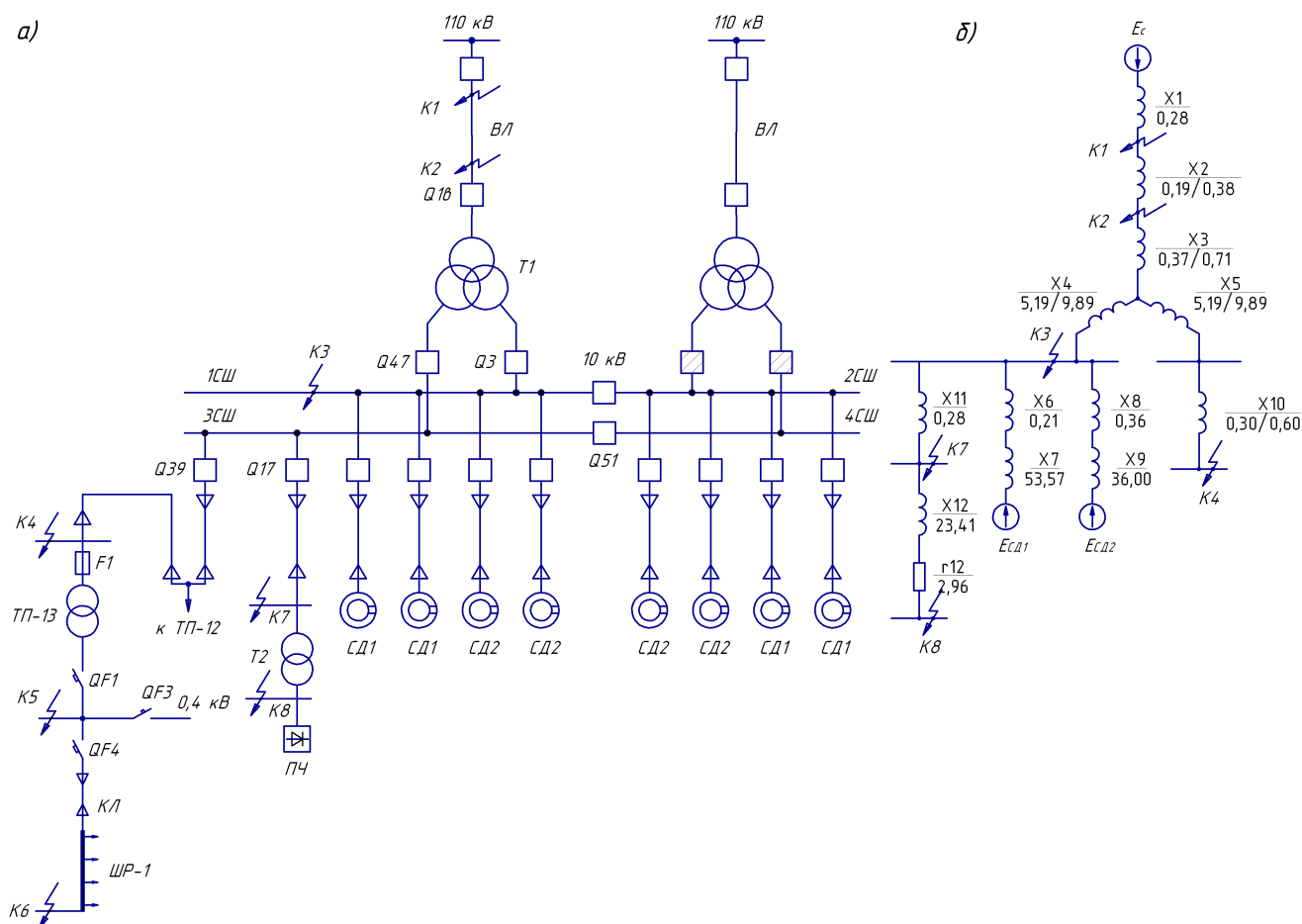


Рисунок 7.1 – Принципиальная схема (а) и схема замещения (б) для определения токов КЗ

Расчёт токов КЗ производим в следующих точках:

- К₁ и К₂ – в схеме внешнего электроснабжения предприятия;
- К₃ – на сборных шинах 10 кВ главной понизительной подстанции;
- К₄ – на сборных шинах 10 кВ ТП-13;
- К₅ – на сборных шинах 0,4 кВ ТП-13;
- К₇ – на сборных шинах 10 кВ трансформатора ТСЗП;
- К₈ – на сборных шинах 0,4 кВ трансформатора ТСЗП.

Разр.				
Пров.				
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ

Лист

49

В таблице 7.1 представим справочные данные о линиях электропередачи и трансформаторах схемы электроснабжения завода.

Таблица 7.1 – Параметры элементов схемы электроснабжения

ЛЭП	Марка ЛЭП	L, км	$x_{уд.}, Ом/км$	$r_{уд.}, Ом/км$	Ссылка
ВЛ	АС-70/11	11,5	0,444	0,428	[29]
ГПП – КТП12	АПВЭКПу-10 (3x95/50)	0,522	0,121	0,411	[28]
КТП12 – КТП13	АПВЭКПу-10 (3x95/50)	0,016	0,121	0,411	[28]
ГПП – СД1	АПВЭКПу-10 (3x50/25)	0,167	0,137	0,822	[28]
ГПП – СД2	АПВЭКПу-10 (3x50/25)	0,291	0,137	0,822	[28]
ГПП – ПЧ	АПВЭКПу-10 (3x120/25)	0,274	0,112	0,325	[28]
Трансформатор	Тип трансформатора	$S_{т.ном.}, кВ\cdot А$	$U_{кз}, \%$	$\Delta P_{кз}, кВт$	
Т1	ТРДН	25000	10,5	120,0	[16]
КТП13	ТМГ33	400	4,5	4,18	[10]

В таблице 7.2 представим технические параметры трансформатора ТСЗП-2500/10.

Таблица 7.2 – технические параметры трансформатора ТСЗП-2500/10 [14]

Тип	$U_1, В$	$U_d, В$	$I_d, А$	$P_{хх}, кВт$	$P_{кз}, кВт$	$U_{кз}, \%$
ТСЗП	10000	825	2500	3,5	18,5	5,9

Эквивалентные сопротивления, представленные на рисунке 7.1 (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 7.3).

Таблица 7.3 – Определение эквивалентных сопротивлений схемы замещения, представленной на рисунке 7.1 (б)

Параметр	Максимальный режим	Минимальный режим
1	2	3
$x_1 = x_c = \frac{S_6}{S_{эс}}$	$x_c = \frac{1000 \cdot 10^6}{3550 \cdot 10^6} = 0,28 \text{ о.е.}$	
$x_2 = x_{вл} = \frac{x_{уд.вл} \cdot L_{вл} \cdot S_6}{n \cdot U_{ср.1}^2}$, где n=2 в макс.режиме, n=1 в мин.режиме.	$x_{вл} = \frac{0,444 \cdot 11,5 \cdot 10^9}{2 \cdot (115 \cdot 10^3)^2} = 0,19 \text{ о.е.}$	$x_{вл} = \frac{0,444 \cdot 11,5 \cdot 10^9}{1 \cdot (115 \cdot 10^3)^2} = 0,38 \text{ о.е.}$
$x_t = \frac{U_{кз} (1 \pm \Delta U_{рпн}) S_6}{100 \cdot S_{т.ном.}}$	$x_t = \frac{10,5(1-0,16)^2 10^9}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 2,96 \text{ о.е.}$	$x_t = \frac{10,5(1+0,16)^2 10^9}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 5,65 \text{ о.е.}$
$x_3 = 0,125 \cdot x_t$	$x_3 = 0,125 \cdot 2,96 = 0,37 \text{ о.е.}$	$x_3 = 0,125 \cdot 5,65 = 0,71 \text{ о.е.}$

Продолжение таблицы 7.3

1	2	3
$x_4 = x_5 = 1,75 \cdot x_T$	$x_4 = x_5 = 1,75 \cdot 2,96 = 5,19$ о.е.	$x_4 = x_5 = 1,75 \cdot 5,65 = 9,89$ о.е.
$x_6 = \frac{1}{n_{кл}} \cdot x_{уд.кл} \cdot L_{кл} \cdot \frac{S_6}{U_{ср.2}^2}$	$x_6 = 0,137 \cdot 0,167 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,21$ о.е.	
$x_7 = \frac{1}{n_{дв}} \cdot \frac{1}{I_{п.дв}} \cdot \frac{S_6 \cdot \cos \varphi \cdot \eta}{P_{дв}}$	$x_7 = \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{5} \cdot \frac{1000 \cdot 10^6 \cdot 0,75 \cdot 0,90}{630 \cdot 10^3} = 53,57$ о.е.	
$x_8 = \frac{1}{n_{кл}} \cdot x_{уд.кл} \cdot L_{кл} \cdot \frac{S_6}{U_{ср.2}^2}$	$x_8 = 0,137 \cdot 0,291 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,36$ о.е.	
$x_9 = \frac{1}{n_{дв}} \cdot \frac{1}{I_{п.дв}} \cdot \frac{S_6 \cdot \cos \varphi \cdot \eta}{P_{дв}}$	$x_9 = \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{5} \cdot \frac{1000 \cdot 10^6 \cdot 0,80 \cdot 0,90}{1000 \cdot 10^3} = 36,00$ о.е.	
$x_{10} = \frac{x_{уд.кл} \cdot L_{кл} \cdot S_6}{n_{кл} \cdot U_{ср.2}^2}$, где n=2 в макс.режиме, n=1 в мин.режиме.	$x_{10} = \frac{0,121 \cdot 0,538 \cdot 10^9}{2(10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,30$ о.е.	$x_{10} = \frac{0,121 \cdot 0,538 \cdot 10^9}{1(10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,60$ о.е.
$x_{11} = \frac{1}{n_{кл}} \cdot x_{уд.кл} \cdot L_{кл} \cdot \frac{S_6}{U_{ср.2}^2}$	$x_{11} = \frac{1}{1} \cdot 0,112 \cdot 0,274 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,28$ о.е.	
$z_{12} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{п.т}}$	$z_{12} = \frac{5,9}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{2500 \cdot 10^3} = 23,60$ о.е.	
$r_{12} = \Delta P_k \cdot \frac{S_6}{S_{п.т}^2}$	$r_{12} = 18,5 \cdot 10^3 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(2500 \cdot 10^3)^2} = 2,96$ о.е.	
$x_{12} = \sqrt{z_{12}^2 - r_{12}^2}$	$x_{12} = \sqrt{23,60^2 - 2,96^2} = 23,41$ о.е.	

В таблице 7.4 представим расчёт токов КЗ в электрической сети в точках К1 и К2.

Таблица 7.4 – Расчёт токов КЗ в электрической сети в точках К1 и К2

Параметр	Размерность	Максимальный режим		Минимальный режим	
		К1	К2	К1	К2
$x_{\Sigma} = x_C + \sum x_i$	о.е.	0,28	0,47	0,28	0,67
$I_k^{(3)} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{ср} \cdot x_{\Sigma}}$	кА	17,8	10,6	-	-
$I_k^{(2)} = \frac{S_6}{2 \cdot U_{ср} \cdot x_{\Sigma}}$	кА	-	-	15,4	6,5
$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_k^{(3)}$	кА	43,4	26,9	-	-

Путем комплексного преобразования эквивалентных сопротивлений элементов системы электроснабжения, представленных на рисунке 7.1 (б), изобразим на рисунке 7.2 схему замещения для определения тока КЗ в точке К3.

Наличие в составе электроприёмников синхронных двигателей необходимо учитывать при определении токов короткого замыкания в точке К₃. В таблице 7.5 приведён расчёт токов КЗ в электрической сети в точке К₃.

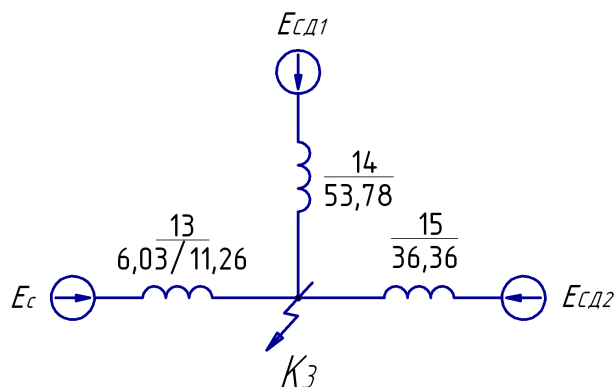


Рисунок 7.2 – Схема замещения для расчета токов КЗ в точке К₃

Таблица 7.5 – Расчёт токов КЗ в электрической сети в точке К₃

Параметр	Максимальный режим	Минимальный режим
$x_{13} = x_1 + x_2 + x_3 + x_4$	$x_{13} = 0,28 + 0,19 + 0,37 + 5,19 = 6,03$	$x_{13} = 0,28 + 0,38 + 0,71 + 9,89 = 11,26$
$x_{14} = x_6 + x_7$	$x_{14} = 0,21 + 53,57 = 53,78$ о.е.	
$x_{15} = x_8 + x_9$	$x_{15} = 0,36 + 36,00 = 36,36$ о.е.	
$I_c^{(3)} = \frac{E_c \cdot S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.2} \cdot x_{13}}$	$I_c^{(3)} = \frac{1 \cdot 1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 6,03} = 9,1$ кА	-
$I_c^{(2)} = \frac{E_c \cdot S_6}{2 \cdot U_{cp.2} \cdot x_{13}}$	-	$I_c^{(2)} = \frac{1 \cdot 1000 \cdot 10^6}{2 \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 11,26} = 4,2$ кА
$I_{cd1} = \frac{E_{cd} \cdot S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.2} \cdot x_{14}}$	$I_{cd1} = \frac{1,1 \cdot 1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 53,78} = 1,1$ кА	
$I_{cd2} = \frac{E_{ад} \cdot S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.2} \cdot x_{15}}$	$I_{cd2} = \frac{0,9 \cdot 1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 36,36} = 1,7$ кА	
$I_{к.3}^{(3)} = I_c^{(3)} + I_{cd1} + I_{cd2}$	$I_{к.3}^{(3)} = 9,1 + 1,1 + 1,7 = 11,9$ кА	-
$i_{уд.3} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{к.3}^{(3)}$	$i_{уд.3} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 11,9 = 32,0$ кА	-
$I_{к.3}^{(2)} = I_c^{(2)} + I_{cd1} + I_{cd2}$	-	$I_{к.3}^{(2)} = 4,2 + 1,1 + 1,7 = 7,0$ кА

В таблице 7.6 представим расчёт токов короткого замыкания в электрической сети в точках К4, К7, К8.

Таблица 7.6 – Расчёт токов КЗ в электрической сети в точках К4, К7, К8

Параметр	Максимальный режим	Минимальный режим
1	2	3
Точка К4		
$x_{\Sigma 4} = x_{13} + x_{11}$	$x_{\Sigma 4} = 6,03 + 0,30 = 6,33$ о.е.	$x_{\Sigma 4} = 11,26 + 0,60 = 11,86$ о.е.

Продолжение таблицы 7.6

1	2	3
$I_{к.4}^{(3)} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.2} \cdot X_{\Sigma 4}}$	$I_{к.4}^{(3)} = \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 6,33} = 8,7 \text{ кА}$	-
$i_{уд.4} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{к.4}^{(3)}$	$i_{уд.4} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 8,7 = 23,6 \text{ кА}$	-
$I_{к.4}^{(2)} = \frac{S_6}{2U_{cp.2} \cdot X_{\Sigma 4}}$	-	$I_{к.4}^{(2)} = \frac{1 \cdot 1000 \cdot 10^6}{2 \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 11,86} = 4,0 \text{ кА}$
$S_{к.4}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{cp.2} \cdot I_{к.4}^{(3)}$	$S_{к.4}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 8,7 = 158 \text{ МВ} \cdot \text{А}$	$S_{к.4}^{(3)} = 10,5 \cdot 10^3 \cdot \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot 4,0 = 49 \text{ МВ} \cdot \text{А}$
Точка К7	-	-
$x_{\Sigma 7} = x_{13} + x_{11}$	$x_{\Sigma 7} = 6,03 + 0,28 = 6,31 \text{ о.е.}$	$x_{\Sigma 7} = 11,26 + 0,28 = 11,54 \text{ о.е.}$
$I_{к.7}^{(2)} = \frac{S_6}{2U_{cp.2} \cdot X_{\Sigma 7}}$	-	$I_{к.7}^{(2)} = \frac{1 \cdot 1000 \cdot 10^6}{2 \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 11,54} = 4,1 \text{ кА}$
Точка К8	-	-
$x_{\Sigma 8} = x_{\Sigma 7} + x_{12}$	$x_{\Sigma 8} = 6,31 + 23,41 = 29,73 \text{ о.е.}$	$x_{\Sigma 8} = 11,54 + 23,41 = 34,95 \text{ о.е.}$
$r_{\Sigma 8} = r_{13}$	$r_{\Sigma 8} = 2,96 \text{ о.е.}$	
$z_{\Sigma 8} = \sqrt{x_{\Sigma 8}^2 + r_{\Sigma 8}^2}$	$z_{\Sigma 8} = \sqrt{29,73^2 + 2,96^2} = 29,88 \text{ о.е.}$	$z_{\Sigma 8} = \sqrt{34,95^2 + 2,96^2} = 35,08 \text{ о.е.}$
$I_{к.8}^{(3)} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_d \cdot X_{\Sigma 8}}$	$I_{к.8}^{(3)} = \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 825 \cdot 29,88} = 23,4 \text{ кА}$	-
$I_{к.8}^{(2)} = \frac{S_6}{2U_{cp.2} \cdot X_{\Sigma 8}}$	-	$I_{к.8}^{(2)} = \frac{1 \cdot 1000 \cdot 10^6}{2 \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 35,08} = 1,4 \text{ кА}$

Расчёт токов коротких замыканий в электрической сети напряжением до 1 кВ проводится на основе методики, изложенной в ГОСТ 28249-93 [30], и представлен в таблице 7.7.

Принципиальную схему и схему замещения, в которой все элементы заменены их эквивалентными сопротивлениями, представим на рисунке 7.3.

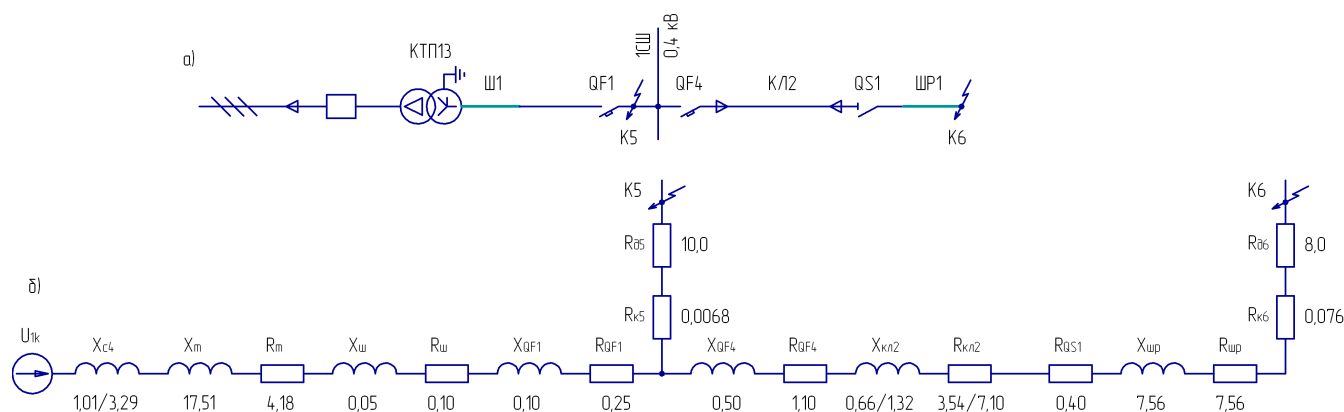


Рисунок 7.3 – Принципиальная схема (а) и схема замещения (б) для определения токов КЗ в сети до 1000 В

Таблица 7.7 – Определение эквивалентных сопротивлений схемы замещения, представленной на рисунке 7.3 (б)

Параметр	Максимальный режим	Минимальный режим
1	2	3
$X_{c4} = \frac{U_{cp3}^2}{S_{к.4}}$	$X_{c4} = \frac{400^2}{158 \cdot 10^6} = 1,01 \text{ МОм}$	$X_{c4} = \frac{400^2}{49 \cdot 10^6} = 3,29 \text{ МОм}$
$r_T = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{нн.н}^2}{S_{T.НОМ}^2}$	$r_T = \frac{4180 \cdot 400^2}{(400 \cdot 10^3)^2} = 4,18 \text{ МОм}$	
$Z_T = \frac{U_{кз} \cdot U_{нн.н}^2}{100 \cdot S_{T.НОМ}}$	$Z_T = \frac{4,5 \cdot 400^2}{100 \cdot 400 \cdot 10^3} = 18,00 \text{ МОм}$	
$x_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2}$	$x_T = \sqrt{18,00^2 - 4,18^2} = 17,51 \text{ МОм}$	
$r_{III} = r_{уд.ш} \cdot L_{III}$	$r_{III} = 0,034 \cdot 3 = 0,10 \text{ МОм}$	
$x_{III} = x_{уд.ш} \cdot L_{III}$	$x_{III} = 0,016 \cdot 3 = 0,05 \text{ МОм}$	
$r_{IIIР} = r_{уд.шр} \cdot L_{IIIР}$	$r_{IIIР} = 0,21 \cdot 36 = 7,56 \text{ МОм}$	
$x_{IIIР} = x_{уд.шр} \cdot L_{IIIР}$	$x_{IIIР} = 0,21 \cdot 36 = 7,56 \text{ МОм}$	
$x_{кп2} = \frac{x_{уд.кп} \cdot L_{кп}}{n_{кп}}$	$x_{кп2} = \frac{0,082 \cdot 16}{1} = 1,31 \text{ МОм}$	
$r_{кп2} = \frac{r_{уд.кп} \cdot L_{кп}}{n_{кп}}$	$r_{кп2} = \frac{0,443 \cdot 16}{1} = 7,09 \text{ МОм}$	
$r_{к5} = 2 \cdot r_{к.ш}$	$r_{к5} = 2 \cdot 0,0034 = 0,0068 \text{ МОм}$	
$r_{к6} = 2 \cdot r_{к.ш} + 2 \cdot r_{к.кп2}$	$r_{к6} = 2 \cdot 0,009 + 2 \cdot 0,029 = 0,076 \text{ МОм}$	
Точка К5	-	-
$X_{\Sigma 5} = X_{c4} + X_T + X_{III} + X_{QF1}$	$X_{\Sigma 5} = 1,01 + 17,51 + 0,05 + 0,10 = 18,67 \text{ МОм}$	$X_{\Sigma 5} = 3,29 + 17,51 + 0,05 + 0,10 = 20,94 \text{ МОм}$
$r_{\Sigma 5} = r_T + r_{III} + r_{QF1} + r_{к5} + r_{д5}$	$r_{\Sigma 5} = 4,18 + 0,10 + 0,25 + 0,0068 + 10,0 = 14,54 \text{ МОм}$	
$Z_{\Sigma 5} = \sqrt{X_{\Sigma 5}^2 + r_{\Sigma 5}^2}$	$Z_{\Sigma 5} = \sqrt{18,67^2 + 14,5^2} = 23,66 \text{ МОм}$	$Z_{\Sigma 5} = \sqrt{20,94^2 + 14,5^2} = 25,50 \text{ МОм}$
$I_{к.5}^{(3)} = \frac{U_{cp.3}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma 5}}$	$I_{к.5}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 23,66 \cdot 10^{-3}} = 9,8 \text{ кА}$	-
$i_{уд.5} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{к.5}^{(3)}$	$i_{уд.5} = \sqrt{2} \cdot 1,1 \cdot 9,8 = 15,2 \text{ кА}$	
$I_{к.5}^{(2)} = \frac{U_{cp.3}}{2 \cdot Z_{\Sigma 5}}$	-	$I_{к.5}^{(2)} = \frac{400}{2 \cdot 25,50 \cdot 10^{-3}} = 7,8 \text{ кА}$
Точка К6	-	-
$X_{\Sigma 6} = X_{c4} + X_T + X_{III} + X_{QF1} + X_{QF4} + X_{кп2} + X_{QS1} + X_{IIIР}$	$X_{\Sigma 6} = 1,01 + 7,56 + 17,59 + 0,05 + 0,10 + 0,50 + 1,31 = 28,04 \text{ МОм}$	$X_{\Sigma 6} = 3,29 + 17,51 + 0,05 + 0,10 + 0,50 + 1,31 + 7,56 = 30,32 \text{ МОм}$
$r_{\Sigma 6} = r_T + r_{III} + r_{QF1} + r_{QF4} + r_{кп2} + r_{QS1} + r_{IIIР} + r_{к6} + r_{д6}$	$r_{\Sigma 6} = 4,18 + 0,10 + 0,25 + 1,10 + 7,09 + 0,40 + 7,56 + 0,076 + 8,0 = 28,76 \text{ МОм}$	
$Z_{\Sigma 6} = \sqrt{X_{\Sigma 6}^2 + r_{\Sigma 6}^2}$	$Z_{\Sigma 6} = \sqrt{28,0^2 + 28,8^2} = 40,2 \text{ МОм}$	$Z_{\Sigma 6} = \sqrt{30,3^2 + 28,8^2} = 41,8 \text{ МОм}$

Продолжение таблицы 7.7

1	2	3
$I_{к.6}^{(3)} = \frac{U_{ср.3}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma 6}}$	$I_{к.6}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 40,16 \cdot 10^{-3}} = 5,7 \text{ кА}$	-
$i_{уд.6} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{к.6}^{(3)}$	$i_{уд.6} = \sqrt{2} \cdot 1,05 \cdot 5,7 = 8,5 \text{ кА}$	-
$I_{к.6}^{(2)} = \frac{U_{ср.3}}{2 \cdot z_{\Sigma 6}}$	-	$I_{к.6}^{(2)} = \frac{400}{2 \cdot 41,78 \cdot 10^{-3}} = 4,8 \text{ кА}$

Результаты расчетов токов КЗ в электрической сети в точках К1 – К8 представим в таблице 7.8.

Таблица 7.8 – Сводные данные расчётов токов КЗ в точках К1 – К8

Параметр	К1	К2	К3	К4	К5	К6	К7	К8
$I_{к}^{(3)}$, кА	17,8	10,6	11,9	8,7	9,8	5,7	-	23,8
$I_{к}^{(2)}$, кА	15,4	6,5	7,0	4,0	7,8	4,8	4,1	1,4
$i_{уд}$, кА	43,4	26,9	32,0	23,6	15,2	8,5	-	-

Выводы по разделу семь

Произведён расчет токов короткого замыкания на сборных шинах 10 кВ понижающей подстанции предприятия, а также в сети 0,4 кВ КТП-12.

Разр.				13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
Пров.					55
Изм	Лист	№ документа	Подп.		Дата

8 ПОДБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ВНУТРИЗАВОДСКОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

8.1 Комплектация ЗРУ-10 кВ

Распределительное устройство 10 кВ выполняется закрытого типа (ЗРУ) и оснащается комплектными ячейками «Классика» серии D-12P серийно выпускаемые ООО «ЭТЗ «Вектор» [31]. По своему назначению ячейки D-12P подразделяются на:

- вводные ячейки, укомплектованные вакуумными выключателями ВВ/TEL и измерительными трансформаторами тока ТОЛ-10;
- секционные ячейки, укомплектованные вакуумными выключателями ВВ/TEL и измерительными трансформаторами тока ТОЛ-10;
- ячейки отходящих линий, укомплектованные вакуумными выключателями ВВ/TEL, измерительными трансформаторами тока ТОЛ-10 и ограничителями перенапряжений ОПН-РТ/TEL-10/12;
- измерительные ячейки, укомплектованные антирезонансными трансформаторами напряжения типа НАМИ-10;
- ячейки трансформаторов собственных нужд, укомплектованные трансформаторами марки ТЛС.

Расчётные величины и технические характеристики принимаемого к установке коммутационного и измерительного электрооборудования для комплектации ячеек серии D-12P представлено в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – 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	1010	11,9	32,0	D-12P	ЭТЗ «Вектор» [31]	ВВ/TEL $I_n = 2 \text{ кА}$ $I_o = 20 \text{ кА}$	ТЭ [32]	ТОЛ-10 1,5 кА	СЗТТ [33]
Секционная	707					ВВ/TEL $I_n = 1 \text{ кА}$ $I_o = 20 \text{ кА}$		ТОЛ-10 0,8 кА	
Отходящие линии:	254					ВВ/TEL $I_n = 0,63 \text{ кА}$ $I_o = 20 \text{ кА}$		ТОЛ-10 300 А	
ГПП - ТП1								ТОЛ-10 200 А	
ГПП - ТП3								ТОЛ-10 200 А	
ГПП - ТП4								ТОЛ-10 200 А	
ГПП - ТП5	187					ТОЛ-10 200 А			

Продолжение таблицы 8.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ГПП-ТП6	180	11,9	32,0	D-12P	ЭТЗ «Вектор» [31]	ВВ/TEL $I_n = 0,63$ кА $I_o = 20$ кА	ТЭ [32]	ТОЛ-10, 200 А	СЗТТ [33]
ГПП - ТП8	78							ТОЛ-10, 100 А	
ГПП - ТП9	21							ТОЛ-10, 30 А	
ГПП - ТП10	145							ТОЛ-10, 150 А	
ГПП - ТП11	49							ТОЛ-10, 50 А	
ГПП - ТП12	104							ТОЛ-10, 150 А	
ГПП - ТП14	31							ТОЛ-10, 50 А	
ГПП - ПЧ	132							ТОЛ-10, 150 А	
ГПП - СД1	46							ТОЛ-10, 50 А	
ГПП - СД2	69							ТОЛ-10, 75 А	

Окончание таблицы 8.1

Назначение ячейки	ТГНП		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 [20]	ТЛС-40 ПКТ-10 6 А	СЗТТ [36]
Секционная	-	-	-	-				
Отходящие линии	ТЗРЛ 200	СЗТТ [34]	ОПН-РТ/TEL- 10/12	ТЭ [35]				

Примечание: ТЭ – Таврида Электрик, СЗТТ – Свердловский завод трансформаторов тока, ЭТЗ «Вектор» – Электротехнический завод «Вектор».

На рисунке 8.1 представим схемы подключения измерительных устройств в цепях трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, устанавливаемых на стороне 10 кВ подстанции.

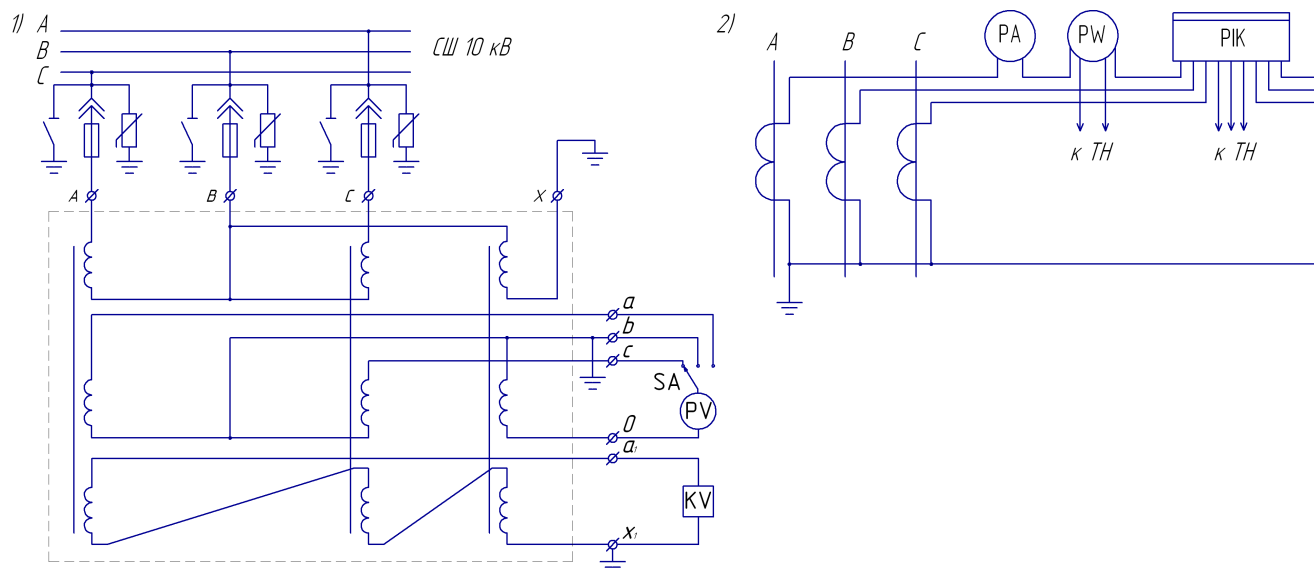


Рисунок 8.1 – Схемы подключения измерительных приборов в цепях трансформатора напряжения (1) и трансформатора тока (2)

8.2 Выбор комплектных трансформаторных подстанций

На предприятии приняты к установке КТП производства «Контактор» г.Ульяновск [37]. Данные КТП выполняются с односторонним обслуживанием и комплектуются ранее выбранными трансформаторами типа ТМГ33 единичной мощностью 400, 1000, 1600 и 2500 кВ·А.

На вводе магистрально подключенных цеховых КТП с трансформаторами мощностью до 630 кВ·А принимаются к установке ячейки серии КСО «Новация», укомплектованные автогазовыми выключателями нагрузки LKE серии ALBS с предохранителями ПКТ-10, а остальные КТП укомплектованы ячейками КСО «Новация» с вакуумными выключателями ВВ/TEL [38]. Этот выбор обусловлен необходимостью обеспечения селективности с защитами смежных участков. В таблицах 8.2 и 8.3 произведём выбор основного оборудования КТП.

Таблица 8.2 – Выбор оборудования РУ-10 кВ КТП

№ ТП	Параметры сети			Ячейки	
	$I_{\text{раб.макс}}$, А	$I_k^{(3)}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	Тип ячейки	Изготовитель
1	2	3	4	5	6
ТП-1	129,3	11,9	32,0	КСО «Новация»	ТЭ [38]
ТП-2	129,3	11,9	32,0	КСО «Новация»	ТЭ [38]
ТП-6	80,8	11,9	32,0	КСО «Новация»	ТЭ [38]
ТП-7	129,3	11,9	32,0	КСО «Новация»	ТЭ [38]
ТП-12	129,3	11,9	32,0	КСО «Новация»	ТЭ [38]
ТП-13	32,3	11,9	32,0	КСО «Новация»	ТЭ [38]

Продолжение таблицы 8.2

№ ТП	Каталожные данные							
	Коммутационный аппарат				Трансформатора тока			
	Тип	Изготовитель	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{отк.ном}}$, кА	Тип ТТ	Изготовитель	$K_{\text{ТТ}}$	Класс точности
1	7	8	9	10	11	12	13	14
ТП-1	ВВ/TEL-10	ТЭ [38]	630	20	ТОЛ-10	СЗТТ [33]	150/5	0,5/10Р
ТП-2	ВВ/TEL-10	ТЭ [38]	630	20	ТОЛ-10	СЗТТ [33]	150/5	0,5/10Р
ТП-6	ВВ/TEL-10	ТЭ [38]	630	20	ТОЛ-10	СЗТТ [33]	100/5	0,5/10Р
ТП-7	ВВ/TEL-10	ТЭ [38]	630	20	ТОЛ-10	СЗТТ [33]	150/5	0,5/10Р
ТП-12	ВВ/TEL-10	ТЭ [38]	630	20	ТОЛ-10	СЗТТ [33]	150/5	0,5/10Р
ТП-13	LKE-ALBS	ТЭ [38]	400	-	-	-	-	-
	ПКТ-10		50	-	-	-	-	-

Таблица 8.3 – Выбор автоматических выключателей и трансформаторов тока, устанавливаемых в РУ-0,4 кВ КТП

№ ТП	Трансформатор			Назначение ячейки	Параметры сети		
	Тип	Изготовитель	$S_{\text{т.н}}$, кВ·А		$I_{\text{раб.макс}}$, А	$I_k^{(3)}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП1	ТМГ33	ТЭМЗ[10]	1600	Вводная	3232	42,0	95,0

Продолжение таблицы 8.3

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП1	ТМГ33	ТЭМЗ [10]	1600	Секционная	2262	42,0	95,0
ТП2	ТМГ33	ТЭМЗ [10]	1600	Вводная	3232	42,0	95,0
				Секционная	2262	42,0	95,0
ТП3	ТМГ33	ТЭМЗ [10]	2500	Вводная	5052	65,0	148,0
				Секционная	3536	65,0	148,0
ТП4	ТМГ33	ТЭМЗ [10]	2500	Вводная	5052	65,0	148,0
				Секционная	3536	65,0	148,0
ТП5	ТМГ33	ТЭМЗ [10]	2500	Вводная	5052	65,0	148,0
				Секционная	3536	65,0	148,0
ТП6	ТМГ33	ТЭМЗ [10]	1000	Вводная	2020	26,2	59,4
				Секционная	1414	26,2	59,4
ТП7	ТМГ33	ТЭМЗ [10]	1600	Вводная	3232	42,0	95,0
				Секционная	2262	42,0	95,0
ТП8	ТМГ33	ТЭМЗ [10]	1000	Вводная	2020	26,2	59,4
				Секционная	1414	26,2	59,4
ТП9	ТМГ33	ТЭМЗ [10]	400	Вводная	808	12,8	29,0
ТП10	ТМГ33	ТЭМЗ [10]	2500	Вводная	5052	65,0	148,0
				Секционная	3536	65,0	148,0
ТП11	ТМГ33	ТЭМЗ [10]	1000	Вводная	2020	26,2	59,4
ТП12	ТМГ33	ТЭМЗ [10]	1000	Вводная	2020	26,2	59,4
				Секционная	1414	26,2	59,4
ТП13	ТМГ33	ТЭМЗ [10]	400	Вводная	808	12,8	29,0
				Секционная	404	12,8	29,0
ТП14	ТМГ33	ТЭМЗ [10]	400	Вводная	808	12,8	29,0
				Секционная	404	12,8	29,0

Продолжение таблицы 8.3

№ ТП	Каталожные данные								
	Автоматические выключатели					Трансформаторы тока			
	Тип АВ	Изготови- тель	I _{в.ном} , А	I _{отк.ном} , кА	I _{вкл.макс} , кА	Тип ТТ	Изготови- тель	K _{тт}	Класс точности
1	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ТП1	Masterpact NW40H2	SE [39]	4000	85	187	ТШЛ-0,66	СЗТТ [40]	4000/5	0,5
	Masterpact NW25H2	SE [39]	2500	85	187	ТШЛ-0,66	СЗТТ [40]	2500/5	0,5
ТП2	Masterpact NW40H2	SE [39]	4000	85	187	ТШЛ-0,66	СЗТТ [40]	4000/5	0,5
	Masterpact NW25H2	SE [39]	2500	85	187	ТШЛ-0,66	СЗТТ [40]	2500/5	0,5
ТП3	Masterpact NW63H3	SE [39]	6300	130	220	ТШЛ-0,66	СЗТТ [40]	6000/5	0,5
	Masterpact NW40H3	SE [39]	4000	100	220	ТШЛ-0,66	СЗТТ [40]	4000/5	0,5

Окончание таблицы 8.3

1	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ТП4	Masterpact NW63H3	SE [39]	6300	130	220	ТШЛ-0,66	СЗТТ [40]	6000/5	0,5
	Masterpact NW40H3	SE [39]	4000	100	220	ТШЛ-0,66	СЗТТ [40]	4000/5	0,5
ТП5	Masterpact NW63H3	SE [39]	6300	130	220	ТШЛ-0,66	СЗТТ [40]	6000/5	0,5
	Masterpact NW40H3	SE [39]	4000	100	220	ТШЛ-0,66	СЗТТ [40]	4000/5	0,5
ТП6	Masterpact NW25H1	SE [39]	2500	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [40]	2500/5	0,5
	Masterpact NW16H1	SE [39]	1600	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [40]	1500/5	0,5
ТП7	Masterpact NW40H2	SE [39]	4000	85	187	ТШЛ-0,66	СЗТТ [40]	4000/5	0,5
	Masterpact NW25H2	SE [39]	2500	85	187	ТШЛ-0,66	СЗТТ [40]	2500/5	0,5
ТП8	Masterpact NW25H1	SE [39]	2500	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [40]	2500/5	0,5
	Masterpact NW16H1	SE [39]	1600	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [40]	1500/5	0,5
ТП9	Masterpact NW10N1	SE [39]	1000	42	88	ТШЛ-0,66	СЗТТ [40]	1000/5	0,5
ТП10	Masterpact NW63H3	SE [39]	6300	130	220	ТШЛ-0,66	СЗТТ [40]	6000/5	0,5
	Masterpact NW40H3	SE [39]	4000	100	220	ТШЛ-0,66	СЗТТ [40]	4000/5	0,5
ТП11	Masterpact NW25H1	SE [39]	2500	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [40]	2500/5	0,5
ТП12	Masterpact NW25H1	SE [39]	2500	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [40]	2500/5	0,5
	Masterpact NW16H1	SE [39]	1600	65	143	ТШЛ-0,66	СЗТТ [40]	1500/5	0,5
ТП13	Masterpact NW10N1	SE [39]	1000	42	88	ТШЛ-0,66	СЗТТ [40]	1000/5	0,5
	Masterpact NW08N1	SE [39]	800	42	88	ТШЛ-0,66	СЗТТ [40]	500/5	0,5
ТП14	Masterpact NW10N1	SE [39]	1000	42	88	ТШЛ-0,66	СЗТТ [40]	1000/5	0,5
	Masterpact NW08N1	SE [39]	800	42	88	ТШЛ-0,66	СЗТТ [40]	500/5	0,5

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

Разр.					13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						60
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

8.3 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 8.4 представим сравнение технических параметров выбранного токопровода с расчётными значениями.

Таблица 8.4 – Выбор комплектного токопровода

Критерии выбора	Расчетные величины	Каталожные данные: ТЗК-10, 1600 А производства «Мосэлектросит» [41]
$U_{н.} \geq U_{уст.}$	$U_{уст.} = 10,0 \text{ кВ}$	$U_{ном.} = 10,0 \text{ кВ}$
$I_{ном.} \geq I_{max}$	$I_{max} = 1010,4 \text{ А}$	$I_{ном.} = 1600,0 \text{ А}$
$i_{д.} \geq i_{y}$	$i_{y} = 32,0 \text{ кА}$	$i_{д.} = 81,0 \text{ кА}$

8.4 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 [42]. Согласно данному стандарту [42, 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 8.2 изображим карту селективности.

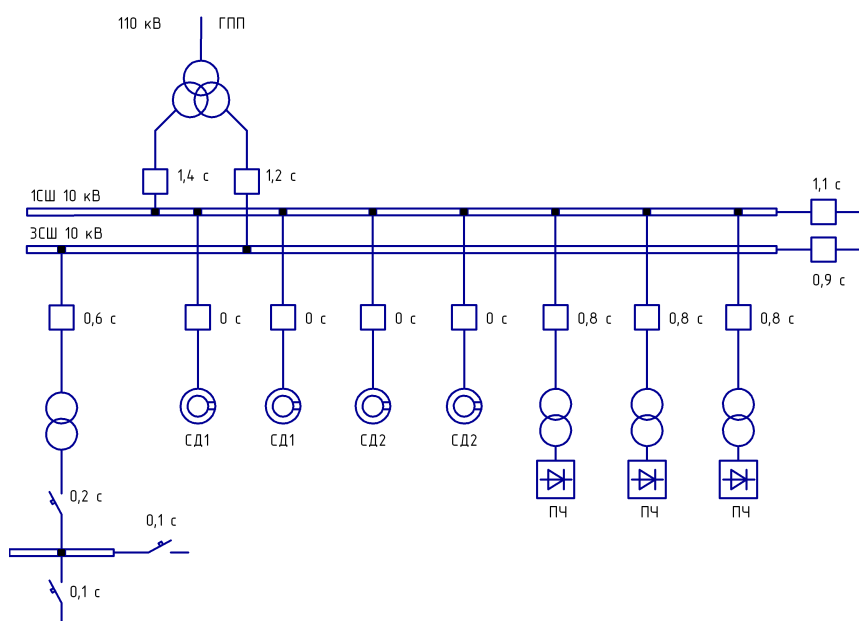


Рисунок 8.2 – Карта селективности

Разр.				
Пров.				
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ

Лист

61

Термическая стойкость кабеля обеспечивается при выполнении условия

$$B_k \leq I_{\text{тер.доп.1}}^2 \quad (8.1)$$

Величина теплового импульса тока короткого замыкания находится по выражению

$$B_k = I_{\text{п.0}}^2 \cdot (t_{\text{р.з.}} + t_{\text{о.в.}} + T_a), \quad (8.2)$$

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

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

T_a – время протекания апериодической составляющей тока КЗ, с.

В таблице 8.5 представим выполненные расчёты по выражениям (8.1) – (8.2) с целью определения термически стойких сечений кабельных линий 10 кВ.

Таблица 8.5 – Выбор сечений кабельных линий 10 кВ по термической стойкости

КЛ	I_k , кА	$t_{\text{р.з.}}$, с	$t_{\text{о.в.}}$, с	T_a , с	B_k , кА ² ·с	$I_{\text{тер.доп.1}}$, кА	$F_{\text{т.ж.}}$, мм ²	$I_{\text{тер.доп.2}}$, кА	$F_{\text{т.э.}}$, мм ²
ГПП – ТП	11,9	0,6	0,035	0,12	107,0	127,7	95	179,6	50
ГПП – ПЧ	11,9	0,8	0,035	0,12	135,3	201,6	120	179,6	50
ГПП – СД	11,9	0,0	0,035	0,12	22,0	22,1	50	23,0	25

В таблице 8.6 выполним сравнение термически стойких сечений кабельных линий (таблица 8.5) с ранее принятыми (таблица 6.1).

Таблица 8.6 – Выбор кабельных линий

Кабельная линия	Ранее принятая площадь сечения КЛ, мм ²	Площадь термически устойчивого сечения КЛ, мм ²	Марка и площадь сечения принятой к установке КЛ
1	2	3	4
ГПП - ТП1	120	95	АПвЭКПу-10 (3x120/50)
ТП1 - ТП2	50	95	АПвЭКПу-10 (3x95/50)
ГПП - ТП3	70	95	АПвЭКПу-10 (3x95/50)
ГПП - ТП4	70	95	АПвЭКПу-10 (3x95/50)
ГПП - ТП5	70	95	АПвЭКПу-10 (3x95/50)
ГПП - ТП6	70	95	АПвЭКПу-10 (3x95/50)
ТП6 - ТП7	50	95	АПвЭКПу-10 (3x95/50)
ГПП - ТП8	50	95	АПвЭКПу-10 (3x95/50)
ГПП - ТП9	50	95	АПвЭКПу-10 (3x95/50)
ГПП - ТП10	50	95	АПвЭКПу-10 (3x95/50)
ГПП - ТП11	50	95	АПвЭКПу-10 (3x95/50)
ГПП - ТП12	50	95	АПвЭКПу-10 (3x95/50)
ТП12 - ТП13	50	95	АПвЭКПу-10 (3x95/50)
ГПП - ТП14	50	95	АПвЭКПу-10 (3x95/50)

Продолжение таблицы 8.6

1	2	3	4
ГПП - ПЧ	70	120	АПВЭКПу-10 (3x120/50)
ГПП - СД1	50	50	АПВЭКПу-10 (3x50/25)
ГПП - СД2	50	50	АПВЭКПу-10 (3x50/25)

Выводы по разделу восемь

В данном разделе выполнен выбор коммутационных и контрольно-измерительных аппаратов в СЭС предприятия.

	Разр.				13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					63
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

9 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 выступает энергосистема, низковольтные и высоковольтные батареи конденсаторов, синхронные двигатели, которые представлены на рисунке 9.1.

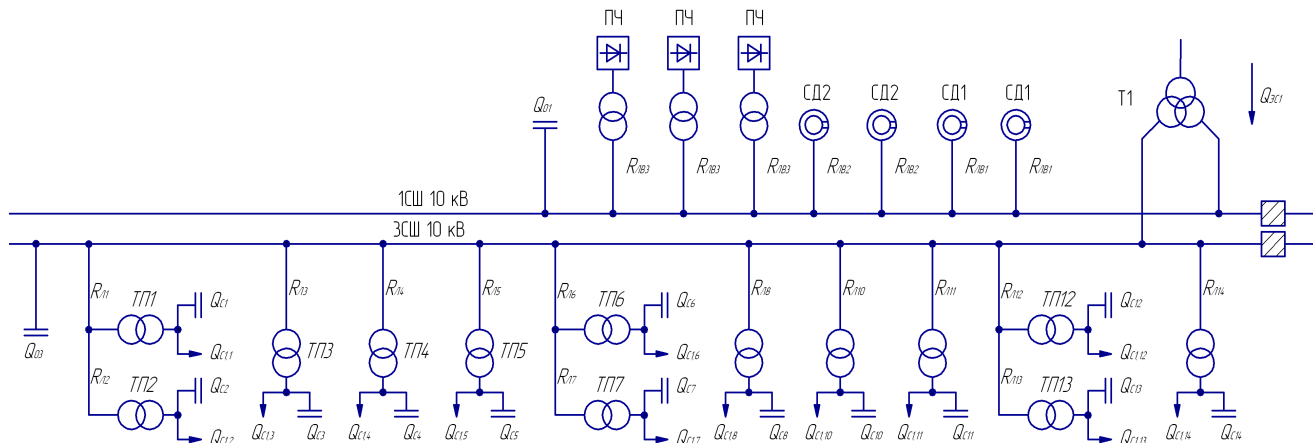


Рисунок 9.1 – Схема замещения СЭС завода выбора компенсирующих устройств

Величину активного сопротивления кабельных линий, представленных на рисунке 9.1, возможно определить по выражению

$$R_{\text{кл}} = r_{\text{уд.кл}} \cdot L_{\text{кл}} \quad (9.1)$$

Величину активного сопротивления трансформаторов цеховых трансформаторных подстанции, представленных на рисунке 9.1, возможно определить по выражению

$$R_{\text{т}} = \frac{\Delta P_{\text{к.з.}} \cdot U_{\text{ном.}}^2}{S_{\text{т.ном.}}^2}, \quad (9.2)$$

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

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

В таблице 9.1 представим расчёты по формулам (9.1) – (9.2) с целью определения начальных данных необходимых для выбора компенсирующих устройств, устанавливаемых на сборных шинах 0,4 кВ цеховых трансформаторных подстанций.

	Разр.			
	Пров.			
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ

Лист

64

Таблица 9.1 - Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

Трансформаторная подстанция	$S_{н.т.i}$, кВ·А	Q_{ii} , квар	ΔQ_{ti} , квар	R_{ti} , Ом	R_{li} , Ом
КТП-1	1600	572	55	0,59	0,02
КТП-2	1600	572	55	0,59	0,03
КТП-3	2500	758	60	0,37	0,01
КТП-4	2500	758	60	0,37	0,01
КТП-5	2500	977	75	0,37	0,06
КТП-6	1000	223	33	0,95	0,10
КТП-7	1600	474	38	0,59	0,02
КТП-8	1000	74	33	0,95	0,11
КТП-10	2500	560	50	0,37	0,18
КТП-11	1000	485	59	0,95	0,17
КТП-12	1000	159	33	0,95	0,17
КТП-13	400	155	30	2,61	0,01
КТП-14	400	49	13	2,61	0,18
Итого	-	5817	594	-	-

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

$$C_0 = \delta \cdot (\beta \cdot \tau + \alpha_{\Gamma} \cdot K_M), \quad (9.3)$$

где $\beta = 1,33905$ – дополнительная ставка за потреблённую электрическую энергию, руб/кВт·ч [12];

$\alpha_{\Gamma} = 22849,92$ – основная ставка за заявленную максимальную годовую мощность, руб/(кВт·год) [12];

$K_M = 1$ – коэффициент, учитывающий отношение потерь активной нагрузки завода ΔP , во время максимальной активной мощности генерирующей системы к наибольшим потерям ΔP_M активной нагрузки предприятия;

$\delta = 1,03$ – поправочный коэффициент.

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

$$Z_{1Г.НБК} = C_0 \cdot \Delta P_{НБК} + E \cdot K_{НБК} \cdot \alpha_{и}, \quad (9.4)$$

$$Z_{1Г.ВБК} = Z_{1.0} = C_0 \cdot \Delta P_{ВБК} + E \cdot K_{ВБК} \cdot \alpha_{и}, \quad (9.5)$$

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

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

$\alpha_{изм} = 84,10$ – индекс изменения сметной стоимости [43];

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

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

В таблице 9.2 представим параметры синхронных двигателей как источников реактивной мощности.

Таблица 9.2 – 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
СД1	СТД	10	0,63	0,32	4	3000	6,64	4,91
СД2	СТД	10	1,00	0,46	4	3000	6,30	6,55

Величина располагаемой реактивной мощности синхронных двигателей определяется по формуле

$$Q_{сд.м.i} = \alpha_{сд.м} \cdot N_{сд.i} \cdot \sqrt{P_{сд.н.i}^2 + Q_{сд.н.i}^2} \quad (9.6)$$

Величину затрат на генерацию реактивной мощности СД найдём по выражению

$$Z_{1.Г.СД.i} = C_0 \cdot \frac{D_{1.i}}{Q_{сд.н.i}}, \quad (9.7)$$

$$Z_{2.Г.СД.i} = C_0 \cdot \frac{D_{2.i}}{N_{сд.i} \cdot Q_{сд.н.i}^2}, \quad (9.8)$$

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

Величина реактивной мощности, генерируемая синхронными двигателями

$$Q_{сд.i} = \frac{Z_{1.0} - Z_{1.Г.СД.i}}{2a \cdot C_0 \cdot R_{э.СД.i}}, \quad (9.9)$$

$$R_{э.СД.i} = \frac{R_{кл.СД.i}}{N_{i,сд}} + \frac{Z_{2.Г.СД.i}}{a \cdot C_0}. \quad (9.10)$$

В таблице 9.3 представим расчёты, выполненные по выражениям (9.3) – (9.10), с целью определения оптимальной реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями.

Таблица 9.3 – 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 ²	$R_{э.СД.i}$, Ом	$Q_{сд.i}$, Мвар
СД1	27318	167162	1,922	566839	327464	1,23	0 (-0,60)
СД2			2,859	376588	214186	0,83	0 (-0,46)
Итого	-	-	4,781	-	-	-	0

С целью определения оптимальных реактивных мощностей, вырабатываемых НБК, определим эквивалентные сопротивления трансформаторов цеховых подстанций, на которых они устанавливаются, для этого на рисунке 9.2 представим расчётные схемы.

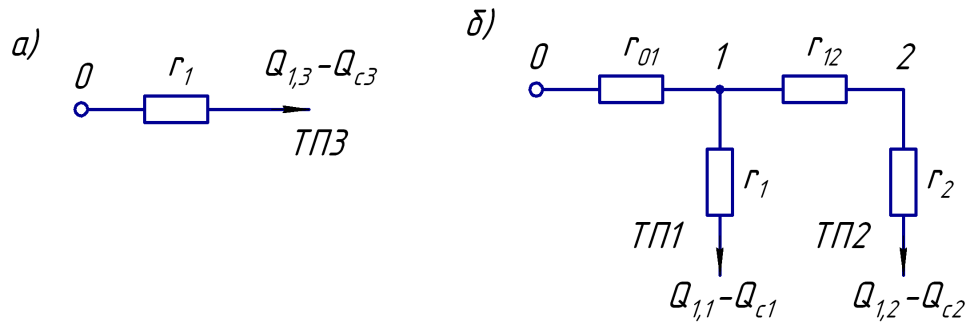


Рисунок 9.2 – Расчетные схемы при радиальном (а) и магистральном (б) подключении источников реактивной мощности с СШ ГПП

При радиальном соединении цеховых трансформаторных подстанций, представленных на рисунке 9.2 (а), эквивалентное сопротивление будет определяться по следующей формуле

$$R_{э.3} = r_1 = R_{кл.3} + R_{т.3}. \quad (9.11)$$

В случае магистрального соединения цеховых ТП, представленных на рисунке 9.2 (б), эквивалентные сопротивления и проводимости будут определяться по следующим формулам

$$R_{э.1} = \left(1 + \frac{r_{0.1}}{R_{т.1}}\right) r_1, \quad (9.12)$$

$$R_{э.2} = \left(1 + \frac{r_{0.1}}{R_{т.1}}\right) \cdot (r_{12} + r_2), \quad (9.13)$$

$$\frac{1}{R_{т.1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2}. \quad (9.14)$$

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

$$Q_{с.і} = Q_{1.і} + \Delta Q_{т.і} + \frac{z}{R_{э.і}}, \quad (9.15)$$

$$z = \frac{3_{1.0} - 3_{1.Г.НБК}}{2a \cdot C_0}, \quad (9.16)$$

где $3_{1.0} = 167162$ – затраты на выработку реактивной мощности ВБК, руб/Мвар;

Разр.					13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						67
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

$Z_{1.Г.НБК} = 334324$ – затраты на выработку реактивной мощности НБК, руб/Мвар;
 $a = 10$ – расчётный коэффициент, кВ^{-2} ;
 $C_0 = 27318$ – удельная стоимость годовых потерь активной мощности при передаче реактивной мощности по электрическим сетям, руб/кВт.

По выражениям (9.11) – (9.16) 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 9.4. Стоит учесть, если расчетная величина экономически целесообразной мощности получилась отрицательной, то окончательно её значение принимается равным нулю.

Таблица 9.4 – Выбор устройств компенсации реактивной мощности на предприятии

Точка подключения БК	$R_{э.и}$, Ом	$Q_{с.и}$, Мвар		$Q_{к.у.и}$, квар	$Q_{к.у.и} + Q_{с.и}$, квар	Марка компенсирующего устройства [44]	$Q_{с.и}$, квар
		расчетная величина	принятая величина				
КТП-1	0,64	0,151	0,151	142	293	УКМТ-0,4-300-50	300
КТП-2	0,68	0,177	0,177	142	320	УКМТ-0,4-300-50	300
КТП-3	0,38	0,016	0,016	0	16	-	-
КТП-4	0,38	0,023	0,023	0	23	-	-
КТП-5	0,43	0,347	0,347	0	347	УКМТ-0,4-350-50	350
КТП-6	1,22	0,005	0,005	187	192	УКМТ-0,4-200-50	200
КТП-7	0,78	0,120	0,120	0	120	УКМТ-0,4-125-25	125
КТП-8	1,07	-0,180	0,000	430	430	УКМТ-0,4-450-50	450
КТП-10	0,55	0,052	0,052	0	52	УКМТ-0,4-50-10	50
КТП-11	1,13	0,273	0,273	0	273	УКМТ-0,4-275-25	275
КТП-12	0,93	-0,139	0,000	328	328	УКМТ-0,4-350-50	350
КТП-13	0,93	-0,143	0,000	0	0	-	-
КТП-14	2,79	-0,047	0,000	156	156	УКМТ-0,4-150-25	150
Итого			1,164	-	-	Итого	2550
СШ1, 10 кВ	-	1,754	1,754	-	-	УКРМФ56-10,5-1800	1800
СШ3, 10 кВ	-	1,255	1,255	-	-	УКРМ56-10,5-1350	1350
Итого	-	-	4,173	1385	5558	-	5700

Определение расчётных коэффициентов реактивной мощности представим в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Определение расчётных коэффициентов реактивной мощности

$\text{tg}\varphi_{эс} = Q_{эс} / P_{рп}$	$\text{tg}\varphi_{эс} = 14225 / 28449 = 0,50$
$P_{рз} = \frac{1}{2} K_{ом} \left[\sum_{i=1}^m P_{pi}^{(3)} + \sum_{i=1}^L \Delta P_{Ti} \right] + \sum_{i=1}^n P_{p.осв}$	$P_{рз} = \frac{1}{2} (0,90 \cdot [20029 + 184] + 688) = 9440 \text{ кВт.}$

$Q_{эс3} = P_{p3} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{эс}$	$Q_{эс3} = 9440 \cdot 0,50 = 4720 \text{ квар.}$
$Q_{эс1} = 0,5Q_{эс} - Q_{эс3}$	$Q_{эс1} = 0,5 \cdot 14225 - 4720 = 2393 \text{ квар.}$
$K_{\Delta Q} = \frac{\Delta Q_{т.гпп}}{S_{p.п}}$	$K_{\Delta Q} = \frac{2117}{30876} = 0,069$
$\Delta Q_{т.гпп}^{СШ3} = K_{\Delta Q} \sqrt{P_{p3}^2 + Q_{эс3}^2}$	$\Delta Q_{т.гпп}^{СШ3} = 0,069 \cdot \sqrt{9440^2 + 4720^2} = 728 \text{ квар.}$
$\Delta Q_{т.гпп}^{СШ1} = \frac{1}{2}(\Delta Q_{т.гпп} - 2\Delta Q_{т.гпп}^{СШ3})$	$\Delta Q_{т.гпп}^{СШ1} = \frac{1}{2}(2117 - 2 \cdot 728) = 331 \text{ квар.}$
$Q_{01} = \sum_{i=1}^n (Q_{Bi} + \Delta Q_{т.в.i}) + \Delta Q_{т.гпп} - \sum_{i=1}^m Q_{с.i} - \sum_{i=1}^t Q_{сд.i} - Q_{э.с}$	$Q_{01} = 0,5(6667 + 966) + 331 - 2393 = 1754 \text{ квар}$
$Q_{03} = \sum_{i=1}^k (Q_{l.i} + \Delta Q_{т.i}) + \Delta Q_{т.гпп} - \sum_{i=1}^m Q_{с.i} - Q_{э.с}$	$Q_{03} = (5817 + 594) + 728 - 1164 - 4720 = 1255 \text{ квар}$
$\operatorname{tg}\varphi_{p1} = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{Bi} + \Delta Q_{т.в.i}) + \Delta Q_{т.СШ1} - \sum_{i=1}^n Q_{сд.i} - \frac{Q_{ст.в.1}}{P_{p1}}}{P_{p1}}$	$\operatorname{tg}\varphi_{p1} = \frac{0,5(6667 + 966) + 331 - 1800}{4768} = 0,49$
$\operatorname{tg}\varphi_{p3} = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{li} + \Delta Q_{т.i}) + \Delta Q_{т.СШ3} + \sum_{i=1}^n Q_{к.в.i} - \sum_{i=1}^n Q_{ст.н.i} + Q_{ст.в.3}}{P_{p3}}$	$\operatorname{tg}\varphi_{p3} = \frac{(5817 + 594) + 728 + 1385 - 2550 - 1350}{9440} = 0,49$
$Q_{резерв} = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{сд.м.i} - Q_{сд.i})}{Q_{pp}} \cdot 100\%$	$Q_{резерв} = \frac{4781 - 0}{19269} \cdot 100\% = 14,8\%$

Выводы по разделу девять

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

Разр.					13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						69
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

10 КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

10.1 Определение коэффициента искажения синусоидальности напряжения

Наличие в составе электроприёмников 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 10.1 (а, б) представим электрическую принципиальную схему и схему замещения с обозначением эквивалентных сопротивлений и источников искажения, для определения величины коэффициента искажения синусоидальности напряжения.

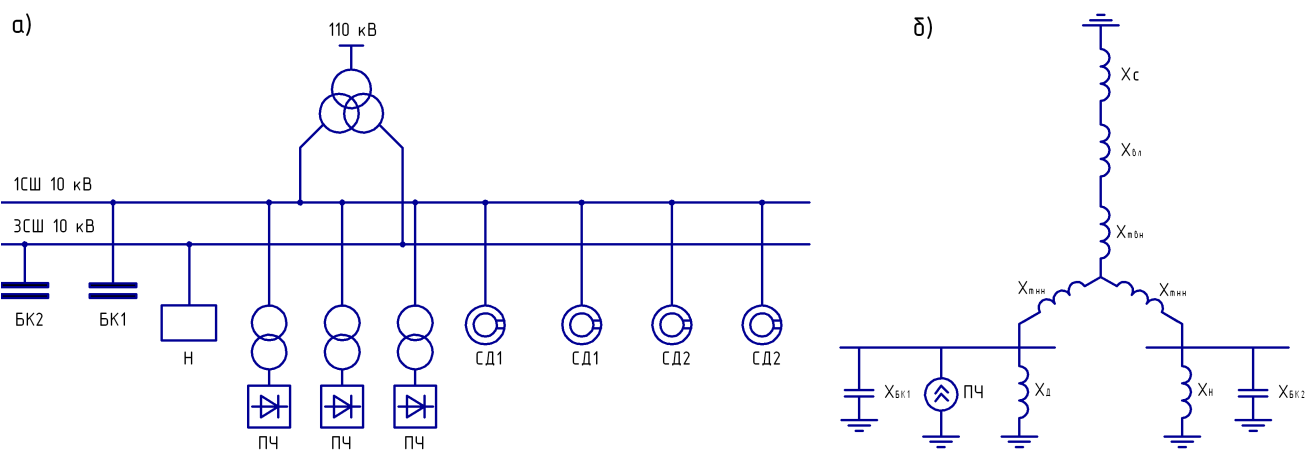


Рисунок 10.1 – Электрическая принципиальная схема (а) и схема замещения (б) для расчета показателей качества

Расчет параметров элементов, размещаемых на схеме замещения (рисунок 10.1, б), производится по следующим выражениям, представленным в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Определение параметров элементов схемы замещения

$x_{cv} = 0,65 \cdot v \cdot \frac{U_{ст}^2}{S_k} [5]$	$x_{cv} = 0,65 \cdot \frac{10500^2}{3550 \cdot 10^6} \cdot v = 0,02 \cdot v$
$x_{лв} = x_0 \cdot L \cdot \frac{U_{ст}^2}{U_{ном}^2} \cdot v [5]$	$x_{лв} = 0,44 \cdot 11,5 \cdot \frac{(10,5 \cdot 10^3)^2}{(115 \cdot 10^3)^2} \cdot v = 0,04 \cdot v$
$x_{тв} = \frac{U_k \cdot U_{ст}^2}{100 \cdot S_{т.ном}} \cdot v [5]$	$x_{тв} = \frac{10,5 \cdot 10500^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} \cdot v = 0,46 \cdot v$
$x_{твнв} = 0,125 \cdot x_{тв} [5]$	$x_{твнв} = 0,125 \cdot 0,46 \cdot v = 0,06 \cdot v$
$x_{тннв} = 1,75 \cdot x_{тв} [5]$	$x_{тннв} = 1,75 \cdot 0,46 \cdot v = 0,81 \cdot v$

Продолжение таблицы 10.1

$X_{Дv} = \frac{17 \cdot v}{S_{Д\Sigma}} [5]$	$X_{Дv} = \frac{17 \cdot v}{4,177} = 4,07 \cdot v$
$X_{Hv} = \frac{U_{ст}^2}{S_H} \cdot v [5]$	$X_{Hv} = \frac{10500^2}{\sqrt{(0,5 \cdot 21383)^2 + (0,5 \cdot 14239)^2}} \cdot v = 8,58 \cdot v$
$X_{БК1.v} = -\frac{U_{ст.}^2}{Q_{БК1} \cdot v} [5]$	$X_{БК1.v} = -\frac{(10 \cdot 10^3)^2}{(1,8 \cdot 10^6) \cdot v} = -\frac{61,25}{v}$
$X_{БК2.v} = -\frac{U_{ст.}^2}{Q_{БК2} \cdot v} [5]$	$X_{БК2.v} = -\frac{(10 \cdot 10^3)^2}{(1,35 \cdot 10^6) \cdot v} = -\frac{81,67}{v}$
$I_v = \frac{S_{тпч\Sigma} \cdot k_{v\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ст} \cdot v} [45]$	$I_v = \frac{\sqrt{(3 \cdot 1800)^2 + (3 \cdot 1800 \cdot 0,88)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10500 \cdot v} k_{v\Sigma} = \frac{396}{v} k_{v\Sigma}$

В зависимости от типа источника искажения в сеть генерируются различные по кратности гармонические составляющие: для преобразовательных установок – 5, 7, 11, 13.

В таблицу 10.2 занесем величины эквивалентных сопротивлений элементов схемы замещения и величины эквивалентных токов, генерируемых источниками искажения, определенные по выражениям, указанным в таблице 10.1.

Таблица 10.2 – Расчет чиленных значений элементов схемы замещения

v	$X_{cv},$ Ом	$X_{lv},$ Ом	$X_{твнv},$ Ом	$X_{тннv},$ Ом	$X_{hv},$ Ом	$X_{Дv},$ Ом	$X_{БК1v},$ Ом	$X_{БК2v},$ Ом	$I_v,$ А
5	0,10	0,21	0,29	4,05	60,46	20,35	-12,25	-16,33	71,26
7	0,14	0,30	0,41	5,67	84,64	28,49	-8,75	-11,67	50,90
11	0,22	0,46	0,64	8,91	133,01	44,77	-5,57	-7,42	26,99
13	0,26	0,55	0,75	10,53	157,20	52,91	-4,71	-6,28	22,84

Путём эквивалентных преобразований элементов схемы замещения, представленной на рисунке 10.1 (б), составим преобразованную схему замещения и разместим её на рисунке 10.2.

Определим эквивалентные сопротивления схем замещения на каждом этапе преобразования

$$X_{\text{э},1v} = \frac{X_{H.v} \cdot X_{БК2v}}{X_{H.v} + X_{БК2v}} \quad (10.1)$$

$$X_{\text{э},2v} = X_{\text{э},1v} + X_{тнн.v} \quad (10.2)$$

$$X_{\text{э},3v} = X_{c.v} + X_{л.v} + X_{твн.v} \quad (10.3)$$

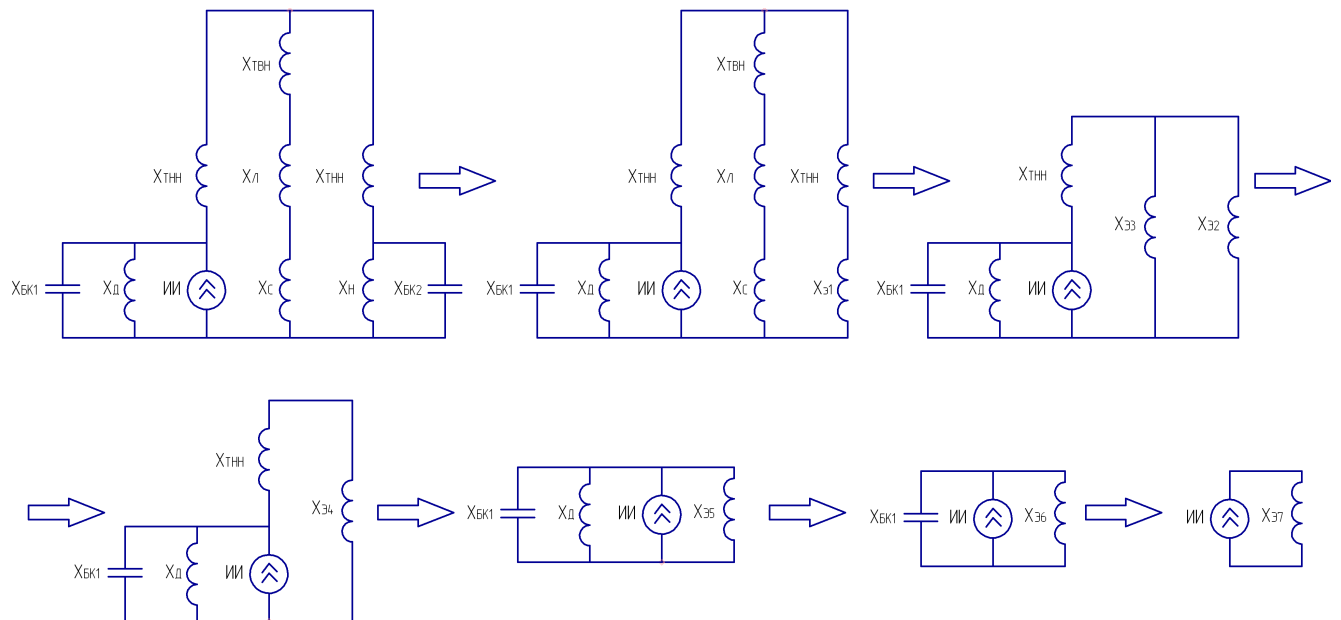


Рисунок 10.2 –Этапы преобразования схемы замещения

$$X_{\text{э.4v}} = \frac{X_{\text{э.2v}} \cdot X_{\text{э.3v}}}{X_{\text{э.2v}} + X_{\text{э.3v}}} \quad (10.4)$$

$$X_{\text{э.5v}} = X_{\text{ТНН.v}} + X_{\text{э.4v}} \quad (10.5)$$

$$X_{\text{э.6v}} = \frac{X_{\text{э.5v}} \cdot X_{\text{дв.v}}}{X_{\text{э.5v}} + X_{\text{дв.v}}} \quad (10.6)$$

$$X_{\text{э.7v}} = \frac{X_{\text{э.6v}} \cdot X_{\text{БК1v}}}{X_{\text{э.6v}} + X_{\text{БК1v}}} \quad (10.7)$$

Напряжения на СШ1и СШ3 определяются по формулам

$$U_{\text{СШ1.v}} = I_{\text{v.}\Sigma} \cdot X_{\text{э.7.v}} \quad (10.8)$$

$$U_{\text{СШ3.v}} = U_{\text{СШ1.v}} \cdot \frac{X_{\text{э.1v}} \cdot X_{\text{э.4v}}}{X_{\text{э.2v}} \cdot X_{\text{э.5v}}} \quad (10.9)$$

Величина коэффициента искажения синусоидальности напряжения может быть определена по формуле

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{13} U_v^2}}{U_\phi} \cdot 100\% \quad (10.10)$$

В таблице 10.3 представим эквивалентные сопротивления элементов схемы замещения, представленной на рисунке 10.2, определенные по выражениям (10.1) – (10.10).

Таблица 10.3 – Определение гармоник напряжения и коэффициентов искажения синусоидальности напряжения

ν	$X_{\varepsilon 1\nu},$ Ом	$X_{\varepsilon 2\nu},$ Ом	$X_{\varepsilon 3\nu},$ Ом	$X_{\varepsilon 4\nu},$ Ом	$X_{\varepsilon 5\nu},$ Ом	$X_{\varepsilon 6\nu},$ Ом	$X_{\varepsilon 7\nu},$ Ом	$U_{\text{сш}1\nu},$ В	$U_{\text{сш}3\nu},$ В	$K_U^{\text{СШ1}},$ %	$K_U^{\text{СШ3}},$ %
5	-22,38	-18,33	0,60	0,62	4,67	3,80	5,51	392,65	63,78	16,24	5,02
7	-13,53	-7,86	0,84	0,94	6,62	5,37	13,89	707,12	173,50		
11	-7,86	1,05	1,32	0,59	9,50	7,84	-19,24	-519,25	239,56		
13	-6,54	3,99	1,56	1,12	11,66	9,55	-9,30	-212,34	33,55		

Расчетные значения коэффициента искажения синусоидальности напряжения на шинах СШ1 превышают допустимые значения, представленные в ГОСТ 32144-2013 [46], а именно: $K_U^{\text{СШ1}} = 16,24 > K_{U,\text{доп}} = 5\%$, $K_U^{\text{СШ3}} = 5,02 > K_{U,\text{доп}} = 5\%$.

Для нормализации качества электроэнергии необходимо предусмотреть установку силового резонансного фильтра (СРФ). СРФ необходимо настраивать на гармоники самого низшего порядка из генерируемых [47]. В данном случае, вентиляльные преобразователи генерируют 5-ю гармонику. Поэтому принято решение об установке СРФ, настроенного на 5-ю гармонику.

Величина мощности конденсаторной батареи СРФ может быть определена из условия компенсации реактивной мощности равной 1,80 Мвар. В таком случае, сопротивление фазы реакторов СРФ принимается равным

$$X_{\text{р.ф.}\nu} = \frac{X_{\text{БК}}}{\nu^2} \cdot \nu. \quad (10.11)$$

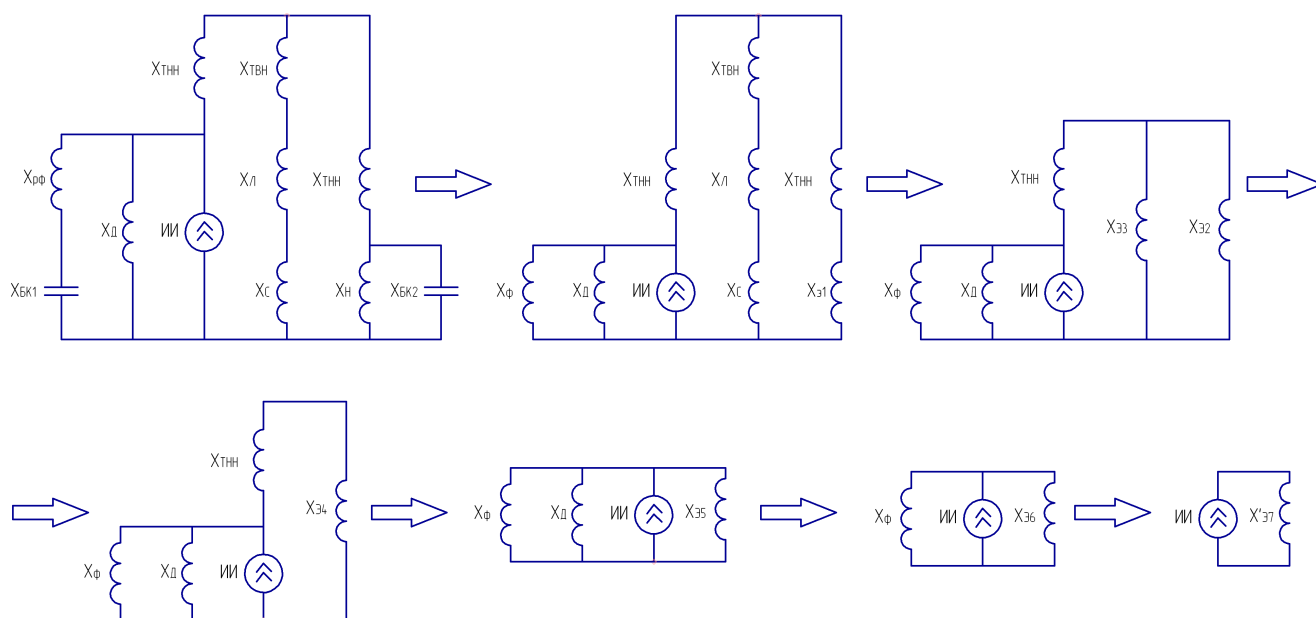


Рисунок 10.3 –Этапы преобразования схемы замещения с СРФ

Определим эквивалентные сопротивления схем замещения, представленных на рисунке 10.3.

$$X_{\phi.v} = X_{\text{бк.1v}} + X_{\text{р.ф.v}} \quad (10.12)$$

$$X'_{\text{э.7v}} = \frac{X_{\text{э.6v}} \cdot X_{\phi.v}}{X_{\text{э.6v}} + X_{\phi.v}} \quad (10.13)$$

Напряжение на СШ1 и СШ3 находятся по выражениям

$$U'_{\text{СШ1.v}} = I_{\text{v.}\Sigma} \cdot X'_{\text{э.6}} \quad (10.14)$$

$$U'_{\text{СШ3.v}} = U'_{\text{СШ1.v}} \cdot \frac{X_{\text{н.v}} \cdot X_{\text{э3.v}}}{X_{\text{э1.v}} \cdot X_{\text{э4.v}}} \quad (10.15)$$

В таблице 10.4 представим величины эквивалентных сопротивлений, используемых в схеме замещения с СРФ (рисунок 10.3), расчёт которых выполнялся по выражениям (10.11) – (10.15).

Таблица 10.4 – Определение гармоник напряжения и коэффициентов искажения синусоидальности напряжения после установки СРФ

v	$X_{\phi.v}$, Ом	$X_{\text{э.1v}}$, Ом	$X_{\text{э.2v}}$, Ом	$X_{\text{э.3v}}$, Ом	$X_{\text{э.4v}}$, Ом	$X_{\text{э.5v}}$, Ом	$X_{\text{э.6v}}$, Ом	$X'_{\text{э.7v}}$, Ом	$U'_{\text{сш.1v}}$, В	$U'_{\text{сш.3v}}$, В	$K'_U^{\text{СШ1}}$, %	$K'_U^{\text{СШ3}}$, %
5	0,00	-22,38	-18,33	0,60	0,62	4,67	3,80	0,00	0,00	0,00	4,60	1,42
7	8,40	-13,53	-7,86	0,84	0,94	6,62	5,37	3,28	166,72	40,91		
11	21,38	-7,86	1,05	1,32	0,59	9,50	7,84	5,73	154,80	-71,42		
13	27,14	-6,54	3,99	1,56	1,12	11,66	9,55	7,07	161,38	-25,50		

Полученные расчетные значения K_U не превышают допустимых значений, указанных в ГОСТ 32144-2013 [46].

10.2 Определение величины провала напряжения

На рисунке 10.4 представим схему замещения для определения напряжения на жазимах высоковольтного двигателя.



Рисунок 10.4 – Схема замещения для определения провала при пуске высоковольтного двигателя

В таблице 10.5 выполним расчетные операции для нахождения величины провала напряжения.

Таблица 10.5 – Определение величины провала напряжения

$S_{\text{дв.пуск}} = \frac{P_{\text{дв.н}} \cdot K_{\text{пуск}}}{\cos \varphi_{\text{дв.н}} \cdot \eta_{\text{дв.н}}} \quad [48]$	$S_{\text{дв.пуск}} = \frac{1000 \cdot 5}{0,80 \cdot 0,90} = 6944 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$
---	---

Продолжение таблицы 10.5

$S_{п.э.} = \sqrt{P_{н.Σ}^2 + (S_{дв.пуск} + Q_{н.Σ})^2}$ [48]	$S_{п.э.} = \sqrt{5412^2 + (6944 + 1993)^2} = 10448 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$
$X_{п.э.} = \frac{S_6 \cdot U_н^2}{S_{п.э.} \cdot U_6^2}$ [48]	$X_{п.э.} = \frac{1000 \cdot 10,5^2}{10,448 \cdot 10,5^2} = 95,7$
$U_{дв.} = U_{ном.} \cdot \frac{X_{п.э.}}{X_c + X_{п.э.}}$ [48]	$U_{дв.} = 10,5 \cdot \frac{95,7}{8,54 + 95,7} = 9,64 \text{ кВ}$
$\Delta U_{\%} = \frac{U_{ном.} - U_{дв.расч}}{U_{ном.}} \cdot 100\% < 20\%$ [48]	$\Delta U_{\%} = \frac{10,5 - 9,64}{10,5} \cdot 100\% = 8,2\%$

Расчетная величина провала напряжения не превышает допустимого значения провала напряжения на СШ 10 кВ, которое составляет 20 % при отдельном подключении запускаемых двигателей с осветительными нагрузками [48].

Выводы по разделу десять

Определены коэффициенты искажения синусоидальности напряжения, которые составили 4,60% (для СШ1) и 1,42% (для СШ3), что является допустимой величиной согласно действующим стандартам.

	Разр.				13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					75
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

11 СПЕЦВОПРОС. ОБЗОР КОНСТРУКТИВНОГО ИСПОЛНЕНИЯ КОМПЛЕКТНЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

На Нижнесергиевском метизно-металлургическом заводе приняты к установке цеховые трансформаторные подстанции встроенного исполнения, которые комплектуются масляными энергосберегающими трансформаторами ТМГ33 мощностью 400, 1000, 1600 и 2500 кВА. Данные подстанции предусмотрены для приема переменного тока и трансформации напряжения с 10 кВ до 0,4 кВ.

11.1 Комплектация трансформаторной подстанции

В стандартную комплектацию цеховой трансформаторной подстанции входят следующее оборудование [49]:

- масляный трансформатор;
- вводное устройство со стороны ВН;
- защитный кожух для выводов ВН и НН масляного трансформатора;
- распределительное устройство НН.

Выполнение распределительного устройства 0,4 кВ цеховой трансформаторной подстанции предусматривает модульную конструкции состоящую из следующих комплектующих элементов:

- шкаф с выключателем рабочего ввода 0,4 кВ;
- шкаф с секционным выключателем;
- шкаф с автоматическими выключателями отходящих линий;
- шкаф с автоматизированной конденсаторной установкой;
- шкаф автоматики.

Комплект двухтрансформаторной подстанции предусматривает наличие шинной перемычки. Длина данной перемычки определяется расстоянием между фасадами шкафов и может быть принята равной 1,8; 2,3 или 2,8 м.

11.2 Основные элементы КТП

11.2.1 Конструктивное исполнение шкафа ввода ШВ-1

С целью возможности подключения питающего кабеля 10 кВ к трансформатору, комплектацией КТП предусматривается наличие шкафа «глухого ввода». Конструктивные особенности шкафа ШВ-1 представлены на рисунке 11.1

Главные цепи ШВ-1 выполняются с помощью медных шин. Конструкцией шкафа ШВ-1 предусматривается двухстороннее обслуживание, закрытие и открытие шкафа с лицевой и задней сторон выполняется с помощью дверей, а с боковых сторон шкаф ШВ-1 закрывается быстросъемными панелями. Открытие дверей шкафа ШВ-1 осуществляется специальными ключами, исполнение которых отличается от ключей шкафов отходящих линий 0,4 кВ.

	Разр.				13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					76
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

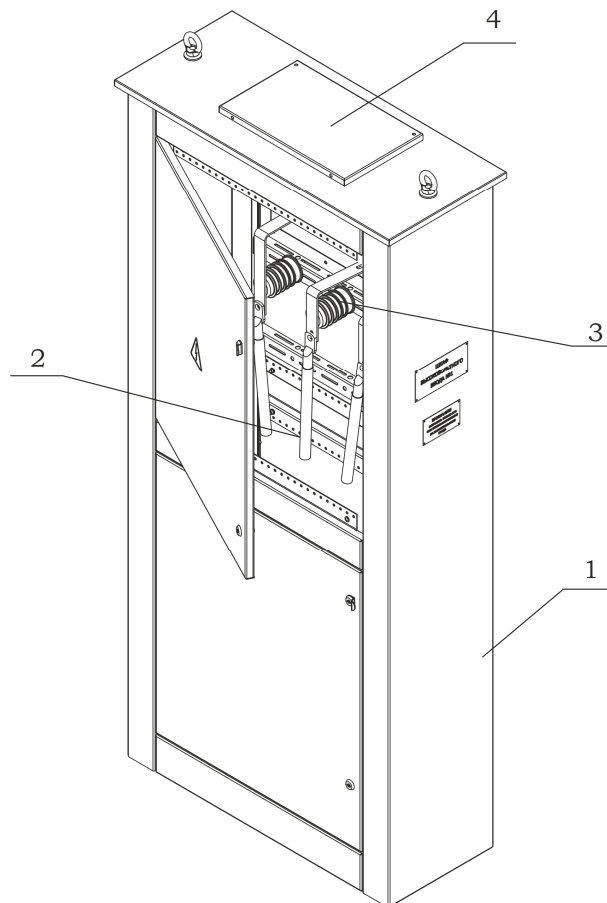


Рисунок 11.1 – Конструктивное исполнение шкафа ШВ-1: 1 – шкаф «глухого ввода» ШВ-1; 2 – подводка кабельной линии 10 кВ; 3 – изоляторы 10 кВ; 4 – клапан разгрузки

Конструкция шкафа ШВ-1 позволяет осуществлять ввод посредством трех кабельных линий сечением до 240 мм² через отверстия диаметром 60 мм, которые располагаются в дне шкафа ШВ-1.

Ввиду возможного избыточного давления, вызванного дуговым коротким замыканием, исполнение оболочки шкафа ШВ-1 предусматривает наличие клапана разгрузки, устанавливаемого на крыше шкафа.

11.2.2 Конструктивное исполнение шкафа с вводным выключателем

Комплектация шкафа с вводным выключателем включает в себя узел, с помощью которого он стыкуется с силовым трансформатором, и представлена на рисунке 11.2

Шкаф вводного выключателя подразделяется на несколько отсеков:

- отсек шинок управления, в котором располагается ряд клеммных зажимов, через которые по шкафам разводятся шинки питания, управления и сигнализации.
- отсек силовых ячеек;
- отсек релейного блока, вольтметр с переключателем, позволяющие контролировать все фазные и линейные напряжения на секции, счетчик для учета электроэнергии, амперметры, переключатель управления вводным выключателем;

Разр.				
Пров.				
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ

Лист

77

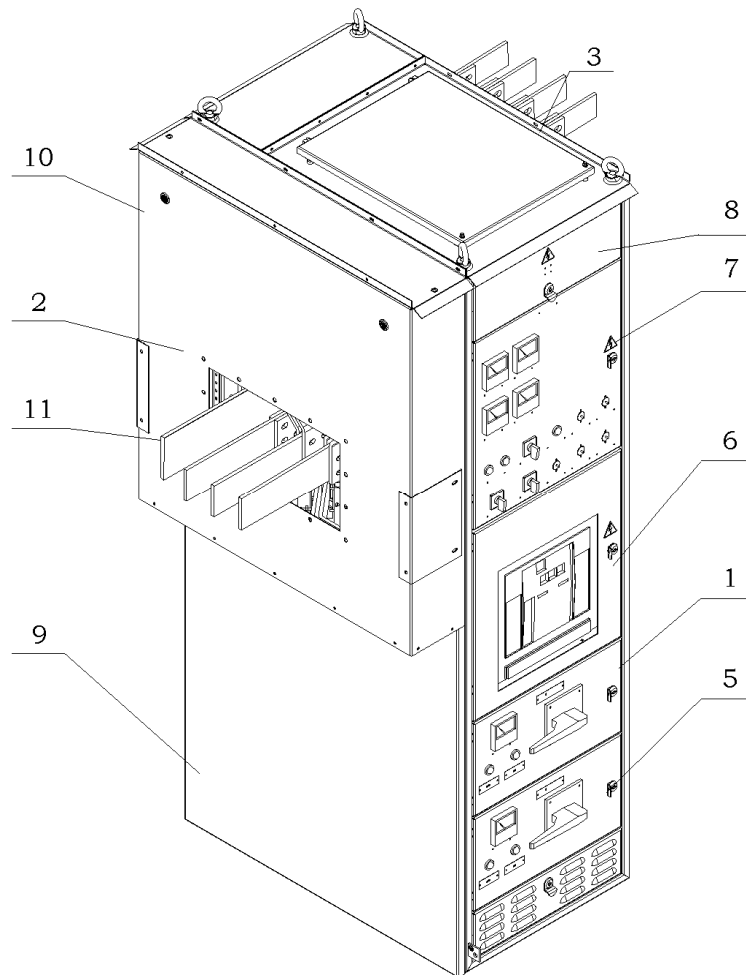


Рисунок 11.2 – Конструктивное исполнение шкафа с выключателем рабочего ввода с установленным шинным узлом: 1 – шкаф с выключателем рабочего ввода; 2 – шинный узел для стыковки с силовым трансформатором; 3– отсек для сборных шин; 4 – клапан для разгрузки; 5 – отсек для силовых ячеек; 6 – отсек для вводного выключателя; 7 – отсек для релейного блока; 8 – отсек для шинок цепей питания к УВН и трансформатору; 11 – отсек для шин

– отсек вводного выключателя, в котором размещается сам выключатель ввода. В двери отсека выполнен прорезь для автоматических выключателей, позволяющая при закрытой двери отсека осуществлять управление выключателем кнопками механического включения и отключения выключателя, визуально контролировать состояние выключателя «включено-отключено» и его положение «вквачено-контрольное-выкачено», взводить привод выключателя рукояткой ручного взвода, выставлять и изменять уставки полупроводникового расцепителя, устанавливать выключатель в «контрольное» положение и в положение «выкачено». Для полного извлечения выключателя из шкафа необходимо установить выключатель в положение «вквачено», открыть дверь отсека, установить выключатель в положение «выкачено» и снять выключатель с направляющих;

– отсек сборных шин (главных распределительных шин) располагается в верхней части шкафа, под крышей и клапаном разгрузки.

	Разр.			
	Пров.			
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ

Лист

78

С тыльной стороны шкафа расположен отсек, в котором устанавливаются трансформаторы тока для учета электроэнергии и релейной защиты. Трансформатор тока нулевой последовательности для релейной защиты от однофазных замыканий размещаются на нулевой шине шинного узла.

11.2.3 Конструктивное исполнение шкафов с автоматизированной конденсаторной установкой

С целью компенсации реактивной мощности комплектная трансформаторная подстанция предусматривает наличие шкафа с автоматизированной конденсаторной установкой, представленной на рисунке 11.3.

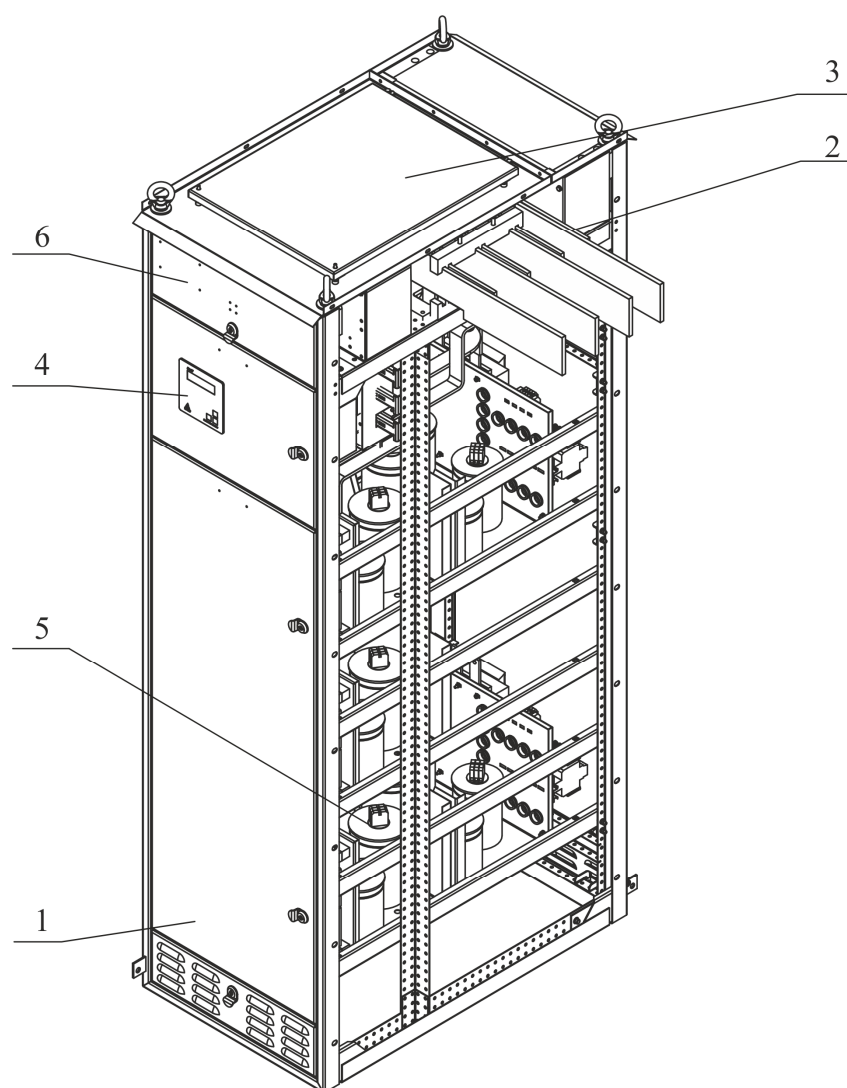


Рисунок 11.3 – Конструктивное исполнение шкафа автоматизированной конденсаторной установки: 1 – шкаф с автоматизированной конденсаторной установкой; 2 – отсек для сборных шин; 3 – клапан для разгрузки; 4 – регулятор реактивной мощности; 5 – конденсаторные модули; 6 – отсек с шинками управления

Конструктивное исполнение шкафа позволяет устанавливать его одним рядом с РУНН, либо отдельно стоящим. При мощности конденсаторной установки, не превышающей 80 квар, она может встраиваться в качестве модуля силовой ячейки высотой 600 мм. Регулятора реактивной мощности типа PROPHI позволяет выполнять следующие функции:

- измерение величин токов конденсаторов;
- отображением на дисплее и измерение параметров компенсируемой сети - U, I (в фазе установки трансформатора тока), $\cos \varphi, f, P, Q, S$;
- задание времени разряда по каждой конденсаторной батарее;
- задание время паузы коммутации конденсаторных батарей;
- вести подсчёт количество секций подключенных конденсаторов;
- выполнять аварийное отключение при перегреве.

В шкафу автоматизированной конденсаторной установки устанавливается автоматический втычной выключатель или блок рубильник-предохранитель с целью обеспечения защиты шин секции трансформаторной подстанции от КЗ.

Конденсаторная установка имеет модульную конструкцию, включающую в себя конденсаторные контакторы и цилиндрические металлопленочные конденсаторы.

11.2.4 Конструктивное исполнение шкафа отходящих линий

Конструктивное исполнение шкафа отходящих линий предусматривает его разделение на отсек силовых ячеек и на отсек сборных шин (рисунок 11.4). Автоматические выключатели располагаются фасадной стороны отсека силовых ячеек, а шинные вводы и выводы, к которым подключаются силовые кабели, выведены с тыльной стороны. Исполнение автоматических выключателей может быть выдвижного и втычного типа.

Стандартная комплектация шкафа отходящих линий включает в себя установку выключателей с ручным приводом, при этом включение и отключение выключателя производится с помощью выносной рукояткой, которая устанавливается на двери ячейки, а состояние положения (включено-отключено) автоматического выключателя может определяться положением рукоятки.

Для индикации положения «включено» и «отключено» автоматического выключателя двери ячейки оснащаются красной и зеленой светодиодными лампами, которые сигнализируют о состоянии автоматического выключателя. Кроме того, в шкафах может предусматриваться установка выключателей с электродвигательным или электромагнитным приводом, в этом случае оперативные действия управления выключателем осуществляются кнопками «включить» и «отключить», которые располагаются на дверях ячейки. В ячейках шинных выводов выключателей устанавливаются трансформаторы тока в одной или трех фазах, а на дверях соответствующих ячеек автоматических выключателей амперметры.

Число отходящих линий, устанавливаемых в шкафах, зависит от типов выключателей. Типовой шкаф отходящих линий имеет свободную зону для размещения ячеек автоматических выключателей высотой 1,5 м.

	Разр.				13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					80
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

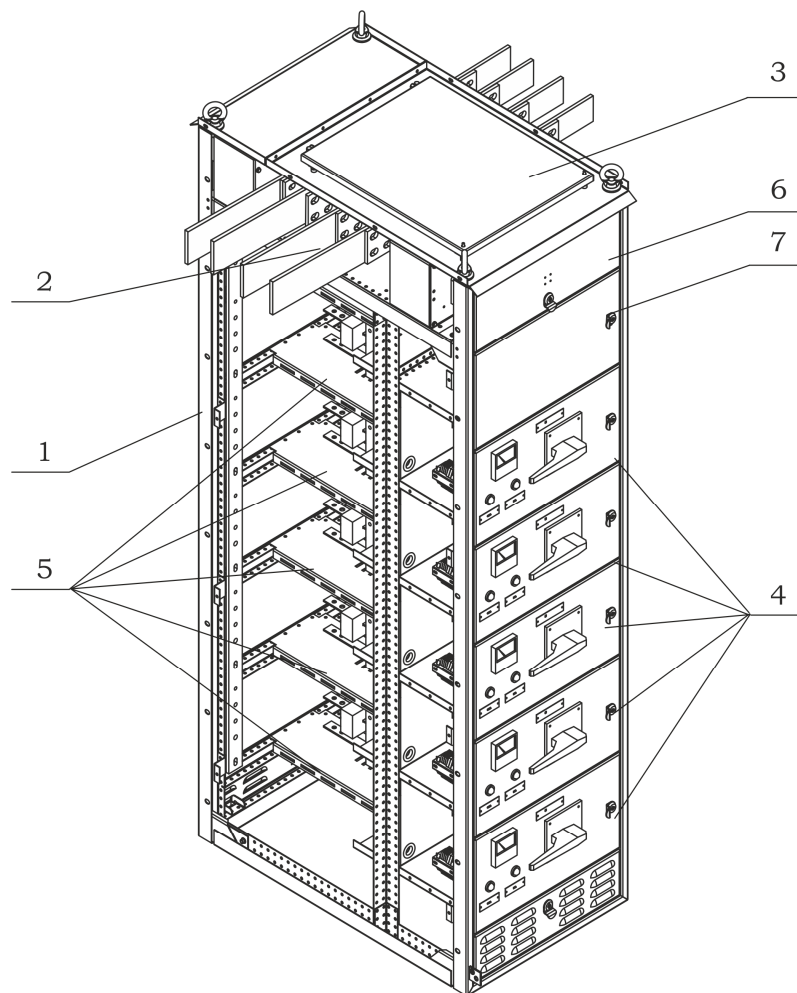


Рисунок 11.4 – Конструктивное исполнение шкафа отходящих линий: 1 – шкаф отходящих линий; 2– отсек для сборных шин; 3 – клапан для разгрузки; 4 – ячейки с автоматическими выключателями; 5 – ячейки для шинных выводов; 6 – отсек с шинками управления; 7 – отсек с резервной ячейкой

В резервную ячейку может быть установлен автоматический выключатель отходящей линии с номинальным током до 300 А или аппаратура цепей защиты, сигнализации и автоматики. Шкафы отходящих линий шириной 0,8 м по фасаду имеют дополнительный отсек шириной 200 мм с целью возможности прокладки кабелей и предназначенный для выполнения верхнего подвода кабелей или увеличенного кабельного отсека. В дополнительном отсеке возможна установка до трех счетчиков для учета электроэнергии.

11.2.5 Силовые трансформаторы

Цеховые трансформаторные подстанции укомплектованы энергосберегающими трансформаторами марки ТМГ33, которые изготавливаются в герметичном гофробаке и практически не требуют обслуживания на протяжении всего срока службы. Трансформаторы располагаются своей наибольшей стороной поперек основной оси подстанции.

	Разр.				13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					81
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Комплектация трансформаторов мощностью до 400 кВ·А предусматривает наличие электроконтактного мановакуумметра, позволяющего выполнять защиту масляного трансформатора от превышения давления в баке путем подачи сигнала на отключение выключателей 10 кВ и 0,4 кВ, и жидкостного стеклянного термометра, позволяющего визуально контролировать температуру масла в баке.

Комплектация трансформаторов мощностью более 400 кВ·А предусматривает установку электроконтактного мановакуумметра и манометрического сигнального термометра, позволяющего осуществить сигнализацию при превышении температуры масла.

На крышке трансформатора установлена коробка зажимов, на которую выводятся провода от мановакуумметра и манометрического сигнального термометра.

Для трансформаторной подстанции с трансформатором ТМГ33 и глухим вводом на стороне ВН, питающий кабель присоединяется к выводам шкафа УВН типа ШВ-1, который в свою очередь, соединяется с силовым трансформатором шинами.

Для трансформаторной подстанции с трансформатором ТМГ33 и выключателем нагрузки на стороне ВН, питающий кабель присоединяется к выводам шкафа УВН типа ШВ-3, который в свою очередь, соединяется с силовым трансформатором шинами.

Соединение трансформаторов ТМГ33 с распределительным устройством 0,4 кВ выполняется шинами, с помощью переходного шинного узла к шкафам РУНН. Сверху трансформатор накрывается кожухом, который защищает его выводы высокого и низкого напряжения и обеспечивает требуемую степень защиты оболочки (IP). Крепление кожуха масляного трансформатора выполняется к боковым стенкам шкафа УВН и переходного шинного узла. Для обеспечения доступа к переключателю напряжений кожух оснащается люком.

Выводы по разделу одиннадцать

В данном разделе подробно рассмотрено конструктивное исполнение комплектных трансформаторных подстанций, включающих в себя следующие составные элементы: шкаф глухого ввода, шкаф вводного выключателя, шкаф с конденсаторной установкой, шкаф отходящих линий, а также трансформатор ТМГ33.

	Разр.				13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					82
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

12 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА ТСЗП-2500/10

Согласно ПУЭ [12] 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-2500/10 представим на рисунке 12.1.

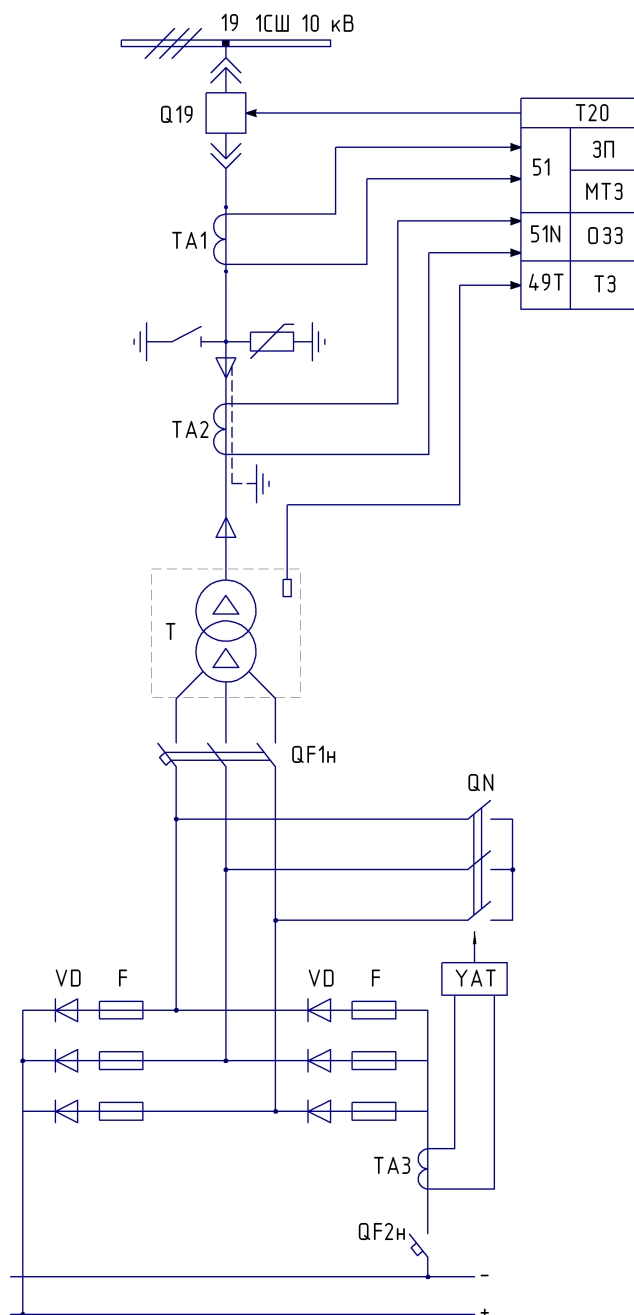


Рисунок 12.1 – Принципиальная схема релейной защиты трансформатора ТСЗП-2500/10

Разр.				
Пров.				
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ

Лист

83

12.1 Защита от перегрузок

Защита от перегруза осуществляется с помощью цифровых терминалов Seram T20 (код ANSI 51) [50]. 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

$$I_{r.Q19} \geq \frac{K_{отс.}}{K_B} \cdot I_{т.ном}, \quad (12.1)$$

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

$$I_{т.ном} = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{вн}}, \quad (12.2)$$

где $S_{т.ном} = 2500$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

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

Результаты расчета по формулам (12.1) – (12.2) с целью определения тока срабатывания защиты от перегрузки представим в таблице 12.1.

Таблица 12.1

$K_{отс}$	K_B	$S_{т.ном}, \text{кВ}\cdot\text{А}$	$U_{вн}, \text{кВ}$	$I_{т.ном}, \text{А}$	$I_r, \text{А}$
1,1	0,935	2500	10	144,3	169,8

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

Рассчитаем зависимую времятоковую характеристику рассматриваемой защиты от перегруза.

При уставке тока $I_{r.Q19} = 169,8$ А кривая должна пройти через точку с координатами – уставка времени $t_{r.Q19} = 10$ с при токе $I_* = 10 \cdot I_{r.Q19} = 1698$ А.

Выбираем тип характеристики SIT.

Рассчитаем коэффициент T_{MS}

$$T_{MS} = \frac{t(I_*) \cdot \left[(I_*)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}. \quad (12.3)$$

Разр.					13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						84
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Определим время срабатывания защиты при кратности тока I_*

$$t_r(I_*) = \frac{0,14 \cdot T_{MS}}{(I_*)^{0,02} - 1} \quad (12.4)$$

Дальнейшие расчеты точек защитной характеристики, выполненные по выражениям (12.3) – (12.4), сводим в таблицу 12.2.

Таблица 12.2

Выключатель	Защита от перегруза									
	Уставки времени		Тип кривой	T_{MS}^N	$t_{c.3}$ с, при разных I_* , А					
	t_r , с	$10 \cdot I_r$, А			1,05	2	3	6	10	70,1
Q19	9,0	1698	SIT	3,03	$\frac{434,5}{178}$	$\frac{30,4}{340}$	$\frac{19,1}{509}$	$\frac{11,6}{1019}$	$\frac{9,0}{1698}$	$\frac{4,8}{11900}$

12.2 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

$$I_{с.мгн} = I_{IQ19} \geq K_{н.о} \cdot I_{Т.ном} \quad (12.5)$$

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

$$K_{ч.вн} = \frac{I_{к.3}^{(2)}}{I_{с.мгн}} \geq 2,0 \quad (12.6)$$

$$K_{ч.нн} = \frac{I_{к.8}^{(2)}}{I_{с.мгн}} \geq 1,5 \quad (12.7)$$

Результаты расчетов, выполненные по выражениям (12.5) – (12.7), представим в таблице 12.3.

Разр.					13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						85
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Таблица 12.3 – Выбор уставок мгновенной токовой защиты

$K_{н.о}$	$I_{Т.НОМ}, A$	$I_{с.МГН}, A$	$I_{к.3}^{(2)}, kA$	$I_{к.8}^{(2)}, kA$	$K_{ч.ВН}$	$K_{ч.НН}$
3	144,3	432,9	4,1	1,4	9,5	3,2

Из данных, представленных в таблице 12.1, 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 12.2, на рисунке 12.2 изобразим ВТХ защит, установленных на выключателе Q19.

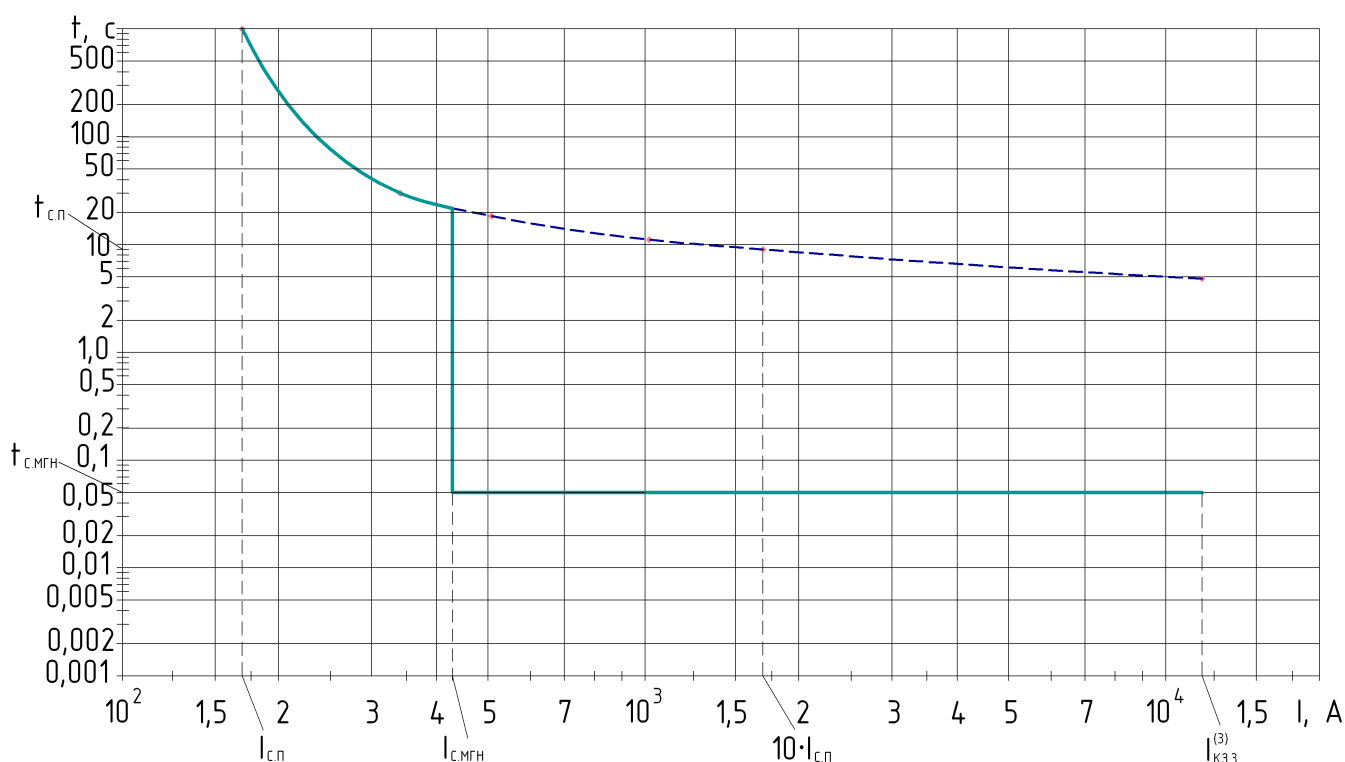


Рисунок 12.2 – Карта селективности

12.3 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 АПвЭКПу-10 (3x120/50), питающей трансформатор, представим в таблице 12.4.

Таблица 12.4 – Расчет уставок защиты от однофазных замыканий на землю

Расчетная формула	Расчётные значения
$I_{01} = I_{c0} \cdot L_{кл}$	$I_{01} = 1,904 \cdot 0,274 = 0,522 \text{ А}$
$I_{сз} = k_{н.с} \cdot k_{бр} \cdot I_{01}$	$I_{сз} = 1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,522 = 1,566 \text{ А}$
$C_{дв} = \frac{0,0187 \cdot P_{ном,дв} \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \cos \varphi \cdot \sqrt{U_{ном} \cdot (1 + 0,08 \cdot U_{ном})}}$	$C_{сд1} = \frac{0,0187 \cdot 0,63 \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot 0,9 \cdot 0,75 \cdot \sqrt{10 \cdot (1 + 0,08 \cdot 10)}} = 3,4 \cdot 10^{-9} \text{ Ф}$ $C_{сд2} = \frac{0,0187 \cdot 1,0 \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot 0,9 \cdot 0,80 \cdot \sqrt{10 \cdot (1 + 0,08 \cdot 10)}} = 5,1 \cdot 10^{-9} \text{ Ф}$
$I_{с.дв} = 2\pi \cdot f \cdot 3 \cdot C_{дв} \cdot U_{ном.ф.}$	$I_{с.сд1} = 2\pi \cdot 50 \cdot 3 \cdot 3,4 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 0,019 \text{ А}$ $I_{с.сд2} = 2\pi \cdot 50 \cdot 3 \cdot 5,1 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 0,028 \text{ А}$
$I_{с.дв\Sigma} = \sum_{i=1}^n n_{двi} \cdot I_{с.двi}$	$I_{с.дв\Sigma} = 0,019 \cdot 4 + 0,028 \cdot 4 = 0,186 \text{ А}$
$I_{с.кл.\Sigma} = \frac{U_{ном} \cdot L_{кл\Sigma}}{10}$	$I_{с.кл.\Sigma} = \frac{10 \cdot 8,642}{10} = 8,642 \text{ А}$
$I_{с.\Sigma} = I_{с.кл.\Sigma} + I_{с.дв\Sigma}$	$I_{с.\Sigma} = 8,642 + 0,186 = 9,014 \text{ А}$
$k_{ч} = \frac{I_{с.\Sigma}}{I_{с.сз}} \geq 1,5$	$k_{ч} = \frac{9,014}{1,566} = 5,8 \geq 1,5$

Расчёт, выполненный в таблице 12.3, показывает, что защита от однофазных замыканий на землю удовлетворяет предъявляемым требованиям чувствительности. Согласно ПТЭЭП [51, 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.

12.4 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.

Разр.				13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
Пров.					87
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата	

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

$$E = \left(\frac{I_{т.ном}}{I_{д.доп}} \right)^2 \cdot 100\%, \quad (12.8)$$

где $I_{д.доп} = 299$ – длительно допустимый ток кабеля, А.

С учётом расчетов, выполненных по формуле (12.8), принимаем уставку аварийной сигнализации равной $E_{s1}=23\%$. 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 $I_s=I_{д.доп}=299$ А,
- постоянные нагрева $T_{нагр}$ и охлаждения $T_{охл}$ кабеля. Типовые значения постоянных времени для подземных кабелей составляют 20-60 минут.

12.5 Защита полупроводникового преобразователя

Дополнительно к защите трансформатора на полупроводниковом преобразователе предусматриваются устройства защиты, для выполнения которых используют быстродействующие коммутационные аппараты [52].

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

$$I_{пл.вст.расч} = \frac{I_d}{n-1}, \quad (12.9)$$

где I_d – ток серии, А;

n – число вентилях в серии, шт.

По формуле (12.9) получим $I_{пл.вст.расч} = 500$, поэтому принимаем предохранитель ПП57-39970-500А-УЗ-КЭАЗ [53].

	Разр.				13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					88
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Произведем выбор уставок для автоматического выключателя QF_{2Н}.
Для защиты от перегрузки уставка выбирается исходя из условия

$$I_{c.n} = 1,3 \cdot I_d, \quad (12.10)$$

где I_d – ток серии, А.

По выражению (12.10) рассчитаем $I_{c.n} = 1,3 \cdot 2500 = 3250$ А.

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

$$I_{c.o} = 1,3 \cdot K_p \cdot K_n \cdot I_d, \quad (12.11)$$

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

K_n – коэффициент надежности отстройки.

Из условия (12.12) определим $I_{c.o} = 1,3 \cdot 1,20 \cdot 1,5 \cdot 2500 = 5850$ А.

Таким образом, к установке принимается автоматический выключатель Masterpact NW40 HADC [54] с номинальным током 4000 А, который оснащен блоком контроля и управления Micrilogic 2.0 DC, позволяющим задавать требуемые значения уставок от перегрузок и коротких замыканий.

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 быстросрабатывающие короткозамыкатели QN, управляемые от импульсивного трансформатора тока ТА3. При срабатывании короткозамыкатель закорачивает выводы низшего напряжения трансформатора, резко ограничивая ток в вентильях преобразователя. Возникший режим искусственного короткого замыкания устраняется токовой защитой трансформатора, отключающей выключатель Q19.

Ток срабатывания короткозамыкателя определяется из условия

$$I_K = I_{к.8}^{(3)}. \quad (12.12)$$

С учетом выражения (12.12) ток срабатывания короткозамыкателя принимается равным $I_K = 23,4$ кА, а срабатывания $t_{с.к} = 0,003$ с.

Выводы по разделу двенадцать

В данном разделе выполнен расчет уставок релейной защиты трансформатора ТСЗП-2500/10. При реализации схемы релейной защиты использовались микропроцессорные терминалы Sepam T20.

	Разр.				13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					89
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

13 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Рассмотрим вопросы безопасности жизнедеятельности на примере главной понизительной подстанции (ГПП) Нижнесергиевского метизно-металлургического завода.

13.1 Территория, компоновка и конструктивная часть ГПП

Ввиду отсутствия агрессивных условий окружающей среды на Нижнесергиевском метизно-металлургическом заводе распределительное устройство 110 кВ выполняется открытым (ОРУ). Кроме того, строительство ОРУ не требует дополнительных затрат на возведение закрытых помещений, а также удобнее в плане расширения и модернизации в сравнении с закрытым распределительным устройством (ЗРУ).

Расположение ГПП определяется с учетом ранее определенных координат символического центра электрических нагрузок (ЦЭН). Ввиду достаточно высокой плотности застройки в ЦЭН расположение подстанции смещено в сторону подходящих воздушных линий 110 кВ.

Расположение оборудования ОРУ-110 кВ выполняется таким образом, чтобы обеспечивались возможности организации монтажа и ремонта оборудования с применением машин и механизмов, транспортировки трансформаторов, проезда пожарных машин и передвижных лабораторий [11], а именно: предусматривается проезд шириной 4 м, высота подвеса ошиновки составляет 11 м.

Для исключения возможности опасного приближения к токоведущим частям, ОРУ-110 кВ огораживается забором высотой 2 м [11].

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

- от токоведущих частей или от элементов оборудования или изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций или постоянных внутренних ограждений высотой не менее 2900 мм;
- между проводами разных фаз – 2500 мм;
- от токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением до габаритов транспортируемого оборудования – 1650 мм.

В результате проведенных расчетов и обоснований (п.5 пояснительной записки) принято к установке на РУ-110 кВ следующее оборудование

- выключатели колонковые с элегазовой изоляцией ВГТ-110-40/1250У1 [22];
- разъединители наружной установки типа РДЗ-110/1000У1 [18];
- трансформаторы напряжения ЗНОГ-110 [24];
- силовые трансформаторы ТРДН-25000/110/10/10 [16].

Распределительное устройство 10 кВ выполняется закрытого типа. Планировкой ЗРУ-10 кВ предусмотрены следующие помещения (лист 3):

- общеподстанционный пункт управления (ОПУ) с постоянными пребыванием обслуживающего персонала;

	Разр.				13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					90
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

- отделение с комплектными распределительными ячейками D-12P [31];
- отделение для размещения устройств компенсации реактивной мощности типа УКРМ56 и УКРМФ [44];
- отделение релейной защиты и автоматики (РЗА);
- вспомогательные помещения (склад инструмента, туалет).

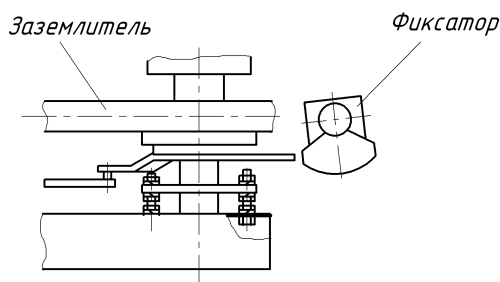
ЗРУ-10 кВ выполняется с двухсторонним обслуживанием ячеек КРУ типа D-12P. Ячейки комплектуются вакуумными выключателями ВВ/TEL -10 и оборудованы механическими блокировками для исключения выката тележки при включённом выключателе. Двери ЗРУ оборудованы самозакрывающимися замками, открываемыми без ключа с внутренней стороны ЗРУ.

К эксплуатации электроустановок допускается подготовленный электротехнический персонал. Обслуживание в электроустановках осуществляется оперативным персоналом, имеющим не ниже IV группу по электробезопасности. В целях безопасности все виды эксплуатационных и ремонтных работ, производимых на подстанции, необходимо выполнять в строго соответствии с Правилами [51, 55]. На каждом присоединении схемы электроснабжения должны размещаться соответствующие надписи и мнемосхемы, поясняющие специфику работы.

Защита персонала от опасного воздействия электрического тока обеспечивается с помощью организационных, технических мероприятий, а также с помощью специальных средств защиты [56].

В качестве технических мероприятий, обеспечивающих безопасность работ, производимых ГПП, относится: производство отключений, вывешивание плакатов, ограждение рабочего места, наложение заземлений. Для исключения неверных действий с заземляющими ножами на разъединителях РГ-110 предусматриваются блокировки: механическая, оперативная и электромагнитная, представленные на рисунке 13.1 и 13.2.

Разъединитель включен, заземлители отключены



Разъединитель отключен, заземлители включены

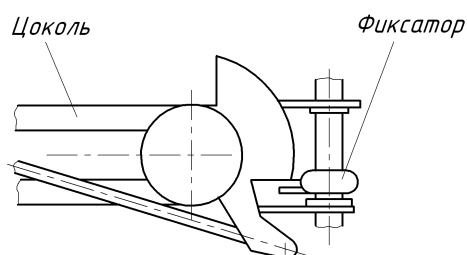


Рисунок 13.1 – Конструкция механической блокировки разъединителя РДЗ-110

	Разр.				13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					91
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

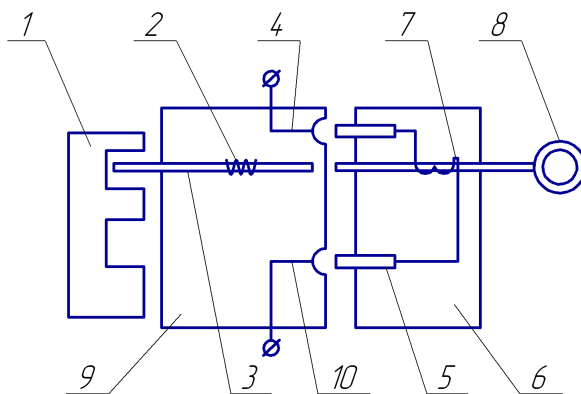


Рисунок 13.2 – Конструкция электромагнитной и замковой блокировок разъединителя РДЗ-110

Электромагнитная и замковая блокировки (рисунок 13.2) состоят из замка 9, устанавливаемого на приводе 1, и универсального переносного ключа 6. Замок 9 состоит из пластмассового корпуса, в котором размещается стержень 3, пружина 2, гнезда 4 и 10. Под действием пружины 2 стержень 3 выходит из корпуса и запирает привод 1. Переносной ключ 6 состоит из пластмассового корпуса, в котором размещены штыри 5, катушка 7 и сердечник катушки 8. Если отключение привода разрешено, то от источника постоянного тока подводится напряжение к гнездам 4 и 10. Оперативный персонал вставляет ключ штырями в гнезда замка. По катушке 7 протекает ток, намагничивая сердечник 8 и соприкасающийся с ним стержень 3. Оперативный персонал при помощи кольца вытягивает сердечник 8 и стержень 3, отпирая привод 1.

Согласно [55] к организационным мероприятиям относится: оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации; выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе; надзор во время работы; оформление перерыва в работе, перевода на другое место.

При производстве работ на ГПП должны применяться средства индивидуальной защиты от поражения электрическим током, номенклатура и количество которых выбраны в соответствии с Инструкцией [57] и представлены в таблице 13.1.

Таблица 13.1 – Нормы комплектования средств защиты от поражения электрическим током [57]

Наименование	Ед. изм.	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
Диэлектрические галоши	пара	2		
Диэлектрический ковер или изолирующая подставка	шт.	по местным условиям		
Защитные очки	шт.	1	2	2

Продолжение таблицы 13.1

1	2	3	4	5
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

13.2 Устройства сигнализации и контроля изоляции в сети 10 кВ

На ГПП предусматривается звуковая и световая сигнализация отключения элегазовых выключателей, выполненная в шкафах КРУ трансформаторов напряжения. На ЗРУ 10 кВ предусматривается передача аварийного сигнала на диспетчерские пункты, а также передача предупредительных сигналов повышения температуры масла в трансформаторах КТП. Сигнал передается на диспетчерские пункты. Также предусмотрены периодический и постоянный контроль изоляции. Периодический контроль производится в сроки, установленные [51] или при обнаружении дефектов. Постоянный контроль используется в течение всего времени работы электроустановки.

Устройство контроля изоляции, подключаемое на каждую секцию сборных шин подстанции, фиксирует факт возникновения однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) в электрической сети, используя информацию о напряжении нулевой последовательности. Устройство контроля изоляции сети напряжением 10 кВ выполняется с использованием трехфазного трансформатора напряжения (TV) типа НАМИ-10.

На рисунке 13.3 приведена схема включения устройства контроля изоляции, выполненная с использованием трансформатора напряжения типа НАМИ-10. 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 $U_{A\phi}$, $U_{B\phi}$ и $U_{C\phi}$ на выводах этой обмотки напряжение, пропорциональное напряжению нейтрали U_N , практически отсутствует. При возникновении ОЗЗ, например, фазы А напряжение этой фазы относительно земли $U_{A\phi}$ становится равным нулю. Напряжения неповрежденных фаз В и С относительно земли $U_{B\phi}$ и $U_{C\phi}$ 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, соединённой по схеме «разомкнутого треугольника» напряжение достигает 100 В и защита напряжения нулевой последовательности срабатывает на сигнал.

Разр.					13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						93
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

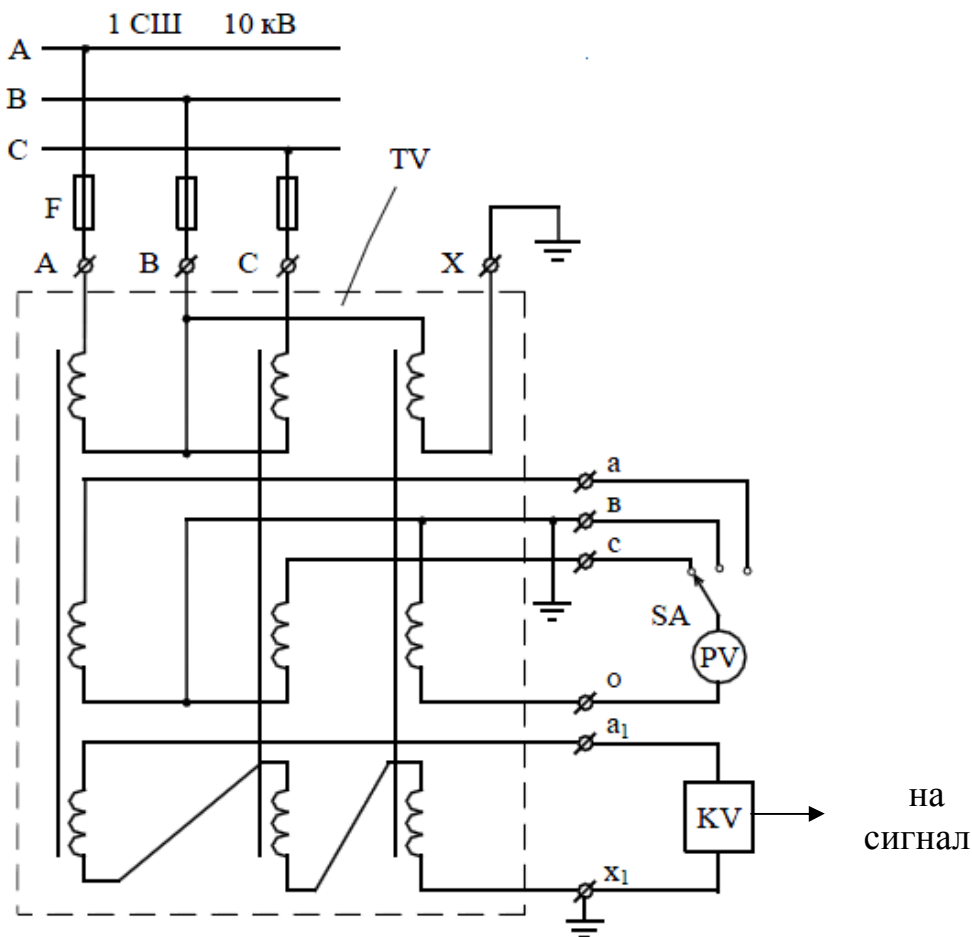


Рисунок 13.3 – Схема включения устройства контроля изоляции

13.3 Пожарная безопасность

Пожарная опасность на ОРУ напряжением 110 кВ обусловлена наличием в электрооборудовании горючих веществ и материалов: изоляция обмоток трансформаторов тока и напряжения, маслонаполненное оборудование (больше 1000 кг в единице) – трансформаторы, краска корпусов электрических аппаратов [58].

Для обеспечения требований пожарной безопасности проектом предусмотрены следующие технические мероприятия:

- все принятое к установке электрооборудование (п.5, п.8) проверено по термической и электродинамической стойкости к токам короткого замыкания, расчёт которых выполнен в п.7;

- для ограничения перегрузок, а также защиты от токов короткого замыкания все элементы системы электроснабжения предприятия оснащены устройствами релейной защиты на базе микропроцессорных блоков Seram (п.12);

- силовой трансформатор ТРДН-25000/110/10/10 имеет приямок для сбора масла;

- кабели, применяемые для реализации внутривозвратной схемы электропитания, выполнены из негорючей изоляции (п.6).

Разр.				
Пров.				
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ

Лист

94

С целью возможности выявления дефектов в электрических сетях на ранней стадии их развития, и соответственно предотвращения аварийных ситуаций и пожаров применяются устройства тепловизионного контроля. Преимуществами тепловизионной диагностики электрооборудования по сравнению с другими методами являются: оперативность проведения обследования электрооборудования; обследование объектов в процессе эксплуатации без снятия напряжения; безопасность при проведении обследования электрооборудования.

Площадка ОРУ 110 кВ оборудована стационарной системой пожаротушения. При возникновении пожара система приводится в действие с пульта системы пожаротушения ОРУ 110 кВ [59]. Также тушение пожара производится с помощью ручных огнетушителей типа ОУ-4 [60].

13.4 Молниезащита ГПП

Молниезащита ГПП осуществляется в соответствии с [61]. Проектом предусматривается 4 молниеотвода: два на линейные порталы и два стержневых молниеотвода рядом с силовыми трансформаторами.

Расположение выбранных молниеотводов М1 – М4, с указанием границ зон защит на уровне защищаемых объектов представлено на рисунке 13.4.

Построение внешних областей зон молниеотводов (полуконусов с габаритами h_0, r_0) производится по формулам для одиночных стержневых молниеотводов.

Высота молниеотвода определяется по выражению [61]

$$\begin{cases} r_x = r_0 \cdot (h_0 - h_x) / h_0, \\ h_0 = 0,85 \cdot h, \\ r_0 = 1,2 \cdot h. \end{cases} \Rightarrow h = \frac{1,2 \cdot h_x + 0,85 \cdot r_x}{1,02}, \quad (13.1)$$

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 для системы уравнений (13.1) представим в таблице 13.2.

Таблица 13.2

Обозначение	М1	М2	М3	М4
r_x , м	14,3	14,3	22,6	23,0
h_x , м	14,0	14,0	6,0	6,0
h , м	28,4	28,4	25,9	26,2
h_0 , м	24,1	24,1	22,0	22,3
r_0 , м	34,1	34,1	31,1	31,5

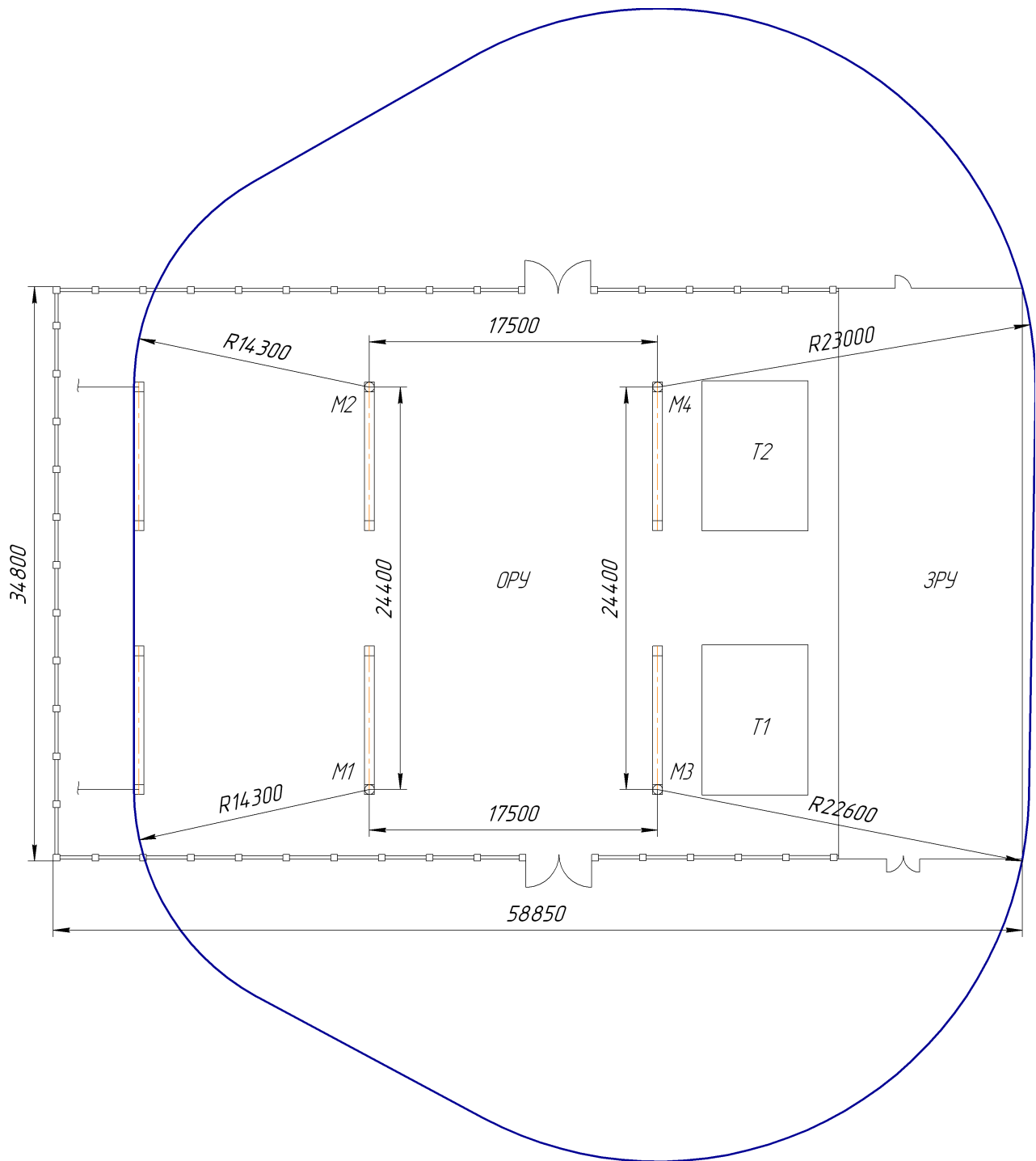


Рисунок 13.4 – Зона молниезащиты главной понизительной подстанции на уровне защищаемых объектов

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.

Разр.				
Пров.				
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ

Лист
96

$$\begin{cases} L \leq L_c, \\ h_{c0} = h_0, \\ L_{\max} = 5,75 \cdot h, \\ L_c = 2,5 \cdot h. \end{cases} \quad (13.2)$$

где L – расстояние между молниеотводами, м;
 L_{\max} , L_c – предельные расстояния, м;
 h_{c0} – высота зоны защиты посередине между молниеотводами, м.

Размеры внутренней области зоны защиты двойных разновысотных молниеотводов определяются по формулам [61]

$$h_c = \frac{h_{01} + h_{02}}{2}. \quad (13.3)$$

$$r_c = \frac{r_{01} + r_{02}}{2}. \quad (13.4)$$

Результаты расчетов для системы уравнений (13.2) и выражений (13.3) – (13.4) представим в таблице 13.3.

Таблица 13.3

Обозначение	M1-M2	M3-M4	M1-M3	M2-M4
L , м	24,4	24,4	17,5	17,5
L_c , м	71,0	71,0	67,8	68,3
L_{\max} , м	163,2	163,2	156,1	157,0
h_c , м	24,1	24,1	23,1	23,2
r_c , м	34,1	31,3	32,6	32,8

13.5 Освещение ОРУ-110/10 кВ

Освещение открытой части подстанции предусматривается с использованием светильников типа ПромЛед Прожектор v3.0-200 ЭКО [62], установленных на прожекторных площадках молниеотводов. При этом обеспечивается нормированная освещенность поверхностей $E_n = 10,0$ лк [7].

Суммарный световой поток [63]

$$\sum \Phi = E_n \cdot S \cdot k_z \cdot k_n, \quad (13.5)$$

где E_n – нормируемая освещенность, лк;
 S – площадь освещаемой территории, м²;
 k_z – коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнения отражателя, защитного стекла, лампы;
 k_n – коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещенной площадки.

Площадь территории ОРУ-110/10кВ

$$S = A \cdot B, \quad (13.6)$$

где $A = 47,6$ – длина территории ОРУ-110/10 кВ, м;

$B = 34,8$ – ширина территории ОРУ-110/10 кВ, м.

$$S = 47,6 \cdot 34,8 = 1656 \text{ м}^2.$$

С учетом формул (13.5) – (13.6) суммарный световой поток $\Sigma\Phi = 37260$ лм.

Для освещения приняты светильники марки ПромЛед Прожектор v3.0-200 ЭКО с техническими характеристиками [58]:

- тип и мощность лампы – светодиодная, 200 Вт;
- КПД прожектора $\eta_c = 0,44$;
- максимальная сила света $I_{\max} = 20000$ кд;
- световой поток светильника $\Phi_c = 22000$ лм.

Необходимое число светильников и высота их установки определяется по формулам соответственно [58]

$$N_c = \frac{\Sigma\Phi}{\Phi_c \cdot \eta_c}. \quad (13.7)$$

$$H = \sqrt{\frac{I_{\max}}{700}}. \quad (13.8)$$

$$N_{\text{пр}} = \frac{37260}{22000 \cdot 0,44} = 3,85.$$

Таким образом, с учетом выражений (13.7) – (13.8) принимаем к установке светильники марки ПромЛед Прожектор v3.0-200 ЭКО в количестве 4 штук, устанавливаемых на высоте 5,3 м.

13.6 Расчёт заземления

В проекте приведен пример выполнения заземления подстанции по нормам на допустимое напряжение прикосновения [60] с учетом характеристик грунта и величины тока однофазного короткого замыкания.

Исходная схема для расчёта тока однофазного короткого замыкания перед трансформатором ГПП ТРДН-25000/110/10/10 представлена на рисунке 13.4.

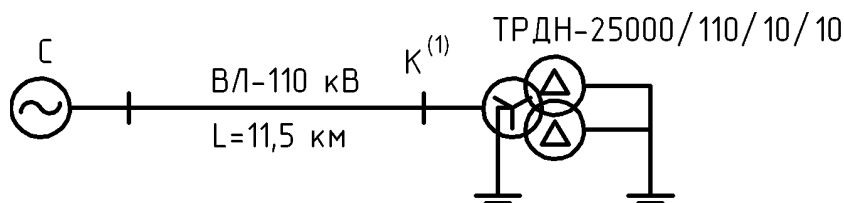


Рисунок 13.4 – Расчётная схема

Разр.					13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
Пров.						98
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Расчётный ток однофазного короткого замыкания определим по формуле [5]

$$I_k^{(1)} = \frac{3 \cdot S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot x_3}, \quad (13.9)$$

где $S_6 = 1000$ – базисная мощность, МВ·А;

$U_6 = 115$ – базисное напряжение, кВ;

x_3 – эквивалентное сопротивление.

При однофазном коротком замыкании эквивалентное сопротивление определяется по формуле [5]

$$x_3 = x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}, \quad (13.10)$$

где $x_{1\Sigma}$ – суммарное сопротивление прямой последовательности;

$x_{2\Sigma}$ – суммарное сопротивление обратной последовательности ($x_{2\Sigma} = x_{1\Sigma}$);

$x_{0\Sigma}$ – суммарное сопротивление нулевой последовательности.

Схема для расчёта сопротивлений прямой и обратной последовательности приведена на рисунке 13.5.

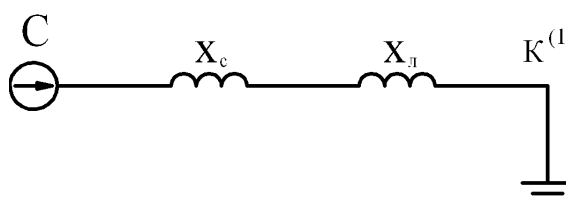


Рисунок 13.5 – Схема замещения для расчёта сопротивлений прямой и обратной последовательности

Суммарное сопротивление прямой и обратной последовательности [5]

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = x_c + x_l, \quad (12.11)$$

где $x_c = 0,28$ – сопротивление системы;

$x_l = 0,19$ – сопротивление воздушной линии.

Для расчёта сопротивления нулевой последовательности составим схему замещения (рисунок 12.6).

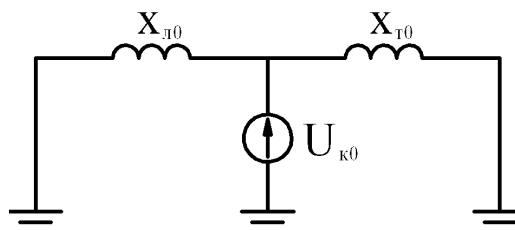


Рисунок 12.6 – Схема замещения для расчёта сопротивления нулевой последовательности

Суммарное сопротивление нулевой последовательности [5]

$$X_{0\Sigma} = \frac{X_{T0} \cdot X_{л0}}{X_{T0} + X_{л0}} \quad (13.12)$$

Сопротивление нулевой последовательности для двухцепной ВЛ с грозозащитным тросом определяется по формуле [6]:

$$X_{л0} = 6 \cdot X_{ВЛ} \quad (13.13)$$

Сопротивление трансформатора определим по выражению [5]

$$X_{T0} = 1,875 \cdot \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{НОМ}} \quad (13.14)$$

Результаты расчета однофазного замыкания на землю в сети 110 кВ, выполненные по формулам (13.9) – (13.14) представим в таблице 13.4.

Таблица 13.4

$I_k^{(1)}$, кА	$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma}$, о.е.	$x_{л0}$, о.е.	x_{T0} , о.е.	$x_{0\Sigma}$, о.е.	x_{Σ} , о.е.
13,67	0,47	1,16	5,56	0,96	1,91

Допустимое значение напряжения прикосновения зависит от длительности воздействия тока на человека [5]

$$\tau_B = t_{p.з} + t_{o.в} \quad (13.15)$$

где $t_{p.з} = 1,4$ – время действия МТЗ трансформатора ГПП, с;

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

В соответствии с [64] длительности воздействия тока на человека, определяемой по формуле (13.15), и равной 1,46 с соответствует наибольшее допустимое напряжение прикосновения $U_{пр.доп} = 65$ В.

Действительный план заземляющего устройства преобразуем в расчетную модель, представленную на рисунке 13.6 со стороны

$$\sqrt{S} = \sqrt{43,5 \cdot 31,4} = 37,0 \text{ м.}$$

Напряжение, приложенное к человеку [5]

$$U_{ч} = I_k^{(1)} \cdot R_{з} \cdot \alpha \cdot \beta, \quad (13.16)$$

где $R_{з}$ – общее сопротивление сложного заземлителя, Ом;

α – коэффициент распределения потенциала по поверхности земли.

Разр.				13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
Пров.					100
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата	

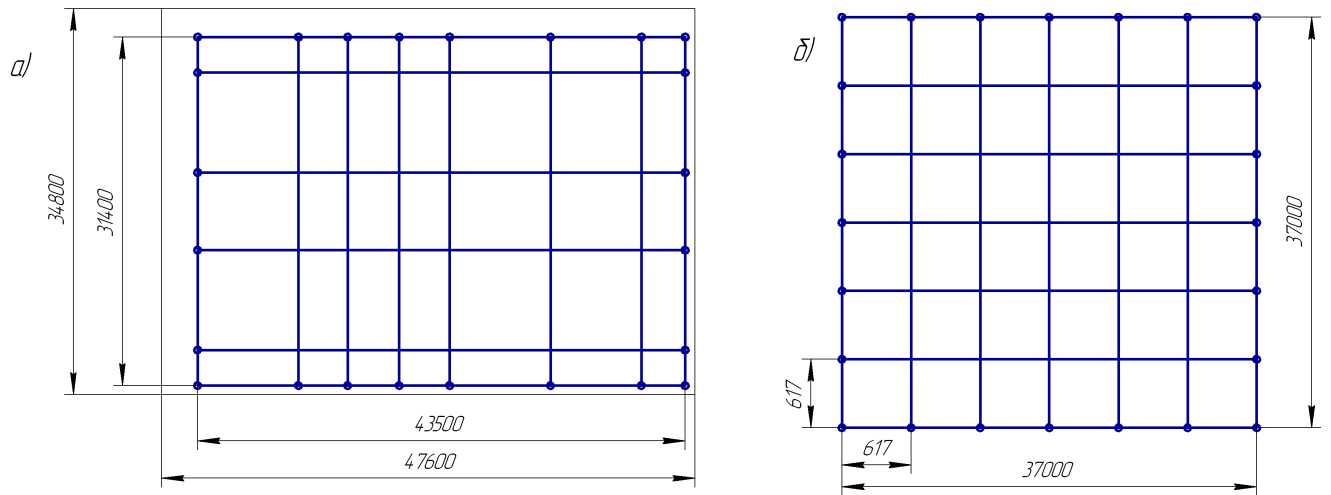


Рисунок 13.6 – Защитное заземление: а) заземляющее устройство подстанции; б) расчетная модель.

Общее сопротивление сложного заземлителя [5]

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_{\text{эк.с}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{эк.с}}}{L_{\Gamma} + L_{\text{В}}}, \quad (13.17)$$

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

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

L_{Γ} – суммарная длина всех горизонтальных проводников сетки, м.

Коэффициент A определяется из условия [5]

$$\begin{cases} 0 \leq \frac{l_{\text{В}} + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5, \\ A = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_{\text{В}} + t}{\sqrt{S}}. \end{cases} \quad (13.18)$$

где $l_{\text{В}} = 5$ – длина вертикальных заземлителей, м;

$t = 0,7$ – глубина заложения заземлителей, м.

Эквивалентное удельное среднее сопротивление земли определяется из системы выражений [5]

$$\begin{cases} \rho_{\text{эк.с}} = \rho_2 \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^{\Delta}, \\ 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} < 10, \\ \Delta = 0,19 \left(1 + \lg \frac{4,8 \cdot h_{\text{с}}}{l_{\text{В}}} \right). \end{cases} \quad (13.19)$$

Разр.				
Пров.				
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ

Лист
101

где $\rho_1 = 50$ – удельное сопротивление верхнего слоя грунта, Ом·м.
 $\rho_2 = 130$ – удельное сопротивление нижнего слоя грунта, Ом·м.
 $h_c = 2,2$ – толщина слоя сезонных изменений, м;
 $l_b = 5$ – длина вертикального электрода, м.

Число ячеек по стороне квадрата

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1. \quad (13.20)$$

где L_r – суммарная длина всех горизонтальных проводников сетки, м

Длина полос в расчетной модели

$$L'_r = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1). \quad (13.21)$$

Длина сторон ячейки

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}. \quad (13.22)$$

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

$$n_b = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_b}. \quad (13.23)$$

Общая длина вертикальных заземлителей

$$L_b = l_b \cdot n_b. \quad (13.24)$$

Определение параметров расчетной модели, выполненное по выражениям (13.20) – (13.24), представим в таблице 13.5.

Таблица 13.5 – Параметры расчетной модели

m, шт	b, м	n _b , шт	L' _r , м	L _b , м
6	6,17	30	518	150

Коэффициент распределения потенциала по поверхности земли

$$\alpha = M \cdot \left(\frac{b \cdot \sqrt{S}}{l_b \cdot L'_r} \right)^{0,45}, \quad (13.25)$$

где $M = 0,36$ – параметр, зависящий от соотношения ρ_1 / ρ_2 .

Коэффициент, учитывающий сопротивление стекания тока на землю [5]

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}} \quad (13.26)$$

где $R_{\text{ч}} = 1000$ – сопротивление тела человека, Ом;
 $R_{\text{с}}$ – сопротивление поверхностного слоя грунта, Ом.

Сопротивление поверхностного слоя грунта

$$R_{\text{с}} = 1,5 \cdot \rho_1 \quad (13.27)$$

Результаты промежуточных расчетов, выполненные по формулам (13.16) – (13.19), (13.25) – (13.27), представим в таблице 13.6.

Таблица 13.6

A	Δ	$\rho_{\text{эк.с}}, \text{ Ом}\cdot\text{м}$	α	$R_{\text{с}}, \text{ Ом}$	β	$R_{\text{з}}, \text{ Ом}$	$U_{\text{ч}}, \text{ В}$
0,346	0,25	102	0,12	75	0,93	0,33	506

Как видно из данных таблицы 13.6 расчетное значение напряжения прикосновения превышает предельно допустимое значение. Для уменьшения напряжения прикосновения применим подсыпку слоя щебня ($\rho_{\text{щ}} = 5000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$) толщиной 0,2 м по всей территории ОРУ. Расчетные величины для данного варианта представим в таблице 13.6 с учетом того, что подсыпка щебня не влияет на растекание тока с заземляющего устройства, так как глубина заложения заземлителей больше толщины слоя щебня, поэтому соотношение ρ_1/ρ_2 и величина M останутся неизменными.

Таблица 13.7

A	Δ	$\rho_{\text{эк.с}}, \text{ Ом}\cdot\text{м}$	α	$R_{\text{с}}, \text{ Ом}$	β	$R_{\text{з}}, \text{ Ом}$	$U_{\text{ч}}, \text{ В}$
0,346	0,25	102	0,12	7500	0,12	0,33	64,0

Из таблицы 13.7 следует, что расчетное значение напряжения прикосновения не превышает допустимых значений.

Выводы по разделу тринадцать

В данном разделе рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности на примере ГПП Нижнесергиевского метизно-металлургического завода.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе выполнен проект электроснабжения группы цехов Нижнесергиевского метизно-металлургического завода.

Расчёт элетрических нагрузок на каждом уровне системы электроснабжения группы цехов Нижнесергиевского метизно-металлургического завода позволил разработать схемы внешнего и внутривозводского 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.

Внутривозводское распределительное устройство выполнено по смешанной схеме. В ЗРУ-10 кВ выбраны комплектные шкафы марки D-12P, которые снабжены вакуумными включателями ВВ/TEL, трансформаторами тока ТОЛ -10 и антирезонансными трансформаторами напряжения НАМИ-10. Отходящие от ЗРУ-10 кВ выполнены кабелями из сшитого полиэтилена типа АПвЭКПу-10 следующих сечений: 50, 95, 120 мм². Все электрооборудование выбрано с учётом перегрузочной способности в послеаварийных режимах, а также с учетом динамической и термической стойкости к токам короткого замыкания.

Для снижения негативного влияния реактивной мощности предусмотрена установка компенсирующих устройств в сети 10 и 0,4 кВ. Для нормализации показателей качества электрической энергии внедрены фильтрокомпенсирующие устройства.

Выполнен расчет уставок релейной защиты трансформатора полупроводников ТСЗП-2500/10 с применением современных микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики.

Рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности на примере ГПП Нижнесергиевского метизно-металлургического завода, произведены расчеты защитного заземления, молниезащиты и освещения открытого распределительного устройства 110 кВ.

	Разр.				13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					104
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Соболев, Д.С. Система самонесущих изолированных проводов / Д.С. Соболев // Сборник научных трудов НГТУ. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2016. – № 3(57). – 135–140
- 2 Барг, И.Г. Самонесущий изолированный провод Торсада / И.Г. Барг, А.Н. Жулев // «Энергетическое строительство». – 2015. – № 2. – С. 49-52.
- 3 Шаманов, Д. Самонесущие изолированные провода 0,4–10 кВ. Плюсы и минусы различных систем / Д. Шаманов // Новости электротехники. – 2016. – №2 (14). – С. 23–25.
- 4 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин. – М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 352 с.
- 5 Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
- 6 РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 12 с.
- 7 СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение. – М.: Изд-во стандартов, 2016. – 136 с.
- 8 Киреева, Э.А. Справочник электрика / Э.А. Киреева, С.А. Цырук. – М: Колос, 2007. – 464с.
- 9 Каталог шинопроводов. – http://klmengineering.ru/upload/iblock/578/klm_busbar_2019.pdf.
- 10 Энергосберегающие трансформаторы ТМГ33. – <https://metz.by/transformatory-silovye-maslyanye/transformatory-tmg33/>.
- 11 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 848 с.
- 12 Тарифы на электрическую энергию. – <https://ekb.esplus.ru/tariffs/ekb/ur/>.
- 13 Рекомендации по проектированию систем внутрицехового электроснабжения с параллельной работой трансформаторов КТП. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 24 с.
- 14 Технические параметры трансформаторов производства Уралэлектротяжмаш. – <https://silovoytransformator.ru/6-10-kv/ts-tsz-tszs-tsp-tszp-trsdp-ospch-tszpu-uralelektrotyazhmash.htm>.
- 15 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>.
- 16 Номенклатурный каталог ООО «Тольяттинский трансформатор. – http://www.transformator.com.ru/docs/НК_ТТ,ООО_2016%20г.pdf.
- 17 Элегазовые колонковые выключатели ВГТ-35. – <http://www.uetm.ru/directrequest/files/default/get-file?name=eee59822f27428369522aa09a59b20b6.pdf>.

	Разр.				13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					105
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

- 18 Разъединители наружной установки серии РДЗ на 35 – 220 кВ. – http://www.zeto.ru/download/1698/_35-220.pdf.
- 19 Трансформаторы тока ТРГ-35. – <http://www.uetm.ru/ru/katalog-produktsii/item/trguetm35>.
- 20 Антирезонансные трансформаторы напряжения серии НАМИ. – <https://www.ramenergy.ru/products>.
- 21 Ограничители перенапряжений для сетей 3-750 кВ. – <https://opnzeu.ru/opn/>
- 22 Элегазовые колонковые выключатели ВГТ-110. – <http://www.uetm.ru/directrequest/files/default/get-file?name=eee59822f27428369522aa09a59b20b6.pdf>.
- 23 Трансформаторы тока ТРГ-110. – <http://www.uetm.ru/fs/sources/46/a9/33/1c/79cc5a479334ba6a0d9fb6a9.pdf>.
- 24 Трансформаторы напряжения типа ЗНОГ-110. – http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/transformatory-napryajeniya-izmeritelnye-elegazovye/znog-110-ul-uhl1-transformator-napryajeniya-elegazovu.
- 25 Заземлитель нейтрали силового трансформатора. – https://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/zazemliteli/zon-110-kv.
- 26 Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанции и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК». – М.: МРСК, 2012. – 72 с.
- 27 НТП ЭПП-94. Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Изд-во стандартов, 1994. – 48 с.
- 28 Руководство по эксплуатации силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 6-35 кВ. – <https://elektra.com.ru/images/katalogi/Uzkabel/Silovoj-kabel-rykovodstvo-35.pdf>.
- 29 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для дипломного и курсового проектирования / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
- 30 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчёта в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во стандартов, 1994. – 47.
- 31 Комплектные распределительные устройства напряжением 10 кВ «Классика» серии D-12P. – <http://tavrida.uplab.info/upload/iblock/58c/58c8243ccd87cfeefe788c14cde28943.pdf>.
- 32 Вакуумные выключатели серии ВВ/TEL. – <http://tavrida-ua.com/products/vacuumswitch.html>.
- 33 Трансформаторы тока ТОЛ-10. – http://www.cztt.ru/tol_10.html.
- 34 Разъёмный трансформатор тока для защиты. – http://www.cztt.ru/tzrl_zashita.html.
- 35 Ограничители напряжения нелинейные ОПН-РТ. – <https://www.tavrida.com/upload/iblock/95a/95a1cc016e5a6ad36f885319902f3a39.pdf>

	Разр.				13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					106
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

- 36 Трехфазный силовой трансформатор с литой изоляцией ТЛС. – <http://www.cztt.ru/TLS.html>.
- 37 Комплектные трансформаторные подстанции. – https://www.kontaktor.ru/ktp_nku/detail_page.php?ID=170.
- 38 Камеры сборные одностороннего обслуживания КСО «Новация». – <https://www.tavrida.com/upload/iblock/a4f/a4f79abe5771574c2618ccab673239cb.pdf>.
- 39 Автоматические выключатели на большие токи для передачи мощности Masterpact. – <http://www.schneider-electric.ru/ru/product-range/1007-masterpact-nw>.
- 40 Шинные трансформаторы тока ТШЛ-0,66. – http://www.cztt.ru/TSHL_066.html
- 41 Комплектные токопроводы и шинопроводы. – http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/3_compl_tokopr_shinoprovv2007.pdf.
- 42 ГОСТ Р 52736-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. – М.: Стандартинформ, 2007. – 44 с.
- 43 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.
- 44 Каталог продукции ТОО «Усть-Каменогорский конденсаторный завод». – <https://www.ukkz.com/ru/catalog>.
- 45 Иванов, В.С. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий / В.С. Иванов, В.И. Соколов – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 336 с.
- 46 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.
- 47 Карташев, И.И. Управление качеством электроэнергии / И.И. Карташев, В.Н. Тульский, Р.Г. Шамонов и др. – М.: Издательский дом МЭИ, 2006. – 320 с.
- 48 Овчаренко, А.С. Повышение эффективности электроснабжения промышленных предприятий: учебник / А.С. Овчаренко.– Киев.: Техника, 1989. – 287 с.
- 49 Каталог. Техническая информация. Комплектные трансформаторные подстанции. – http://metz.by/download_files/catalog/ktp/ktpsp_mod.pdf.
- 50 Руководство по эксплуатации Sepam серии 20. – https://schneider.center/sites/default/files/files/documentation/rukovodstvo_polzovately_a_sepam_20.pdf.
- 51 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 273 с.
- 52 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика СЭС: учебник для ВУЗов / В.А. Андреев. – 3-е изд. – М.: ВШ, 2006. – 485 с.
- 53 Предохранитель ПП57-39372-630А-УЗ-КЭАЗ. – <https://keaz.ru/catalog/predohraniteli/predohraniteli-nizkovoltnie/pp57/111189>.
- 54 Автоматический выключатель Masterpact NW40 HADC. – <https://www.se.com/ru/ru/product/download-pdf/48655>.

	Разр.				13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					107
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

55 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Росминтруд, 2013. – 45 с.

56 ГОСТ 12.1.019-79(2009) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования. – М.: Изд-во стандартов, 2009. – 32 с.

57 СО 153-34.03.603-2003. Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. – М.: Изд-во стандартов, 2003. – 26 с.

58 СНиП 21.0197. Пожарная безопасность зданий и сооружений. – М.: Изд-во стандартов, 1997. – 22 с.

59 СП 6.13130.2009. Системы противопожарной защиты. Электрооборудование. Требования пожарной безопасности. – М.: Энергоатомиздат, 2009. – 7 с.

60 СП 9.13130.2009. Техника пожарная. Огнетушители. Требования к эксплуатации. – М.: Энергоатомиздат, 2009. – 8 с.

61 СО 153-343.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, строений и промышленных коммуникаций. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 24 с.

62 Светильник ПромЛед Прожектор v3.0-200 ЭКО. – <https://promled.com/svetodiodniye-projectory>.

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

64 ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. – М.: Энергоатомиздат, 1982 –16 с.

	Разр.				13.03.02.2020.913.00.00 ПЗ	Лист
	Пров.					108
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		