

Министерство образования и науки 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)

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

Электроснабжение группы цехов  
Новокузнецкого металлургического комбината

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ  
ЮУрГУ – 13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной защите  
старший преподаватель

\_\_\_\_\_ И.П. Титов  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

Руководитель проекта  
к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ Г.С. Валеев  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

Консультант по экономике  
к.т.н., доцент

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

Автор проекта  
Студент группы ПЗ-573

\_\_\_\_\_ Д.Н. Шестериков  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

Консультант по БЖД  
д.т.н., профессор

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

Нормоконтролёр  
старший преподаватель

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

Министерство образования и науки 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

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.

### ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента  
Шестерикова Дмитрия Николаевича

---

Группа ПЗ-573

1 Тема работы

Электроснабжение группы цехов Новокузнецкого металлургического  
комбината

---

утверждена приказом по университету от 28.04.2017 г. № 835.

2 Срок сдачи студентом законченной работы \_\_\_\_\_ 25 мая 2017 г.

3 Исходные данные к работе

Из архива кафедры СЭС

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

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

- 1 Сравнение отечественных и зарубежных технологий и решений
- 2 Расчет электрических нагрузок
- 3 Выбор трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций
- 4 Выбор внешнего напряжения и трансформаторов ГПП предприятия
- 5 Технико-экономическое обоснование напряжения внешнего электроснабжения
- 6 Выбор величины напряжения и схемы внутреннего электроснабжения предприятия. Выбор питающих линий
- 7 Расчет токов короткого замыкания
- 8 Выбор электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения
- 9 Выбор и обоснование режима нейтрали электрической сети
- 10 Расчет и выбор устройств компенсации реактивной мощности
- 11 Расчет показателей качества напряжения в узлах СЭС
- 12 Релейная защита трансформатора
- 13 Безопасность жизнедеятельности
- 14 Экономическая часть

## 5 Перечень графического материала

1 План генеральный группы цехов Новокузнецкого металлургического комбината	- 1 лист
2 Схема электрическая принципиальная электроснабжения группы цехов Новокузнецкого металлургического комбината	- 1 лист
3 План и разрез главной понизительной подстанции	- 1 лист
4 Защита релейная трансформатора ТРДН-25000/110/10/10	- 1 лист
5 Плакат по экономике	- 1 лист
6 Средства защиты от поражения электрическим током	- 1 лист

Всего 6 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		
Экономическая часть	Е.Ж. Васильев		

7 Дата выдачи задания 07 февраля 2017 г.

Руководитель Г.С. Валеев

Задание принял к исполнению Д.Н. Шестериков

## КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Готовность (дата)	Отметка о выполнении руководителя
1 Сравнение отечественных и зарубежных технологий и решений	24.04.17	
2 Расчет электрических нагрузок	07.02.17	
3 Выбор трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций	14.02.17	
4 Выбор внешнего напряжения и трансформаторов ГПП предприятия	18.02.17	
5 Технико-экономическое обоснование напряжения внешнего электроснабжения	25.02.17	
6 Выбор величины напряжения и схемы внутреннего электроснабжения предприятия. Выбор питающих линий.	3.03.17	
7 Расчет токов короткого замыкания	10.03.17	
8 Выбор электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения	15.03.17	
9 Выбор и обоснование режима нейтрали электрической сети	18.03.17	
10 Расчет и выбор устройств компенсации реактивной мощности	25.03.17	
11 Расчёт показателей качества напряжения в узлах СЭС	31.03.17	
12 Релейная защита трансформатора	7.04.17	
13 Безопасность жизнедеятельности	14.04.17	
14 Экономическая часть	20.04.17	
15 Оформление пояснительной записки	25.04.17	
16 Графическая часть:		
16.1 Генеральный план с нанесённой на нём картограммой нагрузок, трасс кабельных линий и размещением ТП и РП (1 лист)	18.02.17	
16.2. Схема электроснабжения (1 лист)	3.03.17	
16.3. Конструктивные чертежи (План и разрез ОРУ и ЗРУ) (1 лист)	17.03.17	
16.4. Релейная защита и автоматика (1 лист)	14.04.17	
16.5. Экономическая часть (1 лист)	25.04.17	
16.6. БЖД (На усмотрение консультанта по БЖД) (1 лист)	20.04.17	

Заведующая кафедрой

\_\_\_\_\_

(подпись)

И.М. Кирпичникова

Руководитель работы

\_\_\_\_\_

(подпись)

Г.С. Валеев

Студент

\_\_\_\_\_

(подпись)

Д.Н. Шестериков

## АННОТАЦИЯ

Шестериков Д.Н. Электроснабжение группы цехов Новокузнецкого металлургического комбината – Челябинск, ЮУрГУ, ПЗ, 2017, 146 с, 22 ил., 24 табл., библиогр. список 48 наим., 6 листов чертежей ф. А1

Целью данной работы является составление проекта электроснабжения группы цехов Новокузнецкого металлургического комбината.

На основании расчета электрических нагрузок и технико-экономического анализа разработаны схема внешнего электроснабжением 110 кВ и схема внутриводского электроснабжения напряжением 10 кВ. Произведен выбор силовых трансформаторов цеховых ТП и кабельных линий напряжением выше и до 1 кВ.

Рассчитаны токи короткого замыкания и выбрано оборудование, установленное в открытой и закрытой части подстанции: разъединители и элегазовые выключатели напряжением 110 кВ, трансформаторы напряжения, комплектный закрытый токопровод ТЗК-10 кВ, распределительные ячейки К-104М с вакуумными выключателями; кабельные линии с бумажной пропитанной изоляцией; силовые трансформаторы типа ТМГ, установленные в цеховых ТП.

Произведена оптимизация мощности устройств компенсации реактивной мощности, выполнена оценка качества электрической энергии в системе электроснабжения комбината.

13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата						
Разраб.		Шестериков			Электроснабжение группы цехов Новокузнецкого металлургического комбината	Лит.	Лист	Листов		
Пров.		Валеев				В	К	Р	3	146
Реценз.						ФГАОУ ВО ЮУрГУ (НИУ) Кафедра ЭССиСЭ				
Н. контр.		Аверина								
Утв.		Кирпичникова								

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	
Краткое описание объекта электроснабжения.....	7
Технический паспорт .....	8
СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ.....	10
Выводы по разделу.....	11
1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	
1.1 Расчёт нагрузок по ремонтно-механическому цеху .....	12
1.2 Расчёт электрических нагрузок по предприятию .....	17
1.3 Расчёт картограммы электрических нагрузок .....	20
Выводы по разделу один.....	23
2 ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ	
2.1 Выбор типа цеховых трансформаторов.....	24
2.2 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторных подстанций.....	24
Выводы по разделу два .....	30
3 ВЫБОР ВНЕШНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП ПРЕДПРИЯТИЯ.....	31
Выводы по разделу три .....	34
4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ .....	35
4.1 Определение потерь мощности и электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП .....	37
4.2 Выбор параметров ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия.....	38
4.3 Расчет токов короткого замыкания .....	39
4.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры .....	41
4.5 Определение технико-экономических показателей схем внешнего электроснабжения.....	44
4.6 Выбор рационального варианта схемы внешнего электроснабжения.....	47
Выводы по разделу четыре .....	47
5 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ. ВЫБОР ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ	
5.1 Выбор напряжения .....	48
5.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия....	48
5.3 Конструктивное выполнение электрической сети.....	49
5.4 Выбор кабельных линий .....	49
Выводы по разделу пять .....	51
6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	53

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		4

Выводы по разделу шесть .....	70
<b>7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ</b>	
7.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП ..	71
7.2 Выбор выключателей КРУ .....	71
7.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ .....	72
7.4 Выбор трансформаторов напряжения .....	74
7.5 Выбор ячеек, устанавливаемых на вводах цеховых ТП .....	76
7.6 Выбор соединения силового трансформатора ГПП с РУ НН ГПП ..	77
7.7 Проверка кабелей 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания.....	78
7.8 Выбор трансформаторов собственных нужд .....	80
7.9 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУНН ТП.....	80
Выводы по разделу семь .....	81
<b>8 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ РЕЖИМА НЕЙТРАЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ.....</b>	<b>82</b>
Выводы по разделу восемь .....	83
<b>9 РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ .....</b>	<b>84</b>
Выводы по разделу девять .....	91
<b>10 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС</b>	
10.1 Расчет коэффициента искажения синусоидальности напряжения .....	92
10.2 Расчет провала напряжения при пуске двигателей .....	96
Выводы по разделу десять .....	98
<b>11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА</b>	
11.1 Дифференциальная защита .....	99
11.2 Защита от перегруза на НН .....	106
11.3 МТЗ с выдержкой времени на НН .....	107
11.4 МТЗ с выдержкой времени на НН .....	109
11.5 Газовая защита.....	111
11.6 Защита перегрева.....	112
Выводы по разделу одиннадцать.....	112
<b>12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ</b>	
12.1 Общая характеристика объекта .....	113
12.2 Обеспечение электробезопасности на ГПП .....	114
12.2.1 Защитные средства, обеспечивающие безопасное выполнение работ в электроустановках .....	114
12.2.2 Способы защиты от поражения электрическим током.....	115
12.2.3 Устройство контроля изоляции в сети 10 кВ .....	116
12.2.4 Защитное заземление.....	118
12.3 Молниезащита ГПП.....	123



12.4	Освещение главной понизительной подстанции .....	125
12.5	Пожарная безопасность .....	126
	Выводы по разделу двенадцать .....	128
13	<b>ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</b>	
13.1	Построение дерева целей проекта .....	129
13.2	Качественный анализ вариантов технических решений .....	129
13.3	Анализ поля сил .....	130
13.4	Объёмы продукции и услуг по обеспечению основного производства .....	131
13.5	Планирование труда и заработной платы .....	132
13.5.1	Планирование использования рабочего времени .....	132
13.5.2	Планирование численности рабочих энергохозяйства .....	132
13.5.3	Планирование численности персонала управления энергохозяйством .....	137
13.6	Планирование фонда заработной платы рабочих .....	138
13.7	Планирование фонда заработной платы персонала управления .....	140
13.8	Планирование производительности труда .....	140
13.9	Калькуляция текущих затрат на энергетическое обслуживание .....	141
13.10	Планирование сметы текущих затрат на электрическое обслуживание .....	142
	Выводы по разделу тринадцать .....	143
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	144
	<b>БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК</b> .....	145

## ВВЕДЕНИЕ

Системой электроснабжения (СЭС) называют совокупность устройств для производства, передачи и распределения электроэнергии. Системы электроснабжения промышленных предприятий создаются для обеспечения питания электроэнергией электроприемников предприятия и должны отвечать определенным технико-экономическим требованиям: они должны обладать минимальными затратами при соблюдении всех технических показателей; обеспечивать требуемую надежность электроснабжения и надлежащее качество электрической энергии; быть удобны в эксплуатации и безопасны в обслуживании; иметь достаточную гибкость, позволяющую обеспечивать оптимальные режимы эксплуатации как в нормальном, так и в послеаварийном режимах; позволять осуществление реконструкций без существенного удорожания первоначального варианта.

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

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

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

### Краткое описание объекта электроснабжения

Новокузнецкий металлургический комбинат включает все технологические процессы: от переработки сырья до производства металлопродукции высоких переделов. Предприятие производит стальную заготовку, горячекатаный, холоднокатаный и оцинкованный прокат, прокат с полимерным покрытием, динамную и трансформаторную сталь, а также другие виды металлопродукции.

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		7

На Новокузнецком металлургическом комбинате в зависимости от назначения и выпускаемой продукции можно выделить три группы цехов:

1 Основные – цеха перерабатывающие сырье и полуфабрикаты в готовую продукцию, для производства которой предназначено данное предприятие: прокатный цех, шлакоплавильный цех, вальцево-инструментальный цех.

2 Подсобные – цеха, изготавливающие основные и вспомогательные материалы или осуществляющие их подготовку для переработки в основных цехах предприятия: блок очистки стоков, отдел подготовки шихты, градирня.

3 Вспомогательные – цеха, обеспечивающие нормальную работу всех цехов и хозяйств предприятия. Это – цеха энергетические (кислородная и насосная станции), ремонтные (по изготовлению запасных частей и сменного оборудования, а также по осуществлению ремонтов), транспортные (по осуществлению внутривозовских перевозок), цех контрольно-измерительных приборов и автоматики. В составе завода, помимо цехов, имеются различные обслуживающие хозяйства и подсобные службы (складское хозяйство, газоочистка и другие).

Ввиду достаточного большого количества цехов, представленного на рассматриваемом предприятии, принято решение произвести расчет электроснабжения группы цехов Новокузнецкого металлургического комбината.

#### Технический паспорт проекта

1 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1 кВ – 25584 кВт.

2 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением свыше 1 кВ – 17380 кВт (2хАД по 2000 кВт, 4хАД по 320 кВт, 4хПЧ по 1500 кВт, 4хИП по 1000 кВт, 2хСД по 250 кВт, 4хСД по 400 кВт).

3 Категория основных потребителей по надёжности электроснабжения – II.

4 Активная расчётная мощность на шинах ГПП: 23460 кВт.

5 Коэффициент реактивной мощности: естественный  $\text{tg}\varphi=0,67$ ; расчётный  $\text{tg}\varphi=0,49$ ; заданный энергосистемой  $\text{tg}\varphi=0,50$ .

6 Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.

7 Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 2300 МВ·А, тип и сечение питающих линий ВЛ 110 кВ – АС-70/11.

8 Расстояние от предприятия до питающей подстанции 10,0 км.

9 Количество, тип и мощность трансформаторов главной понизительной подстанции: 2хТРДН-25000/110/10/10.

10 Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия 10 кВ.

11 На территории устанавливаются трансформаторные подстанции с трансформаторами типов ТМГ, мощностью 250, 630, 1000, 1600 кВ·А.

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

13 Число часов использования максимума нагрузки 4355 ч/год.

14 Тип и сечение кабельных линий: ААШв-10 с сечением 50,70, 95, 120, 240 мм<sup>2</sup>.

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		8

## СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

Развитие электрификации промышленных предприятий приводит к росту потребления реактивной мощности в узлах нагрузки электрических систем. Концентрация производства электроэнергии на мощных электростанциях увеличивает дальность передачи энергии к узлам нагрузки и вызывает значительные ее потери в электрических сетях, что, как правило, экономически нецелесообразно. В то же время генерация реактивной мощности может достаточно просто производиться в местах ее потребления. Одним из основных источников реактивной мощности являются конденсаторные установки (КУ), которые имеют сравнительно низкую стоимость, малые потери энергии и могут быть установлены практически любой мощности в любой точке сети. Одним из наиболее прогрессивных направлений конструктивного исполнения конденсаторных установок является изготовление их в виде комплектных конденсаторных установок (ККУ), применение которых значительно ускоряет сроки разработки проектной документации и ввода установок в эксплуатацию, уменьшает объемы строительных и монтажных работ.

В России конденсаторные установки 380 В применяются в силовых и осветительных сетях промышленных предприятий и выполняются, как правило, с параллельным соединением трехфазных конденсаторов, фазы которых соединены треугольником. Для однофазных электроприемников ниже 1000 В применяются установки, комплектуемые из однофазных конденсаторов. В осветительных сетях 220 и 380 В с люминесцентными лампами типа ДРЛ применяются трехфазные конденсаторные установки, подключаемые непосредственно к групповым электрическим сетям без выключателя. Конденсаторы 380 В в конденсаторных установках могут устанавливаться как в шкафах, так и открыто на металлических конструкциях, но токоведущие части при этом должны быть защищены кожухом по условиям техники безопасности [1].

Основными изготовителями конденсаторов за рубежом являются США, Япония, Швеция, Франция. Улучшение удельных характеристик силовых конденсаторов в первую очередь обусловлено увеличением рабочего значения напряженности электрического поля (в США, например, составляет 26 кВ/мм). Дальнейшее снижение потерь в конденсаторах получено при использовании так называемого комбинированного диэлектрика из улучшенной конденсаторной бумаги и достаточно стабильной синтетической пленки с малыми потерями [2].

Высота конденсаторной секции, выпускаемой фирмами США и Швеции, увеличена в 2-3,5 раза и почти доведена до высоты конденсатора. Это дало экономию меди, алюминия и других материалов. Повышение коэффициента использования внутреннего объема корпуса позволило сократить количество свободной пропитывающей жидкости, а соответственно и стоимость конденсатора. Большое внимание в современном конденсаторостроении уделяется материалу корпуса и его антикоррозийной защите.

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		9

Многие фирмы изготавливают корпуса конденсаторов из немагнитных материалов, что снижает потери энергии в конденсаторах. Изготовление корпусов конденсаторов из алюминия позволяет также улучшить их массогабаритные, тепловые и электрические характеристики. Увеличивается единичная мощность конденсаторов.

Для повышения срока службы конденсаторов большое значение имеет перегрузочная способность конденсаторов. Фактическая перегрузка конденсаторов в эксплуатации зависит от допустимого увеличения емкости, особенно это важно для конденсаторов, предназначенных для последовательного соединения. Поэтому большинство фирм ограничивают допуск по емкости значением 10%, а некоторые фирмы – далее 2%. Надежность конденсаторов в большой степени зависит от их герметичности. За рубежом для этой цели применяют сборные изоляторы. Внутренний изолятор обеспечивает необходимый уровень герметизации путем припайки по месту металлизации стали к корпусу, а наружный – механическую защиту внутреннего. Все фирмы проверяют конденсаторы на герметичность при повышенной температуре.

За рубежом соединения конденсаторных установок выполняются по различным схемам. В США КУ напряжением до 2,4 кВ, а в Японии до 6,6 кВ соединяются по схеме треугольника. В США установки напряжением 4,16 кВ и выше, а в Японии 11 кВ и выше в большинстве случаев соединяются по схеме звезды. Для получения необходимой мощности и напряжения каждая фаза установки комплектуется из последовательно-параллельных групп конденсаторов, при этом группы выбирают таким образом, чтобы получалось минимальное количество последовательных и максимальное параллельных рядов конденсаторов в фазе установки.

Представим в таблице А сравнение технических характеристик комплектных конденсаторных установок отечественного и зарубежного производителей.

Таблица А – Сравнительная таблица технических характеристик комплектных конденсаторных установок

Технические характеристики	Низковольтные конденсаторные установки типа КРМ производства электротехнического завода «СлавЭнерго» [1]	Низковольтные конденсаторные установки типа VarSet производства компании «Schneider Electric» [3]
1	2	3
Номинальное переменное напряжение частоты 50 Гц, В	400	400
Подключение	трехфазное	трехфазное
Диапазон мощностей, квар	от 10 до 1000	от 50 до 200
Допустимые отклонения емкости, %	5	5
Потери мощности, Вт/квар	0,45	2,0
Регулирование	автоматическое/ручное	автоматическое
Защита от гармоник	под заказ	под заказ

Продолжение таблицы А

1	2	3
Допустимая длительная перегрузка по напряжению относительно номинального напряжения, %	110	110
Допустимая длительная перегрузка по току относительно номинального тока, %	150	143
Исполнение	напольное	напольное/навесное
Рабочие температуры, °С	от +5 до +50	от -5 до +45
Высота над уровнем моря, м	до 2000	до 2000
Климатическое исполнение	У3	У3
Степень защиты	IP 21	IP 54
Удельная стоимость, руб/квар [4]	750	1416

Выводы по разделу

По результатам сравнения комплектных конденсаторных установок отечественного и зарубежного производства можно сделать вывод, что наиболее приемлемым является вариант ККУ производства «Славэнерго», так как данные установки не уступают по техническим характеристикам конденсаторным батареям «Schneider Electric», а по некоторым позициям даже значительно превосходят таким как: потери мощности и удельная стоимость. Таким образом, принято решение устанавливать комплектные конденсаторные установки производства «Славэнерго» на сборных шинах 0,4 кВ цеховых трансформаторных подстанций при реализации внутрицеховой схемы электроснабжения (лист 2 графической части).

# 1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Для расчета электрических нагрузок на предприятии будем использовать усовершенствованный метод упорядоченных диаграмм [5]. В системе электро-снабжения предприятия существует несколько характерных точек, в которых необходимо определить расчетные электрические нагрузки. Расчет электрических нагрузок ведется последовательно от низших к высшим ступеням системы электро-снабжения.

## 1.1 Расчет нагрузок по ремонтно-механическому цеху

Рассмотрим подробно отделение крупных редукторов. В данном отделении находится 75 электроприемников общей номинальной мощностью 1752,5 кВт. Для их питания в отделении устанавливается два распределительных шинопровода ШР-1 и ШР-2.

Значения коэффициента использования по активной мощности  $k_{\text{иа}}$  и коэффициента мощности  $\cos \varphi$  для каждой из групп электроприемников определяется по справочнику [6].

Далее для каждой группы однотипных электроприемников с одинаковыми номинальными мощностями находим средние мощности

$$P_{\text{ср}} = k_{\text{иа}} \cdot n \cdot p_{\text{ном}}, \quad (1.1)$$

$$Q_{\text{ср}} = k_{\text{иа}} \cdot n \cdot p_{\text{ном}} \cdot \text{tg} \varphi, \quad (1.2)$$

где  $n$  – число электроприемников;

$p_{\text{ном}}$  – номинальная мощность одного электроприемника, кВт;

В качестве примера приведем расчет по формулам (1.1) – (1.2) для группы электроприемников в составе 4 станков токарно-винторезных, получающих питание от ШР-1

$$P_{\text{ср}} = 0,12 \cdot 4 \cdot 10 = 4,8 \text{ кВт.}$$

$$Q_{\text{ср}} = 0,12 \cdot 4 \cdot 10,0 \cdot 1,73 = 8,3 \text{ квар.}$$

Определим эффективное число электроприемников:

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

где  $n$  – реальное число электроприёмников;

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

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		12

$$n_3 = \frac{1253,0^2}{36689} = 43.$$

Далее определим средневзвешенное значение коэффициента использования установленной мощности по узлу в целом:

$$K_{иа} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{иаi} \cdot p_{номi}}{\sum_{i=1}^n p_{номi}}, \quad (1.4)$$

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

$$K_{иа} = \frac{171,2}{1253,0} = 0,14.$$

Средневзвешенное значение  $\text{tg}\varphi$  по расчётному узлу в целом определяем по выражению

$$\text{tg}\varphi = \frac{\sum_{i=1}^n k_{иаi} \cdot p_{номi} \cdot \text{tg}\varphi_i}{\sum_{i=1}^n k_{иаi} \cdot p_{номi}}, \quad (1.5)$$

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

$$\text{tg}\varphi = \frac{319,1}{171,2} = 1,86.$$

Расчетные мощности для узла второго уровня СЭС определяются по формулам:

$$P_p = K_{ра} \cdot \sum_{i=1}^n k_{иаi} \cdot p_{номi}, \quad (1.6)$$

$$Q_p = K_{pp} \cdot \sum_{i=1}^n k_{иаi} \cdot p_{номi} \cdot \text{tg}\varphi_i, \quad (1.7)$$

где  $K_{ра}$  – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, приводится в [7] в зависимости от эффективного числа электроприемников и средневзвешенного коэффициента использования по активной мощности,  $k_{ра} = f(n_3, k_{иа})$ ;

$K_{pp}$  – коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности.

Коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности

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

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		13



Для рассматриваемого отделения расчетные мощности, определяемые по выражениям (1.6) – (1.8) составят

$$P_p = 1,12 \cdot 171,2 = 191,7 \text{ кВт.}$$

$$K_{pp} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{43}} = 1,03.$$

$$Q_p = 1,03 \cdot 171,2 \cdot 1,86 = 327,3 \text{ квар.}$$

Полная расчетная нагрузка группы трехфазных электроприемников определяется выражением

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

$$S_p = \sqrt{191,7^2 + 327,3^2} = 379,3 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток

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

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

$$I_p = \frac{379,3}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 576,2 \text{ А.}$$

Так как в цехе имеются однофазные электроприемники (ОЭП), включенные на линейное и фазное напряжение, то для них следует провести расчет отдельно (таблица 1.1). Все ОЭП, включенные на линейное и фазное напряжение, распределяем по возможности равномерно по фазам.

Общая средняя нагрузка по отдельным фазам определяется суммированием однофазных нагрузок данной фазы и групп однофазных нагрузок с одинаковыми  $k_{иа}$  и  $\cos \varphi$ , включенных на линейное напряжение с соответствующим приведением этих нагрузок к нагрузкам одной фазы и фазному напряжению [6].

Запишем выражения для определения средней активной и реактивной мощности соответственно:

$$P_{срА} = k_{иа} \cdot P_{(AB)} \cdot k_{AB(A)} + k_{иа} \cdot P_{(CA)} \cdot k_{CA(A)} + k'_{иа} \cdot P_{(AO)}, \quad (1.13)$$

$$Q_{срА} = k_{иа} \cdot P_{(AB)} \cdot q_{AB(A)} + k_{иа} \cdot P_{(CA)} \cdot q_{CA(A)} + k'_{иа} \cdot P_{(AO)} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (1.14)$$

где  $k_{иа}$  и  $k'_{иа}$  – соответствующие коэффициенты использования;

$P_{(AB)}$  – нагрузка между фазами А и В, кВт;

$P_{(CA)}$  – нагрузка между фазами А и С, кВт;

$P_{(AO)}$  – нагрузка, присоединенная на напряжение А, кВт;

$k_{AB(A)}, k_{CA(A)}, q_{AB(A)}, q_{CA(A)}$  – коэффициенты приведения нагрузок.

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		14

Таблица 1.1 – Расчёты по определению средних активной и реактивной нагрузок фаз, обусловленных однофазными электроприёмниками

Наименование узлов СЭС и ЭП	P <sub>ном</sub> , кВт	P <sub>номΣ</sub> , кВт	n	n•P <sub>ном</sub> <sup>2</sup> , кВт <sup>2</sup>	Установленная мощность ЭП подключенных на линейное напряжение			Коэффициенты приведения			Установленные мощности ЭП подключенных на фазное напряжение			k <sub>на</sub>	cosφ	tgφ	Средние мощности за наиболее загруженную смену									
					ab	bc	ca	к фазе	k	g	a	b	c				P <sub>c</sub> , кВт			Q <sub>c</sub> , квар						
																	a	b	c	a	b	c				
Отделение сварки																										
ОЭП, подключенные на U <sub>л</sub> :																										
24 Машина точечной сварки	75,0	300,0	4	22500	150			a	0,89	0,38	133,5			0,35	0,60	1,33	46,7			20,0						
								b	0,11	0,96		16,5										5,8			50,4	
							75	b	0,89	0,38		66,8										23,4			10,0	
								c	0,11	0,96			8,3										2,9			25,2
							75	c	0,89	0,38			66,8										23,4			10,0
								a	0,11	0,96	8,3												2,9			25,2
Итого по ОЭП, подключенные на U <sub>л</sub> :		300	4	22500	150	75	75										49,6	29,1	26,3	45,2	60,4	35,2				
ОЭП, подключенные на U <sub>ф</sub> :																										
22 Покрасочно-сушильная установка	19,0	38,0	2	722								19,0	19,0	0,35	0,95	0,33	0,0	6,7	6,7	0,0	2,2	2,2				
23 Сварочный трансформатор	24,5	73,5	3	1801								24,5	24,5	0,25	0,35	2,68	6,1	6,1	6,1	16,4	16,4	16,4				
Итого по ОЭП, подключенные на U <sub>ф</sub> :		111,5	5	2523								24,5	43,5				6,1	12,8	12,8	16,4	18,6	18,6				
Всего по ОЭП:		411,5	9	25023	150	75	75					24,5	43,5	0,41	0,47	1,88	55,7	41,9	39,0	61,5	79,0	53,8				

Например, рассчитаем средние значения активной и реактивной нагрузок фазы А, обусловленных однофазными электроприёмниками в отделении сварки:

$$P_{\text{срА}} = 0,35 \cdot 150 \cdot 0,89 + 0,35 \cdot 75 \cdot 0,11 + 0,25 \cdot 24,5 = 55,7 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{срА}} = 0,35 \cdot 150 \cdot 0,38 + 0,35 \cdot 75 \cdot 0,96 + 0,25 \cdot 24,5 \cdot 2,68 = 61,5 \text{ квар}.$$

Условная трёхфазная мощность от ОЭП для наиболее загруженной фазы:

$$P_c = 3 \cdot P_{\text{с.ф.макс}} \quad (1.15)$$

$$Q_c = 3 \cdot Q_{\text{с.ф.макс}} \quad (1.16)$$

Для рассматриваемого отделения наиболее загруженной фазой оказалась фаза А, тогда по выражениям (1.15) – (1.16) получаем:

$$P_c = 3 \cdot 55,7 = 167,1 \text{ кВт},$$

$$Q_c = 3 \cdot 61,5 = 184,5 \text{ квар}.$$

Тогда коэффициент использования, при наиболее загруженной фазе А

$$K_{\text{иа}} = \frac{P_{\text{срА}}}{\frac{1}{2}(P_{(AB)} + P_{(AC)}) + P_{A0}} \quad (1.17)$$

$$K_{\text{иа}} = \frac{55,7}{\frac{1}{2}(150 + 75) + 24,5} = 0,41.$$

При расчете нагрузок по цеху в целом также необходимо определить эффективное число электроприемников, средневзвешенные коэффициенты использования и  $\text{tg}\varphi$  по формулам (1.3) – (1.5) соответственно получаем

$$n_s = \frac{3754,3^2}{150203} = 94.$$

$$K_{\text{иа}} = \frac{996,7}{3754,3} = 0,27.$$

$$\text{tg}\varphi = \frac{1352,4}{996,7} = 1,36.$$

Расчетные активная и реактивная мощности цеха:

$$P_{\text{р.ц}} = K_{\text{ра}} \cdot \sum_{i=1}^n K_{\text{иа}i} \cdot P_{\text{ном}i} \quad (1.18)$$

$$Q_{\text{р.ц}} = K_{\text{ра}} \cdot \sum_{i=1}^n K_{\text{иа}i} \cdot P_{\text{ном}i} \cdot \text{tg}\varphi_i \quad (1.19)$$

где  $K_{\text{ра}}$  – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности.

$$P_{p.ц} = 0,68 \cdot 996,7 = 677,7 \text{ кВт.}$$

$$Q_{p.ц} = 0,68 \cdot 1352,4 = 919,6 \text{ квар.}$$

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

$$P_{p.осв} = k_{с.осв} \cdot P_{у.осв} \cdot F_{ц}, \quad (1.20)$$

где  $k_{с.осв}$  – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки;

$P_{у.осв}$  – удельная осветительная нагрузка на  $1 \text{ м}^2$  производственной поверхности пола цеха,  $\text{Вт/м}^2$  [8, п.6.3];

$F_{ц}$  – поверхность пола цеха,  $\text{м}^2$ .

Расчетная реактивная мощность осветительной нагрузки

$$Q_{p.осв} = P_{p.осв} \cdot \text{tg}\varphi_{осв}, \quad (1.21)$$

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

Для рассматриваемого цеха получаем

$$P_{p.осв} = 0,9 \cdot 0,015 \cdot 5293 = 71,5 \text{ кВт,}$$

$$Q_{p.осв} = 71,5 \cdot 0,30 = 21,4 \text{ квар.}$$

Полная расчетная низковольтная нагрузка цеха

$$S_{p.ц} = \sqrt{(P_{p.ц} + P_{p.осв})^2 + (Q_{p.ц} + Q_{p.осв})^2}. \quad (1.22)$$

$$S_{p.ц} = \sqrt{(677,7 + 71,5)^2 + (919,6 + 21,4)^2} = 1202,9 \text{ кВА.}$$

Все результаты расчета электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху, полученные из выражений (1.1) – (1.22) приведены в таблице 1.2.

## 1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

Расчетную низковольтную нагрузку по предприятию найдём по выражениям:

$$P_{p.н} = K_{ра} \cdot K_{иа} \cdot P_{ном}; \quad (1.23)$$

$$Q_{p.н} = K_{ра} \cdot K_{иа} \cdot P_{ном} \cdot \text{tg}\varphi; \quad (1.24)$$

где  $K_{ра}$  – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности;

$K_{иаi}$  – коэффициент использования нагрузки  $i$ -го цеха;

$P_{номi}$  – установленная мощность электроприемников  $0,4 \text{ кВ}$   $i$ -го цеха, кВт.

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		17

Таблица 1.2 – Расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху

Исходные данные				Справочные данные			Расчетные величины			Расчетная мощность			I <sub>p</sub> , А					
По заданию технологов				k <sub>иа</sub>	cosφ	tgφ	k <sub>иа</sub> ·P <sub>ном</sub> , кВт	k <sub>иа</sub> ·P <sub>ном</sub> ·tgφ, квар	n·p <sup>2</sup> <sub>ном</sub>	n <sub>э</sub>	K <sub>ра</sub>	K <sub>рр</sub>		K <sub>ра</sub> ·k <sub>иа</sub> ·P <sub>ном</sub> , кВт	K <sub>рр</sub> ·k <sub>иа</sub> ·P <sub>ном</sub> ·tgφ, квар	S <sub>p</sub> , кВА		
Наименование электроприемников и узлов	N <sub>ЭП</sub>	Номинальная мощность, приведенная к длительному режиму																
1	2	p <sub>ном</sub> , кВт	P <sub>ном</sub> , кВт	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
<b>ШР-1</b>																		
1 Токарно-винторезный станок	4	10,0	40,0	0,12	0,50	1,73	4,8	8,3	400									
2 То же	4	15,0	60,0	0,15	0,45	1,98	9,0	17,9	900									
3 То же	9	28,0	252,0	0,17	0,50	1,73	42,8	74,2	7056									
4 Карусельный станок	14	28,0	392,0	0,12	0,45	1,98	47,0	93,4	10976									
5 То же	2	40,0	80,0	0,15	0,50	1,73	12,0	20,8	3200									
6 То же	3	35,0	105,0	0,15	0,50	1,73	15,8	27,3	3675									
7 Горизонтально-расточной станок	6	7,0	42,0	0,12	0,45	1,98	5,0	10,0	294									
8 То же	3	14,0	42,0	0,14	0,50	1,73	5,9	10,2	588									
9 Продольно-строгальный станок	6	40,0	240,0	0,12	0,45	1,98	28,8	57,2	9600									
Итого силовой нагрузки по ШР-1	51	7,0-40,0	1253,0	0,14	0,47	1,86	171,2	319,1	36689	43	1,12	1,03	191,7	327,3	379,3	576,2		
<b>ШР-2</b>																		
10 Долбежный станок	2	28,0	56,0	0,15	0,50	1,73	8,4	14,5	1568									
11 Горизонтально-фрезерный станок	2	10,0	20,0	0,15	0,45	1,98	3,0	6,0	200									
12 Вертикально-фрезерный станок	3	10,0	30,0	0,12	0,50	1,73	3,6	6,2	300									
13 Продольно-фрезерный станок	2	30,0	60,0	0,14	0,45	1,98	8,4	16,7	1800									
14 Радиально-сверлильный станок	7	4,5	31,5	0,12	0,50	1,73	3,8	6,5	142									
15 Вентилятор	6	4,5	27,0	0,65	0,80	0,75	17,6	13,2	122									
16 Мостовой кран	2	81,0	162,0	0,50	0,50	1,73	81,0	140,3	13122									
Итого силовой нагрузки по ШР-2	24	4,5-81,0	386,5	0,33	0,53	1,62	125,7	203,4	17253	9	1,18	1,06	148,4	214,9	261,2	396,8		
<b>ШР-3</b>																		
22-24 Однофазная нагрузка	9	19,0-75,0	411,5	0,41	0,47	1,88	167,1	184,5										
Итого силовой нагрузки по ШР-3	9	19,0-75,0	411,5	0,41	0,47	1,88	167,1	184,5	25023	7	1,32	1,06	220,6	196,4	295,3	448,7		
<b>ШР-4</b>																		
17 Радиально-сверлильный станок	7	4,5	31,5	0,14	0,50	1,73	4,4	7,6	142									
18 То же	6	14,0	84,0	0,12	0,45	1,98	10,1	20,0	1176									
19 Вертикально-фрезерный станок	9	7,0	63,0	0,15	0,50	1,73	9,5	16,4	441									
20 Горизонтально-фрезерный	7	10,0	70,0	0,12	0,45	1,98	8,4	16,7	700									
21 Пресс гидравлический	4	4,5	18,0	0,15	0,50	1,73	2,7	4,7	81									
25 Вентилятор	6	4,5	27,0	0,65	0,80	0,75	17,6	13,2	122									
26 Мостовой кран	3	71,0	213,0	0,50	0,50	1,73	106,5	184,5	15123									
Итого силовой нагрузки по ШР-4	60	4,5-71,0	506,5	0,31	0,52	1,65	159,1	263,0	17784	14	1,05	1,04	167,0	274,5	321,4	488,2		
<b>ШР-5</b>																		
27 Камерная печь	2	75,0	150,0	0,12	0,60	1,33	18,0	24,0	11250									
28 То же	2	60,0	120,0	0,15	0,60	1,33	18,0	24,0	7200									
29 То же	4	30,0	120,0	0,12	0,60	1,33	14,4	19,2	3600									
30 Электропечь цементная	3	75,0	225,0	0,70	0,80	0,75	157,5	118,1	16875									

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
31 Шахтная отпускная печь	3	36,0	108,0	0,50	0,65	1,17	54,0	63,1	3888							
Итого силовой нагрузки по ШР-5	14	36,0-75,0	723,0	0,36	0,73	0,95	261,9	248,5	42813	12	1,07	1,05	280,2	260,3	382,5	581,1
ШР-6																
32 Отпускная печь	5	40,0	200,0	0,12	0,60	1,33	24,0	32,0	8000							
33 Пресс гидравлический	7	2,8	19,6	0,20	0,60	1,33	3,9	5,2	55							
34 Дробомерная очистительная камера	7	15,0	105,0	0,35	0,65	1,17	36,8	43,0	1575							
35 Закалочный станок	7	10,0	70,0	0,12	0,40	2,29	8,4	19,2	700							
36 То же	9	2,8	25,2	0,14	0,40	2,29	3,5	8,1	71							
37 Вентилятор	12	4,5	54,0	0,65	0,80	0,75	35,1	26,3	243							
Итого силовой нагрузки по ШР-6	47	2,8-40	473,8	0,24	0,64	1,20	111,7	133,8	10643	21	1,08	1,04	120,6	138,7	183,8	279,3
Ремонтно-механический цех																
1 ШР-1	51	7,0-40,0	1253,0	0,14	0,47	1,86	171,2	319,1	36689							
2 ШР-2	24	4,5-81,0	386,5	0,33	0,53	1,62	125,7	203,4	17253							
3 ШР-3	9	19,0-75,0	411,5	0,41	0,47	1,88	167,1	184,5	25023							
4 ШР-4	60	4,5-71,0	506,5	0,31	0,52	1,65	159,1	263,0	17784							
5 ШР-5	14	36,0-75,0	723,0	0,36	0,73	0,95	261,9	248,5	42813							
6 ШР-6	47	2,8-40,0	473,8	0,24	0,64	1,20	111,7	133,8	10643							
Всего силовой нагрузки по ремонтно-механическому цеху	205	2,8-81,0	3754,3	0,27	0,59	1,36	996,7	1352,4	150206	94	0,68	0,68	677,7	919,6	1142,4	1735,7
Освещение $P_{уд}=15 \text{ Вт/м}^2$ , $K_{с.о.}=0,9$ , $F_{ц}=5293 \text{ м}^2$			79,4	0,90	0,95	0,30							71,5	21,4	74,6	
Итого с учетом освещения	205	2,8-81,0	3833,7	0,27	0,59	1,36	996,7	1352,4	150206	94	-	-	749,2	941,0	1202,9	1827,5

Расчетная нагрузка по предприятию в целом определяется по формулам:

$$P_{p.л} = K_{ом} \cdot \left( \sum_1^{m_1} P_{pi}^{III} + \sum_1^{N_1} k_{иаi} \cdot p_{номи} \right) + P_{осв}; \quad (1.25)$$

$$Q_{p.л} = K_{ом} \cdot \left( \sum_1^{m_1} Q_{pi}^{III} + \sum_1^{N_1} k_{иаi} \cdot p_{номи} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i \right) + Q_{осв}, \quad (1.26)$$

где  $K_{ом}$  – 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;

$P_{осв}$ ,  $Q_{осв}$  – осветительная нагрузка предприятия.

При определении расчетной нагрузки высоковольтных электроприемников мы учитываем, что коэффициент расчетной нагрузки  $K_{ра}=1$ , тогда расчетные активная и реактивная мощности будут равны соответственно средним активной и реактивной мощностям. Результаты расчёта электрических нагрузок по предприятию по выражениям (1.23) – (1.26) представим в таблице 1.3.

### 1.3 Расчет картограммы электрических нагрузок

Картограмма электрических нагрузок представляет собой размещенные на генеральном плане предприятия окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади кругов пропорциональны активным нагрузкам. Каждый круг делится на секторы, площади которых пропорциональны расчетным активным нагрузкам электроприемников напряжением до 1000 В, электроприемников напряжением выше 1000 В и электрического освещения.

Радиус окружности и углы секторов для каждого цеха соответственно определяются по формулам:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (1.23)$$

$$\alpha_{н/вi} = 360 \frac{P_{p.н/вi}}{P_{pi}}, \quad (1.24)$$

$$\alpha_{в/вi} = 360 \frac{P_{p.в/вi}}{P_{pi}}, \quad (1.25)$$

$$\alpha_{осв/вi} = 360 \frac{P_{p.осви}}{P_{pi}}, \quad (1.26)$$

где  $P_{pi}$ ,  $P_{p.н/вi}$ ,  $P_{p.в/вi}$ ,  $P_{p.осви}$  – расчетные активные нагрузки соответственно всего цеха, электроприемников напряжением до 1 кВ, электроприемников напряжением выше 1 кВ и электрического освещения, кВт;

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

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		20

Таблица 1.3 – Расчет электрических нагрузок по группе цехов Новокузнецкого металлургического комбината

Наименование цехов и узлов СЭС	P <sub>ном</sub> , кВт	n <sub>эф</sub>	P <sub>ном</sub> , кВт	k <sub>на</sub>	cosφ	tgφ	P <sub>с</sub> , кВт	Q <sub>с</sub> , квар	K <sub>ра</sub>	P <sub>р</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> , квар	F <sub>ц,2</sub> , м <sup>2</sup>	P <sub>уд осв.</sub> , кВт	cosφ	tgφ	K <sub>сосв</sub>	P <sub>росв</sub> , кВт/м <sup>2</sup>	Q <sub>росв</sub> , квар	P <sub>р</sub> +P <sub>росв</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> +Q <sub>росв</sub> , кВт	S <sub>р</sub> , кВА
Нагрузка 0,4 кВ																					
1 Административно-бытовой корпус		27	370	0,55	0,75	0,88	204	179	0,82	167	147	3328	0,020	0,95	0,3	0,85	57	17	223	164	277
2 Склад металлоконструкций		8	140	0,40	0,82	0,70	56	39	1,10	62	43	4608	0,015	0,95	0,3	0,60	41	12	103	55	117
3 Электроцех		37	1300	0,60	0,75	0,88	780	688	0,85	663	585	3686	0,020	0,95	0,3	0,90	66	20	729	605	947
4 Прокатный цех		321	6500	0,80	0,85	0,62	5200	3223	0,80	4160	2578	28454	0,020	0,95	0,3	0,90	512	154	4672	2732	5412
5 Вальцево-инструментальный цех		70	2690	0,45	0,80	0,75	1211	908	0,72	872	654	6451	0,015	0,95	0,3	0,90	87	26	959	680	1175
6 Блок очистки стоков		17	1600	0,86	0,92	0,43	1376	586	0,90	1238	528	1914	0,020	0,95	0,3	0,60	23	7	1261	534	1370
7 Шлакоплавильный цех		65	3700	0,80	0,85	0,62	2960	1834	0,80	2368	1468	2611	0,020	0,95	0,3	0,90	47	14	2415	1482	2833
8 Кислородная станция		120	1200	0,83	0,85	0,62	996	617	0,80	797	494	2176	0,015	0,95	0,3	0,80	26	8	823	502	964
9 Отдел подготовки шихты		45	1200	0,69	0,80	0,75	828	621	0,85	704	528	3264	0,015	0,95	0,3	0,80	39	12	743	540	918
10 Склад сырья		9	150	0,50	0,85	0,62	75	46	1,07	80	50	3264	0,015	0,95	0,3	0,60	29	9	110	59	124
11 Газоочистка		15	1120	0,78	0,90	0,48	874	423	0,90	786	381	2330	0,015	0,95	0,3	0,80	28	8	814	389	902
12 Насосная		21	1490	0,85	0,80	0,75	1267	950	0,90	1140	855	2816	0,015	0,95	0,3	0,80	34	10	1174	865	1458
13 Градирня		8	80	0,75	0,69	1,05	60	63	1,00	60	63	2253	0,015	0,95	0,3	0,80	27	8	87	71	112
14 РМЦ		94	3754	0,27	0,59	1,36	997	1352	0,68	678	920	5293	0,015	0,95	0,3	0,90	71	21	749	941	1203
15 Блок механизированных складов		4	290	0,33	0,70	1,02	96	98	1,41	135	138	3840	0,015	0,95	0,3	0,60	35	10	169	148	225
Освещение территории												218240	0,001	0,95	0,3	1,00	218	65	218	65	228
Итого по нагрузке 0,4 кВ		619	25584	0,66	0,83	0,68	16977	11628	0,80	13582	9303						1341	402	14923	9705	17801
Нагрузка 10 кВ																					
4 Прокатный цех																					
Асинхронные двигатели (АД1)	2000	2	4000	0,70	0,80	0,75	2800	2100	1,00	2800	2100										
Асинхронные двигатели (АД2)	320	4	1280	0,90	0,85	0,62	1152	714	1,00	1152	714										
Преобразователи частоты (ПЧ)	1500	4	6000	0,65	0,78	0,80	3900	3129	1,00	3900	3129										
Индукционные печи (ИП)	1000	4	4000	0,68	0,65	1,17	2720	3180	1,00	2720	3180										
12 Насосная																					
Синхронные двигатели (СД1)	250	2	500	0,70	0,80	-0,75	350	-263	1,00	350	-263										
Синхронные двигатели (СД2)	400	4	1600	0,75	0,80	-0,75	1200	-900	1,00	1200	-900										
Итого по нагрузке 10 кВ		20	17380	0,70	0,84	0,66	12122	7960		12122	7960										
Итого по предприятию			42964	0,68	0,83	0,67	29099	19589	0,85	25704	17263						1341	402	23190	15076	27659



Масштаб определим из условия, что радиус окружности, соответствующей минимальной расчетной нагрузке равен 7 мм

$$m = \frac{P_{p/min}}{\pi \cdot R_{min}^2}$$

$$m = \frac{87}{3,14 \cdot 7^2} = 0,57 \text{ кВт/мм}^2$$

Центр электрических нагрузок предприятия является символическим центром потребления электрической энергии (активной мощности) предприятия, координаты которого находятся по выражениям:

$$x_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}} \quad (1.27)$$

$$y_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, \quad (1.28)$$

где  $x_i, y_i$  – координаты центра  $i$ -го цеха на плане предприятия, м.

Результаты расчета по формулам (1.23) – (1.28) представим в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Расчёт картограммы электрических нагрузок

Наименование цеха	$P_{pi}$ , кВт	$P_{р.н/в/и}$ , кВт	$P_{р.осв}$ , кВт	$P_{р.в/в/и}$ , кВт	$x_i$ , м	$y_i$ , м	$R_i$ , мм	$\alpha_{н/в/и}$ , град	$\alpha_{осв/в/и}$ , град	$\alpha_{в/в/и}$ , град
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1 Административно-бытовой корпус	224	167	57		44	306	11	269	91	0
2 Склад металлоконструкций	103	62	41		396	246	8	215	145	0
3 Электроцех	729	663	66		542	34	20	327	33	0
4 Прокатный цех	15244	4160	512	10572	321	129	93	98	12	250
5 Вальцево-инструментальный цех	959	872	87		289	246	23	327	33	0
6 Блок очистки стоков	1261	1238	23		346	40	27	353	7	0
7 Шлакоплавильный цех	2415	2368	47		260	317	37	353	7	0
8 Кислородная станция	823	797	26		177	317	22	349	11	0

Продолжение таблицы 1.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
9 Отдел подготовки шихты	743	704	39		354	317	20	341	19	0
10 Склад сырья	109	80	29		452	317	8	264	96	0
11 Газоочистка	814	786	28		209	39	21	348	12	0
12 Насосная	2724	1140	34	1550	58	106	39	151	4	205
13 Градирня	87	60	27		572	308	7	248	112	0
14 РМЦ	749	678	71		529	100	21	326	34	0
15 Блок механизированных складов	170	135	35		487	245	10	287	73	0
Итого	27154	13909	1123	12122	294	152				

При выборе местоположения главной понизительной подстанции, помимо расположения центра электрических нагрузок были учтены следующие факторы:

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

С учетом данных факторов, принимаем координаты размещения главной понизительной подстанции предприятия:  $x_{ГПП} = 205$  м;  $y_{ГПП} = 155$  м.

Выводы по разделу один

В данном разделе, используя усовершенствованный метод упорядоченных диаграмм, осуществлен расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху, а также по всему предприятию в целом. Кроме того, рассчитаны координаты символического центра электрических нагрузок, а также определено место расположения главной понизительной подстанции предприятия.

## 2 ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Целью выбора трансформаторов третьего уровня системы электроснабжения предприятия является определение типа, количества, единичной мощности каждого и места размещения.

### 2.1 Выбор типа цеховых трансформаторов

Выбор типа трансформаторов осуществляется в зависимости от требований окружающей среды. Для наружной установки применяют масляные трансформаторы. Для внутренней установки также преимущественно рекомендуется применение масляных трансформаторов, кроме производственных помещений, где по условиям среды, по количеству, значению, мощности и этажности нельзя применять масляные трансформаторы.

В данном проекте применяются трансформаторы типа ТМГ [9], так как трансформаторы данного типа обладают рядом преимуществ над трансформаторами типа ТМ и ТМЗ [10]:

- трансформаторы ТМГ изготавливаются в герметичном исполнении, в гофрированных баках с полным заполнением маслом, без маслорасширителя и без воздушной или газовой подушки;

- температурные колебания объема масла компенсируются упругой деформацией гофров бака трансформатора;

- контакт масла с окружающей средой полностью отсутствует, что значительно улучшает условия работы масла, исключает его увлажнение, окисление и шлакообразование;

- трансформаторное масло перед заливкой в трансформатор ТМГ дегазируется, заливка его в бак производится при температуре  $40 \pm 20^\circ\text{C}$  в специальной вакуумзаливочной камере при глубоком вакууме, что намного увеличивает электрическую прочность изоляции трансформатора;

- трансформаторы ТМГ практически не требуют расходов на предпусковые работы и на их обслуживание в эксплуатации, не нуждаются в профилактических ремонтах и ревизиях в течение всего срока эксплуатации, в то время как трансформаторы ТМ и 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.

### 2.2 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторных подстанций

Выбор оптимального числа трансформаторов, устанавливаемых в цехах промышленных предприятий, осуществляется по следующей методике.

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		24

Определяется плотность электрической нагрузки цеха по формуле:

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

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

$F_{\text{ц}}$  – площадь производственной поверхности пола цеха, м<sup>2</sup>.

По таблице 2.1 находится экономически целесообразная единичная мощность трансформатора  $S_{\text{эт}}$  и рассчитывается экономически обоснованное значение минимального числа трансформаторов при условии принятия  $S_{\text{н.т}} = S_{\text{эт}}$

$$N_{\text{т.мин}}^{\text{э}} = \frac{P_p}{k_{\text{зт.доп}} S_{\text{эт}}} + \Delta N_{\text{т}}, \quad (2.2)$$

где  $\Delta N_{\text{т}}$  – добавка до ближайшего целого числа.

Таблица 2.1

$\sigma$ , кВА/м <sup>2</sup>	0,03...0,05	0,05...0,06	0,06...0,08	0,08...0,11	0,11...0,14
$S_{\text{т.э}}$ , кВА	250	400	500	630	800
$\sigma$ , кВА/м <sup>2</sup>	0,03...0,05	0,05...0,06	0,06...0,08	0,08...0,11	0,11...0,14
$S_{\text{т.э}}$ , кВА	1000	1250	1600	2000	2500

Допустимые значения коэффициентов загрузки масляных трансформаторов при взаимном резервировании двух трансформаторов принимаются равными: 0,8 – для потребителей II-й категории и 0,95 – для потребителей III-й категории.

Согласно ПУЭ [11] трансформаторы указанных типов в послеаварийных режимах допускают перегрузки на 40 % по 6 часов в течение пяти суток, причем указанные 6 часов могут складываться из любого числа отдельных интервалов суточного графика нагрузок

Определяется оптимальное число трансформаторов

$$N_{\text{т.опт}} = N_{\text{т.мин}} + m, \quad (2.3)$$

$$N_{\text{т.опт}} = \max(N_{\text{т.мин}}^{\text{над}}, N_{\text{т.мин}}^{\text{э}}), \quad (2.4)$$

где  $N_{\text{т.мин}}^{\text{над}}$  – минимальное число трансформаторов, требуемых к установке по условиям надежности;

$m$  – добавка до оптимального числа трансформаторов, которая находится по диаграммам, приведенным на рисунке 2.1, в зависимости от значений  $\Delta N_{\text{т}}$  и  $N_{\text{т.мин}}^{\text{э}}$ .

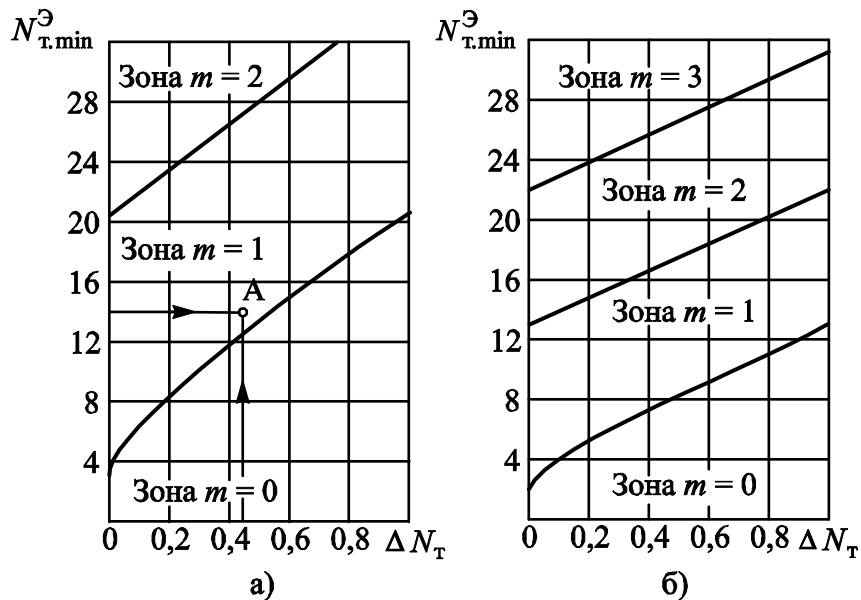


Рисунок 2.1 – Диаграммы для определения числа трансформаторов  $m$ , дополняющих минимальное их число до оптимального

Если минимальное число трансформаторов, найденное по (2.2), будет меньше минимального числа трансформаторов  $N_{т.мин}^H$ , требуемых по условиям надежности электроснабжения, то принимается  $N_{т.опт} = N_{т.мин}^H$  и определяется необходимая к установке мощность трансформаторов из условия

$$S_{т.ном} \geq \frac{P_p}{k_{зт.доп} N_{т.мин}^H}. \quad (2.5)$$

Находится предельная величина реактивной мощности, которую могут пропустить выбранные трансформаторы

$$Q_{1p} = \sqrt{\left[ \sum_1^{N_т} k_{зт.доп i} S_{т.ном i} \right]^2 - P_p^2}. \quad (2.6)$$

Если все трансформаторы, принятые к установке в цехе имеют одинаковую мощность, то последнее выражение записывается в виде

$$Q_{1p} = \sqrt{\left[ N_т k_{зт.доп} S_{т.ном} \right]^2 - P_p^2}. \quad (2.7)$$

Следует отметить, что значение  $Q_{1p}$  может оказаться как больше, так и меньше потребной в цехе реактивной мощности  $Q_p$ .

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

Поэтому реальная величина реактивной мощности, пропускаемая трансформаторами

$$Q_1 = \begin{cases} Q_p, & \text{при } Q_{1p} \geq Q_p; \\ Q_{1p}, & \text{при } Q_{1p} < Q_p. \end{cases} \quad (2.8)$$

То есть когда  $Q_{1p} < Q_p$ , на стороне низшего напряжения ТП устанавливают низковольтные батареи конденсаторов, мощность которых определяется по формуле

$$Q_{\text{НБК осн}} = Q_p - Q_{1p}. \quad (2.9)$$

Наконец, отметим, что с целью снижения складского резерва на предприятии целесообразно устанавливать не более (3–4)-х типоразмеров цеховых трансформаторов.

Для трансформаторов выбранной мощностью определяются фактические коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы ТП

$$K_{3.н} = \frac{\sqrt{P_{p.ц}^2 + Q_1^2}}{N_T \cdot S_{т.н}}, \quad (2.10)$$

$$K_{3.п} = \frac{\sqrt{P_{p.ц}^2 + Q_1^2}}{N_T} \cdot \frac{N_{т.вз.рез}}{(N_{т.вз.рез} - 1) \cdot S_{н.т}}, \quad (2.11)$$

где  $N_{т.вз.рез}$  – число взаимно резервированных трансформаторов.

Приведем пример расчета ТП для прокатного цеха, согласно выражениям (2.1) – (2.11).

Плотность электрической нагрузки прокатного цеха по формуле:

$$\sigma = \frac{5412}{28454} = 0,19 \text{ кВ} \cdot \text{А} / \text{м}^2.$$

По таблице 2.1 находится экономически целесообразная единичная мощность трансформатора  $S_{э.т}$  равная 1250 кВ·А.

Рассчитаем экономически обоснованное значение минимального числа трансформаторов при условии принятия

$$S_{н.т} = S_{э.т} = 1250 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Тогда

$$N_{т.мин}^э = \frac{4672}{0,8 \cdot 1250} + \Delta N_T = 4,672 + 0,328 = 5.$$

Определим оптимальное число трансформаторов, для этого найдем по рисунку 2.1 добавку до оптимального числа трансформаторов  $m=0$ .

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		27

Так как минимальное число трансформаторов, требуемых к установке по условиям надежности составляет 6, то

$$N_{\text{т.опт}} = \max(6; 5) = 6.$$

Рассчитаем предельная величина реактивной мощности, которую могут пропустить выбранные трансформаторы

$$Q_{\text{лр}} = \sqrt{(6 \cdot 0,8 \cdot 1250)^2 - 4672^2} = 3764 \text{ квар.}$$

Так как

$$Q_{\text{лр}} > Q_{\text{р}}.$$

$$3764 > 2732 \text{ квар,}$$

поэтому на стороне низшего напряжения ТП нет необходимости устанавливать низковольтные батареи конденсаторов.

Для трансформаторов выбранной мощностью найдём фактические коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы ТП

$$k_{\text{з.н}} = \frac{\sqrt{4672^2 + 2732^2}}{6 \cdot 1250} = 0,72.$$

$$k_{\text{з.п}} = \frac{\sqrt{4672^2 + 2732^2}}{6} \cdot \frac{2}{(2-1) \cdot 1250} = 1,44.$$

Выбор остальных цеховых трансформаторных подстанций, выполненный по выражениям (2.1) – (2.11), представим в таблице 2.2.

Согласно ПУЭ трансформаторы в послеаварийных режимах допускают перегрузки на 40 % по 6 часов в течение пяти суток, причем указанные 6 часов могут складываться из любого числа отдельных интервалов суточного графика нагрузок, поэтому принимаем решение отключить часть нагрузки 3-й категории в послеаварийном режиме.

Определение мощности трансформаторов электротехнологических установок: преобразователей частоты, индукционных печей производится из условия пропуска трансформатором полной мощности установки

$$S_{\text{т.н}} \geq S_{\text{э/т.уст}} \quad (2.12)$$

Полная мощность электротехнологической установки находится по формуле

$$S_{\text{э/т.уст}} = \frac{P_{\text{э/т.уст}}}{\cos \varphi} \quad (2.13)$$

где  $P_{\text{э/т.уст}}$  – номинальная активная мощность электротехнологической установки, кВт.

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		28

Таблица 2.2 – Выбор числа и мощности трансформаторных подстанций

Наименование цехов, подразделений	Кат. над.	P <sub>р</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> , квар	S <sub>р</sub> , кВА	F <sub>ц</sub> , м <sup>2</sup>	σ, кВА/м <sup>2</sup>	S <sub>эт</sub> , кВА	Номер ТП	тип тр-ра	S <sub>ном</sub> , кВА	N <sub>тр</sub> в ТП	N <sub>ТП</sub>	K <sub>эт доп</sub>	Q <sub>1р</sub> , квар	Q <sub>1</sub> , квар	Q <sub>ку</sub> , квар	K <sub>эт-н</sub>	K <sub>эт-п/ав</sub>	ΔP <sub>хх</sub> , кВт	ΔP <sub>кз</sub> , кВт	I <sub>хх</sub> , %	U <sub>кз</sub> , %	ΔP <sub>т</sub> , кВт	ΔQ <sub>т</sub> , квар	P <sub>р</sub> +ΔP <sub>т</sub> , кВт	Q <sub>1</sub> +ΔQ <sub>т</sub> , квар	S <sub>р</sub> , кВА	
1 Административно-бытовой корпус	2	223	164	277	3328	0,08	630																					
Итого:		223	164	277	3328	0,08	630	1	ТМГ	160	2	1	0,80	125	125	39	0,80	1,40*	0,41	2,9	1,4	4,5	5	14	228	139	267	
2 Склад металлоконструкций	3	103	55	117	4608	0,03	250	НРП-1																				
5 Вальцево-инструментальный цех	2	959	680	1175	6451	0,18	1000																					
Итого:		1062	735	1291	6451	0,18	1000	2	ТМГ	1000	2	1	0,80	1197	735	0	0,65	1,30	1,40	10,8	0,6	5,5	12	58	1074	793	1335	
3 Электроцех	2	729	605	947	3686	0,26	1600																					
Итого:		729	605	947	3686	0,26	1600	3	ТМГ	630	2	1	0,80	696	605	0	0,75	1,40*	1,00	7,6	0,6	5,5	11	47	740	651	986	
4 Прокатный цех	2	4672	2732	5412	28454	0,19	1250																					
Итого:		4672	2732	5412	28454	0,19	1250	4-6	ТМГ	1250	2	3	0,80	3764	2732	0	0,72	1,40*	1,50	14,4	0,5	6,0	54	272	4726	3004	5600	
14 РМЦ	2	749	941	1203	5293	0,23	1250																					
Итого:		749	941	1203	5293	0,23	1250	7	ТМГ	630	2	1	0,80	674	674	267	0,80	1,40*	1,00	7,6	0,6	5,5	12	52	761	726	1052	
6 Блок очистки стоков	2	1261	534	1370	1914	0,72	2500																					
Итого:		1261	534	1370	1914	0,72	2500	8	ТМГ	1000	2	1	0,80	984	534	0	0,68	1,36	1,40	10,8	0,6	5,5	13	64	1274	598	1408	
7 Шлакоплавильный цех	2	2415	1482	2833	2611	1,09	2500																					
Итого:		2415	1482	2833	2611	1,09	2500	9-10	ТМГ	1000	2	2	0,80	2099	1482	0	0,71	1,40*	1,40	10,8	0,6	5,5	27	134	2442	1616	2929	
8 Кислородная станция	2	823	502	964	2176	0,44	2000																					
Итого:		823	502	964	2176	0,44	2000	11	ТМГ	630	2	1	0,80	582	502	0	0,76	1,40*	1,00	7,6	0,6	5,5	11	48	834	550	999	
9 Отдел подготовки шихты	2	743	540	918	3264	0,28	1600																					
Итого:		743	540	918	3264	0,28	1600	12	ТМГ	630	2	1	0,80	681	540	0	0,73	1,40*	1,00	7,6	0,6	5,5	10	44	753	584	953	
10 Склад сырья	3	110	59	124	3264	0,04	250	НРП-2																				
13 Градирня	3	87	71	112	2253	0,05	250	НРП-3																				
15 Блок механизированных складов	3	169	148	225	3840	0,06	400																					
Итого:		366	278	460	3840	0,12	630	13	ТМГ	630	1	1	0,90	433	278	0	0,73	-	1,00	7,6	0,6	5,5	5	22	371	300	477	
11 Газоочистка	2	814	389	902	2330	0,39	2000																					
Итого:		814	389	902	2330	0,39	2000	14	ТМГ	630	2	1	0,80	594	389	0	0,72	1,40*	1,00	7,6	0,6	5,5	10	43	824	432	931	
12 Насосная	2	1174	865	1458	2816	0,52	2500																					
Итого:		1174	865	1458	2816	0,52	2500	15	ТМГ	1000	2	1	0,80	1087	865	0	0,73	1,40*	1,40	10,8	0,6	5,5	14	70	1188	935	1512	
Потери в эл/техн.установках																												
4 Прокатный цех		1500	1203	1923					ТСЗП	2000	1	4					0,96	-	3,60	19,0	0,8	5,8	85	493				
		1000	1169	1538					ТСЗП	1600	1	4					0,96	-	2,50	11,0	0,9	5,5	51	383				
Итого по предприятию:																							318	1744	15215	10328		

Примечание: \* – в послеаварийном режиме будет отключена часть нагрузки III категории.



Для примера произведем выбор понижающего трансформатора для преобразователя частоты по выражениям (2.12) – (2.13)

$$S_{\text{тпч}} = \frac{1500}{0,78} = 1923 \text{ кВА.}$$

Поэтому принимаем ближайшую большую единичную мощность трансформатора, а именно принимаем к установке трансформатор типа ТСЗП номинальной мощностью 2000 кВА.

Для питания потребителей 0,4 кВ в цехах, как правило, устанавливаются трансформаторные подстанции, но в некоторых случаях при небольшой мощности потребителей в цехе экономически выгодным является установка распределительного пункта низкого напряжения (НРП), с запиткой его по сети 0,4 кВ от ТП соседнего цеха. Целесообразность данной установки НРП определяется условием

$$S_{\text{р.ц}} \cdot L \leq 15000. \quad (2.14)$$

где  $S_{\text{р.ц}}$  – полная расчетная нагрузка цеха, кВА;

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

Проверка выполнения соотношения (2.14) при установке низковольтных распределительных пунктов представлена в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Обоснование установки низковольтных распределительных пунктов

Номер цеховой ТП	Номер НРП	$S_{\text{р.ц}} \cdot L$ , кВ · А · м
2	1	$117 \cdot 96 = 11232$
12	2	$124 \cdot 52 = 6448$
12	3	$112 \cdot 86 = 9632$

#### Выводы по разделу два

В данном разделе по результатам расчета электрических нагрузок выбраны трансформаторные подстанции на базе трансформаторов ТМГ. Принято количество и мощность трансформаторов, устанавливаемых в цехах предприятия, с точки зрения экономической эффективности. Кроме установки трансформаторных подстанций рассмотрена возможность установки НРП в цехах с малой нагрузкой.

### 3 ВЫБОР ВНЕШНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП ПРЕДПРИЯТИЯ

Величина напряжения питания главной понизительной подстанции предприятия определяется наличием конкретных источников питания, уровнями напряжений на них, расстоянием от ГПП до этих источников и другими факторами.

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

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

где  $P_{\text{р.п}}$  – расчетная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП, кВт;

$L$  - длина питающей ГПП воздушной линии, км;

Сборные шины 10 кВ ГПП относятся к системе пятого уровня, тогда согласно усовершенствованному методу упорядоченных диаграмм расчетная активная нагрузка предприятия определяется по формуле [5]

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

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

$\sum_{i=1}^m P_{\text{pi}}^{(3)}$  - суммарная расчетная активная мощность узлов системы электроснабжения 3-го уровня, непосредственно питающихся от сборных шин низшего напряжения ГПП, кВт;

$\sum_{i=1}^M k_{\text{иаi}} \cdot p_{\text{номи}}$  - суммарная расчетная активная мощность высоковольтных электроприемников, питающихся от сборных шин низшего напряжения ГПП, кВт;

$\sum_{i=1}^L \Delta P_{\text{Ti}}$  - суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых ТП, кВт;

$\sum_{i=1}^n P_{\text{р.осви}}$  - суммарная расчетная активная мощность осветительной нагрузки, кВт;

Коэффициент одновременности максимумов  $K_{\text{ом}}$  является функцией числа присоединений к сборным шинам ГПП  $n$  ( $m$ -число ТП, питающихся от ГПП,  $M$ -число высоковольтных электроприемников, подключенных к ГПП) и средневзвешенного коэффициента использования по предприятию  $K_{\text{ИА}}$  и приводится в [7].

Число присоединений  $n = m + M = 19 + 8 = 27$ ;  $K_{\text{ИА}} = 0,68$ , тогда  $K_{\text{ом}} = 0,85$ .

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		31

Таким образом, по формуле (3.2) получаем

$$P_{p.п.} = 0,85 \cdot (13582 + 12122 + 318) + 1341 = 23460 \text{ кВт.}$$

Тогда рациональное напряжение по выражению (3.1) составит

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{10,0 + 0,016 \cdot 23460} = 85 \text{ кВ.}$$

Так как предприятие имеет возможность получать питание от подстанции с существующими уровнями напряжения равными 35 и 110 кВ, поэтому для окончательного выбора рационального напряжения необходимо произвести технико-экономическое сравнение вариантов с ближайшим меньшим (35 кВ) и большим (110 кВ) по сравнению с полученным рациональным значением уровня напряжения по формуле Стилла.

Теперь перейдем к выбору трансформаторов главной понизительной подстанции предприятия.

Номинальная мощность силовых трансформаторов подстанции определяется из условия получения из энергосистемы всей необходимой расчётной активной мощности предприятия и нормированного значения реактивной мощности

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

где  $Q_{эс}$  – экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы, квар;  
 $\Delta Q_{т.ГПП}$  – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, квар.

Экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы выбирается как наименьшая из рассматриваемых

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

$$Q''_{эс} = Q_{p.п.} - \frac{0,7}{k_{н.р.}} Q_{сд.м.},$$

где  $\text{tg}\varphi_{норм}$  – нормируемый  $\text{tg}\varphi$  для данного уровня напряжения;

$k_{н.р.} = 0,85$  – коэффициент несовпадения реактивной мощности.

$$Q'_{эс.35} = 23460 \cdot 0,4 = 9384 \text{ квар.}$$

$$Q'_{эс.110} = 23460 \cdot 0,5 = 11730 \text{ квар.}$$

Расчетная реактивная мощность предприятия

$$Q_{p.п.} = K_{ом} \left( \sum_{i=1}^{N1} k_{иаi} \cdot p_{номi} + \sum_{i=1}^{M1} Q_{pi}^{III} + \sum_{i=1}^L \Delta Q_{Ti} \right) + \sum Q_{p.осв.},$$

$$Q_{p.п.} = 0,85 \cdot (9155 + 9303 + 1723) + 402 = 17559 \text{ квар.}$$

## Располагаемая реактивная мощность СД

$$Q_{\text{СД.м}} = \alpha_{\text{м}} \cdot N_{\text{СД}} \cdot \sqrt{P_{\text{СД.ном}}^2 + Q_{\text{СД.ном}}^2},$$

где  $\alpha_{\text{м}}$  – коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности.

$$Q_{\text{СД.м1}} = 0,6 \cdot 2 \cdot \sqrt{0,25^2 + 0,13^2} = 338 \text{ квар.}$$

$$Q_{\text{СД.м2}} = 0,6 \cdot 4 \cdot \sqrt{0,4^2 + 0,21^2} = 1084 \text{ квар.}$$

Тогда

$$Q''_{\text{эс}} = 17559 - \frac{0,7}{0,85} \cdot (338 + 1084) = 16388 \text{ квар.}$$

Окончательно принимаем

$$Q_{\text{эс.35}} = Q'_{\text{эс.35}} = 9384 \text{ квар.}$$

$$Q_{\text{эс.110}} = Q'_{\text{эс.110}} = 11730 \text{ квар.}$$

Коэффициент реактивной мощности, задаваемый предприятию энергосистемой

$$\text{tg}\varphi_{\text{эс}} = \frac{Q_{\text{эс}}}{P_{\text{р.п}}}.$$

$$\text{tg}\varphi_{\text{эс.35}} = \frac{9384}{23460} = 0,4.$$

$$\text{tg}\varphi_{\text{эс.110}} = \frac{11730}{23460} = 0,5.$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП

$$\Delta Q_{\text{т.ГПП}} = 0,07 \sqrt{P_{\text{р.п.}}^2 + Q_{\text{эс}}^2}.$$

$$\Delta Q_{\text{т.ГПП.35}} = 0,07 \cdot \sqrt{23460^2 + 9384^2} = 1769 \text{ квар.}$$

$$\Delta Q_{\text{т.ГПП.110}} = 0,07 \cdot \sqrt{23460^2 + 11730^2} = 1836 \text{ квар.}$$

Полная расчетная нагрузка предприятия, необходимая для выбора трансформаторов на ГПП, определяемая по формуле (3.3)

$$S_{\text{р.п.35}} = \sqrt{23460^2 + (9384 - 1769)^2} = 24665 \text{ кВА.}$$

$$S_{\text{р.п.110}} = \sqrt{23460^2 + (11730 - 1836)^2} = 25461 \text{ кВА.}$$

На ГПП устанавливается два силовых трансформатора. В этом случае при правильном выборе мощности трансформаторов обеспечивается надёжное электроснабжение потребителей даже при аварийном отключении одного из них.

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		33

Номинальная мощность каждого трансформатора определяется из соотношений:

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

где  $n = 2$  – число трансформаторов ГПП;

$k_{\text{з.н.}} = 0,7$  – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме.

$$S_{\text{т.ном.35}} \geq \frac{24665}{2 \cdot 0,7} = 17618 \text{ кВА.}$$

$$S_{\text{т.ном.110}} \geq \frac{25461}{2 \cdot 0,7} = 18186 \text{ кВА.}$$

Таким образом, принимаем трансформаторы типа ТДРН-25000/35/10/10 и ТРДН-25000/110/10/10, технические характеристики которых представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Технические характеристики трансформаторов

$S_{\text{т}}$ , МВА	$U_{\text{вн}}$ , кВ	$U_{\text{нн}}$ , кВ	$\Delta P_{\text{кз}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{xx}}$ , кВт	$U_{\text{кз}}$ , %	$I_{\text{xx}}$ , %
25	35	10/10	115	18,5	10,5	0,3
25	110	10/10	120	22,0	10,5	0,3

Коэффициент загрузки выбранных трансформаторов

$$k_{\text{з.н.}} = \frac{S_{\text{р.п.}}}{n \cdot S_{\text{н.т.}}}$$

$$k_{\text{з.н.35}} = \frac{24659}{2 \cdot 25000} = 0,49.$$

$$k_{\text{з.н.110}} = \frac{25455}{2 \cdot 25000} = 0,51.$$

Выводы по разделу три

В данном разделе по формуле Стилла определено рациональное напряжение питания предприятия, а также номинальная мощность трансформаторов, устанавливаемых на главной понизительной подстанции предприятия.

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

Для проведения технико-экономического сравнения вариантов схем внешнего электроснабжения на рисунках 4.1 и 4.2 изобразим схемы внешнего электроснабжения на напряжение 35 и 110 кВ соответственно.

Ввиду отсутствия транзита мощности подстанцию предприятия можно отнести к категории тупиковых, поэтому принимаем схему внешнего электроснабжения – два блока с выключателями и ремонтной перемычкой. Ремонтная перемычка введена в схему с целью снижения потерь в трансформаторах ГПП во время ремонта одной из питающих ВЛ.

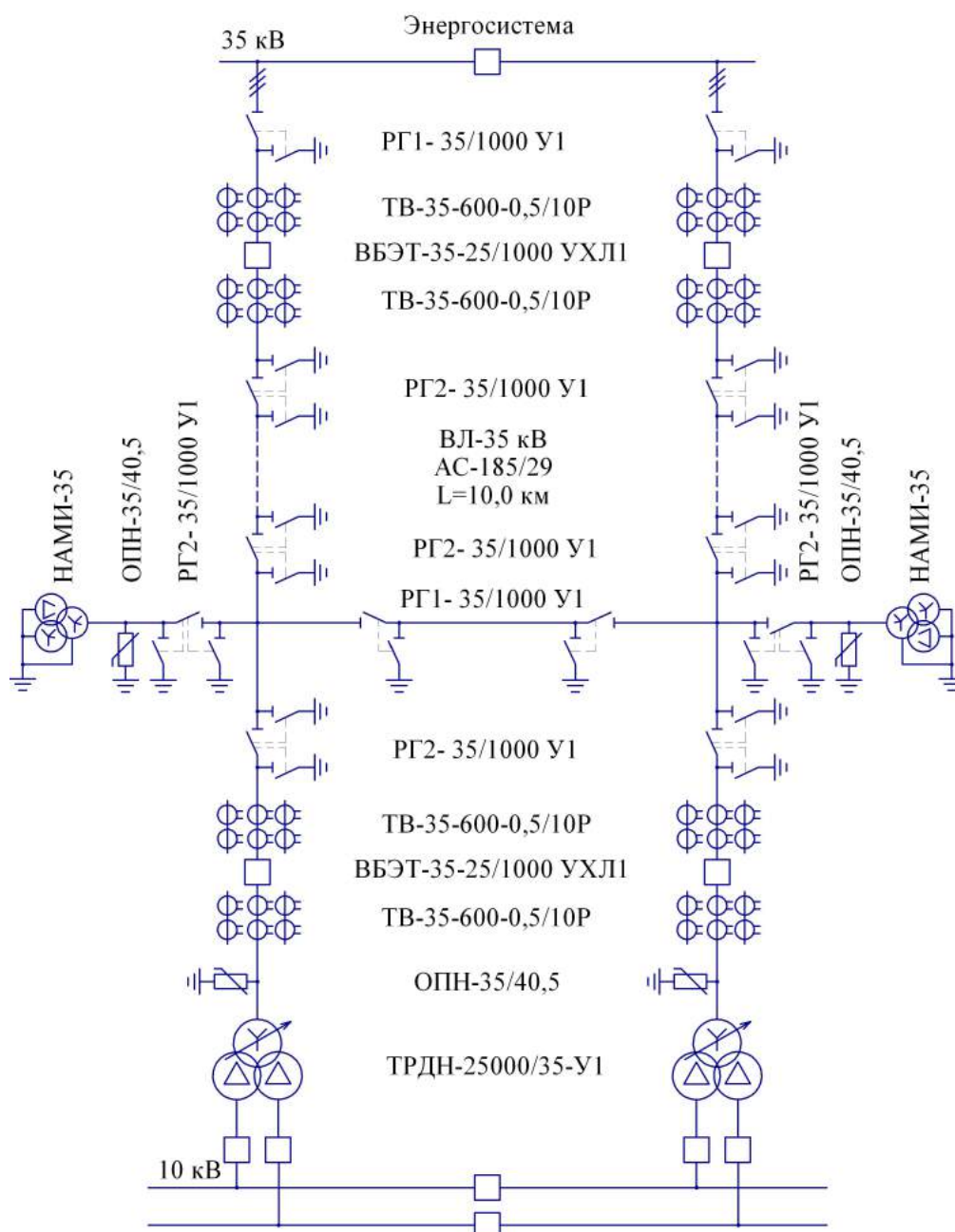


Рисунок 4.1 – Вариант схемы внешнего электроснабжения на 35 кВ

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ

Лист

35

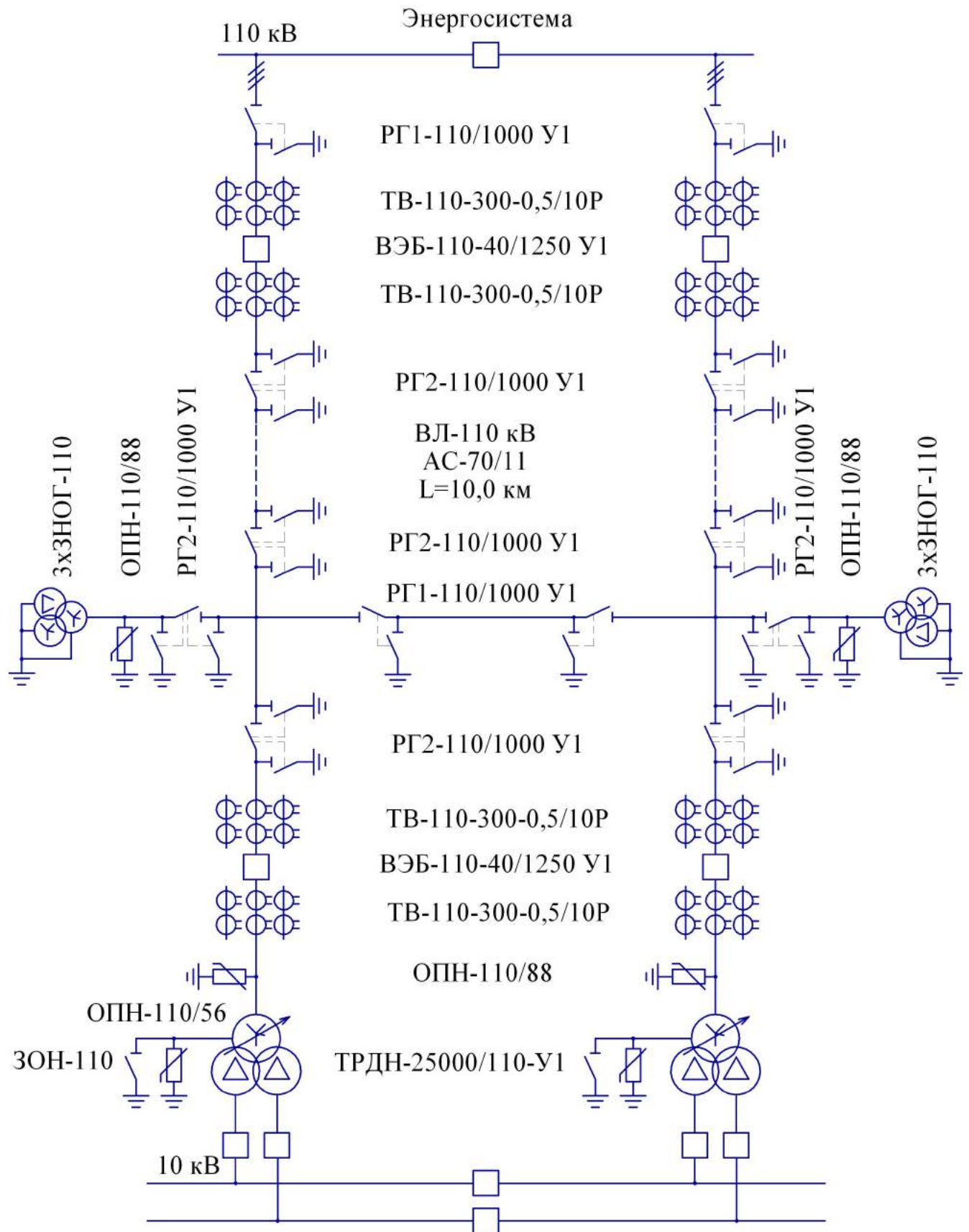


Рисунок 4.2 – Вариант схемы внешнего электроснабжения на напряжение 110 кВ

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ

Лист

36

#### 4.1 Определение потерь мощности и электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП

Потери активной мощности в трансформаторах

$$\Delta P_T = n(\Delta P_{xx} + k_{3.н.}^2 \Delta P_{кз}), \quad (4.1)$$

где  $n$  - число трансформаторов ГПП;  
 $\Delta P_{xx}$  - потери холостого хода, кВт;  
 $\Delta P_{кз}$  - потери короткого замыкания, кВт.

$$\Delta P_{т.35} = 2(18,5 + 0,49^2 \cdot 115) = 93 \text{ кВт.}$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах

$$\Delta Q_T = n \left( \frac{I_{xx}}{100} S_{н.т} + k_{3.н.}^2 \frac{U_k}{100} S_{н.т} \right), \quad (4.2)$$

где  $I_{xx}$  - ток холостого хода трансформатора, %;  
 $U_k$  - напряжение короткого замыкания, %.

$$\Delta Q_{т.35} = 2 \left( \frac{0,3}{100} 25000 + 0,49^2 \frac{10,5}{100} 25000 \right) = 1428 \text{ квар.}$$

Потери электроэнергии в трансформаторах:

$$\Delta A_T = n(\Delta P_{xx} \cdot T_T + k_{3.н.}^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau), \quad (4.3)$$

где  $\tau$  - годовое число часов максимальных потерь, ч/год;

Годовое число часов максимальных потерь

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_M}{10^4} \right)^2 \cdot 8760, \quad (4.4)$$

где  $T_M$  - годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки, ч/год;

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

Тогда потери электроэнергии в трансформаторах составят

$$\Delta A_{т.35} = 2(18,5 \cdot 8760 + 0,49^2 \cdot 115 \cdot 2742) = 478 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год}.$$

Результаты расчета потерь электроэнергии в трансформаторах для схем на напряжение 35 кВ и 110 кВ, найденные по формулам (4.1)–(4.4), представим в таблице 4.1.

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		37



Таблица 4.1 – Определение потерь электроэнергии в трансформаторах ГПП

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$\Delta P_{\text{T}}, \text{кВт}$	$\Delta Q_{\text{T}}, \text{кВТ}$	$T_{\text{м}}, \text{ч/год}$	$\tau, \text{ч/год}$	$\Delta A_{\text{T}}, \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$
35	93	1428	4355	2742	478
110	106	1511	4355	2742	556

## 4.2 Выбор параметров ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия

Нагрузка в начале линии

$$S_{\text{р.л.}} = \sqrt{(P_{\text{р.л.}} + \Delta P_{\text{T}})^2 + Q_{\text{эс}}^2}. \quad (4.5)$$

$$S_{\text{р.л.35}} = \sqrt{(23460 + 93)^2 + 9384^2} = 25353 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток одной цепи линии

$$I_{\text{р.л.}} = \frac{S_{\text{р.л.}}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_{\text{ном}}}. \quad (4.6)$$

$$I_{\text{р.л.35}} = \frac{25353}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 209 \text{ А.}$$

Ток в послеаварийном режиме

$$I_{\text{п}} = 2 \cdot I_{\text{р.л.}}. \quad (4.7)$$

$$I_{\text{п.35}} = 2 \cdot 209 = 418 \text{ А.}$$

Сечение проводов находим по экономической плотности тока

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р.л.}}}{j_{\text{э}}}. \quad (4.8)$$

где  $j_{\text{э}}$  – экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup> [11].

$$F_{\text{э}} = \frac{208}{1,1} = 189 \text{ мм}^2$$

Окончательно принимаем провод марки АС-185/29.

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta A_{\text{л}} = n \cdot (3 \cdot I_{\text{р.л.}}^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot \tau); \quad (4.9)$$

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		38

где  $r_0$  – удельное активное сопротивление воздушной линии, Ом/км;  
 $L$  - расстояние от подстанции энергосистемы до ГПП, км.

$$\Delta A_{л,35} = 2 \cdot (3 \cdot 209^2 \cdot 0,16 \cdot 10,0 \cdot 2742) = 1151 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

Результаты расчета потерь в воздушных линиях в схемах на напряжение 35 и 110 кВ, определенные по формулам (4.5) – (4.9), представим в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Определение потерь электроэнергии в воздушных линиях

$U_{\text{ном}},$ кВ	$S_{\text{р.л}},$ кВА	$I_{\text{р.л}},$ А	$I_{\text{п}},$ А	$F_3,$ мм <sup>2</sup>	$F_{\text{ст}},$ мм <sup>2</sup>	$I_{\text{д.доп}},$ Ом/км	$r_0,$ Ом/км	$L,$ км	$\frac{\Delta A_{\text{л}},}{\text{год}}$ МВт · ч
35	25353	209	418	190	185	520	0,16	10,0	1151
110	26324	69	138	63	70	265	0,43	10,0	337

### 4.3 Расчет токов короткого замыкания

Исходная схема и схема замещения для расчёта токов короткого замыкания представлена на рисунке 4.3.

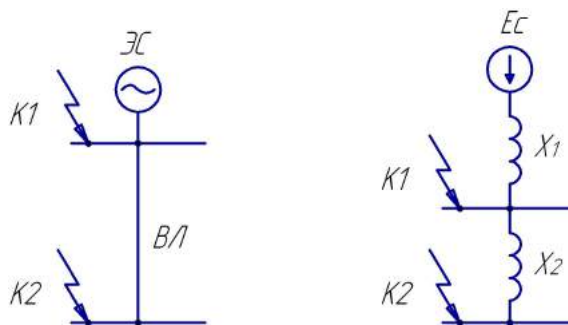


Рисунок 4.3 – Схема для расчёта токов короткого замыкания

Определим сопротивление элементов схемы замещения.

Сопротивление системы

$$x_1 = x_c = \frac{S_6}{S_k}. \quad (4.10)$$

где  $S_6$  – базисная мощность, МВА;

$S_k$  – мощность короткого замыкания, МВА.

$$x_1 = x_c = \frac{1000}{900} = 1,11.$$

Ток короткого замыкания в точке  $K_1$

$$I_{k1} = I_{nt1} = I_{n01} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot x_1}. \quad (4.11)$$

$$I_{k1} = I_{nt1} = I_{n01} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 1,11} = 14,0 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке 1:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1} \cdot I_{k1}. \quad (4.12)$$

где  $k_{уд}$  – ударный коэффициент [6].

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 14,0 = 34,2 \text{ кА.}$$

Сопротивление воздушной линии

$$x_2 = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2}. \quad (4.13)$$

где  $x_0$  – удельное реактивное сопротивление воздушной линии, Ом/км;  
 $U_6$  – базисное напряжение, В.

$$x_2 = \frac{0,40 \cdot 10,0 \cdot 1000}{37^2} = 2,92.$$

Ток короткого замыкания в точке  $K_2$

$$I_{k2} = I_{nt2} = I_{n02} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot (x_1 + x_2)}. \quad (4.14)$$

$$I_{k2} = I_{nt2} = I_{n02} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot (1,11 + 2,92)} = 3,9 \text{ кА.}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания для схем на напряжение 35 и 110 кВ, произведенного по формулам (4.10) – (4.14), представим в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Расчет токов короткого замыкания

$U_{ном}$ , кВ	$S_6$ , МВА	$U_6$ , кВ	$S_k$ , МВА	$x_1$ , о.е.	$x_2$ , о.е.	$I_{k1}$ , кА	$I_{k2}$ , кА	$i_{уд1}$ , кА	$i_{уд2}$ , кА
35	1000	37	900	1,11	2,92	14,0	3,9	34,2	9,8
110	1000	115	2300	0,44	0,33	11,5	6,5	28,1	16,7

#### 4.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры

Выключатели выбираются по условиям [6]:

– по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (4.15)$$

– по номинальному току

$$I_{ном} \geq I_{max}; \quad (4.16)$$

где  $I_{max}$  – ток утяжеленного режима цепей питающих линий, А;

Ток утяжеленного режима цепей питающих линий

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n}; \quad (4.17)$$

– по отключающей способности, которая характеризуется номинальным током отключения в виде действующего значения периодической составляющей отключающего тока

$$I_{п,т} \leq I_{отк.ном}; \quad (4.18)$$

– по электродинамической стойкости

$$I_{п,0} < I_{пр.скв.} = I_{дин.}; \quad (4.19)$$

$$i_y \leq i_{пр.скв.} = i_{дин.}; \quad (4.20)$$

где  $I_{пр.скв.}$ ,  $i_{пр.скв.}$  – действующее и амплитудное значения предельного сквозного тока КЗ, А;

– по возможности отключения аperiodической составляющей тока КЗ  $i_{a,τ}$  в момент  $τ$  расхождения контактов по условию:

$$i_{a,τ} \leq i_{a,ном}; \quad (4.21)$$

Аperiodическая составляющая тока КЗ вычисляется по формуле:

$$i_{a,τ} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot e^{-\frac{τ}{T_a}}, \quad (4.22)$$

где  $τ$  – время от начала КЗ до прекращения соприкосновения контактов, с;

$T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей КЗ, [6].

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		41

## Расчетное время

$$\tau = t_{p.z.min} + t_{c.v.}, \quad (4.23)$$

где  $t_{p.z.min}$  – минимальное время действия релейной защиты, с;

$t_{c.v.}$  – собственное время отключения выключателя, с.

Завод-изготовитель [12, 13] гарантирует выключателю апериодическую составляющую в отключаемом токе для времени  $\tau$ :

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк,ном}. \quad (4.24)$$

– по термической стойкости к тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (4.25)$$

где  $B_k$  - полный тепловой импульс КЗ,  $кА^2 \cdot с$ .

## Полный тепловой импульс

$$B_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (4.26)$$

где  $t_{отк}$  – время от начала короткого замыкания до его отключения, с.

Время от начала короткого замыкания до его отключения

$$t_{отк} = t_{p.z.} + t_{o.v.}, \quad (4.27)$$

где  $t_{p.z.}$  – время действия основной защиты трансформатора, с;

$t_{o.v.}$  – полное время отключения выключателя, с.

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [12, 13] выбранных выключателей по выражениям (4.15) – (4.27) представим в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Выбор выключателей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ВБЭТ-35Ш-25/630	Расчетные данные	Каталожные данные ВЭБ-110-40/1250
$U_{ном} \geq U_{уст};$	$U_{уст} = 35,0$ кВ;	$U_{ном} = 35,0$ кВ;	$U_{уст} = 110,0$ кВ;	$U_{ном} = 110,0$ кВ;
$I_{ном} \geq I_{max};$	$I_{max} = 577,4$ А;	$I_{ном} = 630,0$ А;	$I_{max} = 183,7$ А;	$I_{ном} = 1250,0$ А;
$I_{отк.ном} \geq I_{п,\tau};$	$I_{п,0} = 14,0$ кА;	$I_{отк} = 25,0$ кА;	$I_{п,0} = 11,5$ кА;	$I_{отк} = 40,0$ кА;
$i_{a,ном} \geq i_{a,\tau};$	$i_{a,\tau} = 5,7$ кА;	$i_{a,ном} = 11,4$ кА;	$i_{a,\tau} = 4,7$ кА;	$i_{a,ном} = 22,6$ кА;
$I_{пр.скв.} \geq I_{п,0};$	$I_{п,0} = 14,0$ кА;	$I_{пр.скв} = 25,0$ кА;	$I_{п,0} = 11,5$ кА;	$I_{пр.скв} = 40,0$ кА;
$i_{пр.скв.} \geq i_{дин.};$	$i_y = 9,8$ кА;	$i_d = 63,0$ кА;	$i_y = 28,1$ кА;	$i_y = 102,0$ кА;
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k.$	$B_k = 530,5$ $кА^2 \cdot с$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875$ $кА^2 \cdot с$ ;	$B_k = 358,7$ $кА^2 \cdot с$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ $кА^2 \cdot с$

Разъединители выбираются, согласно условиям [6]:

- по конструкции, роду установки;
- по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном} ; \quad (4.28)$$

- по номинальному току

$$I_{ном} \geq I_{max} ; \quad (4.29)$$

- по электродинамической стойкости:

$$I_{п,0} < I_{пр.скв.} = I_{дин.} ; \quad (4.30)$$

$$i_y \leq i_{пр.скв.} = i_{дин.} ; \quad (4.31)$$

- по термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} ; \quad (4.32)$$

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [14] выбранных разъединителей по выражениям (4.28) – (4.32) представим в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Выбор разъединителей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные РГ-35/1000УХЛ1	Расчетные данные	Каталожные данные РГ-110/1000УХЛ1
$U_{ном} \geq U_{уст} ;$	$U_{уст} = 35,0 \text{ кВ};$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ};$	$U_{уст} = 110,0 \text{ кВ};$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ};$
$I_{ном} \geq I_{max} ;$	$I_{max} = 577,4 \text{ А};$	$I_{ном} = 1000 \text{ А};$	$I_{max} = 183,7 \text{ А};$	$I_{ном} = 1000 \text{ А};$
$i_{пр.скв.} \geq i_{дин.} ;$	$i_y = 28,1 \text{ кА};$	$i_{дин} = 50 \text{ кА};$	$i_y = 34,2 \text{ кА};$	$i_{дин} = 100 \text{ кА};$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k .$	$B_k = 530,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$B_k = 358,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

С целью учета потерь электроэнергии в силовых трансформаторах главной понизительной подстанции предприятия принимаем решение установить приборы учета на стороне высокого напряжения. Счетчики электроэнергии подключаются ко вторичным обмоткам трансформаторов тока и трансформатора напряжения.

Выбор трансформаторов напряжения представим в таблице 4.6.

Для защиты оборудования главной понизительной подстанции предприятия от перенапряжений выбираем по каталогу [15] следующие ограничители перенапряжения: ОПН-35/40,5, ОПН-110/56, ОПН-110/88.

Таблица 4.6 – Выбор трансформаторов напряжения

Прибор и место его установки		Тип	Мощ-ть одной обм-ки, ВА	Число обм-к	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая мощность	
								P <sub>2</sub> , Вт	Q <sub>2</sub> , вар
35 кВ									
W	Цепи питающих, линий	Д-335	1,5	2	1,0	0,0	1	3,0	-
var		Д-335	1,5	2	0,0	1,0	1	-	3,0
РІК		СЭТ-4ТМ.03 М [16]	1,5	2	0,8	0,6	1	0,8	0,6
Итого								3,8	3,6
НАМИ-35УХЛ1 [17]								S <sub>2Σ</sub> = 5,2 ВА	
U <sub>ИНОМ</sub> = 35 кВ									
S <sub>2,кл.т.чн.0,5</sub> = 100 ВА		S <sub>2,кл.т.чн.0,5</sub> = 100 > S <sub>2Σ</sub>							
110 кВ									
W	Цепи питающих, линий	Д-335	1,5	2	1,0	0,0	1	3,0	-
var		Д-335	1,5	2	0,0	1,0	1	-	3,0
РІК		СЭТ-4ТМ.03М	1,5	2	0,8	0,6	1	0,8	0,6
Итого								3,8	3,6
ЗНОГ-110У1 [18]								S <sub>2Σ</sub> = 5,2 ВА	
U <sub>ИНОМ</sub> = 110 кВ									
S <sub>2,кл.т.чн.0,5</sub> = 300 ВА		S <sub>2,кл.т.чн.0,5</sub> = 3 · 100 = 300 > S <sub>2Σ</sub>							

#### 4.5 Определение технико-экономических показателей схем внешнего электроснабжения

При сравнении вариантов учитывается коммутационная аппаратура отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы, воздушные линии, коммутационные и контрольно-измерительные аппараты, силовые трансформаторы ГПП.

Годовые приведенные затраты находятся из выражения [6]:

$$Z = \sum_i^n E_i \cdot k_i + C_3, \quad (4.33)$$

где C<sub>3</sub> - стоимость годовых потерь электроэнергии;

k<sub>i</sub> - сумма капитальных затрат i-ой группы одинаковых электроприемников.

Общие ежегодные отчисления от капитальных вложений

$$E_i = E_n + E_{ai} + E_{oi}; \quad (4.34)$$

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:

$$C_3 = (\Delta A_T + \Delta A_L) \cdot C_0', \quad (4.35)$$

где  $C_0'$  - удельная стоимость потерь электроэнергии, руб/кВт·ч.

$$C_0' = \delta \left( \frac{\alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right), \quad (4.36)$$

где  $\delta$  - поправочный коэффициент;

$\alpha$  - основная ставка тарифа [19, 20],  $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{мес}}$ ;

$\beta$  - стоимость одного кВт·ч электроэнергии [19, 20],  $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$ ;

$K_M = 1$  - отношение потерь активной мощности предприятия  $\Delta P_3$  в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям  $\Delta P_M$  активной мощности предприятия;

$$C'_{0.35} = 1,05 \left( \frac{1208,56 \cdot 12 \cdot 1}{2742} + 1,3396 \right) = 6,96 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

$$C'_{0.110} = 1,03 \left( \frac{959,11 \cdot 12 \cdot 1}{2742} + 1,3488 \right) = 5,71 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Результаты технико-экономических расчетов по выражениям (4.33) – (4.36) сведем в таблицу 4.7 и 4.8. Стоит отметить, что при определении стоимости электрооборудования руководствовались данными представленными в [21] с учетом индекса изменения сметной стоимости оборудования на I квартал 2017 года равного 4,28 [22].

Таблица 4.7 – Техничко-экономические показатели варианта 35 кВ

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Ст-сть ед-цы тыс.руб	$k_i$ , тыс.руб	$E_i$ , 1/год	$k_i \cdot E_i$ , тыс.руб/год	$\Delta A$ кВт/год	$C_3$ , тыс.руб/год	Прив. затр., тыс.руб / год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Разъединитель РГ1-35/1000	пол	12	175	2106	0,193	406			



Продолжение таблицы 4.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Разъединитель РГ2-35/1000	пол	24	218	5239	0,193	1011			
Выключатель ВБЭТ-35Ш-25/630	шт	4	1935	7738	0,193	1493			
Трансформатор напряжения НАМИ-35УХЛ1	шт	942	1883	0,193	363				942
ОПН-35/40,5	шт	64	770	0,193	149				64
Трансформатор ТРДН-25000/35-У1	шт	18905	37810	0,193	7297	477597	3324		18905
Двухцепная ВЛ-35 кВ АС-185/29 на стальных опорах	км	5252	52516	0,152	7982	1151125	8011		5252
Всего по варианту			108061		18703	1628722	11335	30038	

Таблица 4.8 – Технико-экономические показатели варианта 110 кВ

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Ст-сть ед-цы тыс.руб	$k_i$ , тыс.руб	$E_i$ , 1/год	$k_i \cdot E_i$ , тыс.руб/год	Потери $\Delta A$ кВт/год	$C_3$ , тыс.руб/год	Прив. затр., тыс.руб/год
Разъединитель РГ1-110/1000-40	пол	12	325	3903	0,193	753			
Разъединитель РГ2-110/1000-40	пол	24	381	9142	0,193	1764			
Выключатель ВЭБ-110-40/2500	шт	4	6790	27160	0,193	5242			
ОПН-110/88	шт	12	116	1387	0,193	268			
ОПН-110/56	шт	2	94	188	0,193	36			
ЗОН-110	шт	2	231	462	0,193	89			
Трансформатор напряжения ЗНОГ-110У1	шт	6	1113	6677	0,193	1289			
Трансформатор ТРДН-25000/110-У1	шт	2	26848	53697	0,193	10363	556093	3177	
Двухцепная ВЛ-110 кВ АС-70/11 на стальных опорах	км	10	6809	68095	0,152	10350	337639	1929	
Всего по варианту				170711		30155	893732	5105	35261

13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ

Лист

46

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

#### 4.6 Выбор рационального варианта схемы внешнего электроснабжения

Для выбора наилучшего варианта схемы внешнего электроснабжения сравним технико-экономические показатели рассмотренных вариантов схем. Результаты сведём в таблицу 4.9.

Таблица 4.9 – Технико-экономические показатели рассматриваемых вариантов

Вариант схемы	Капитальные затраты К, тыс. руб.	Приведённые капитальные затраты $\sum K_i E_i$ , тыс. руб./год.	Потери электроэнергии $\Delta A$ , МВт·ч/год	Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб./год	Годовые приведённые затраты, тыс. руб./год
U = 35 кВ	108061	18703	1629	11335	30038
U = 110 кВ	170711	30155	894	5105	35261

Приведённые затраты во II варианте больше, чем в варианте I на:

$$\frac{35261 - 30038}{35261} \cdot 100\% = 14,81 \%$$

Так как разница в приведенных затратах не превышает 15%, то выбираем вариант, у которого: выше номинальное напряжение; меньше расход цветного металла на провода воздушных линий; лучшая возможность развития сети при росте нагрузок и появлении новых пунктов потребления электроэнергии, поэтому принимаем схему внешнего электроснабжения на напряжение 110 кВ.

#### Выводы по разделу четыре

В данном разделе произведен выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения путем сравнения технико-экономических показателей схем на напряжения 35 и 110 кВ. В результате сравнения выяснилось, что наиболее рациональной является схема внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ.

## 5 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ. ВЫБОР ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ

Внутризаводское распределение электроэнергии выполняется по радиальным, магистральным или смешанным схемам в зависимости от территориального размещения нагрузок, их величин, требуемой степени надежности питания и других особенностей рассматриваемого промышленного объекта. Для распределения электрической энергии на предприятии используются кабельные линии.

### 5.1 Выбор напряжения

Выбор величины напряжения распределительных сетей предприятия зависит от величины нагрузок на напряжениях 6 и 10 кВ. Критерием выбора являются приведенные затраты, которые рассчитываются как для сети, так и для понижающих подстанций. Согласно [23, п.5.3] распределительную сеть предприятия выполним на напряжении 10 кВ, так как отсутствует нагрузка на напряжение 6 кВ.

### 5.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия

РУ-10 кВ двухтрансформаторной ГПП выполняем двумя одиночными секционированными выключателями системами шин подключаемых к расщепленным обмоткам понижающих трансформаторов [23, п.6.3.3].

Преобразователи частоты, индукционные печи и цеховые трансформаторные подстанции подключаем к разным ветвям расщепленной обмотки низкого напряжения сетевого трансформатора [23, п.6.3.13.3]. Синхронные и асинхронные двигатели подключаем к секции сборных шин, от которой питаются специфичные электроприемники [23, п.6.3.13.4].

Питание трансформаторных подстанций может выполняться кабельными линиями как по радиальной, так и по магистральной (к одной магистрали могут быть подключены до трех трансформаторов 1000 кВА или два трансформатора мощностью 1600 кВА) схеме [23, п.6.3]. Радиальные схемы распределения электроэнергии применяются при нагрузках, расположенных в различных направлениях [23, п.6.3.10].

Сооружение высоковольтного распределительного пункта (РП) целесообразно при числе отходящих от него линий не менее восьми [23, п.6.3.6], поэтому в прокатном цехе устанавливаем РП-1, к которому подключаем асинхронные двигатели, преобразователи частоты и индукционные печи. РП 10 кВ выполнется с одной одиночной секционированной выключателем системой шин.

Схему строим так, чтобы все её элементы постоянно находились под нагрузкой, а при аварии на одном из них оставшиеся в работе могли перенести на себя его нагрузку путём перераспределения её между собой с учётом допустимой перегрузки. Принципиальная схема внутреннего электроснабжения предприятия представлена листе 2.

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		48

### 5.3 Конструктивное выполнение электрической сети

Выбор способа распределения электроэнергии зависит от величины электрических нагрузок и их размещения, плотности застройки предприятия, конфигурации технологических, транспортных и других коммуникаций, типа грунта на территории предприятия. Распределительные сети предприятия напряжением 10 кВ выполним кабельными линиями. В качестве основного способа прокладки выбираем прокладку кабелей в траншее (в одной траншее допускается прокладка не более шести кабелей [11]). Поскольку грунт предприятия имеет среднюю коррозионную активность, в грунте завода присутствуют блуждающие токи, но нет колебаний и растягивающих усилий, то выбираем кабели типа ААШв-10: А – алюминий (материал жилы); А – алюминиевая оболочка; Шв – защитный покров из поливинилхлоридного пластиката [24].

### 5.4 Выбор кабельных линий

Сечение кабелей напряжением 10 кВ определяется по экономической плотности тока и проверяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потери напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам КЗ [11].

Расчетный ток, протекающий по кабельной линии в нормальном режиме

$$I_{p.k} = \frac{S_{p.k}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (5.1)$$

Мощность  $S_{p.k}$ , передаваемая по кабельной линии в нормальном режиме:

– при питании однострансформаторной цеховой подстанции  $S_{p.k}$  – расчетная нагрузка трансформатора подстанции;

– при питании двухтрансформаторной подстанции  $S_{p.k}$  – расчетная нагрузка приходящаяся на один трансформатор;

– для магистральной линии мощность  $S_{p.k}$  должна определяться для каждого участка путем суммирования расчетных нагрузок соответствующих трансформаторов, питающихся по данному участку магистральной линии;

– при питании распределительного устройства напряжением 10 кВ  $S_{p.k}$  – нагрузка, потребляемая одной секцией сборных шин.

Расчетный ток, протекающий по кабельной линии, питающей ТП-2

$$I_{p.k.2} = \frac{1}{N_t} \cdot \frac{\sqrt{(P_p + \Delta P_t)^2 + (Q_1 + \Delta Q_t)^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$

где  $P_p$ ,  $Q_1$  – расчетная нагрузка ТП (таблица 2.2);

$\Delta P_t$ ,  $\Delta Q_t$  – потери в трансформаторах ТП (таблица 2.2);

$N_t$  – количество трансформаторов в ТП (таблица 2.2).

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		49

$$I_{p.k.2} = \frac{1}{2} \cdot \frac{\sqrt{1074^2 + 793^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 37 \text{ А.}$$

Сечение кабельной линии первоначально определяется по экономической плотности тока

$$F_э = \frac{I_{p.k.}}{j_э}, \quad (5.2)$$

где  $j_э$  – экономическая плотность тока, зависящая от типа кабеля и продолжительности использования максимума нагрузки,  $A/mm^2$ .

Для кабелей с алюминиевыми жилами и бумажной пропитанной изоляцией при числе часов использования максимума нагрузки  $T_m=4355$  ч/год [6] экономическая плотность тока равна  $j_э=1,4$   $A/mm^2$  [11], тогда сечение кабельной линии

$$F_{э2} = \frac{37}{1,4} = 26 \text{ мм}^2.$$

По результату расчета выбирается кабель, имеющий ближайшее стандартное сечение по отношению к  $F_э$ , поэтому принимаем кабель типа ААШв-10 (3x25) с параметрами: длительно-допустимый ток  $I_{доп} = 90$  А, удельные сопротивления:  $r_0=1,54$  Ом/км,  $x_0=0,062$  Ом/км.

Фактический допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки равен

$$I_{доп.ф} = K_n \cdot K_t \cdot I_{доп} > \frac{I_{p.k.}}{n_k}; \quad (5.3)$$

где  $K_n$  – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [11];

$K_t$  – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [11];

$n_k$  – число запараллеленных кабелей в кабельной линии.

$$I_{доп.ф.2} = 0,87 \cdot 1,03 \cdot 90 = 81 > \frac{37}{1} = 37 \text{ А.}$$

Условие выполнено.

Под послеаварийным режимом кабельной линии будем понимать режим, когда выходит из строя одна из двух кабельных линий, питающих потребители 2-й категории, при этом нагрузка на линию удваивается, тогда

$$I_{ав} = 2 \cdot I_{p.k.} \quad (5.4)$$

$$I_{ав2} = 2 \cdot 37 = 74 \text{ А.}$$

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		50

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I'_{ав} = K_{ав} \cdot I_{доп.ф}, \quad (5.5)$$

где  $K_{ав}$  – коэффициент перегрузки, определяется в зависимости от коэффициента предварительной нагрузки  $K_3$ ;

$$K_3 = \frac{I_{р.к.}}{I'_{доп}}. \quad (5.6)$$

$$K_{32} = \frac{37}{85} = 0,43.$$

$$I'_{ав2} = 1,25 \cdot 90 = 101 \text{ А.}$$

Осуществим проверку по току перегрузки:

$$I'_{ав} \geq \frac{I_{ав}}{n_k}, \quad (5.7)$$

$$101 > 74 \text{ А.}$$

Условие выполнено.

Потеря напряжения в кабельной линии

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot L + Q_1 \cdot x_0 \cdot L}{n_k \cdot U_n^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{доп} = 5\%, \quad (5.8)$$

где  $r_0$  и  $x_0$  – удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля, Ом/км;  
 $L$  – длина кабельной линии, км.

$$\Delta U_2 = \frac{537 \cdot 1,54 \cdot 0,144 + 397 \cdot 0,062 \cdot 0,144}{1 \cdot 10^5} \cdot 100\% = 0,25 < 5\%$$

На этом предварительный расчет кабельных линий для нормального и аварийного режимов заканчивается. Полученные сечения кабелей используются при расчете токов короткого замыкания, после которого определяется сечение кабеля  $F_T$  по термической стойкости к токам короткого замыкания.

Расчет кабельных линий, произведенный по выражениям (5.1) – (5.8) представлен в таблице 5.1.

Выводы по разделу пять

Внутризаводская схема электроснабжения выполнена с помощью кабеля типа ААШв-10, проложенного в траншеях, на лотках и в асбоцементных трубах.

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		51

Таблица 5.1 – Выбор кабельных линий

Конечные пункты кабельных линий	P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , квар	S <sub>рк</sub> , кВА	I <sub>рк</sub> , А	F <sub>э,2</sub> , мм <sup>2</sup>	F <sub>т,2</sub> , мм <sup>2</sup>	F <sub>ст,2</sub> , мм <sup>2</sup>	Тип и кол-во кабелей	Способ прокладки	Нагрузка на кабель, А		I <sub>доп</sub> , А	K <sub>п</sub> , о.е.	K <sub>т</sub> , о.е.	Γ <sub>доп</sub> , А	K <sub>ав</sub> , о.е.	Γ <sub>ав</sub> , А	L, км	r <sub>0</sub> , Ом/км	x <sub>0</sub> , Ом/км	Δu, %
										в норм. режиме	в п/ав. режиме										
10 кВ																					
ГПП-ТП1	227	39	230	13	7	95	95	ААШв-10 (3х95)	в траншее	13	-	230	0,85	1,03	201	-	-	0,134	0,41	0,12	0,03
ГПП-ТП2	537	397	667	37	22	95	95	2хААШв-10 (3х95)	в траншее	37	74	230	0,87	1,03	206	1,25	258	0,144	0,41	0,12	0,08
ГПП-ТП3	750	689	1019	56	33	95	95	2хААШв-10 (3х95)	в траншее	56	112	230	0,85	1,03	201	1,25	252	0,542	0,41	0,12	0,42
ТП3-ТП7	380	363	526	29	17	95	95	2хААШв-10 (3х95)	в траншее	29	58	230	0,93	1,03	220	1,25	275	0,036	0,41	0,12	0,01
ГПП-ТП4	1575	1001	1867	103	73	95	120	2хААШв-10 (3х120)	на лотках	103	205	185	1,00	1,01	187	1,25	234	0,132	0,32	0,06	0,15
ТП4-ТП5	788	501	933	51	37	95	95	2хААШв-10 (3х95)	на лотках	51	103	155	1,00	1,01	157	1,25	196	0,124	0,41	0,06	0,09
ГПП-ТП6	787	225	818	45	26	95	95	2хААШв-10 (3х95)	в траншее	45	90	230	0,85	1,03	201	1,25	252	0,216	0,41	0,12	0,15
ГПП-ТП13	1049	515	1169	64	38	95	95	2хААШв-10 (3х95)	в траншее	64	129	230	0,85	1,03	201	1,25	252	0,206	0,41	0,12	0,20
ТП13-ТП8	637	299	704	39	23	95	95	2хААШв-10 (3х95)	в траншее	39	77	230	0,93	1,03	220	1,25	275	0,136	0,41	0,12	0,08
ГПП-ТП9	1220	494	1317	72	43	95	95	2хААШв-10 (3х95)	в траншее	72	145	230	0,85	1,03	201	1,25	252	0,148	0,41	0,12	0,17
ГПП-ТП10	793	567	975	54	32	95	95	2хААШв-10 (3х95)	в траншее	54	107	230	0,85	1,03	201	1,25	252	0,066	0,41	0,12	0,05
ТП10-ТП11	377	292	476	26	15	95	95	2хААШв-10 (3х95)	в траншее	26	52	230	0,86	1,03	204	1,25	255	0,178	0,41	0,12	0,07
ГПП-ТП12	371	300	477	26	15	95	95	2хААШв-10 (3х95)	в траншее	26	-	230	0,85	1,03	201	-	-	0,375	0,41	0,12	0,14
ГПП-ТП14	594	468	756	42	24	95	95	2хААШв-10 (3х95)	в траншее	42	83	230	0,85	1,03	201	1,25	252	0,144	0,41	0,12	0,09
ГПП-РП1	5286	4561	6982	384	226	150	240	4хААШв-10 (3х240)	в траншее	192	384	385	0,85	1,03	337	1,25	421	0,112	0,16	0,10	0,29
РП1-АД1	2000	1500	2500	137	81	50	70	ААШв-10 (3х70)	на лотках	137	-	170	1,00	1,01	172	-	-	0,118	0,55	0,12	0,30
РП1-АД2	320	198	376	21	12	50	50	ААШв-10 (3х50)	на лотках	21	-	120	1,00	1,01	121	-	-	0,165	0,77	0,13	0,09
РП1-ПЧ	1500	1203	1923	106	62	120	120	ААШв-10 (3х120)	на лотках	106	-	200	1,00	1,01	202	-	-	0,082	0,32	0,11	0,10
РП1-ИП	1000	1169	1538	85	50	120	120	ААШв-10 (3х120)	на лотках	85	-	200	1,00	1,01	202	-	-	0,252	0,32	0,11	0,23
ГПП-СД1	250	-188	313	17	10	50	50	ААШв-10 (3х50)	в траншее	17	-	120	0,85	1,03	105	-	-	0,176	0,77	0,13	0,06
ГПП-СД2	400	-300	500	27	16	50	50	ААШв-10 (3х50)	в траншее	27	-	120	0,85	1,03	105	-	-	0,208	0,77	0,13	0,11
0,4 кВ																					
ТП2-РПН1	103	55	117	169	-	-	25	ААШв-1 (4х25)	в траншее	84	-	90	1,00	1,03	93	-	-	0,096	1,10	0,06	3,50
ТП12-РПН2	110	59	124	179	-	-	35	ААШв-1 (4х35)	в траншее	90	-	115	0,93	1,03	110	-	-	0,052	1,43	0,06	2,61
ТП12-РПН3	87	71	112	162	-	-	25	ААШв-1 (4х25)	в траншее	81	-	90	1,00	1,03	93	-	-	0,086	1,10	0,06	2,69

## 6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для проверки принятого к установке электрооборудования по термическому, электродинамическому действию токов короткого замыкания достаточно рассчитать ток трёхфазного КЗ в характерных токах СЭС предприятия и определить периодическую составляющую этого тока для наиболее тяжёлого режима работы сети. Таким характерным режимом является состояние СЭС, когда один из трансформаторов ГПП отключен и включены секционные выключатели в РУ 10 кВ ГПП, т.е. все электроприёмники питаются от одного трансформатора.

Схема для расчёта токов КЗ представлена на рисунке 6.1.

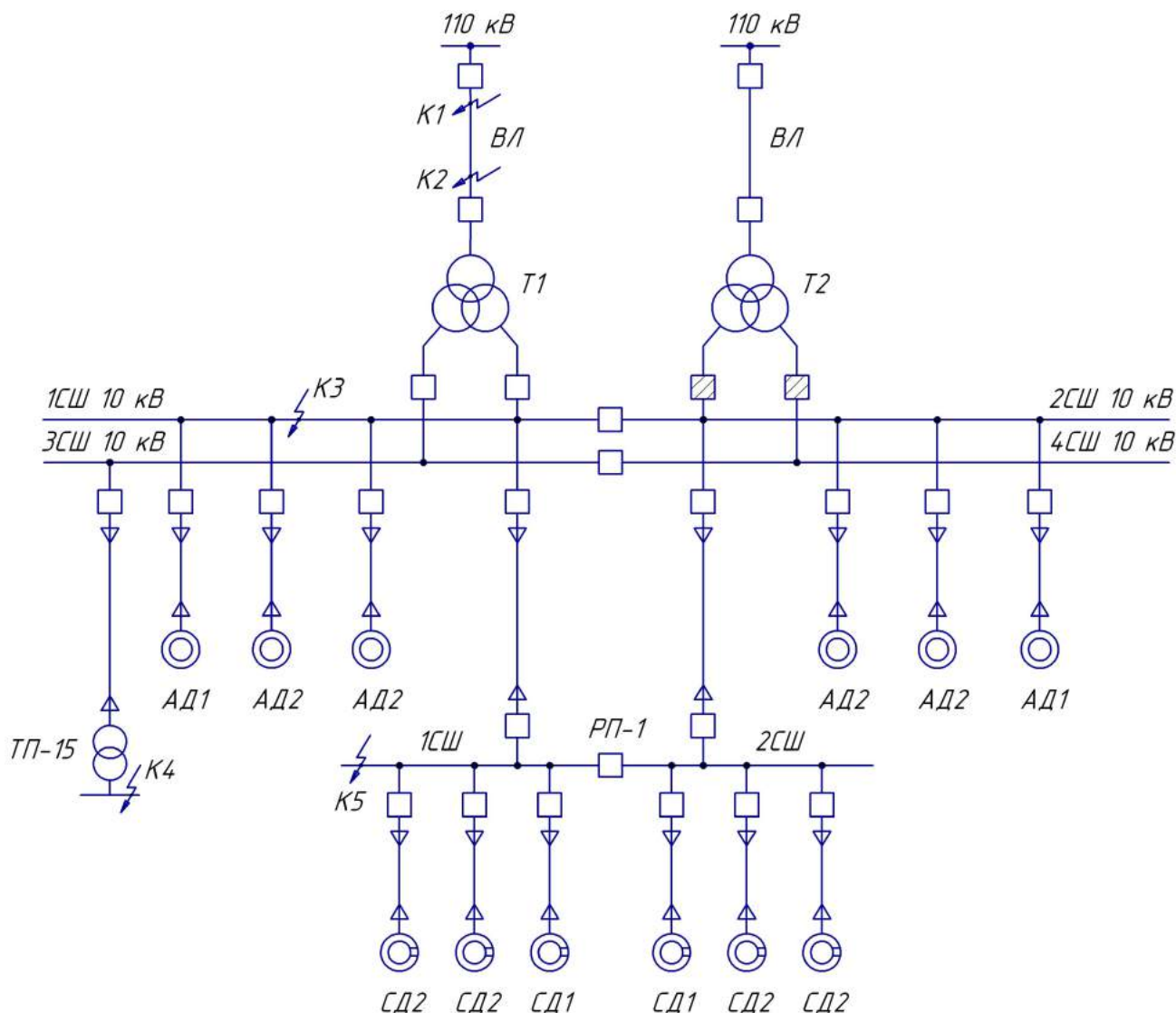


Рисунок 6.1 – Схема для расчетов токов короткого замыкания

Расчёт токов КЗ производим в следующих точках:

- $K_1$  и  $K_2$  – в схеме внешнего электроснабжения;
- $K_3$  – в РУ 10 кВ ГПП;
- $K_4$  – в сети напряжением 0,4 кВ.
- $K_5$  – в РП-1 10 кВ.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ

Лист

53



В подпитке точек  $K_1$ ,  $K_2$ ,  $K_3$  и  $K_5$  участвуют синхронные двигатели, подключенные к обеим секциям. При определении тока КЗ в точке  $K_4$  в качестве источника рассматривается только энергосистема, а подпитка от электродвигателей напряжением 10 кВ не учитывается.

Для расчета токов КЗ по схеме электроснабжения предприятия (рисунок 6.1) составляется схема замещения (рисунок 6.2).

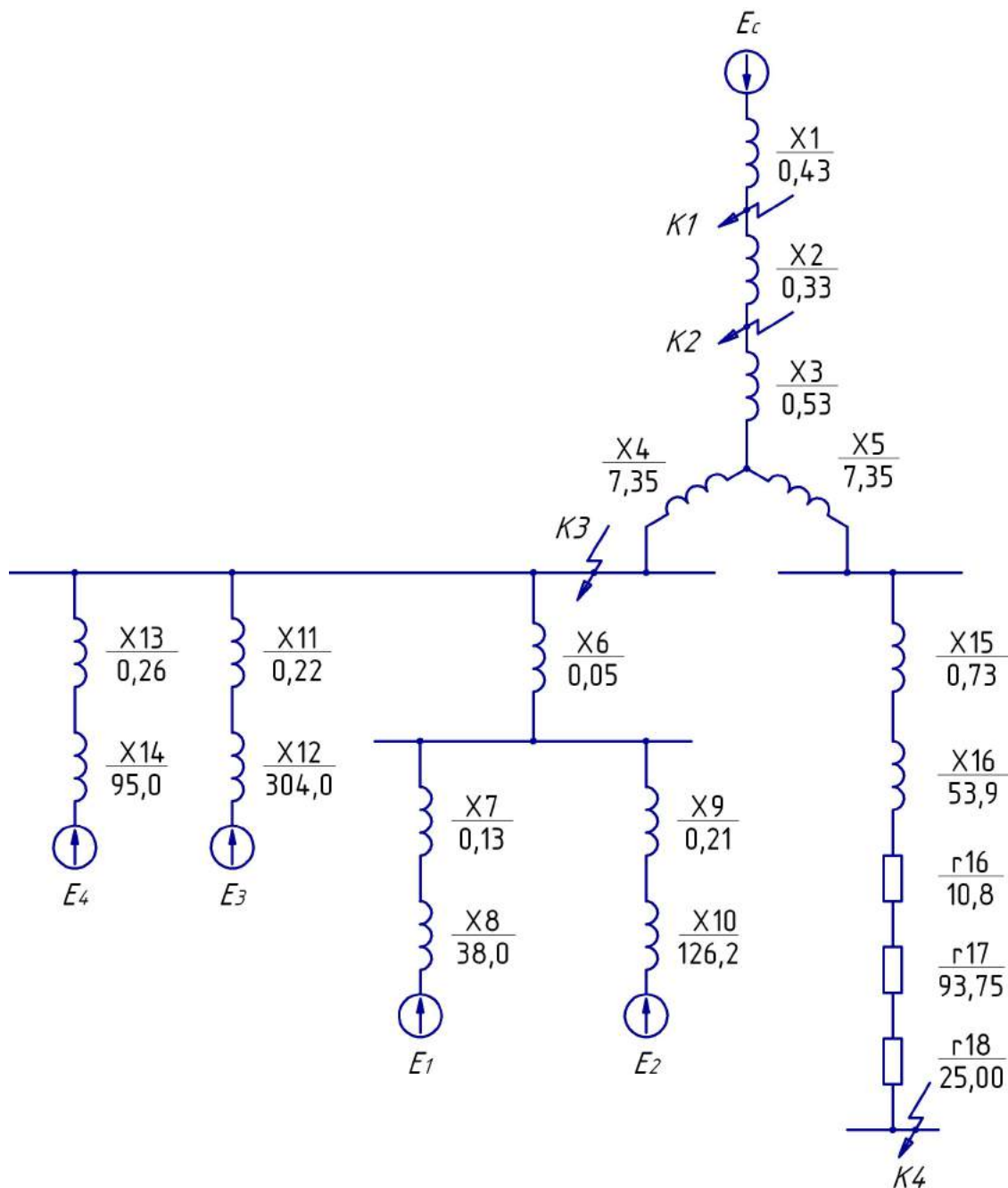


Рисунок 6.2 – Схема замещения для токов КЗ

Найдем параметры схемы замещения в относительных единицах при  $S_6 = 1000$  МВА и, принимая за базисное напряжение той ступени, на которой произошло короткое замыкание.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ

Лист

54

### Сопротивление системы

$$x_1 = x_c = \frac{S_{\text{б}}}{S_c}, \quad (6.1)$$

где  $S_c$  – мощность короткого замыкания на шинах системы, МВА.

$$x_1 = x_c = \frac{1000}{2300} = 0,43.$$

### Сопротивление воздушных линий (ВЛ)

$$x_2 = x_{\text{л}} = x_{0\text{вл}} \cdot L_{\text{вл}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср1}}^2}, \quad (6.2)$$

где  $U_{\text{ср1}}$  – среднее напряжение воздушной линии, кВ;

$L_{\text{вл}}$  – длина ВЛ, км;

$x_{0\text{вл}}$  – удельное реактивное сопротивление ВЛ, Ом/км;

$S_{\text{б}}$  – базисная мощность, МВА.

$$x_2 = x_{\text{л}} = 0,44 \cdot 10,0 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,33.$$

### Сопротивление трансформатора ГПП

$$x_{\text{т}} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{н.т}}}, \quad (6.3)$$

где  $U_{\text{к}}$  - напряжение короткого замыкания;

$S_{\text{н.т}}$  - номинальная мощность трансформатора, кВА.

$$x_{\text{т}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 4,20.$$

### Сопротивление обмотки высокого напряжения

$$x_3 = 0,125 \cdot x_{\text{т}}. \quad (6.4)$$

$$x_3 = 0,125 \cdot 4,2 = 0,53.$$

### Сопротивление обмоток низкого напряжения

$$x_4 = x_5 = 1,75 \cdot x_{\text{т}}. \quad (6.5)$$

$$x_4 = x_5 = 1,75 \cdot 4,2 = 7,35.$$

## Сопротивление кабельной линии

$$x_{\text{кл}} = \frac{1}{n_{\text{кл}}} \cdot x_{0\text{кл}} \cdot L_{\text{кл}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср2}}^2}, \quad (6.6)$$

где  $n_{\text{кл}}$  – число запараллеленных кабельных линий, шт;

$x_{0\text{кл}}$  – удельное реактивное сопротивление КЛ, Ом/км;

$L_{\text{кл}}$  – длина КЛ, км;

$U_{\text{ср2}}$  – среднее напряжение кабельной линии, кВ.

$$x_6 = \frac{1}{2} \cdot 0,06 \cdot 0,112 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,05.$$

Аналогичным образом по выражению (6.6) рассчитываются сопротивления остальных кабельных линий, изображенных на рисунке 6.2, результаты расчета представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Расчет сопротивлений кабельных линий

	$x_6$	$x_7$	$x_9$	$x_{11}$	$x_{13}$	$x_{15}$
$x_0$ , Ом/км	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
$L$ , км	0,112	0,118	0,165	0,176	0,208	0,578
$x$ , о.е.	0,05	0,13	0,21	0,22	0,26	0,73

## Сопротивление синхронных двигателей:

$$x_{\text{д}} = \frac{1}{n_{\text{д}}} \cdot \frac{1}{I_{\text{пуск}}} \cdot \frac{S_6 \cdot \cos \varphi \cdot \eta}{P_{\text{д}}}, \quad (6.7)$$

где  $I_{\text{пуск}}$  – кратность пускового тока двигателя;

$P_{\text{д}}$  – номинальная активная мощность двигателя, кВт.

$$x_8 = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{5} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3 \cdot 0,8 \cdot 0,95}{2000} = 38,0.$$

Аналогичным образом по выражению (6.7) рассчитываются сопротивления остальных двигателей, изображенных на рисунке 6.2, результаты расчета представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Расчет сопротивлений двигателей

Наименование	$x_8$	$x_{10}$	$x_{12}$	$x_{14}$
1	2	3	4	5
$P_{\text{д}}$ , кВт	2000	320	250	400
$n_{\text{д}}$	2	4	2	4

Продолжение таблицы 6.2

1	2	3	4	5
I <sub>пуск</sub>	5	5	5	5
cosφ	0,80	0,85	0,80	0,80
η	0,95	0,95	0,95	0,95
x, о.е.	38,0	126,2	304,0	95,0

В сети напряжением ниже 1 кВ необходимо учитывать активные сопротивления.

Полное сопротивление трансформатора цеховой ТП-8:

$$z_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{н.т}} \quad (6.8)$$

где  $U_k$  – напряжение короткого замыкания, %;

$S_{н.т}$  – номинальная мощность трансформатора, ВА.

$$z_{16} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1000} = 55,0. \quad (6.9)$$

Активное сопротивление трансформатора

$$r_T = \Delta P_k \cdot \frac{S_6}{S_{н.т}^2}, \quad (6.10)$$

где  $\Delta P_k$  – потери короткого замыкания трансформатора, Вт.

$$r_{16} = 10,8 \cdot \frac{1000}{1000^2} = 10,8.$$

Индуктивное сопротивление трансформатора

$$x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2}. \quad (6.11)$$

$$x_{16} = \sqrt{55,5^2 - 10,8^2} = 53,9.$$

Согласно [23, п.8.6.1] для распределительных устройств цеховых ТП переходное сопротивление контактов можно принять  $r_k = 0,015$  Ом, тогда

$$r_{17} = r_k \cdot \frac{S_6}{U_6^2}. \quad (6.12)$$

$$r_{17} = 0,015 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 93,8.$$

Активное сопротивление дуги в месте КЗ

$$r_{18} = r_d \cdot \frac{S_6}{U_6^2}. \quad (6.13)$$

$$r_{18} = 0,004 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 25,00.$$

Для расчета тока короткого замыкания в точке К<sub>3</sub> приведем схему замещения (рисунок 6.2) к виду рисунка 6.3.

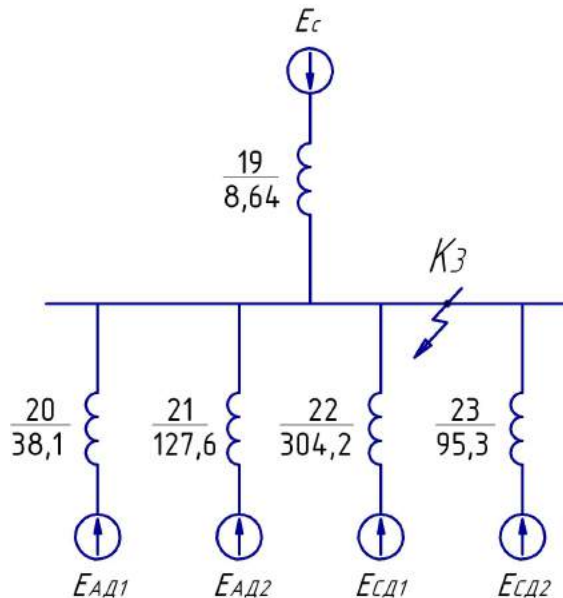


Рисунок 6.3 – Схема замещения для расчета КЗ в точке К<sub>3</sub>

Сопротивления элементов, представленных на схеме замещения, изображенной на рисунке 6.3, определим по выражениям

$$x_{19} = x_1 + x_2 + x_3 + x_4. \quad (6.14)$$

$$x_{19} = 0,43 + 0,33 + 0,53 + 7,35 = 8,64.$$

Определим сопротивления  $x_{20}$  и  $x_{21}$ , для этого найдем эквивалентное сопротивление

$$x_{\text{э1}} = \frac{1}{\frac{1}{x_7 + x_8} + \frac{1}{x_9 + x_{10}}}. \quad (6.15)$$

$$x_{\text{э1}} = \frac{1}{\frac{1}{0,13 + 38,0} + \frac{1}{0,21 + 126,2}} = 29,29.$$

## Коэффициенты токораспределения

$$C_1 = \frac{X_{\text{э1}}}{X_7 + X_8}. \quad (6.16)$$

$$C_2 = \frac{X_{\text{э1}}}{X_9 + X_{10}}. \quad (6.17)$$

$$C_1 = \frac{29,29}{0,13 + 38,0} = 0,77.$$

$$C_2 = \frac{29,29}{0,21 + 126,2} = 0,23.$$

## Результирующее сопротивление

$$X_{\text{рез1}} = X_{\text{э1}} + X_6. \quad (6.18)$$

$$X_{\text{рез1}} = 29,29 + 0,06 = 29,35.$$

## Определим сопротивления $X_{20}$ и $X_{21}$

$$X_{20} = \frac{X_{\text{рез1}}}{C_1}. \quad (6.19)$$

$$X_{21} = \frac{X_{\text{рез1}}}{C_2}. \quad (6.20)$$

$$X_{20} = \frac{29,35}{0,77} = 38,1.$$

$$X_{21} = \frac{29,35}{0,23} = 127,6.$$

## Определим сопротивления $X_{22}$ и $X_{23}$

$$X_{22} = X_{11} + X_{12}. \quad (6.21)$$

$$X_{23} = X_{13} + X_{14}. \quad (6.22)$$

$$X_{22} = 0,22 + 304,0 = 304,2.$$

$$X_{23} = 0,26 + 95,0 = 95,3.$$

## Базисный ток

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}. \quad (6.23)$$

$$I_6 = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА.}$$

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви

$$I_c = \frac{E_c}{X_{19}} \cdot I_6. \quad (6.24)$$

$$I_{AD1} = \frac{E_1}{X_{20}} \cdot I_6. \quad (6.25)$$

$$I_{AD2} = \frac{E_1}{X_{21}} \cdot I_6. \quad (6.26)$$

$$I_{CD1} = \frac{E_1}{X_{22}} \cdot I_6. \quad (6.27)$$

$$I_{CD2} = \frac{E_1}{X_{23}} \cdot I_6. \quad (6.28)$$

$$I_c = \frac{1}{8,64} \cdot 55 = 6,4 \text{ кА.}$$

$$I_{AD1} = \frac{0,9}{38,1} \cdot 55 = 1,3 \text{ кА.}$$

$$I_{AD2} = \frac{0,9}{127,6} \cdot 55 = 0,4 \text{ кА.}$$

$$I_{CD1} = \frac{1,1}{304,2} \cdot 55 = 0,2 \text{ кА.}$$

$$I_{CD2} = \frac{1,1}{95,3} \cdot 55 = 0,6 \text{ кА.}$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке К<sub>3</sub>

$$I_{кз3/0'} = I_c + I_{AD1} + I_{AD2} + I_{CD1} + I_{CD2}. \quad (6.29)$$

$$I_{кз3/0'} = 6,4 + 1,3 + 0,4 + 0,2 + 0,6 = 8,9 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k, \quad (6.30)$$

где  $k_{уд}$  – ударный коэффициент [6].

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 8,9 = 23,9 \text{ кА.}$$

Мощность короткого замыкания в точке К<sub>3</sub>

$$S_{кз3} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_k. \quad (6.31)$$

$$S_{кз3} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 8,9 = 162 \text{ МВА.}$$

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

Суммарное активное сопротивление

$$r_\Sigma = r_{16} + r_{17} + r_{18}. \quad (6.32)$$

$$r_\Sigma = 10,8 + 93,8 + 25,0 = 129,6.$$

Суммарное индуктивное сопротивление

$$x_\Sigma = x_{17} + x_{18} + x_{21}. \quad (6.33)$$

$$x_\Sigma = 0,73 + 53,9 + 8,64 = 63,3.$$

Полное сопротивление

$$z_\Sigma = \sqrt{r_\Sigma^2 + x_\Sigma^2}. \quad (6.34)$$

$$z_\Sigma = \sqrt{129,6^2 + 63,3^2} = 144,2.$$

Мощность короткого замыкания в точке К<sub>4</sub>

$$S_{кз4} = \frac{S_6}{z_4}. \quad (6.35)$$

$$S_{кз4} = \frac{1000}{144,2} = 6,9 \text{ МВА.}$$

Ток короткого замыкания при базисном напряжении  $U_6 = 0,4 \text{ кВ}$

$$I_{к4} = \frac{S_{к4}}{\sqrt{3} \cdot U_6}. \quad (6.36)$$

$$I_{к4} = \frac{6,9}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 10,0 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К<sub>4</sub>

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k, \quad (6.37)$$

где  $k_{уд}$  – ударный коэффициент [6].

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		61



$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 10,0 = 22,7 \text{ кА.}$$

Для расчета тока короткого замыкания в точке  $K_5$  приведем схему замещения (рисунок 6.2) к виду рисунка 6.3.

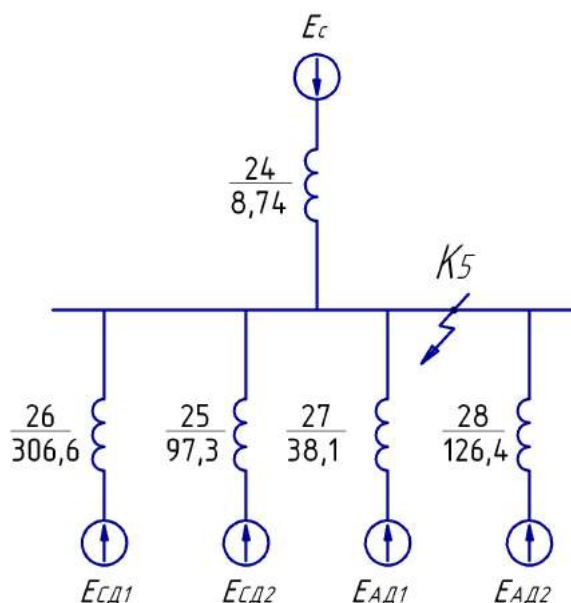


Рисунок 6.4 – Схема замещения для расчета КЗ в точке  $K_5$

Определим сопротивления  $x_{24}$ ,  $x_{25}$  и  $x_{26}$ , для этого найдем эквивалентное сопротивление

$$x_{\text{э2}} = \frac{1}{\frac{1}{x_1 + x_2 + x_3 + x_4} + \frac{1}{x_{13} + x_{14}} + \frac{1}{x_{11} + x_{12}}}. \quad (6.38)$$

$$x_{\text{э2}} = \frac{1}{\frac{1}{0,43 + 0,33 + 0,53 + 7,35} + \frac{1}{0,26 + 95,0} + \frac{1}{0,22 + 304,0}} = 7,72.$$

Коэффициенты токораспределения

$$C_3 = \frac{x_{\text{э2}}}{x_1 + x_2 + x_3 + x_4}. \quad (6.39)$$

$$C_4 = \frac{x_{\text{э2}}}{x_{13} + x_{14}}. \quad (6.40)$$

$$C_5 = \frac{x_{\text{э2}}}{x_{11} + x_{12}}. \quad (6.41)$$

$$C_3 = \frac{7,72}{0,43 + 0,33 + 0,53 + 7,35} = 0,89.$$

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

13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ

Лист

62

$$C_4 = \frac{7,72}{0,26 + 95,0} = 0,08.$$

$$C_5 = \frac{7,72}{0,22 + 304,0} = 0,03.$$

Результирующее сопротивление

$$X_{\text{рез2}} = X_{3,2} + X_6. \quad (6.42)$$

$$X_{\text{рез2}} = 7,72 + 0,06 = 7,78.$$

Определим сопротивления  $X_{24}$ ,  $X_{25}$  и  $X_{26}$

$$X_{24} = \frac{X_{\text{рез2}}}{C_3}. \quad (6.43)$$

$$X_{25} = \frac{X_{\text{рез2}}}{C_4}. \quad (6.44)$$

$$X_{26} = \frac{X_{\text{рез2}}}{C_5}. \quad (6.45)$$

$$X_{24} = \frac{7,78}{0,89} = 8,74.$$

$$X_{25} = \frac{7,78}{0,08} = 97,3.$$

$$X_{26} = \frac{7,78}{0,03} = 306,6.$$

Определим сопротивления  $X_{27}$  и  $X_{28}$

$$X_{27} = X_7 + X_8. \quad (6.46)$$

$$X_{28} = X_9 + X_{10}. \quad (6.47)$$

$$X_{27} = 0,13 + 38,0 = 38,1.$$

$$X_{28} = 0,21 + 126,2 = 126,4.$$

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви

$$I'_c = \frac{E_c}{X_{24}} \cdot I_6. \quad (6.48)$$

$$I'_{\text{АД1}} = \frac{E_1}{X_{27}} \cdot I_6. \quad (6.49)$$

$$I'_{\text{АД2}} = \frac{E_1}{X_{28}} \cdot I_6. \quad (6.50)$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ

Лист

63

$$I'_{CD1} = \frac{E_1}{X_{26}} \cdot I_6. \quad (6.51)$$

$$I'_{CD2} = \frac{E_1}{X_{25}} \cdot I_6. \quad (6.52)$$

$$I'_c = \frac{1}{8,74} \cdot 55 = 6,3 \text{ кА.}$$

$$I'_{AD1} = \frac{0,9}{38,1} \cdot 55 = 1,3 \text{ кА.}$$

$$I'_{AD2} = \frac{0,9}{126,4} \cdot 55 = 0,4 \text{ кА.}$$

$$I'_{CD1} = \frac{1,1}{306,6} \cdot 55 = 0,2 \text{ кА.}$$

$$I'_{CD2} = \frac{1,1}{97,3} \cdot 55 = 0,6 \text{ кА.}$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке  $K_5$

$$I_{кз5/0'} = I'_c + I'_{AD1} + I'_{AD2} + I'_{CD1} + I'_{CD2}. \quad (6.53)$$

$$I_{кз5/0'} = 6,3 + 1,3 + 0,4 + 0,2 + 0,6 = 8,8 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k, \quad (6.54)$$

где  $k_{уд}$  – ударный коэффициент [6].

$$i_{уд.5} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 8,8 = 23,6 \text{ кА.}$$

Мощность короткого замыкания в точке  $K_5$

$$S_{кз5} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_{к5}. \quad (6.55)$$

$$S_{кз5} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 8,8 = 160 \text{ МВА.}$$

Произведем уточнение токов короткого замыкания в точках  $K_1$  и  $K_2$ , произведенных ранее в п.4.3, но с учетом подключенных к шинам ГПП высоковольтных двигателей.

Для расчета тока короткого замыкания в точке  $K_2$  приведем схему замещения (рисунок 6.2) к виду рисунка 6.5.

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		64

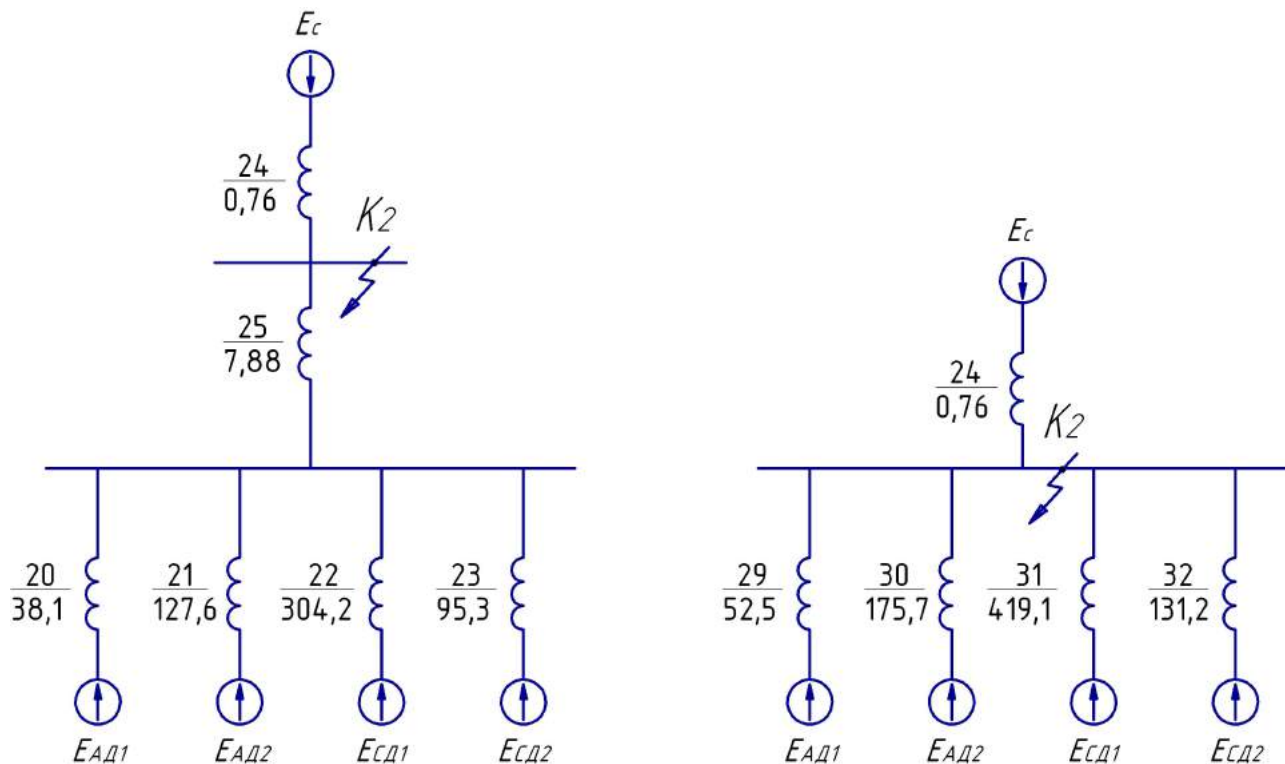


Рисунок 6.5 – Схема замещения для расчета КЗ в точке К<sub>2</sub>

Сопротивления элементов, представленных на схеме замещения, изображенной на рисунке 6.5, определим по выражениям

$$X_{24} = X_1 + X_2. \quad (6.56)$$

$$X_{25} = X_3 + X_4. \quad (6.57)$$

Определим сопротивления  $x_{29} - x_{32}$ , для этого найдем эквивалентное сопротивление

$$X_{э3} = \frac{1}{\frac{1}{X_{20}} + \frac{1}{X_{21}} + \frac{1}{X_{22}} + \frac{1}{X_{23}}}. \quad (6.58)$$

Коэффициенты токораспределения

$$C_{29} = \frac{X_{э3}}{X_{20}}. \quad (6.59)$$

$$C_{30} = \frac{X_{э3}}{X_{21}}. \quad (6.60)$$

$$C_{31} = \frac{X_{э3}}{X_{22}}. \quad (6.61)$$

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

13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ

$$C_{32} = \frac{X_{23}}{X_{23}}. \quad (6.62)$$

Результирующее сопротивление

$$X_{рез3} = X_{23} + X_{25}. \quad (6.63)$$

Определим сопротивления  $X_{29} - X_{32}$

$$X_{29} = \frac{X_{рез3}}{C_{29}}. \quad (6.64)$$

$$X_{30} = \frac{X_{рез3}}{C_{30}}. \quad (6.65)$$

$$X_{31} = \frac{X_{рез3}}{C_{31}}. \quad (6.66)$$

$$X_{32} = \frac{X_{рез3}}{C_{32}}. \quad (6.67)$$

Результаты расчета по формулам (6.56) – (6.67) представим в таблице 6.3.

Таблица 6.3

$X_{23}$	$X_{24}$	$X_{25}$	$C_{29}$	$C_{30}$	$C_{31}$	$C_{32}$	$X_{рез3}$	$X_{29}$	$X_{30}$	$X_{31}$	$X_{32}$
20,89	0,76	7,88	0,55	0,16	0,07	0,22	28,77	52,5	175,7	419,1	131,2

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви

$$I_c'' = \frac{E_c}{X_{24}} \cdot I_6. \quad (6.68)$$

$$I_{АД1}'' = \frac{E_1}{X_{29}} \cdot I_6. \quad (6.69)$$

$$I_{АД2}'' = \frac{E_1}{X_{30}} \cdot I_6. \quad (6.70)$$

$$I_{СД1}'' = \frac{E_1}{X_{31}} \cdot I_6. \quad (6.71)$$

$$I_{СД2}'' = \frac{E_1}{X_{32}} \cdot I_6. \quad (6.72)$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке  $K_2$

$$I_{кз2/0} = I_c'' + I_{АД1}'' + I_{АД2}'' + I_{СД1}'' + I_{СД2}'' \quad (6.73)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{к2}, \quad (6.74)$$

Мощность короткого замыкания в точке  $K_2$

$$S_{кз2} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_{к2}. \quad (6.75)$$

Результаты расчета по формулам (6.68) – (6.75) представим в таблице 6.4.

Таблица 6.4

$I_6$ , кА	$I_c''$ , кА	$I_{АД1}''$ , кА	$I_{АД2}''$ , кА	$I_{СД1}''$ , кА	$I_{СД2}''$ , кА	$I_{к2}$ , кА	$i_{уд2}$ , кА	$S_{к2}$ , МВ·А
5,0	6,63	0,09	0,03	0,01	0,04	6,79	17,3	1353,0

Для расчета тока короткого замыкания в точке  $K_1$  приведем схему замещения (рисунок 6.2) к виду рисунка 6.6.

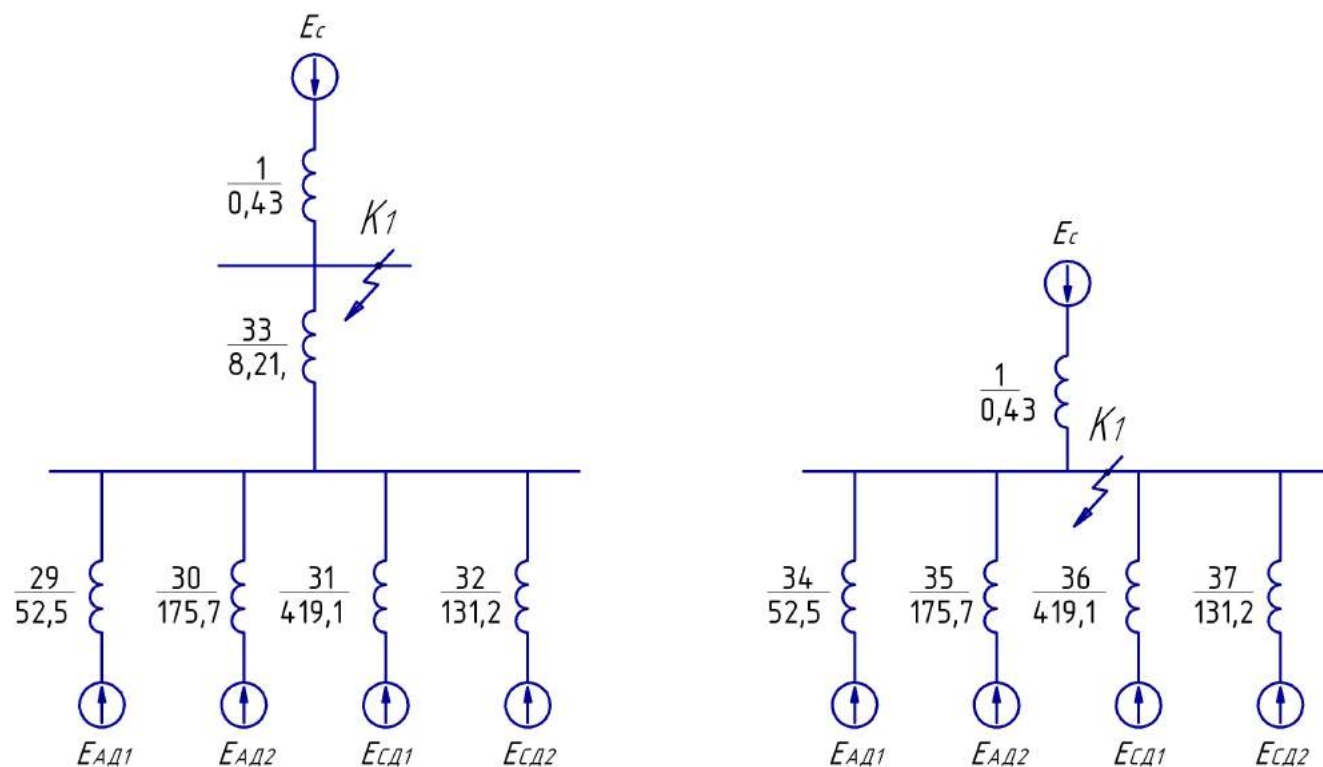


Рисунок 6.6 – Схема замещения для расчета КЗ в точке  $K_1$

Сопротивления элементов, представленных на схеме замещения, изображенной на рисунке 6.6, определим по выражениям

$$X_{33} = X_{25} + X_2. \quad (6.76)$$

Определим сопротивления  $X_{34} - X_{37}$ , для этого найдем эквивалентное сопротивление

$$X_{\text{э4}} = \frac{1}{\frac{1}{X_{29}} + \frac{1}{X_{30}} + \frac{1}{X_{31}} + \frac{1}{X_{32}}}. \quad (6.77)$$

Коэффициенты токораспределения

$$C_{34} = \frac{X_{\text{э4}}}{X_{29}}. \quad (6.78)$$

$$C_{35} = \frac{X_{\text{э4}}}{X_{30}}. \quad (6.79)$$

$$C_{36} = \frac{X_{\text{э4}}}{X_{31}}. \quad (6.80)$$

$$C_{37} = \frac{X_{\text{э4}}}{X_{32}}. \quad (6.81)$$

Результирующее сопротивление

$$X_{\text{рез4}} = X_{\text{э4}} + X_{33}. \quad (6.82)$$

Определим сопротивления  $X_{34} - X_{37}$

$$X_{34} = \frac{X_{\text{рез4}}}{C_{34}}. \quad (6.83)$$

$$X_{35} = \frac{X_{\text{рез4}}}{C_{35}}. \quad (6.84)$$

$$X_{36} = \frac{X_{\text{рез3}}}{C_{31}}. \quad (6.85)$$

$$X_{37} = \frac{X_{\text{рез3}}}{C_{32}}. \quad (6.86)$$

Результаты расчета по формулам (6.76) – (6.86) представим в таблице 6.5.

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		68

Таблица 6.5

$X_{34}$	$X_{33}$	$C_{34}$	$C_{35}$	$C_{36}$	$C_{37}$	$X_{рез4}$	$X_{34}$	$X_{35}$	$X_{36}$	$X_{37}$
28,78	8,21	0,55	0,16	0,07	0,22	36,99	52,5	175,7	419,1	131,2

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви

$$I_c''' = \frac{E_c}{X_1} \cdot I_6. \quad (6.87)$$

$$I_{AD1}''' = \frac{E_1}{X_{34}} \cdot I_6. \quad (6.88)$$

$$I_{AD2}''' = \frac{E_1}{X_{35}} \cdot I_6. \quad (6.89)$$

$$I_{CD1}''' = \frac{E_1}{X_{36}} \cdot I_6. \quad (6.90)$$

$$I_{CD2}''' = \frac{E_1}{X_{37}} \cdot I_6. \quad (6.91)$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке  $K_1$

$$I_{кз1/0}''' = I_c''' + I_{AD1}''' + I_{AD2}''' + I_{CD1}''' + I_{CD2}'''. \quad (6.92)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{к1}, \quad (6.93)$$

Мощность короткого замыкания в точке  $K_1$

$$S_{кз1} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_{к1}. \quad (6.94)$$

Результаты расчета по формулам (6.87) – (6.94) представим в таблице 6.6.

Таблица 6.6

$I_6,$ кА	$I_c''',$ кА	$I_{AD1}''',$ кА	$I_{AD2}''',$ кА	$I_{CD1}''',$ кА	$I_{CD2}''',$ кА	$I_{к1},$ кА	$i_{уд1},$ кА	$S_{к1},$ МВ·А
5,0	11,55	0,09	0,03	0,01	0,04	11,71	28,5	2333



Результаты расчета токов короткого замыкания, выполненные по выражениям (6.1) – (6.94), представим в таблице 6.7.

Таблица 6.7 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	Напряжение $U_{\text{ср}}$ расчетной точки, кВ	$I_{\text{к}}$ , кА	$i_{\text{уд}}$ , кА	Мощность КЗ ступени, МВА
K <sub>1</sub>	115,0	11,7	28,5	2333,0
K <sub>2</sub>	115,0	6,8	17,3	1353,0
K <sub>3</sub>	10,5	8,9	23,9	162,0
K <sub>4</sub>	0,4	10,0	22,7	6,9
K <sub>5</sub>	10,5	8,8	23,6	160,0

#### Выводы по разделу шесть

Для осуществления выбора и проверки коммутационной, измерительной аппаратуры на динамическую стойкость, а также проверки кабелей 10 кВ на термическую стойкость осуществлен расчет токов КЗ.

## 7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 7.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП

Перед выбором и проверкой коммутационной и измерительной аппаратуры осуществим выбор комплектного оборудования СЭС.

Распределительное устройство РУ 10 кВ выполняем комплектным (КРУ) со шкафами типа К-104М. Тип выключателя для данных ячеек ВВЭ-10У, тип трансформаторов тока ТЛК.

Рабочий ток в утяжеленном режиме вводной ячейки определим, исходя из перегрузочной способности силовых трансформаторов ГПП:

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н.}} \cdot 2} \quad (7.1)$$

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 962,3 \text{ А.}$$

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле

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

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

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

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

$$B_k = 8,9^2 \cdot (2,5 + 0,06 + 0,12) = 211,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Условия выбора, расчетные параметры сети по формулам (7.1) – (7.2) и каталожные данные ячеек КРУ [25] представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Выбор КРУ

Условия выбора [6]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные К-104М
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 962,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{y}}$	$i_{\text{y}} = 23,9 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$	$B_k = 211,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

### 7.2 Выбор выключателей КРУ

Подробный выбор выключателя на вводе в КРУ рассмотрен в таблице 7.2. Секционный выключатель принимается того же типа, что и вводной.

В ячейках КРУ типа К-104М устанавливаются вакуумные выключатели типа ВВЭ-10-20/1000 УЗ [26].

Сравнение расчетных и каталожных данных для выбранных выключателей на вводе в КРУ представим в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВВЭ-10-20/1000 УЗ
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 962,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000,0 \text{ А}$
$I_{\text{ном.отк}} \geq I_{\text{п,0}}$	$I_{\text{п,0}} = 8,9 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.отк}} = 20,0 \text{ кА}$
$i_{\text{ном}} \geq i_{\text{а,т}}$	$i_{\text{а,т}} = 3,6 \text{ кА}$	$i_{\text{а,ном}} = 14,0 \text{ кА};$
$I_{\text{дин.}} \geq I_{\text{п,0}}$	$I_{\text{п,0}} = 8,9 \text{ кА}$	$I_{\text{дин.}} = 20,0 \text{ кА}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{y}}$	$i_{\text{y}} = 23,9 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{k}}$	$B_{\text{k}} = 211,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

### 7.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ

В ячейках КРУ типа К-104М устанавливаются трансформаторы тока типа ТЛК-10-1000-0,5/10Р-УЗ [27]. Трансформатор тока в цепи секционного выключателя принимается того же типа. Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные трансформаторов тока на вводе в КРУ указаны в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ТЛК-10-1000-0,5/10Р-УЗ
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 962,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{y}}$	$i_{\text{y}} = 23,9 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{k}}$	$B_{\text{k}} = 211,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для проверки выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке составляем схему включения трансформаторов тока и измерительных приборов, представленную на рисунке 7.1.

В цепи устанавливаются следующие измерительные приборы: амперметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии, включенные по схеме неполной звезды (таблица 7.4).

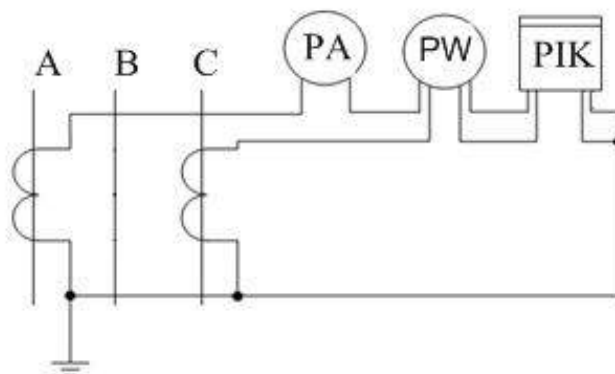


Рисунок 7.1 – Схема включения приборов в неполную звезду

Таблица 7.4 – Перечень измерительных приборов в цепи трансформаторов тока

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, ВА		
			A	B	C
Амперметр	Э-335	1,0	0,5	-	-
Ваттметр	Д-335	1,5	0,5	-	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии	СЭТ 4.ТМ.03М	0,5	0,1	-	0,1
Итого			1,1	-	0,6

#### Сопротивление приборов

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2},$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов для обеспечения работы трансформатора тока в требуемом классе точности:

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}},$$

где  $r_{\text{к}}$  - сопротивление контактов, Ом;

$z_{2\text{ном}}$  - вторичная номинальная нагрузка, Ом.

$$r_{\text{пр}} = 0,4 - 0,04 - 0,1 = 0,26 \text{ Ом.}$$

Сечение соединительных проводов при соединении в неполную звезду:

$$q = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}.$$

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

13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ

Лист

73

$$q = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 4}{0,26} = 0,8 \text{ мм}^2.$$

Выбор выключателей и трансформаторов тока, устанавливаемых в ячейках отходящих линий, представлен в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Выбор выключателей и трансформаторов тока

Кабельные линии	U <sub>ном</sub> , кВ	I <sub>max</sub> , А	I <sub>п.0</sub> , кА	i <sub>у</sub> , кА	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
ГПП-ТП1	10,5	13	8,9	23,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-20-0,5/10Р У3
ГПП-ТП2	10,5	74	8,9	23,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-75-0,5/10Р У3
ГПП-ТП3	10,5	123	8,9	23,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-150-0,5/10Р У3
ГПП-ТП4	10,5	154	8,9	23,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-200-0,5/10Р У3
ГПП-ТП6	10,5	154	8,9	23,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-200-0,5/10Р У3
ГПП-ТП13	10,5	127	8,9	23,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-150-0,5/10Р У3
ГПП-ТП9	10,5	161	8,9	23,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-200-0,5/10Р У3
ГПП-ТП10	10,5	100	8,9	23,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3
ГПП-ТП12	10,5	26	8,9	23,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-30-0,5/10Р У3
ГПП-ТП14	10,5	80	8,9	23,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3
ГПП-РП1	10,5	384	8,9	23,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-400-0,5/10Р У3
РП1-АД1	10,5	137	8,9	23,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-150-0,5/10Р У3
РП1-АД2	10,5	21	8,9	23,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-30-0,5/10Р У3
РП1-ПЧ	10,5	106	8,9	23,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-150-0,5/10Р У3
РП1-ИП	10,5	85	8,9	23,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3
ГПП-СД1	10,5	17	8,9	23,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-30-0,5/10Р У3
ГПП-СД2	10,5	27	8,9	23,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-30-0,5/10Р У3

#### 7.4 Выбор трансформаторов напряжения

В ячейках типа К-104М к установке принимаем трансформатор напряжения типа НАЛИ-СЭЩ-10 (рисунок 7.2), так как данный трансформатор напряжения обладает рядом преимуществ перед аналогичными антирезонансными трансформаторами напряжения [28]:

- главное преимущество перед масляными трансформаторами напряжения – пожаро- и взрывобезопасность;
- сохраняется работоспособность и гарантируется номинальный класс, точности при обратном чередовании фаз, а также имеется возможность проверки работоспособности допобмотки, соединенной в замкнутый треугольник по сравнению с трехфазным масляным трансформатором напряжения типа НАМИ;
- имеется возможность замены одного или нескольких трансформаторов, входящих в трехфазную группу и вышедших из строя по какой-либо причине;
- заземление нейтрали высоковольтной обмотки выполнено через индуктивное сопротивление обмотки ТПН, это более эффективный метод защиты от феррорезонансных процессов, по сравнению с широко известной трехфазной группой 3хЗНОЛ, заземляемой через резисторы.

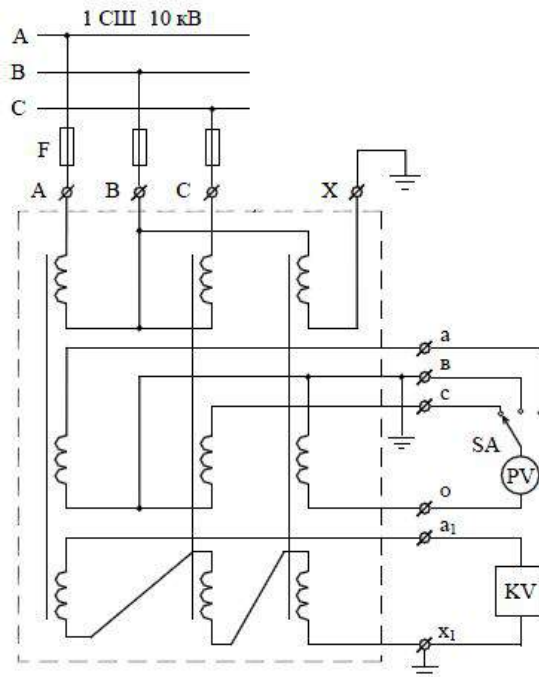


Рисунок 7.2 - Схема подключения трансформатора напряжения

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

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим условиям:  
– по напряжению

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} ; \quad (7.3)$$

– по конструкции и схеме соединения обмоток;  
– по классу точности.

Чтобы трансформатор напряжения работал в заданном классе точности, должно выполняться условие:

$$S_{2\text{ном}} \geq S_{\text{нагр}} ; \quad (7.4)$$

где  $S_{\text{нагр}}$  - мощность всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА;

$S_{2\text{ном}}$  - номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора напряжения в заданном классе точности, ВА.

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПКН001-10У3и втычной разъединитель.

Схема включения трансформаторов напряжения – «звезда с землей - звезда с землей - разомкнутый треугольник» представлена на рисунке 7.2.

Выбор трансформаторов напряжения по выражениям (7.3) – (7.4), устанавливаемых в ячейках КРУ, представлен в таблице 7.6

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

13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ

Лист

75

Таблица 7.6 – Выбор трансформаторов напряжения

Прибор и место его установки		Тип	Мощ-ть одной обм-ки, ВА	Чис-ло обм-к	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая мощность	
								P <sub>2</sub> , Вт	Q <sub>2</sub> , вар
PV	Секция СШ	Э-335	2,0	1	1,00	0,00	2	4	-
PW	Цепь силового тр-ра	Д-335	1,5	2	1,00	0,00	1	3	-
PIK	Цепь силового трансформатора и отходящих линий	СЭТ 4.ТМ	3,0	2	0,38	0,93	10	15	20
Итого								22	20
НАЛИ-СЭЦ-10У3		Трехфазный трансформатор напряжения						S <sub>2Σ</sub> = 30 ВА	
U <sub>ном</sub> = 10 кВ									
S <sub>2,кл.т.чн.0,5</sub> = 200 ВА		S <sub>2ном</sub> = 200 > S <sub>2Σ</sub>							

### 7.5 Выбор ячеек, устанавливаемых на вводе цеховых ТП

На вводах магистрально подключенных цеховых ТП принимаем к установке камеры сборные одностороннего обслуживания серии КСО-366-4н-2У3, которые комплектуются выключателями нагрузки с предохранителями типа ВНР-10 (с ручным приводом ПР-17) и разъединителями серии РВ-10 [29].

Для примера рассмотрим выбор указанных выше коммутационных аппаратов для ТП-4, на которых установлены по два трансформатора типа ТМГ-1000.

Рабочий ток в утяжеленном режиме для трансформатора ТМГ-1000:

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}$$

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 80,8 \text{ А.}$$

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные выключателей нагрузки с предохранителями [29] представлены в таблицах 7.7 и 7.8 соответственно.

Таблица 7.7 – Выбор выключателей нагрузки

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВНР-10/400У3
1	2	3
U <sub>ном</sub> ≥ U <sub>уст</sub>	U <sub>уст</sub> = 10,5 кВ	U <sub>ном</sub> = 10,5 кВ

Продолжение таблицы 7.7

1	2	3
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 80,8 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 400,0 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} \geq i_y$	$i_y = 23,9 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 51,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$	$B_k = 61,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 7.8 – Выбор предохранителей

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ПКТ103-10-100-20У3
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 80,8 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 100 \text{ А}$
$I_{\text{ном.отк}} \geq I_k$	$I_k = 8,9 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.отк}} = 20 \text{ кА}$

Аналогично выбираются выключатели нагрузки и предохранители на вводе других ТП. Результаты расчёта сведём в таблицу 7.9.

Таблица 7.9 – Выбор выключателей нагрузки с предохранителями

Номер ТП	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$I_{\text{max}}$ , А	$I_{\text{отк.}}$ , кА	Тип предохранителя	Тип выключателя нагрузки
ТП-3	10,5	50,9	8,9	ПКТ102-10-80-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-4	10,5	80,8	8,9	ПКТ102-10-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-5	10,5	80,8	8,9	ПКТ102-10-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-7	10,5	50,9	8,9	ПКТ102-10-80-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-8	10,5	80,8	8,9	ПКТ102-10-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-10	10,5	50,9	8,9	ПКТ102-10-80-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-11	10,5	50,9	8,9	ПКТ102-10-80-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-13	10,5	50,9	8,9	ПКТ102-10-80-20У3	ВНР-10/400 У3

### 7.6 Выбор соединения силового трансформатора ГПП с РУ НН ГПП

В качестве токоведущей части, соединяющей силовые трансформаторы с КРУ, используем закрытый комплектный токопровод типа ТЗК-10-1600-81УХЛ3 [30]. Выбор токопровода представим в таблице 7.10.

Таблица 7.10 – Выбор токопровода

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 962,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600,0 \text{ А}$
$i_{\text{д}} \geq i_y$	$i_y = 23,9 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 81,0 \text{ кА}$



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

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

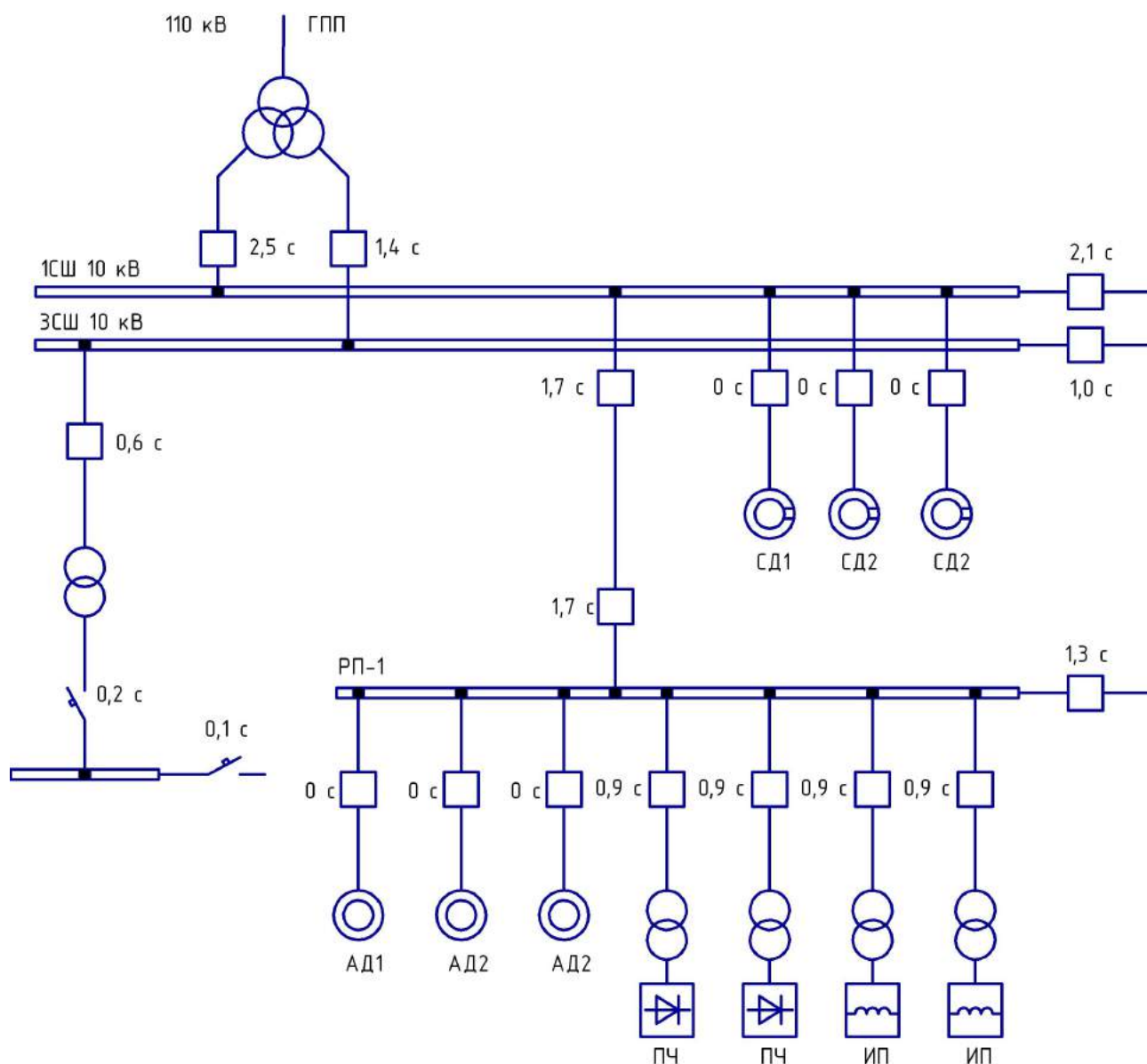


Рисунок 7.3 – Карта селективности

Термически стойкое сечение определим по выражению:

$$F_{\text{т.с.}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (7.5)$$

где  $C=94$  – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля,  $\frac{A \cdot c^{1/2}}{\text{мм}^2}$  [6, табл.2.72];

$B_k$  – тепловой импульс тока КЗ,  $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$ .

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ

Лист  
78

$$F_{т.с.}^{ТП} = \frac{\sqrt{61,5 \cdot 10^6}}{94} = 83 \text{ мм}^2.$$

Результаты расчетов термически стойких сечений по выражению (7.5) представим в таблице 7.11.

Таблица 7.11 – Проверка кабелей на термическую стойкость

Начало и конец кабельной линии	$I_k$ , кА	$t_{р.з.}$ , с	$t_{о.в.}$ , с	$T_a$ , с	$B_k$ , $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$C$ , $\frac{\text{А} \cdot \text{с}^{1/2}}{\text{мм}^2}$	$F_{т.с.}$ , $\text{мм}^2$
ГПП – ТП	8,9	0,6	0,06	0,12	61,5	94	87
ГПП – РП1	8,9	1,7	0,06	0,12	148,3	94	130
РП1 – АД	8,9	0,0	0,06	0,12	14,2	94	40
РП1 – ПЧ	8,9	0,9	0,06	0,12	85,2	94	98
РП1 – ИП	8,9	0,9	0,06	0,12	85,2	94	98
ГПП – СД	8,9	0,0	0,06	0,12	14,2	94	40

В таблице 7.12 представим все кабели, для которых произведено увеличение площади сечения, выбранной по условиям нормального и утяжеленного режимов работы, до термически устойчивого сечения.

Таблица 7.12 – Термически устойчивые сечения кабелей

Начало и конец кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, $\text{мм}^2$	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, $\text{мм}^2$	Тип и площадь сечения нового кабеля
ГПП-ТП1	7	95	ААШВ-10 (3x95)
ГПП-ТП2	22	95	ААШВ-10 (3x95)
ГПП-ТП3	36	95	ААШВ-10 (3x95)
ТП3-ТП7	21	95	ААШВ-10 (3x95)
ГПП-ТП4	45	95	ААШВ-10 (3x95)
ТП4-ТП5	23	95	ААШВ-10 (3x95)
ГПП-ТП6	45	95	ААШВ-10 (3x95)
ТП6-ТП7	23	95	ААШВ-10 (3x95)
ГПП-ТП13	37	95	ААШВ-10 (3x95)
ТП13-ТП8	23	95	ААШВ-10 (3x95)
ГПП-ТП9	47	95	ААШВ-10 (3x95)
ГПП-ТП10	29	95	ААШВ-10 (3x95)
ТП10-ТП11	15	95	ААШВ-10 (3x95)
ГПП-ТП12	15	95	ААШВ-10 (3x95)
ГПП-ТП14	23	95	ААШВ-10 (3x95)
РП1-АД2	12	50	ААШВ-10 (3x50)
РП1-ПЧ	62	120	ААШВ-10 (3x120)
РП1-ИП	50	120	ААШВ-10 (3x120)
ГПП-СД1	10	50	ААШВ-10 (3x50)
ГПП-СД2	16	50	ААШВ-10 (3x95)

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

13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ

Лист

79

## 7.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

Потребители собственных нужд подстанций делятся на ответственных и неответственных. Ответственными механизмами являются система охлаждения силовых трансформаторов, сети аварийного освещения, система пожаротушения, система подогрева приводов разъединителей и подогрева шкафов КРУ, система оперативного управления, связи и телемеханики. Кроме того, потребителями собственных нужд подстанции являются освещение, отопление, вентиляция ЗРУ, освещение ОРУ также относится к потребителям собственных нужд. На двухтрансформаторной подстанции 110 кВ устанавливается не менее двух трансформаторов собственных нужд. Мощность трансформаторов собственных нужд должна выбираться в соответствии с нагрузками собственных нужд в разных режимах работы подстанции с учетом коэффициентов одновременности и загрузки, а также с учетом перегрузочной способности трансформаторов в послеаварийном режиме.

Мощность трансформатора собственных нужд, принимаем равной 0,1% от мощности силового трансформатора:

$$S_{\text{тсн}} = \frac{0,1}{100} \cdot S_{\text{н.т. ГПП}}.$$

$$S_{\text{тсн}} = \frac{0,1}{100} \cdot 25000 = 25 \text{ кВА.}$$

Исходя из условий питания вспомогательных механизмов предприятия, выбираем два трансформатора типа ТМ-25/10, которые подключаются к обмотке НН силовых трансформаторов ГПП через предохранители типа ПКТ-101-10-16-12,5.

## 7.9 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП

Выбранные цеховые трансформаторные подстанции укомплектованы автоматическими выключателями серии «Электрон» производства завода «Контактор» г.Ульяновск [31]. Выбор вводных и секционных автоматических выключателей на стороне низшего напряжения цеховых ТП представим в таблице 7.13.

Таблица 7.13 – Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП

Номер ТП	Место установки выключателя	$I_{\text{утяж}}$ , А	$I_{\text{к}}$ , кА	$i_{\text{уд}}$ , кА	Тип выключателя
1	2	3	4	5	6
ТП-1	Вводной	324	10,0	22,7	Э06В-630УХЛ3
	Секционный	162	10,0	22,7	Э06В-630УХЛ3
ТП-2	Вводной	2020	10,0	22,7	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	1010	10,0	22,7	Э06В-1600УХЛ3
ТП-3	Вводной	1272	10,0	22,7	Э16В-1600УХЛ3

Продолжение таблицы 7.13

1	2	3	4	5	6
ТП-3	Секционный	636	10,0	22,7	Э06В-1000УХЛЗ
ТП-4	Вводной	2525	10,0	22,7	Э40В-4000УХЛЗ
	Секционный	1263	10,0	22,7	Э16В-1600УХЛЗ
ТП-5	Вводной	2525	10,0	22,7	Э40В-4000УХЛЗ
	Секционный	1263	10,0	22,7	Э16В-1600УХЛЗ
ТП-6	Вводной	2525	10,0	22,7	Э40В-4000УХЛЗ
	Секционный	1263	10,0	22,7	Э16В-1600УХЛЗ
ТП-7	Вводной	1272	10,0	22,7	Э16В-1600УХЛЗ
	Секционный	636	10,0	22,7	Э06В-1000УХЛЗ
ТП-8	Вводной	2020	10,0	22,7	Э25В-2500УХЛЗ
	Секционный	1010	10,0	22,7	Э06В-1600УХЛЗ
ТП-9	Вводной	2020	10,0	22,7	Э25В-2500УХЛЗ
	Секционный	1010	10,0	22,7	Э06В-1600УХЛЗ
ТП-10	Вводной	2020	10,0	22,7	Э25В-2500УХЛЗ
	Секционный	1010	10,0	22,7	Э06В-1600УХЛЗ
ТП-11	Вводной	1272	10,0	22,7	Э16В-1600УХЛЗ
	Секционный	636	10,0	22,7	Э06В-1000УХЛЗ
ТП-12	Вводной	1272	10,0	22,7	Э16В-1600УХЛЗ
	Секционный	636	10,0	22,7	Э06В-1000УХЛЗ
ТП-13	Вводной	1272	10,0	22,7	Э16В-1600УХЛЗ
ТП-14	Вводной	1272	10,0	22,7	Э16В-1600УХЛЗ
	Секционный	636	10,0	22,7	Э06В-1000УХЛЗ
ТП-15	Вводной	2020	10,0	22,7	Э25В-2500УХЛЗ
	Секционный	1010	10,0	22,7	Э06В-1600УХЛЗ

Выводы по разделу семь

В данном разделе произведен выбор коммутационной аппаратуры в сети 10 и 0,4 кВ предприятия.

## 8 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ РЕЖИМА НЕЙТРАЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Работа электрических сетей 10 кВ может предусматриваться как с изолированной нейтралью, так и с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор или резистор. Компенсация емкостного тока замыкания на землю должна применяться при значениях этого тока в нормальных режимах в сетях, имеющих железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях электропередачи – более 10 А [11, п.1.2.16].

Произведем оценку значения емкостного тока в сети предприятия.

Суммарное значение емкостного тока сети предприятия

$$I_{с.Σ} = I_{двΣ} + I_{с.л.Σ}.$$

Емкостный ток двигателя

$$I_{с.дв} = 2\pi \cdot f \cdot 3 \cdot C_{дв} \cdot U_{ном.ф.}.$$

Найдем емкость фазы электродвигателя

$$C_{дв} = \frac{0,0187 \cdot P_{ном.дв} \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \cos \varphi \cdot \sqrt{U_{ном}} \cdot (1 + 0,08 \cdot U_{ном})}.$$

$$C_{ад1} = \frac{0,0187 \cdot 2,0 \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot 0,9 \cdot 0,8 \cdot \sqrt{10} \cdot (1 + 0,08 \cdot 10)} = 10,2 \cdot 10^{-9} \text{ Ф.}$$

$$C_{ад2} = \frac{0,0187 \cdot 0,32 \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot 0,9 \cdot 0,85 \cdot \sqrt{10} \cdot (1 + 0,08 \cdot 10)} = 1,5 \cdot 10^{-9} \text{ Ф.}$$

$$C_{сд1} = \frac{0,0187 \cdot 0,25 \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot 0,9 \cdot 0,8 \cdot \sqrt{10} \cdot (1 + 0,08 \cdot 10)} = 1,3 \cdot 10^{-9} \text{ Ф.}$$

$$C_{сд2} = \frac{0,0187 \cdot 0,4 \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot 0,9 \cdot 0,8 \cdot \sqrt{10} \cdot (1 + 0,08 \cdot 10)} = 2,0 \cdot 10^{-9} \text{ Ф.}$$

Тогда емкостный ток двигателей составит

$$I_{с.ад1} = 2\pi \cdot 50 \cdot 3 \cdot 10,2 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 0,055 \text{ А.}$$

$$I_{с.ад2} = 2\pi \cdot 50 \cdot 3 \cdot 1,5 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 0,008 \text{ А.}$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ

Лист

82

$$I_{с.сд1} = 2\pi \cdot 50 \cdot 3 \cdot 1,3 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 0,007 \text{ А.}$$

$$I_{с.сд2} = 2\pi \cdot 50 \cdot 3 \cdot 2,0 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 0,011 \text{ А.}$$

Суммарный емкостный ток от всех двигателей предприятия

$$I_{с.дв\Sigma} = \sum_{i=1}^n n_{двi} \cdot I_{с.двi}.$$

$$I_{с.дв\Sigma} = 0,055 \cdot 2 + 0,008 \cdot 4 + 0,007 \cdot 2 + 0,011 \cdot 4 = 0,20 \text{ А.}$$

Суммарный емкостный ток от кабельных и воздушных линий завода

$$I_{сл.\Sigma} = \frac{U_{НОМ} \cdot (35 \cdot L_{кл\Sigma} + L_{вл\Sigma})}{350},$$

где  $L_{кл\Sigma}$  – суммарная протяженность кабельных линий предприятия, км;

$L_{вл\Sigma}$  – суммарная протяженность воздушных линий предприятия, км.

$$I_{сл.\Sigma} = \frac{10 \cdot (35 \cdot 8,74 + 0)}{350} = 8,74 \text{ А.}$$

Тогда суммарное значение емкостного тока сети предприятия

$$I_{с.\Sigma} = 8,74 + 0,20 = 8,94 \text{ А.}$$

Выводы по разделу восемь

Расчет показал, что суммарное значение емкостного тока сети предприятия не превышает допустимого значения 10 А, поэтому не применяем устройств для компенсации емкостных токов.

## 9 РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Оптимальный выбор средств компенсации реактивной мощности является составной частью построения рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия.

На рисунке 9.1 приведена схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности.

В таблице 9.1 приведены исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности.

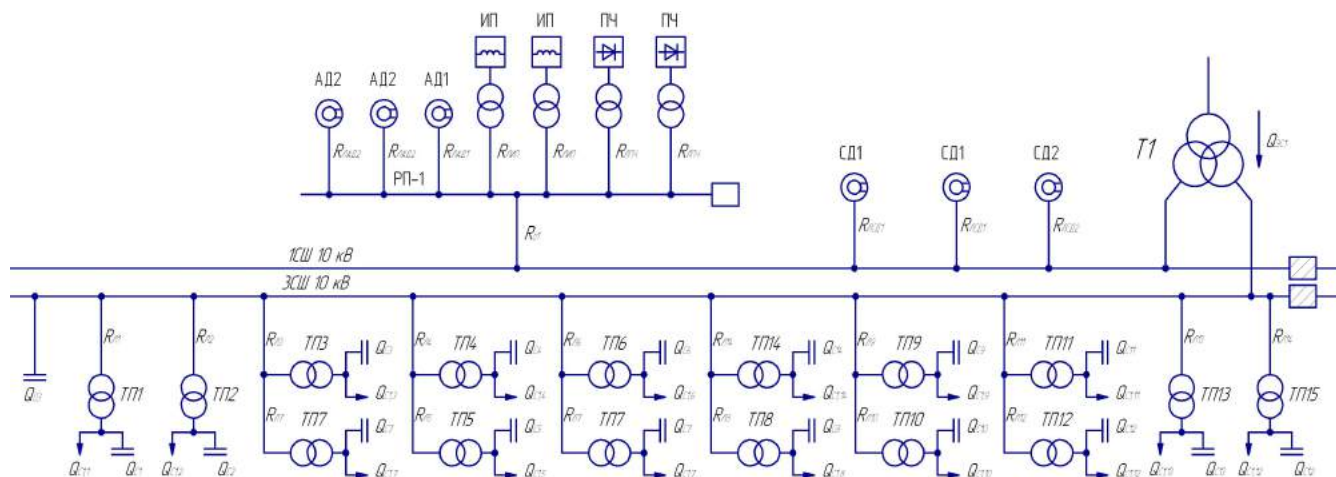


Рисунок 9.1 – Схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности

Активные сопротивления трансформаторов, приведенные к напряжению 10 кВ, определяются по формуле:

$$R_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{н.}^2}{S_{н.т.}^2}, \quad (9.1)$$

где  $\Delta P_k$  – мощность короткого замыкания трансформатора, кВт;

$S_{н.т.}$  – номинальная мощность трансформатора, ВА.

$$R_{т1} = \frac{3700 \cdot 10^2}{250^2} = 5,92 \text{ Ом.}$$

Активные сопротивления кабельных линий найдем по формуле:

$$R_{л} = r_{0л} \cdot L. \quad (9.2)$$

$$R_{л1} = 0,41 \cdot 0,134 = 0,05 \text{ Ом.}$$

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

13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ

Лист

84

Аналогичные расчеты проводятся для остальных ТП и линий по выражениям (9.1) – (9.2), результаты сведены в таблицу 9.1.

Таблица 9.1 - Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

Трансформаторная подстанция	$S_{н.т.i}$ , кВА	$Q_{li}$ , квар	$\Delta Q_{ti}$ , квар	$R_{ti}$ , Ом	$R_{li}$ , Ом
ТП-1	160	62	7	11,33	0,05
ТП-2	1000	368	29	1,08	0,06
ТП-3	630	302	23	1,91	0,22
ТП-4	1250	341	34	0,69	0,05
ТП-5	1250	341	34	0,69	0,05
ТП-6	1250	341	34	0,69	0,09
ТП-7	630	337	26	1,91	0,01
ТП-8	1000	267	32	1,08	0,06
ТП-9	1000	370	34	1,08	0,06
ТП-10	1000	370	34	1,08	0,02
ТП-11	630	251	24	1,91	0,03
ТП-12	630	270	22	1,91	0,07
ТП-13	630	278	22	1,91	0,15
ТП-14	630	195	22	1,91	0,08
ТП-15	1000	433	35	1,08	0,06
Итого		4527	411		

Наметим все возможные места установки дополнительных компенсирующих устройств – батарей конденсаторов (БК): низковольтные сборные шины цеховых ТП ( $Q_{ci}$ ); сборные шины распределительных устройств (РУ) напряжением 10 кВ ГПП ( $Q_0$ ). Кроме того, реактивная мощность может быть получена из энергосистемы ( $Q_{zc}$ ).

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной мощности

$$C_0 = \delta(\alpha \cdot K_M + \beta \cdot \tau),$$

где  $\delta$  – поправочный коэффициент;

$\alpha=959,11 \cdot 12=11509,32$  руб/ кВт·год – основная ставка тарифа;

$\beta=1,3488$  руб/ кВт·ч – стоимость одного кВт·ч электроэнергии;

$\tau$  – число часов максимальных потерь, ч/год;

$K_M$  – отношение потерь активной мощности предприятия  $\Delta P_0$  в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям  $\Delta P_M$  активной мощности предприятия.

$$C_0 = 1,03 \cdot (11509,32 \cdot 1 + 1,3488 \cdot 2742) = 15664 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}}.$$



Затраты на генерацию реактивной мощности низковольтными БК (0,4 кВ):

$$Z_{\text{ИГ.КН}} = E \cdot K_{\text{БКН}} \cdot \alpha_{\text{изм}} + C_0 \cdot \Delta P_{\text{БКН}};$$

где  $E$  - нормативные отчисления от стоимости БК, 1/лет;

$K_{\text{БКН}}$  - удельная стоимость низковольтных батарей конденсаторов;

$\Delta P_{\text{БКН}}$  - удельные потери в низковольтных конденсаторах, кВт/Мвар;

$\alpha_{\text{изм}}$  - индекс изменения сметной стоимости [22].

Тогда

$$Z_{\text{ИГ.КН}} = 0,223 \cdot 12000 \cdot 74,09 + 15664 \cdot 4 = 260921 \text{ руб/Мвар.}$$

Затраты на генерацию реактивной мощности высоковольтными БК (10 кВ)

$$Z_{\text{ИГ.КВ}} = Z_{10} = E \cdot K_{\text{БКВ}} \cdot \alpha_{\text{изм}} + C_0 \cdot \Delta P_{\text{БКВ}},$$

где  $K_{\text{БКВ}}$  - удельная стоимость высоковольтных батарей конденсаторов,

$\Delta P_{\text{БКВ}}$  - удельные потери в высоковольтных конденсаторах, кВт/Мвар.

Тогда

$$Z_{\text{ИГ.КВ}} = Z_{10} = 0,223 \cdot 6000 \cdot 74,09 + 15664 \cdot 2 = 130460 \text{ руб/Мвар.}$$

Также в составе электроприемников имеются синхронные двигатели. Данные о двигателях приведены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Данные о двигателях

Наименование	Тип двигателя	$U_n$ , кВ	$P_{\text{Д.ном.}i}$ , кВт	$Q_{\text{Д.ном.}i}$ , Мвар	$N_i$ , шт	$n_i$ , об/мин	$D_{1i}$ , кВт	$D_{2i}$ , кВт
СД1	СТД	10	0,25	0,13	2	3000	0,8	1,28
СД2	СТД	10	0,40	0,21	4	3000	1,28	2,06

Располагаемая реактивная мощность СД:

$$Q_{\text{СД.}mi} = \alpha_m \cdot N_i \cdot \sqrt{P_{\text{СД.ном.}i}^2 + Q_{\text{СД.ном.}i}^2}. \quad (9.3)$$

Затраты на генерацию реактивной мощности синхронными двигателями:

$$Z_{\text{1Г.СД}i} = C_0 \cdot \frac{D_{1i}}{Q_{\text{СД.н.}i}}. \quad (9.4)$$

$$Z_{\text{2Г.СД}i} = C_0 \cdot \frac{D_{2i}}{N_i \cdot Q_{\text{СД.н.}i}^2}, \quad (9.5)$$

где  $D_{1i}$ ,  $D_{2i}$  - параметры, характеризующие потери активной мощности в СД.

$$Q_{\text{сдi}} = \frac{3_{10} - 3_{1\text{Г.сдi}}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{\text{э.сдi}}}, \quad (9.6)$$

$$R_{\text{э.сдi}} = \frac{R_{\text{л.сдi}}}{N_1} + \frac{3_{2\text{Г.сдi}}}{a \cdot C_0}. \quad (9.7)$$

Результаты расчета по формулам (9.3) – (9.7) сведены в таблицу 9.3.

Таблица 9.3

Наименование	$Q_{\text{сд.ми}}$ , Мвар	$3_{1\text{Г.сдi}}$ , руб/Мвар	$3_{2\text{Г.сдi}}$ , руб/Мвар <sup>2</sup>	$R_{\text{э.сдi}}$ , Ом	$Q_{\text{сдi}}$ , Мвар
СД1	0,338	96396	593204	3,85	0,03
СД2	1,084	95478	182928	1,21	0,09
Итого	1,422				0,12

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

Для ТП, питающихся по радиальным линиям, (рисунок 9.2) эквивалентное сопротивление составит

$$R_{\text{э1}} = r_1 = R_{\text{л1}} + R_{\text{т1}}. \quad (9.8)$$

$$R_{\text{э1}} = r_1 = 0,05 + 5,92 = 5,97 \text{ Ом.}$$

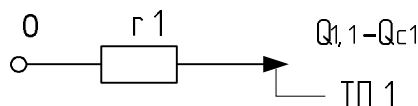


Рисунок 9.2 – Схема замещения радиальной линии

Для ТП, питающихся по магистральной линии (рисунок 9.3), например, ТП-3 и ТП-7, эквивалентная проводимость точки 1 схемы определяется по формуле

$$\frac{1}{R_{\text{т1}}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2}, \quad (9.9)$$

$$\frac{1}{R_{\text{т1}}} = \frac{1}{1,91} + \frac{1}{0,01 + 1,08} = 1,44.$$

Эквивалентные сопротивления присоединений:

$$R_{\text{э1}} = \left( 1 + \frac{r_{01}}{R_{\text{т1}}} \right) r_1. \quad (9.10)$$

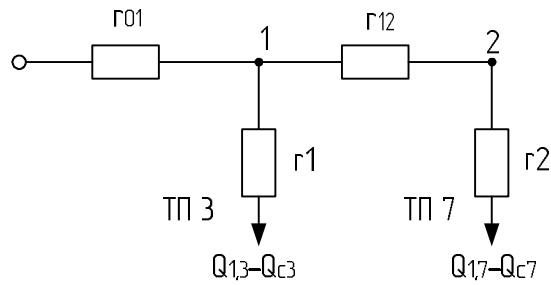


Рисунок 9.3 – Схема замещения магистральных линий

$$R_{\Sigma 2} = \left( 1 + \frac{r_{01}}{R_{r1}} \right) \cdot (r_{12} + r_2). \quad (9.11)$$

$$R_{\Sigma 1} = \left( 1 + \frac{0,22}{0,70} \right) \cdot 1,91 = 2,53 \text{ Ом.}$$

$$R_{\Sigma 2} = \left( 1 + \frac{0,22}{0,70} \right) \cdot (0,01 + 1,08) = 1,44 \text{ Ом.}$$

Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП, определяем в предположении, что к шинам ГПП подключена высоковольтная БК (при этом коэффициент Лагранжа  $\lambda = 3_{10}$ ):

$$Q_{ci} = Q_{li} + \Delta Q_{ri} + \frac{z}{R_{\Sigma i}}, \quad (9.12)$$

$$z = \frac{3_{10} - 3_{\Gamma.КН}}{2 \cdot a \cdot C_0}. \quad (9.13)$$

$$z = \frac{130460 - 260921}{2 \cdot 10 \cdot 15664} = -0,416 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом}.$$

$$Q_{c1} = 0,062 + 0,07 - \frac{0,416}{11,38} = 0,033 \text{ Мвар}.$$

Результаты расчета по формулам (9.3) – (9.13) мощностей  $Q_{ci}$  остальных низковольтных БК сводим в таблицу 9.4. Если  $Q_c < 0$  Мвар, то принимаем  $Q_c = 0$  Мвар, так как  $Q_c$  является экономически нецелесообразной.

Таблица 9.4 – Расчёт мощности БК

Место установки БК	$R_{\Sigma i}$ , Ом	$Q_{ci}$ , Мвар		$Q_{kvi}$ , квар	$Q_{kvi} + Q_{ci}$ , квар	Тип принятой стандартной БК [1]	$Q_{cti}$ , квар
		расч.	прин.				
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП-1	11,38	0,033	0,033	20	52	КРМ-0,4-50-5 УЗ	50

Продолжение таблицы 9.4

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП-2	1,14	0,031	0,031	0	31	КРМ-0,4-30-5 УЗ	30
ТП-3	2,36	0,149	0,149	0	149	КРМ-0,4-150-50 УЗ	150
ТП-4	0,80	-0,147	0,000	0	0	-	-
ТП-5	0,85	-0,112	0,000	0	0	-	-
ТП-6	0,78	-0,158	0,000	0	0	-	-
ТП-7	2,38	0,188	0,188	133	321	КРМ-0,4-350-50 УЗ	350
ТП-8	1,27	-0,028	0,000	0	0	-	-
ТП-9	1,20	0,057	0,057	0	57	КРМ-0,4-65-5 УЗ	65
ТП-10	1,22	0,063	0,063	0	63	КРМ-0,4-65-5 УЗ	65
ТП-11	1,97	0,063	0,063	0	63	КРМ-0,4-65-5 УЗ	65
ТП-12	2,04	0,088	0,088	0	88	КРМ-0,4-100-25 УЗ	100
ТП-13	2,07	0,099	0,099	0	99	КРМ-0,4-100-25 УЗ	100
ТП-14	2,14	0,022	0,022	0	22	КРМ-0,4-25-5 УЗ	25
ТП-15	1,14	0,103	0,103	0	103	КРМ-0,4-100-25 УЗ	100
ГПП	-	-	2,677	-	2677	КРМ-10,5-2700-450 УЗ	2700
Итого	-	-	3,574	153	3727	-	3800

Определение мощности высоковольтной БК, подключенной к СШ 10 кВ ГПП, производим из условия баланса реактивных мощностей на СШ 10 кВ ГПП:

$$Q_0 = \sum_{i=1}^n (Q_{li} + \Delta Q_{pi}) + \frac{\sum_{i=1}^n Q_{Bi}}{2} - \sum_{i=1}^n Q_{ci} - \frac{\sum_{i=1}^n Q_{Cdi}}{2} - \frac{Q_{эс}}{2}$$

где  $Q_B$  – реактивная мощность электроприемников напряжением 10 кВ, вар.

Экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы выбирается как наименьшая из рассматриваемых

$$Q'_{эс} = P_{р.п.} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{\text{норм}}$$

$$Q''_{эс} = Q_{р.п} - \frac{0,7}{k_{н.р.}} Q_{СД.м}$$

где  $\operatorname{tg}\varphi_{\text{норм}}$  – нормируемый  $\operatorname{tg}\varphi$  для данного уровня напряжения;

$k_{н.р.} = 0,85$  – коэффициент несовпадения реактивной мощности.

$$Q'_{эс.110} = 23460 \cdot 0,5 = 11730 \text{ квар.}$$

Располагаемая реактивная мощность СД

$$Q_{СД.м} = \alpha_m \cdot N_{СД} \cdot \sqrt{P_{СД.ном}^2 + Q_{СД.ном}^2}$$

где  $\alpha_m = 0,6$  – коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности.

$$Q_{\text{СД.м1}} = 0,6 \cdot 2 \cdot \sqrt{250^2 + 130^2} = 338 \text{ квар.}$$

$$Q_{\text{СД.м2}} = 0,6 \cdot 4 \cdot \sqrt{400^2 + 210^2} = 1084 \text{ квар.}$$

Реактивная мощность на шинах ГПП

$$Q_{\text{р.п}} = K_{\text{ом}} \left( \sum_{i=1}^{N1} k_{\text{иаi}} \cdot P_{\text{номi}} + \sum_{i=1}^{M1} Q_{\text{pi}}^{\text{III}} + \sum_{i=1}^L \Delta Q_{\text{Ti}} \right) + \sum Q_{\text{р.осв.}}$$

$$Q_{\text{р.п}} = 0,85 \cdot (9303 + 9123 + 1744) + 402 = 17547 \text{ квар.}$$

Тогда

$$Q_{\text{эс}}'' = 17547 - \frac{0,7}{0,85} \cdot (338 + 1084) = 16376 \text{ квар.}$$

Окончательно принимаем

$$Q_{\text{эс}} = Q_{\text{эс}}' = 11730 \text{ квар.}$$

Коэффициент реактивной мощности, задаваемый предприятию энергосистемой

$$\text{tg}\varphi_3 = \frac{Q_{\text{эс}}}{P_{\text{р.п}}}$$

$$\text{tg}\varphi_3 = \frac{11730}{23460} = 0,5.$$

Необходимая мощность ВБК на СШ1

$$Q_0 = (4527 + 411) + \frac{9123}{2} - 897 - \frac{120}{2} - \frac{11730}{2} = 2677 \text{ квар.}$$

Поэтому принимаем к установке ВБК типа КРМ-10,5-2700-450 [1].

Задача предприятия обеспечить требуемое значение  $\text{tg}\varphi_3 = 0,5$ , которое задается энергосистемой, на вводе ГПП, поэтому определим расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе ГПП, без учета мощности, поступающей от энергосистемы, определим по формуле

$$\text{tg}\varphi_p = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{\text{li}} + \Delta Q_{\text{Ti}}) + \frac{\Delta Q_{\text{T}}^{\text{ГПП}}}{2} + \frac{\sum_{i=1}^n Q_{\text{Bi}}}{2} + \sum_{i=1}^n Q_{\text{куi}} - \sum_{i=1}^n Q_{\text{ст.нi}} - \frac{\sum_{i=1}^n Q_{\text{СДи}}}{2} - Q_{\text{ст.в}}}{P_p};$$

где  $Q_{\text{ку}}$  – мощность компенсирующих устройств (КУ), определяемая пропускной способностью трансформаторов, вар.

$Q_{\text{ст.н}}$  – стандартная мощность низковольтных КУ, вар;

$Q_{\text{ст.в}}$  – мощность высоковольтных КУ, вар.

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

13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ

Лист

90

$$\operatorname{tg}\varphi_p = \frac{(4527 + 411) + \frac{9123}{2} + 153 - 1100 - \frac{120}{2} - 2700}{0,5 \cdot 23460} = 0,49.$$

Выводы по разделу девять

В данном разделе решены вопросы компенсации реактивной мощности в системе электроснабжения предприятия. Отклонение расчетного значения  $\operatorname{tg}\varphi_p = 0,50$  от значения, заданного энергосистемой  $\operatorname{tg}\varphi_{\text{с}} = 0,49$ , объясняется дискретностью шкалы компенсирующих устройств.

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		91

# 10 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС

## 10.1 Расчет коэффициента искажения синусоидальности напряжения

Рассмотрим принципиальную схему для расчета коэффициента искажения синусоидальности напряжения, представленную на рисунке 10.1

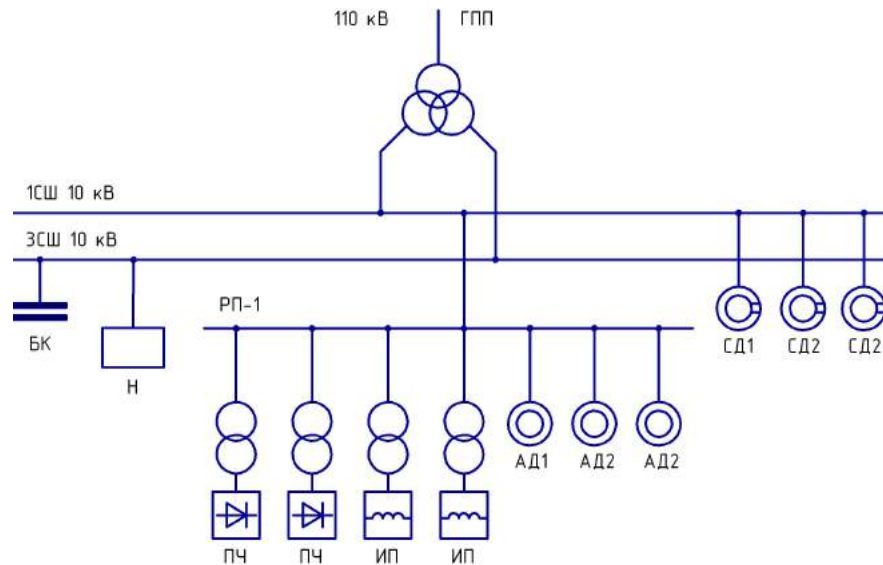


Рисунок 10.1 – Принципиальная схема

Изобразим на рисунке 10.2 схему замещения для принципиальной схемы, представленной на рисунке 10.1. Сопротивлениями кабельных линий, питающих электроприемники, пренебрегаем ввиду малого значения, обусловленного незначительной протяженностью. Так как индукционные печи работают на промышленной частоте 50 Гц, поэтому не являются источниками высших гармоник.

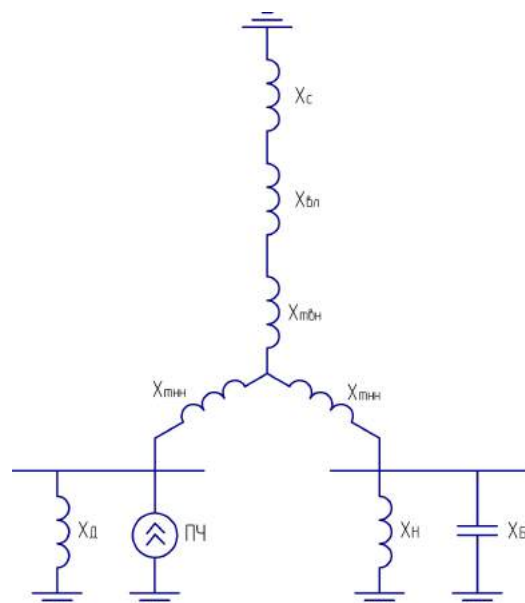


Рисунок 10.2 – Схема замещения

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ

Произведем расчет параметров элементов схемы замещения, изображенной на рисунке 10.2.

Сопротивление энергетической системы

$$x_{cv} = 0,65 \cdot v \cdot \frac{U_{ст}^2}{S_k}, \quad (10.1)$$

где  $S_k$  – фактическая мощность КЗ для рассматриваемой ступени СЭС, ВА.

$$x_{cv} = 0,65 \cdot \frac{10500^2}{2300 \cdot 10^6} \cdot v = 0,03 \cdot v.$$

Сопротивление воздушной линии

$$x_{lv} = x_0 \cdot L \cdot \frac{U_{ст}^2}{U_{ном}^2} \cdot v, \quad (10.2)$$

где  $x_0$  – удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

$L$  – длина воздушной линии, км;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение линии, В.

$$x_{lv} = 0,44 \cdot 10,0 \cdot \frac{10,5^2}{115^2} \cdot v = 0,04 \cdot v.$$

Сопротивление силового трансформатора

$$x_{tv} = \frac{U_k \cdot U_{ст}^2}{100 \cdot S_{т.ном}} \cdot v, \quad (10.3)$$

где  $U_k$  – напряжение КЗ трансформатора, %;

$S_{т.ном}$  – номинальная мощность трансформатора, ВА.

$$x_{tv} = \frac{10,5 \cdot 10500^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} \cdot v = 0,46 \cdot v.$$

Сопротивление обмотки высокого напряжения

$$x_{твнв} = 0,125 \cdot x_{tv}. \quad (10.4)$$

$$x_{твнв} = 0,125 \cdot 0,46 \cdot v = 0,06 \cdot v.$$

Сопротивление обмотки низкого напряжения

$$x_{тннв} = 1,75 \cdot x_{tv}. \quad (10.5)$$

$$x_{тннв} = 1,75 \cdot 0,46 \cdot v = 0,81 \cdot v.$$



## Сопротивление высоковольтных двигателей

$$x_{dv} = \frac{17 \cdot v}{S_{д\sigma}}, \quad (10.6)$$

где  $S_{д\sigma}$  – суммарная мощность высоковольтных двигателей, МВА.

$$x_{dv} = \frac{17 \cdot v}{9,06} = 1,88 \cdot v.$$

Сопротивление  $v$ -той гармоники нагруженный цеховых ТП с коэффициентом трансформации 10/0,4 [6, табл.2.29, стр.90]

$$x_{hv} = \frac{34}{S_{т.\Sigma}} \cdot v. \quad (10.7)$$

где  $S_{т.\Sigma}$  – суммарная мощность цеховых трансформаторов, подключённых к секции шин 10 кВ ГПП, МВА

$$x_{hv} = \frac{34}{11,63} \cdot v = 2,92 \cdot v. \quad (10.7)$$

## Сопротивление батареи конденсаторов

$$x_{БКv} = -\frac{U_{ст}^2}{Q_{БК} \cdot v}, \quad (10.8)$$

где  $Q_k$  – мощность батареи конденсаторов, вар.

$$x_{БКv} = -\frac{10500^2}{2,70 \cdot 10^6 \cdot v} = \frac{-40,83}{v}.$$

Источником искажения являются:

– преобразователи технологических установок, генерирующие в сеть следующие гармоники: 5, 7, 11, 13.

Эквивалентные токи гармоник, генерируемые преобразователи технологических установок

$$I_v = \frac{S_{н\sigma} \cdot k_{v\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ст} \cdot v}, \quad (10.9)$$

где  $S_{н\sigma}$  – суммарная полная мощность преобразователей, ВА;

$k_{v\sigma}$  – коэффициент, учитывающий наличие сдвига фаз между гармониками тока отдельных преобразователей, для  $v=5$  и  $v=7$  принимается  $k_{v\sigma}=0,9$ ,  $v=11$  и  $v=13$  –  $k_{v\sigma}=0,75$ .

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		94

$$I_v = \frac{3000 \cdot k_{v\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot 10500 \cdot v} = \frac{165 \cdot k_{v\Sigma}}{v}.$$

Результаты расчета по формулам (10.1) – (10.9) представим в таблице 10.1.

Таблица 10.1

v	X <sub>cv</sub>	X <sub>lv</sub>	X <sub>твнv</sub>	X <sub>тннv</sub>	X <sub>бкв</sub>	X <sub>дв</sub>	X <sub>нв</sub>	I <sub>v</sub>
5	0,16	0,18	0,29	4,05	-8,17	18,76	14,60	29,69
7	0,22	0,26	0,41	5,67	-5,83	26,27	20,44	21,21
11	0,34	0,40	0,64	8,91	-3,71	41,27	32,12	11,25
13	0,41	0,48	0,75	10,53	-3,14	48,78	37,96	9,52

Преобразование схемы замещения, изображенной на рисунке 10.2, представим на рисунке 10.3.

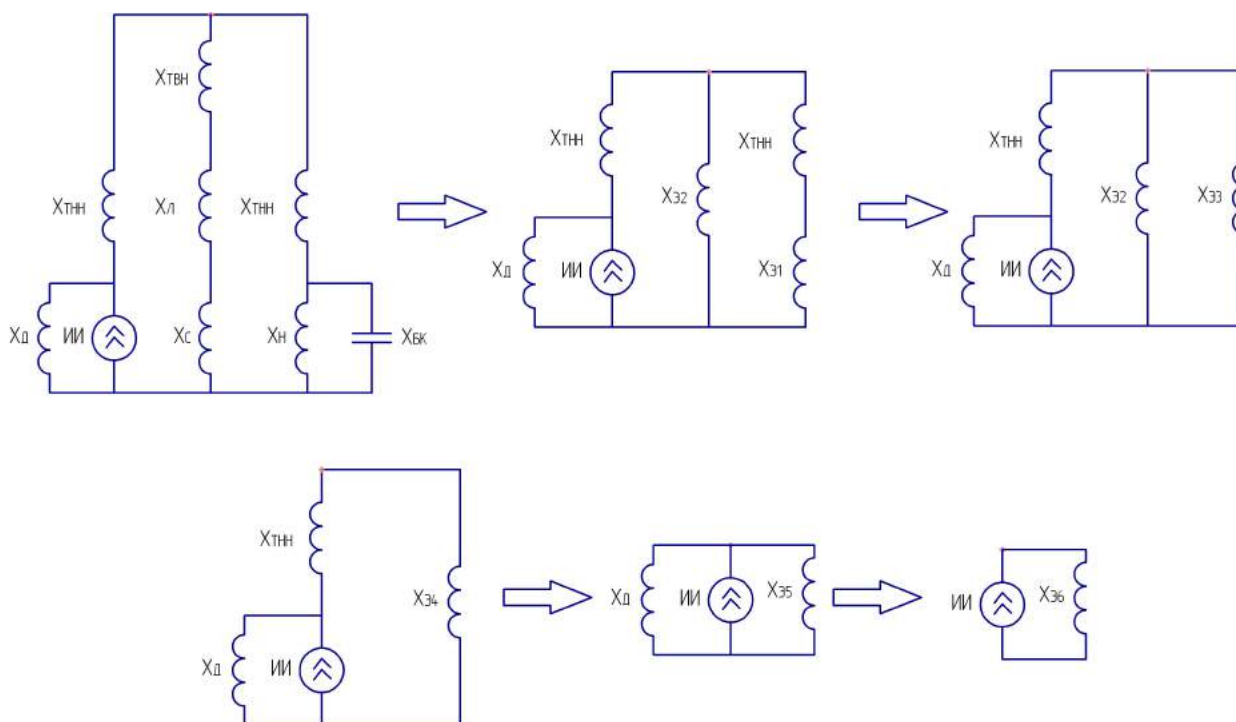


Рисунок 10.3 – Преобразование схемы замещения

Рассчитаем параметры схем замещения, представленных на рисунке 10.3

$$X_{\text{э1v}} = \frac{X_{\text{бкв}} \cdot X_{\text{нв}}}{X_{\text{бкв}} + X_{\text{нв}}}. \quad (10.10)$$

$$X_{\text{э2v}} = X_{\text{cv}} + X_{\text{дв}} + X_{\text{твнv}}. \quad (10.11)$$

$$X_{\text{э3v}} = X_{\text{э1v}} + X_{\text{тннv}}. \quad (10.12)$$

$$X_{\text{э4v}} = \frac{X_{\text{э2v}} \cdot X_{\text{э3v}}}{X_{\text{э2v}} + X_{\text{э3v}}}. \quad (10.13)$$

$$X_{\varepsilon 5v} = X_{\text{тннв}} + X_{\varepsilon 4v} \quad (10.14)$$

$$X_{\varepsilon 6v} = \frac{X_{\varepsilon 5v} \cdot X_{\text{дв}}}{X_{\varepsilon 5v} + X_{\text{дв}}} \quad (10.15)$$

Напряжение на СШ1 и СШ3 определим соответственно по формулам

$$U_{\text{СШ1v}} = I_v \cdot X_{\varepsilon 6v} \quad (10.16)$$

$$U_{\text{СШ3v}} = U_{\text{СШ1v}} \cdot \frac{X_{\varepsilon 1v} \cdot X_{\varepsilon 4v}}{X_{\varepsilon 3v} \cdot X_{\varepsilon 5v}} \quad (10.17)$$

Коэффициент искажения синусоидальности напряжения

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{13} U_v^2}}{U_\phi} \cdot 100\% \quad (10.18)$$

Результаты расчета по формулам (10.10) – (10.18) представим в таблице 10.2.

Таблица 10.2

v	$X_{\varepsilon 1v}$	$X_{\varepsilon 2v}$	$X_{\varepsilon 3v}$	$X_{\varepsilon 4v}$	$X_{\varepsilon 5v}$	$X_{\varepsilon 6v}$	$U_{\text{сш1v}}$	$U_{\text{сш3v}}$	$K_U^{\text{СШ1}}$	$K_U^{\text{СШ3}}$
5	-10,55	0,63	-6,50	0,70	4,75	3,15	93,60	22,27	2,74%	1,27%
7	-5,57	0,88	0,11	0,09	5,77	4,01	84,99	-73,22		
11	-3,05	1,38	5,87	1,12	10,03	6,75	75,93	-4,40		
13	-2,51	1,63	8,02	1,36	11,89	7,99	76,08	-2,72		

Из таблицы 10.2 видно, что значения коэффициента искажения синусоидальности напряжения лежат в рамках допустимых значений, регламентированных [32], а именно:  $K_U^{\text{СШ1}} = 2,74 < K_{U.\text{доп}} = 5\%$ ,  $K_U^{\text{СШ3}} = 1,27 < K_{U.\text{доп}} = 5\%$ .

### 10.2 Расчет провала напряжения при пуске двигателей

Расчёт напряжения на зажимах ЭД (рисунок 10.1), подключенных к той или иной точке сети выполняют по схеме замещения, представленной на рисунке 10.4.

Активными сопротивлениями можно пренебречь и элементы СЭС представляют своими индуктивными сопротивлениями, приведенными к базисным значениям, расчет данных сопротивлений представлен в п.6 пояснительной записки.

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключены ЭД

$$U_d = U_c \cdot \frac{X_{\text{пэ}}}{X_c + X_{\text{пэ}}};$$

где  $U_c$  – напряжение питающей сети, кВ;

$x_{п.э}$  – эквивалентное сопротивление узла, о.е;

$x_c$  – суммарное сопротивление питающей сети до СШ, к которым подключен ЭД, о.е.



Рисунок 10.4 – Схема замещения для расчета напряжения на зажимах ЭД

Эквивалентное сопротивление узла

$$x_{п.э} = \frac{S_б \cdot U_{ном}^2}{S_{п.э} \cdot U_б^2},$$

где  $S_б$  – базисная мощность, МВА;

$U_б$  – базисное напряжение, кВ;

$S_{п.э}$  – суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла, МВА.

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла

$$S_{п.э} = \sqrt{(\sum P_n)^2 + (\sum S_n + \sum Q_n)^2},$$

где  $P_n$  – активная мощность пусковой нагрузки, подключенной к узлу, кВт;

$S_n$  – расчетная пусковая мощность ЭД, кВА;

$Q_n$  – реактивная мощность пусковой нагрузки, подключенной к узлу, кВт.

Расчетная пусковая мощность ЭД

$$S_n = \frac{P_{д.н} \cdot K_n}{\cos \varphi_n \cdot \eta_n};$$

где  $P_{д.н}$  – номинальная мощность двигателя, кВт;

$K_n$  – кратность пускового тока ЭД.

$$S_n = \frac{2000 \cdot 5}{0,80 \cdot 0,95} = 13158 \text{ кВА.}$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ

Лист

97

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла

$$S_{п.э} = \sqrt{4661^2 + (13158 + 2930)^2} = 16750 \text{ кВА.}$$

Эквивалентное сопротивление узла

$$x_{пэ} = \frac{1000 \cdot 10,5^2}{16,750 \cdot 10,5^2} = 59,70.$$

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключены ЭД

$$U_{д} = 10,5 \cdot \frac{59,70}{8,64 + 59,70} = 9,17 \text{ кВ.}$$

При запуске синхронных двигателей допускается провал напряжения не более 20% относительно номинального напряжения сети [33]

$$\Delta U_{\%} = \frac{U_{с} - U_{д}}{U_{с}} \cdot 100\%.$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{10,5 - 9,17}{10,5} \cdot 100\% = 12,7 < 20\%.$$

Условие выполнено.

Выводы по разделу десять

В данном разделе рассчитаны следующие показатели: коэффициент искажения синусоидальности напряжения, колебания напряжения, несимметрия напряжения и провал напряжения при пуске двигателей. Расчёт показал, что рассмотренные показатели качества электроэнергии не превышают допустимые показатели.

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		98

## 11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА

Согласно ПУЭ [11] для трансформаторов ТРДН-25000/110/10/10 должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними короткими замыканиями;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла.

Соответственно устанавливаются следующие виды защит:

- дифференциальная защита от различных видов короткого замыкания;
- максимальная токовая защита как резервная от внешних многофазных коротких замыканий;
- защита от перегруза;
- газовая защита.

### 11.1 Дифференциальная защита

Дифференциальная защита трансформатора выполняется пофазной с помощью цифрового терминала Seram T87. Она включает дифференциальную отсечку и чувствительную дифференциальную защиту с процентной тормозной характеристикой и блокировками по второй и пятой гармоникам.

Выбор уставок срабатывания дифференциальной защиты заключается в определении следующих параметров:

- минимальной уставки  $I_{ds}$ ;
- крутизны тормозной характеристики первого наклонного участка  $I_d/I_t$ ;
- крутизны тормозной характеристики второго наклонного участка  $I_d/I_{t2}$ ;
- точки изменения крутизны SLP;
- тока срабатывания дифференциальной отсечки  $I_{d\max}$ ;
- уставки по второй гармонике;
- уставки по пятой гармонике.

Произведем выбор трансформаторов тока (ТТ), для этого найдем номинальные токи силового трансформатора:

- на стороне ВН

$$I_{Т.Н}^{ВН} = \frac{S_{Т.Н}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср1}}$$

$$I_{Т.Н}^{ВН} = \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 125,5 \text{ А.}$$

На стороне ВН принимаем к установке ТТ типа ТВ-110-150-0,5/10Р:  
 $I_{1Н} = 150 \text{ А}$ ,  $I_{2Н} = 5 \text{ А}$ .

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		99

– на стороне НН

$$I_{Т.Н}^{НН} = \frac{S_{Т.Н}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср2}}.$$

$$I_{Т.Н}^{НН} = \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 1374,6 \text{ А.}$$

На стороне НН выбираем ТТ типа ТЛК-10-1500-0,5/10Р:  $I_{1Н} = 1500 \text{ А}$ ,  
 $I_{2Н} = 5 \text{ А}$ .

Коэффициент трансформации ТТ на стороне ВН

$$K_I^{ВН} = \frac{I_{1Н}}{I_{2Н}}.$$

$$K_I^{ВН} = \frac{1500}{5} = 30.$$

Коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне НН

$$K_I^{НН} = \frac{I_{1Н}}{I_{2Н}}.$$

$$K_I^{НН} = \frac{1500}{5} = 300.$$

Определение пригодности установленных ТТ по условию выравнивания вторичных токов по величине

$$0,1 \cdot I_{Т.Н} < I_{ТТ.Н} < 2,5 \cdot I_{Т.Н}.$$

Для ТТ, установленных на стороне ВН

$$0,1 \cdot 125,5 < 150 < 2,5 \cdot 125,5 \text{ А.}$$

$$12,6 < 150 < 313,8 \text{ А.}$$

Условие выполнено.

Для ТТ, установленных на стороне НН

$$0,1 \cdot 1374,6 < 3000 < 2,5 \cdot 1374,6 \text{ А.}$$

$$137,5 < 1500 < 3436,6 \text{ А.}$$

Условие выполнено.

Для проверки пригодности ТТ по условию отстройки от броска тока намагничивания необходимо определить амплитудную величину броска тока намагничивания.

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		100

Так как в паспортных данных на трансформатор не приведена величина броска тока намагничивания и не приведено сопротивление трансформатора при полном насыщении, то определяем сопротивление трансформатора при полном насыщении по приближенной формуле

$$X_{Т.В}^{(1)*} = \left( 0,094 + 0,74 \cdot \frac{U_{к\%}}{100} \right) \frac{S_{\sigma}}{S_{Т.Н}}$$

где  $U_{к\%}$  – напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

$$X_{Т.В}^{(1)*} = \left( 0,094 + 0,74 \cdot \frac{10,5}{100} \right) \frac{1000}{25} = 6,87.$$

Определяем относительное индуктивное сопротивление прямой последовательности контура включения

$$X^* = X_c^* + X_{вл}^* + K_1 \cdot X_{Т.В}^{(1)*}$$

где  $K_1$  – коэффициент, учитывающий увеличение индуктивного сопротивления трансформатора за счет неполного насыщения ярм магнитопровода.

За базовое сопротивление принимается сопротивление соответствующее номинальным параметрам трансформатора

$$X_{\sigma} = \frac{U_{\sigma}^2}{S_{Т.Н}}$$

$$X_{\sigma} = \frac{(115 \cdot 10^3)^2}{1000 \cdot 10^6} = 13,2.$$

Тогда сопротивление контура включения

$$X^* = 0,43 + 0,33 + 1,1 \cdot 6,87 = 8,32.$$

То же в именованных единицах

$$X = 8,32 \cdot 13,2 = 110,1 \text{ Ом.}$$

Амплитудное значение броска тока намагничивания определяем по выражению

$$I_{бр.нам.ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{л} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot X}$$

где  $U_{л}$  – линейное напряжение со стороны включения трансформатора под напряжением, В;

$A$  – относительное смещение оси синусоиды потокосцепления по отношению к точке перегиба характеристики намагничивания.

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		101



$$I_{\text{бр.нам.ампл}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 115 \cdot 10^3 \cdot (1 + 0,39)}{\sqrt{3} \cdot 110,1} = 1185,8 \text{ А.}$$

Кратность тока по отношению к амплитудному значению номинального тока ТТ

$$K_{10} = \frac{I_{\text{бр.нам.ампл}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{ТТ.Н}}^{\text{ВН}}}.$$

$$K_{10} = \frac{1185,8}{\sqrt{2} \cdot 150} = 5,59 < 6,7.$$

Следовательно, по условию отстройки от броска тока намагничивания предельная кратность ТТ стороны 110 кВ должна быть  $K_{10} \geq 20$ . Определяем предельную кратность ТТ при заданной нагрузке ТТ стороны 110 кВ

$$R_{\text{нагр}} = R_{\text{к}} + R_{\text{пер}} + R_{\text{вх.терм}}.$$

где  $R_{\text{к}}$  – сопротивление контрольного кабеля, Ом;

$R_{\text{пер}}$  – переходное сопротивление соединительных контактов в токовых цепях, Ом;

$R_{\text{вх.терм}}$  – входное сопротивление терминала, Ом.

Сопротивление контрольного кабеля

$$R_{\text{к}} = \frac{\rho \cdot L_{\text{к}}}{S_{\text{к}}},$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала жил контрольного кабеля, Ом·мм<sup>2</sup>/м.

$$R_{\text{к}} = \frac{0,029 \cdot 50}{2,5} = 0,58 \text{ Ом.}$$

$$R_{\text{нагр}} = 0,58 + 0,05 + 0,01 = 0,64 \text{ Ом.}$$

По кривым предельной кратности для ТТ типа ТВ-110 для  $R_{\text{нагр}} = 0,64$  Ом определяем  $K_{10} = 24 > 20$ . Следовательно, требование отстройки от броска тока намагничивания выполняется.

Так как ТТ и их вторичная нагрузка не ограничивают требование отстройки от броска тока намагничивания, то уточнение коэффициента А не требуется.

Приведенная предельная кратность ТТ должна быть

$$K_{10} = \frac{I_{\text{ТТ.Н}}^{\text{ВН}}}{I_{\text{ТТ.Н}}^{\text{ВН}}} \cdot K'_{10}.$$

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		102

$$K_{10} = \frac{125,5}{150} \cdot 20 = 16,7 < 24.$$

Аналогично должны проверяться ТТ стороны 10 кВ, Однако, учитывая небольшую вторичную нагрузку ТТ 10 кВ, пригодность ТТ будет обеспечена.

Произведем проверку возможности использования самоадаптирующегося торможения. Условием использования этого торможения является требование, чтобы амплитудное значение броска тока намагничивания было меньше 8-кратного номинального тока трансформатора

$$I_{бр.нам.ампл} < 8 \cdot I_{Т.н}.$$

$$1185,8 > 8 \cdot 125,5 \text{ А.}$$

$$1185,8 > 1004,1 \text{ А.}$$

Условие не выполняется, следовательно, применяется традиционное торможение.

Определим минимальный ток срабатывания дифференциальной защиты [34]

$$I_{ds.мин} = K_{отс} \cdot \left( K_{пер} \cdot 0,1 + \frac{\Delta U_{рпн}}{1 - \Delta U_{рпн}} + 0,02 \right).$$

где  $\Delta U_{рпн}$  – диапазон регулирования напряжения, %;

$K_{пер}$  – коэффициент, учитывающий погрешность ТТ и зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей, остаточной намагниченности магнитопровода, нагрузки и типа ТТ.

$$I_{ds.мин} = 1,1 \cdot \left( 1,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1 - 0,16} + 0,02 \right) = 0,34.$$

Принимаем к установке  $I_{ds.мин} = 34 \%$ .

Нахождение крутизны первого наклонного участка тормозной характеристики производится по выражению

$$\frac{I_d}{I_{т1}} = K_{отс} \cdot \left( K_{пер} \cdot 0,1 + \frac{\Delta U_{рпн}}{1 - \Delta U_{рпн}} + 0,02 \right).$$

$$\frac{I_d}{I_{т1}} = 1,1 \cdot \left( 2,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1 - 0,16} + 0,02 \right) = 0,45.$$

Принимаем к установке  $I_d / I_{т1} = 45 \%$ .

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		103

Точка изменения крутизны тормозной характеристики

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot I_{бр.нам.ампл}^3 \cdot \frac{I_d}{I_{t1}}$$

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot 5,59^3 \cdot 0,45 = 5,36.$$

Принимаем к установке  $SLP = 5,0$ .

Определим крутизну второго наклонного участка тормозной характеристики по формуле

$$\frac{I_d}{I_{t2}} = 60 - 70 \%$$

Принимаем  $I_d / I_{t2} = 65 \%$ .

Отстройка от броска тока намагничивания выполняется по выражению

$$I_{d.макс} > K_{отс} \cdot I_{бр.нам.ампл}$$

$$I_{d.макс} > 1,4 \cdot 5,59 \text{ А.}$$

$$I_{d.макс} > 7,8 \text{ А.}$$

Отстройка от максимального значения внешнего короткого замыкания выполняется по формуле

$$I_{d.макс} = K_{отс} \cdot K_{нб} \cdot I_{к.макс.вн}$$

где  $K_{нб}$  – коэффициент равный отношению амплитуды первой гармоники тока небаланса к амплитуде периодической составляющей внешнего тока короткого замыкания;  $K_{нб} = 0,7$  при установке со всех сторон силового трансформатора ТТ с вторичными токами 5 А;

$I_{к.макс.вн}$  – максимальное значение периодической составляющей тока внешнего КЗ, А.

Ток короткого замыкания на стороне ВН трансформатора равен

$$I_{к.внеш.макс}^{ВН} = \frac{I_{к3}^{(3)}}{K_{тн}}$$

где  $K_{тн}$  – коэффициент трансформации.

$$I_{к.внеш.макс}^{ВН} = \frac{8,9 \cdot 10^3}{11} = 807,4 \text{ А,}$$

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		104

что соответствует кратности

$$K = \frac{807,4}{125,5} = 6,43 \cdot I_{n1}.$$

Ток срабатывания дифференциальной отсечки

$$I_{d, \max} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 6,43 \cdot I_{n1} = 5,4 \cdot I_{n1}.$$

Принимаем к установке  $I_{d, \max} = 6 \cdot I_{n1}$ .

Уставки блокировок по 2-й и 5-й гармоникам принимаются:

–  $I_{2f}/I_{1f} = 15\%$  с поперечной блокировкой;

–  $I_{5f}/I_{1f} = 35\%$  с пофазной блокировкой.

Проверка чувствительности дифференциальной защиты трансформатора выполняется по выражению

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{\text{дс. мин}}} \geq 2.$$

В качестве расчетного режима принимается режим минимального двухфазного КЗ на стороне низшего напряжения в защищаемой зоне.

$$K_{\text{ч}} = \frac{7,7 \cdot 10^3}{0,34 \cdot 125,5 \cdot 11} = 16,3 \geq 2.$$

При срабатывании дифференциальной защиты блок Т87 формирует команды на отключение выключателей Q1 – Q3.

На рисунке 11.1 представим тормозную характеристику дифференциальной защиты Seram Т87 для защиты трансформатора ТРДН-25000/110/10/10.

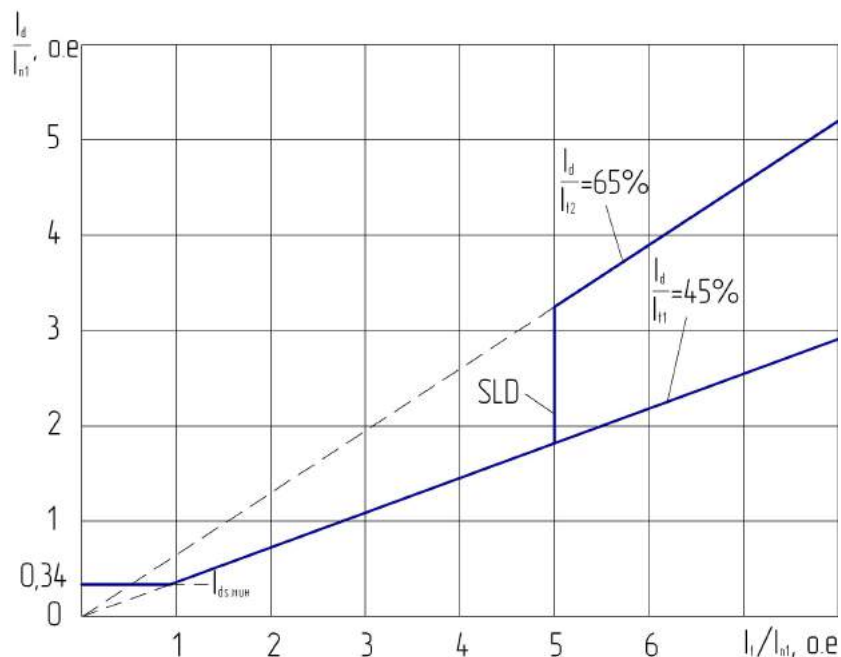


Рисунок 11.1 – Тормозная характеристика дифференциальной защиты Seram Т87 для защиты трансформатора ТРДН-25000/110/10/10

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

13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ

Лист  
105

## 11.2 Защита от перегруза на НН

Защита от симметричных перегрузок (ЗП) на стороне 10 кВ предназначена для выявления режима симметричных перегрузок защищаемого трансформатора. Защита выполняется с действием на отключение. ЗП выполняется с помощью одной из ступеней максимальной токовой защиты Seram S20 (код ANSI 50/51). При выполнении ЗП с действием на отключение используется времятоковая характеристика с зависимой от тока выдержкой времени.

Ток срабатывания защиты от перегрузки отстраивается от максимального рабочего тока трансформатора, определяемого с учетом его перегрузки в послеаварийном режиме [35]

$$I_{r.Q2} \geq \frac{K_{н.о}}{K_B} \cdot K_{з.п} \cdot I_{т.н}^{нн} \quad (11.1)$$

где  $K_{н.о}$  – коэффициент надежности отстройки защиты;

$K_B$  – коэффициент возврата защиты;

$K_{з.п}$  – коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме;

$I_{т.н}^{нн}$  – номинальный ток трансформатора на стороне НН, А;

Номинальный ток трансформатора на стороне НН

$$I_{т.н}^{нн} = \frac{S_{т.н}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн} \cdot 2} \quad (11.2)$$

$$I_{т.н}^{нн} = \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 2} = 721,7 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты от перегрузки

$$I_{r.Q2} \geq \frac{1,05}{0,935} \cdot 1,4 \cdot 721,7 = 1134,6 \text{ А.}$$

Рассчитаем зависимую времятоковую характеристику рассматриваемой защиты от перегруза.

При уставке тока  $I_{r.Q2} = 1134,6$  А кривая должна пройти через точку с координатами – уставка времени  $t_{r.Q2} = 9$  с при токе  $I_* = 10 \cdot I_{r.Q2} = 11346$  А.

Выбираем тип характеристики SIT.

Рассчитаем коэффициент  $T_{MS}$

$$T_{MS} = \frac{t(I_*) \cdot \left[ (I_*)^{0,02} - 1 \right]}{0,14} \quad (11.3)$$

$$T_{MS} = \frac{9 \cdot [10^{0,02} - 1]}{0,14} = 3,03.$$

Определим время срабатывания защиты при кратности тока  $I_* = 1,05$

$$t_r(I_*) = \frac{0,14 \cdot T_{MS}}{(I_*)^{0,02} - 1}. \quad (11.4)$$

$$t_r(1,05) = \frac{0,14 \cdot 3,03}{1,05^{0,02} - 1} = 434,5 \text{ с.}$$

Дальнейшие расчеты точек защитной характеристики, выполненные по выражениям (11.1) – (11.4) сводим в таблицу 11.1.

Таблица 11.1

Выкл.	Защита от перегруза трансформатора на стороне НН									
	Уставки времени		Тип кривой	$T_{MS}^N$	$t_{c.з}$ с, при разных $I_*$ , А					
	$t_r$ , с	$10 \cdot I_r$ , А			1,05	2	3	6	10	7,8
Q2, Q3	9,0	11346	SIT	3,03	$\frac{434,5}{1191}$	$\frac{30,4}{2269}$	$\frac{19,1}{3404}$	$\frac{11,6}{6808}$	$\frac{9,0}{11346}$	$\frac{10,2}{8900}$

### 11.3 МТЗ с выдержкой времени на НН

Селективная токовая отсечка с выдержкой времени, с действием на отключение предназначена для защиты от КЗ всех видов на выводах и внутри трансформатора, а также от внешних КЗ, то есть от повреждений на шинах НН и на отходящих линиях НН (на случай отказа их собственных защитных коммутационных аппаратов).

Защита осуществляется с помощью цифровых терминалов Seram S20 (функция 51).

Ток срабатывания селективной токовой отсечки отстраивается от максимального возможного тока нагрузки – пикового тока на стороне НН

$$I_{c.co} = I_{sd.Q2} \geq \frac{K_{н.о}}{K_B} \cdot K_{сзп} \cdot I_{Т.Н}^{НН}. \quad (11.5)$$

где  $K_{н.о}$  – коэффициент надежности отстройки.

$$I_{c.co} = I_{sd.Q2} \geq \frac{1,2}{0,935} \cdot 1,4 \cdot 721,7 = 1296,7 \text{ А.}$$

Время срабатывания селективной токовой отсечки принимается по условию селективности на ступень больше по отношению к предыдущей защите

$$t_{sd.Q2} = t_{sd.секц} + \Delta t . \quad (11.6)$$

где  $\Delta t$  – ступень селективности, с.

$$t_{sd.Q2} = 1,8 + 0,3 = 2,1 \text{ с.}$$

Проверим чувствительность селективной токовой отсечки. Она должна быть чувствительна к токам двухфазного КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора в минимальном режиме работы сети.

При использовании трехфазной схемы соединения трансформаторов тока и измерительных органов блока S20 в полную звезду и при схеме соединения обмоток  $\Delta/Y_0$  трансформатора коэффициент чувствительности для двухфазного КЗ на стороне НН трансформатора равен

$$K_{ч.co} = \frac{I_{K3}^{(2)}}{I_{sd.Q2}} . \quad (11.7)$$

$$K_{ч.co} = \frac{7,7 \cdot 10^3}{1296,7} = 5,93 .$$

По результатам расчета по формулам (11.5) – (11.7), а также данным, представленным в таблице 11.1, на рисунке 11.2 изобразим ВТХ защит, установленных на выключателях Q2, Q3.

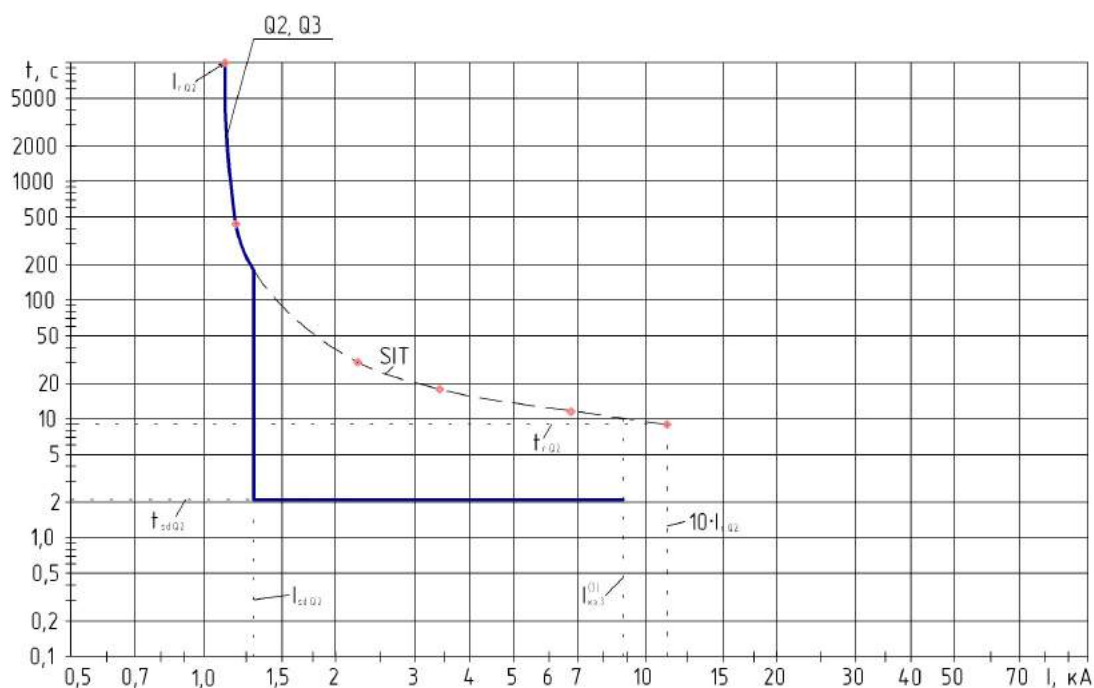


Рисунок 11.2 – Карта селективности

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ

Лист  
108

#### 11.4 МТЗ с выдержкой времени на ВН

Максимальная токовая защита трансформатора выполнена с применением цифровых реле типа Seram T87. Реле включается во вторичные цепи трансформатора тока. Ток срабатывания селективной токовой отсечки отстраивается от максимального возможного тока нагрузки – пикового тока на стороне ВН

$$I_{c.co} = I_{sd.Q1} \geq \frac{K_{н.о}}{K_B} \cdot K_{з.п} \cdot I_{Т.Н}^{BH} \quad (11.8)$$

Номинальный ток трансформатора на стороне ВН

$$I_{Т.Н}^{BH} = \frac{S_{Т.Н}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} \quad (11.9)$$

$$I_{Т.Н}^{BH} = \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 131,2 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты срабатывания селективной токовой отсечки

$$I_{c.co} = I_{sd.Q1} \geq \frac{1,2}{0,935} \cdot 1,4 \cdot 131,2 = 235,8 \text{ А.}$$

Время срабатывания селективной токовой отсечки принимается по условию селективности на ступень больше по отношению к предыдущей защите

$$t_{sd.Q1} = t_{sd.Q2} + \Delta t. \quad (11.10)$$

$$t_{sd.Q1} = 2,1 + 0,3 = 2,4 \text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности определяется по минимальному току КЗ на стороне НН трансформатора

$$K_{ч.co} = \frac{I_{к3}^{(2)}}{K_{ТН} \cdot I_{sd.Q1}} \quad (11.11)$$

$$K_{ч.co} = \frac{7,7 \cdot 10^3}{11 \cdot 235,8} = 2,97 > 1,5.$$

Значит, защита удовлетворяет требованиям чувствительности.

Рассчитаем зависимую времятоковую характеристику рассматриваемой селективной защиты.

При уставке тока  $I_{sd.Q1} = 235,8 \text{ А}$  кривая должна пройти через точку с координатами – уставка времени  $t_{sd.Q1} = 2,4 \text{ с}$  при токе  $I_* = 10 \cdot I_{sd.Q1} = 2358 \text{ А}$ .

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		109



Выбираем тип характеристики SIT.

Рассчитаем коэффициент  $T_{MS}$

$$T_{MS} = \frac{t(I_*) \cdot [(I_*)^{0,02} - 1]}{0,14} \quad (11.12)$$

$$T_{MS} = \frac{2,4 \cdot [10^{0,02} - 1]}{0,14} = 0,81.$$

Определим время срабатывания защиты при кратности тока  $I_* = 1,1$

$$t_{sd}(I_*) = \frac{0,14 \cdot T_{MS}}{(I_*)^{0,02} - 1} \quad (11.13)$$

$$t_{sd}(1,1) = \frac{0,14 \cdot 0,81}{1,1^{0,02} - 1} = 59,3 \text{ с.}$$

Дальнейшие расчеты точек защитной характеристики по формулам (11.9) – (11.13) сводим в таблицу 11.2. По результатам, представленным в таблице 11.2, на рисунке 11.3 изобразим ВТХ защит, установленных на выключателе Q1.

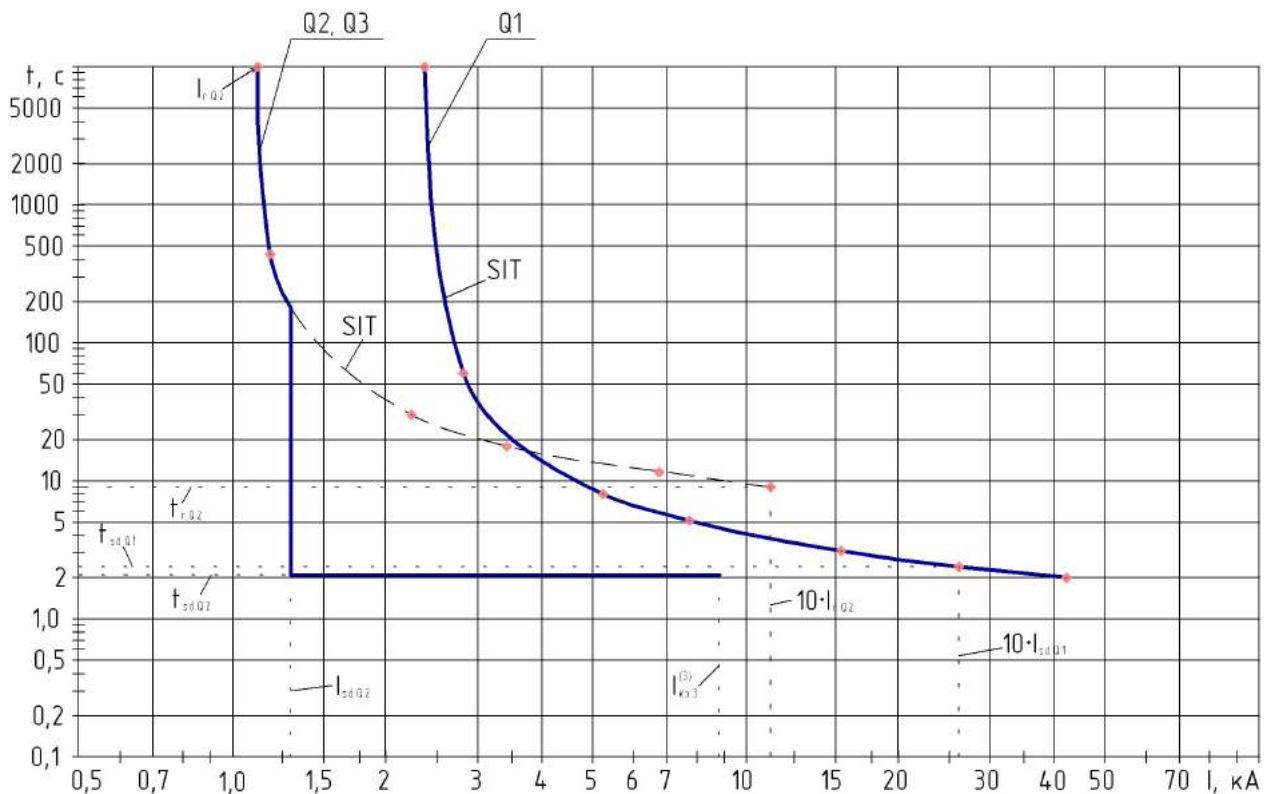


Рисунок 11.3 – Карта селективности

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

13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ

Таблица 11.2

Выкл.	Селективная защита трансформатора на стороне ВН									
	Уставки времени		Тип кривой	$T_{MS}^N$	$t_{c.з}$ с, при разных $I_*$ , А					
	$t_{sd}$ , с	$10 \cdot I_{sd}$ , А			1,1	2	3	6	10	16,7
Q1	2,4	2358	SIT	0,81	$\frac{59,3}{259}$	$\frac{8,1}{472}$	$\frac{5,1}{707}$	$\frac{3,1}{1415}$	$\frac{2,4}{2358}$	$\frac{2,0}{3900}$

При срабатывания максимальной токовой защиты, установленной на ВН, блок Т87 формирует команды на отключение выключателей Q1 – Q3.

### 11.5 Газовая защита

Газовая защита применяется для защиты трансформатора от повреждений внутри бака, сопровождающихся выделением газа из трансформаторного масла, а также при понижении уровня масла в баке. При возникновении внутри трансформатора каких-либо повреждений, сопровождающихся электрической дугой (при КЗ обмоток на корпус бака или на магнитопровод, нарушениях магнитной системы) и выделением большого количества тепла, происходит разложение трансформаторного масла с образованием газов. В результате в трансформаторе масло с газом выходит в расширитель. Между баком и расширителем устанавливается газовое реле РГТ 80 с уставкой скоростного элемента (нижнего) 0,65 м/с. Верхняя пара контактов действует на сигнал при слабом газовыделении и понижении уровня масла, ввиду постоянного наличия в цехе оперативно-ремонтного персонала, нижняя пара контактов действует на отключение при бурном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Таким образом, газовую защиту выполним с помощью реле РГТ-80 и блока ANSI 63 цифрового терминала SEPAM Т87, который защищает трансформатор от изменения уровня масла и внутренних повреждений с помощью логических входов, связанных с устройствами, встроенными в трансформатор.

При срабатывания газовой защиты на отключение трансформатора, блок Т87 формирует команды на отключение выключателей Q1 – Q3.

### 11.6 Защита от перегрева

Защиту от перегрева печного трансформатора осуществим с помощью функции ANSI 49Т устройства Sepam Т87. 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 МЕТ 148-2 с неисправным датчиком.

При срабатывания защиты от перегрева на отключение трансформатора, блок Т87 формирует команды на отключение выключателей Q1 – Q3.

#### Выводы по разделу одиннадцать

В данном раздел произведен выбор и расчет средств релейной защиты и автоматики трансформатора главной понизительной подстанции.

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		112

## 12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Рассмотрим вопросы безопасности жизнедеятельности на примере главной понизительной подстанции (ГПП). ГПП является одним из основных звеньев системы электроснабжения Новокузнецкого металлургического комбината, в то же время это объект повышенной опасности поражения обслуживающего персонала электрическим током.

### 12.1 Общая характеристика объекта

Распределительное устройство 110 кВ ГПП выполняется открытым, ввиду отсутствия агрессивной воздушной среды и дефицита территории под размещение, а также с точки зрения экономической целесообразности по сравнению с закрытым распределительным устройством.

Принятые к установке выключатели типа ВЭБ-110-40/1250У1 [13] отличаются элегазовой изоляцией и имеют существенные преимущества над масляными и воздушными выключателями, такие как:

- небольшие масса и габаритные размеры конструкции элегазовых выключателей в сочетании с бесшумной работой привода
- дуга гасится в замкнутом газовом объеме без доступа в атмосферу;
- безвредная для человека, экологически чистая, инертная газовая среда элегазового выключателя;
- увеличенная коммутационная способность элегазового выключателя;
- работа в режиме переключения больших и малых токов без возникновения перенапряжения;
- высокая надежность элегазового выключателя, межремонтный период составляет 15 лет;
- пожаробезопасность оборудования.

Для создания видимого разрыва, отделяющего выведенное из работы оборудование от токоведущих частей, находящихся под напряжением, в схеме электроснабжения предприятия предусмотрены разъединители горизонтально-поворотного типа РГ-110/110У1 [14].

На подстанции для релейной защиты и учета электрической энергии используются трансформаторы напряжения с элегазовой изоляцией марки ЗНОГ-110 [18] и трансформаторы тока типа ТВ-110, встроенные в ввода выключателя ВЭБ-110-40/1250У1 [13].

Для защиты электрооборудования оборудования ГПП от грозовых и коммутационных перенапряжений проектом предусмотрены ограничители перенапряжения типа ОПН-110/88 и ОПН-110/56 [15].

Распределительное устройство 10 кВ выполняется закрытого типа. ЗРУ-10 кВ состоит из комплектных ячеек типа К-104М [25]. Данные ячейки подразделяются на: вводные, секционные, линейные, измерительные и ячейки с трансформаторами собственных нужд. Ячейки комплектуются вакуумными выключателями с электромагнитным приводом типа ВВЭ-10 [26].

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		113

Ввиду наличия на Новокузнецком металлургическом комбинате вентиляльных преобразователей частоты, генерирующих в сеть высшие гармоники, проектом предусмотрена установка в измерительные ячейки антирезонансных трансформаторов напряжения типа НАЛИ-СЭЩ-10 [28]. Данный трансформатор напряжения обладает рядом преимуществ перед аналогичными антирезонансными трансформаторами напряжения:

- главное преимущество перед масляными трансформаторами напряжения – пожаро- и взрывобезопасность, реализуемое с помощью литой изоляции обмоток;
- сохраняется работоспособность и гарантируется номинальный класс, точности при обратном чередовании фаз, а также имеется возможность проверки работоспособности допобмотки, соединенной в замкнутый треугольник по сравнению с трехфазным масляным трансформатором напряжения типа НАМИ;
- имеется возможность замены одного или нескольких трансформаторов, входящих в трехфазную группу и вышедших из строя по какой-либо причине;
- заземление нейтрали высоковольтной обмотки выполнено через индуктивное сопротивление обмотки трансформатора нулевой последовательности (ТНП).

## 12.2 Обеспечение электробезопасности на ГПП

### 12.2.1 Защитные средства, обеспечивающие безопасное выполнение работ в электроустановках

Для безопасного выполнения работ на главной понизительной подстанции должны применяться средства защиты от поражения электрическим током [36]. Номенклатура и количество средств защиты, используемых в электроустановках, должны удовлетворять требованиям «Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках» [37].

При работе в электроустановках ГПП используются:

- средства защиты от поражения электрическим током (электрозщитные средства);
- средства индивидуальной защиты (СИЗ): средства защиты головы, глаз и лица, рук, органов дыхания, от падения с высоты, одежда специальная защитная.

Изолирующие электрозщитные средства делятся на основные и дополнительные. К основным изолирующим электрозщитным средствам для электроустановок напряжением выше 1000 В относятся:

- изолирующие штанги всех видов;
- изолирующие клещи;
- указатели напряжения;
- устройства и приспособления для обеспечения безопасности работ при измерениях и испытаниях в электроустановках (указатели напряжения для проверки совпадения фаз, клещи электроизмерительные, устройства для прокола кабеля);
- специальные средства защиты, устройства и приспособления изолирующие для работ под напряжением в электроустановках напряжением 110 кВ.

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		114

К дополнительным изолирующим электрозащитным средствам для электроустановок напряжением выше 1000 В относятся:

- диэлектрические перчатки и боты;
- диэлектрические ковры и изолирующие подставки;
- изолирующие колпаки и накладки;
- штанги для переноса и выравнивания потенциала;
- лестницы приставные,
- стремянки изолирующие стеклопластиковые.

Также в ячейках К-104М ЗРУ-10 кВ устанавливаются трансформаторы собственных нужд типа ТСКС-25/10/0,4, поэтому рассмотрим средства защиты в сети до 1000 В. К основным изолирующим электрозащитным средствам для электроустановок напряжением до 1000 В относятся:

- изолирующие штанги всех видов;
- изолирующие клещи;
- указатели напряжения;
- электроизмерительные клещи;
- диэлектрические перчатки;
- ручной изолирующий инструмент.

К дополнительным изолирующим электрозащитным средствам для электроустановок напряжением до 1000 В относятся:

- диэлектрические галоши;
- диэлектрические ковры и изолирующие подставки;
- изолирующие каски;
- стремянки изолирующие стеклопластиковые.

#### 12.2.2 Способы защиты от поражения электрическим током

Для защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме должны быть применены по отдельности или в сочетании следующие меры защиты от прямого прикосновения [11, п.1.7.50]:

- основная изоляция токоведущих частей;
- ограждения и оболочки;
- установка барьеров;
- размещение вне зоны досягаемости;
- применение сверхнизкого (малого) напряжения.

Для защиты от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции должны быть применены по отдельности или в сочетании следующие меры защиты при косвенном прикосновении [11, п.1.7.51]:

- защитное заземление;
- автоматическое отключение питания;
- уравнивание потенциалов;
- двойная или усиленная изоляция;
- сверхнизкое (малое) напряжение;
- защитное электрическое разделение цепей.

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		115

Для защиты персонала от ошибочных действий при производстве ремонтных работ на ОРУ-110 кВ предусмотрена электромагнитная, замковая и механическая блокировка между основными и заземляющими ножами разъединителя РГ-110/110 У1, которая исключает возможность включения разъединителей при включенном выключателе. Наличие заземляющих ножей исключает применение переносных заземлителей, что повышает безопасность и снижает аварийность.

Все ячейки ЗРУ-10 кВ К-104М оснащаются механическими блокировками, которые исключают выкат тележки при включённом выключателе.

С целью безопасной эксплуатации при размещении оборудования на ОРУ-110 кВ выдержаны минимальные изоляционные расстояния от токоведущих частей до элементов ОРУ [11, табл.4.2.5]:

- 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.

### 12.2.3 Устройство контроля изоляции в сети 10 кВ

Устройство контроля изоляции или общая неселективная сигнализация появления однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) в электрической сети, питаемой от сборных шин главной понизительной подстанции фиксирует факт возникновения ОЗЗ в электрической сети. Устройство подключается к одной из секций сборных шин подстанции, используя информацию о напряжении нулевой последовательности. Устройство контроля изоляции выполняется с использованием трансформатора напряжения НАЛИ-10-СЭЩ (TV) и представлено на рисунке 12.1.

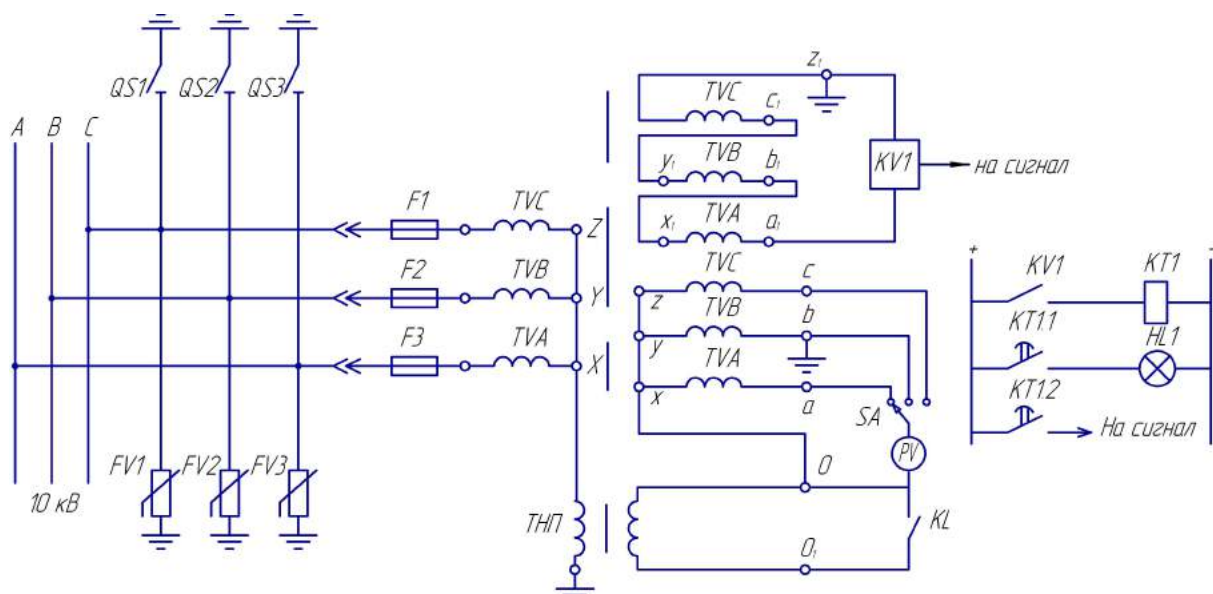


Рисунок 12.1 – Схема включения устройства контроля изоляции

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ

Лист  
116

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  $U_{At}$ ,  $U_{Bt}$  и  $U_{Ct}$  на выводах этой обмотки напряжение, пропорциональное напряжению нейтрали  $U_N$ , практически отсутствует. При возникновении металлического ОЗЗ, например, фазы А напряжение этой фазы относительно земли  $U_{At}$  становится равным нулю (точка  $t$  перемещается в вершину треугольника А – рисунок 12.2).

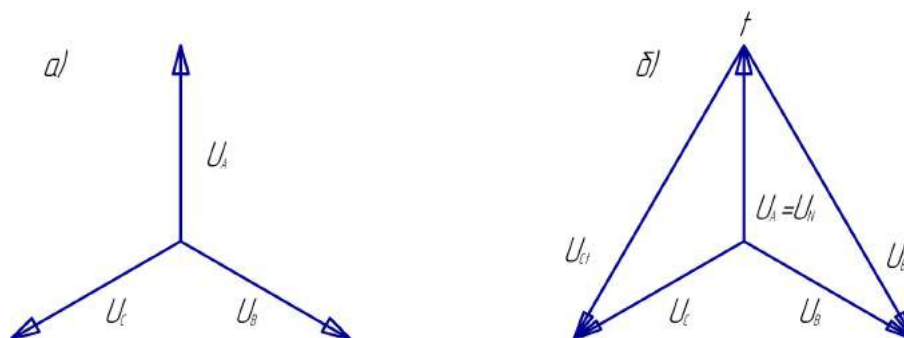


Рисунок 12.2 – Векторные диаграммы напряжений до ОЗЗ (а) и при ОЗЗ (б)

Напряжения неповрежденных фаз В и С относительно земли  $U_{Bt}$  и  $U_{Ct}$  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 (реле KV1), имеющая уставку по напряжению  $0,3 \cdot U_\phi = 30$  В, с выдержкой времени 0,5–0,7 с, реализуемой с помощью реле времени КТ1, срабатывает на сигнал, передаваемый в диспетчерский пункт, а также загорается сигнальная лампа НЛ1.

При нормальном режиме работы сети реле KL обесточено, а его контакты KL шунтируют вторичную обмотку трансформатора нулевой последовательности (ТНП), обуславливая минимальное значение индуктивного сопротивления первичной обмотки трансформатора ТНП. При дуговых замыканиях, когда напряжение смещения нейтрали может значительно превысить фазное напряжение сети срабатывает реле KL, обеспечивая размыкание нормально замкнутых контактов KL, которые дешунтируют вторичную обмотку трансформатора ТНП. При этом индуктивное сопротивление первичной обмотки трансформатора ТНП резко возрастает, ограничивая ток (ток насыщения) первичной обмотки трансформатора НАЛИ-СЭЩ-10, защищая его от феррорезонанса.

Для защиты кабельных сетей (рисунок 12.3) используется трансформатор тока нулевой последовательности ТЗЛМ-10, магнитопровод которого надевается на трехфазный кабель. Ко вторичной обмотке трансформатора тока ТЗЛМ-10 подключают устройства защиты и сигнализации КА1.

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

13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ

Лист

117



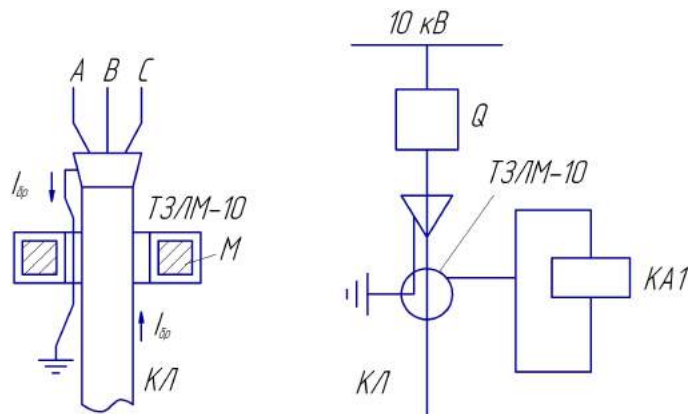


Рисунок 12.3 – Защита кабельных линий от ОЗЗ

По металлическим оболочкам или броне кабелей могут протекать блуждающие токи  $I_{бл}$ , проходя при этом через ТЗЛМ-10. Для предотвращения возможных ложных срабатываний защиты защитное заземление концевой муфты (разделки) кабеля выполняют изолированным проводом, пропущенным через окно ТЗЛМ-10 и заземленным ниже его. В результате ток  $I_{бл}$  проходит через ТЗЛМ-10 дважды: сначала по броне или оболочке кабеля в одном направлении, а потом возвращается по заземляющему проводнику и погрешность от этого тока исчезает.

#### 12.2.4 Защитное заземление

Грунт в месте сооружения подстанции – суглинок.

Площадь территории подстанции  $S = 56,5 \times 34,6 = 1955 \text{ м}^2$  (лист 3).

Удельное сопротивление грунта:  $\rho_1 = 100 \text{ Ом/м}$ ;  $L = 2 \text{ м}$ ;  $\rho_2 = 110 \text{ Ом/м}$ .

Полное время отключения выключателя ВЭБ-110-40/1250 У1:  $t_{ов} = 0,055 \text{ с}$ .

Определим наибольший ток через заземления при замыкании на землю со стороны 110 кВ.

Исходная схема для расчёта тока однофазного замыкания на землю перед трансформатором ГПП ТРДН-25000/110/10/10 представлена на рисунке 12.4.

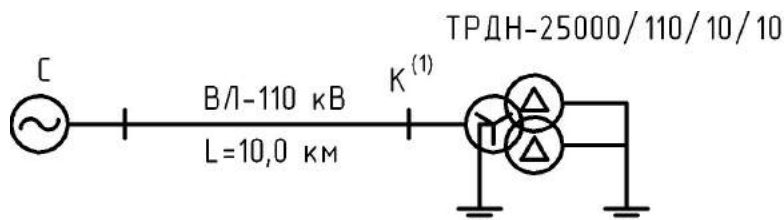


Рисунок 12.4 – Расчётная схема

Расчётный ток однофазного замыкания на землю определим по формуле:

$$I_k^{(1)} = \frac{3 \cdot S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot X_3};$$

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

13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ

Лист  
118

где  $S_6$  – базисная мощность ( $S_6 = 1000 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ );  
 $U_6$  – базисное напряжение ( $U_6 = 115 \text{ кВ}$ );  
 $x_3$  – эквивалентное сопротивление.

При однофазном замыкании на землю эквивалентное сопротивление определяется по формуле:

$$x_3 = x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma};$$

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.

Сопротивления системы и ВЛ были определены ранее:

$$x_c = 0,43;$$

$$x_{л} = 0,33.$$

Схема для расчёта сопротивлений прямой и обратной последовательности приведена на рисунке 12.5.

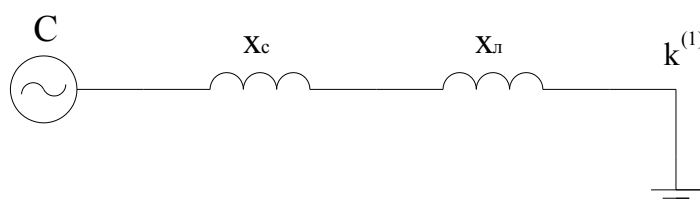


Рисунок 12.5 – Схема замещения для расчёта сопротивлений прямой и обратной последовательности

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

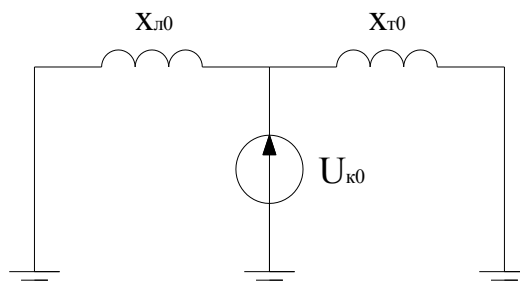


Рисунок 12.6 – Схема замещения для расчёта сопротивления нулевой последовательности

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

$$x_{л0} = 6 \cdot x_{л1}.$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ

$$x_{л0} = 6 \cdot 0,33 = 1,98.$$

Сопrotивление трансформатора определим по выражению

$$x_{т0} = 1,875 \cdot \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном}}$$

$$x_{т0} = 1,875 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,875.$$

Суммарное сопротивление нулевой последовательности

$$x_{0\Sigma} = \frac{1,98 \cdot 7,875}{1,98 + 7,875} = 1,58.$$

Определим эквивалентное сопротивление

$$x_3 = 0,76 + 0,76 + 1,58 = 3,10.$$

Определим ток однофазного замыкания на землю:

$$I_k^{(1)} = \frac{3 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 3,10} = 4,86 \text{ кА.}$$

За расчётный ток принимаем ток, стекающий с заземлителя при однофазном замыкании:

$$I_3 = I_{033} \cdot \left( 1 - \frac{x_0}{x_T} \right),$$

где  $x_0 = 1,98 \text{ Ом}$  – сопротивление нулевой последовательности до места КЗ;

$x_T = 7,875 \text{ Ом}$  – сопротивление нулевой последовательности трансформатора.

$$I_3 = 4,86 \cdot \left( 1 - \frac{1,98}{7,875} \right) = 3,64 \text{ кА.}$$

Расчётная длительность воздействия тока на человека:

$$\tau_B = t_{p.з} + t_{o.в},$$

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

$t_{o.в}$  – полное время отключения выключателя ВЭБ-110-40/1250 У1, с.

$$\tau_B = 0,12 + 0,055 = 0,175 \text{ с.}$$

Допустимое напряжение прикосновения  $U_{пр.доп} = 400 \text{ В}$  [39].

Коэффициент прикосновения

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

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ

Лист

120

где  $M = 0,5$  – параметр, зависящий от соотношения  $\rho_1/\rho_2$ ;

$L_T = 360$  м – длина горизонтальных заземлителей;

$l_B = 5$  м – длина вертикального заземлителя;

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

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

Коэффициент, учитывающий сопротивление стекания тока на землю

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}},$$

где  $R_{\text{ч}} = 1000$  Ом – сопротивление тела человека.

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 1060} = 0,38.$$

$$K_{\text{п}} = \frac{0,5 \cdot 0,38}{\left( \frac{5 \cdot 360}{10 \cdot \sqrt{1955}} \right)^{0,45}} = 0,1.$$

Потенциал на земле

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп.}}}{K_{\text{п}}}.$$

$$U_3 = \frac{400}{0,1} = 4000 \text{ В.}$$

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R_3 = \frac{U_3}{I_3}.$$

$$R_3 = \frac{4000}{3640} = 1,10 \text{ Ом.}$$

Число вертикальных заземлителей:

$$n_B = \frac{4\sqrt{S}}{2 \cdot l_B}.$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{1955}}{2 \cdot 5} = 17,7.$$

Принимаем  $n_B = 18$  шт.

Число ячеек по сторонам квадрата

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1.$$

$$m = \frac{360}{2 \cdot \sqrt{1955}} - 1 = 3,9.$$

Принимаем  $m = 4$ .

Длина полос в расчётной модели:

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

$$L'_r = 2 \cdot \sqrt{1955} \cdot (4 + 1) = 442,2 \text{ м.}$$

$$L_b = l_b \cdot n_b.$$

$$L_b = 5 \cdot 18 = 90 \text{ м.}$$

Длина стороны ячейки

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}.$$

$$b = \frac{\sqrt{1955}}{4} = 11,1 \text{ м.}$$

Относительная глубина

$$\frac{l_b + t}{\sqrt{S}} \geq 0,1.$$

$$\frac{5 + 0,7}{\sqrt{1955}} = 0,13 \geq 0,1 \text{ м.}$$

Тогда

$$A = 0,356 - 0,25 \cdot 0,14 = 0,321.$$

При  $\frac{\rho_1}{\rho_2} = 0,7$ ;  $a/l_b = 2$  определяем:

$$\frac{1-t}{l_b} = \frac{2-0,7}{5} = 0,26,$$

$$R_3 = 1 \cdot \rho_2.$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ

Лист

122

$$R_3 = 1 \cdot 110 = 110 \text{ Ом/м.}$$

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = A \cdot \frac{R_3}{\sqrt{S}} + \frac{R_3}{L_r},$$

$$R_3 = 0,321 \cdot \frac{110}{\sqrt{1955}} + \frac{110}{442,2} = 1,05 \text{ Ом.}$$

$$U_{\text{пр}} = K_{\text{п}} \cdot I_3 \cdot R_3.$$

$$U_{\text{пр}} = 0,1 \cdot 3640 \cdot 1,05 = 382,2 \text{ В.}$$

$$U_{\text{пр}} = 382,2 \text{ В} < U_{\text{пр.доп.}} = 400 \text{ В.}$$

### 12.3 Молниезащита ГПП

Молниезащита ГПП осуществляется в соответствии с [40]. Территория ГПП находится в районе с грозовой деятельностью до 40 часов в год.

Устанавливаем 4 молниеотвода: два на линейные порталы и два одиночных стержневых молниеотвода рядом с силовыми трансформаторами, устанавливаем на прожекторные мачты, причем, необходимо отметить, что согласно ПУЭ [11, п.4.5.141] электропроводку к прожекторным мачтам на участке от точки выхода из кабельного сооружения до мачты и далее по ней следует выполнять кабелями с металлической оболочкой, либо с кабелями без металлической оболочки в трубах.

Около конструкции с молниеотводом эти кабели должны быть проложены непосредственно в земле на протяжении не менее 10 метров.

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

Расположение выбранных молниеотводов М1 – М4, с указанием границ зон защит на уровне защищаемых объектов представлено на рисунке 12.3.

Высота молниеотвода определяется по выражению [40]:

$$h = \frac{r_x + 1,63 \cdot h_x}{1,5}.$$

где  $h_x$  – высота защищаемого объекта, м;

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

Высота молниеотводов М1 и М2

$$h_1 = h_2 = \frac{13,3 + 1,63 \cdot 14,0}{1,5} = 24,1 \text{ м.}$$

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		123

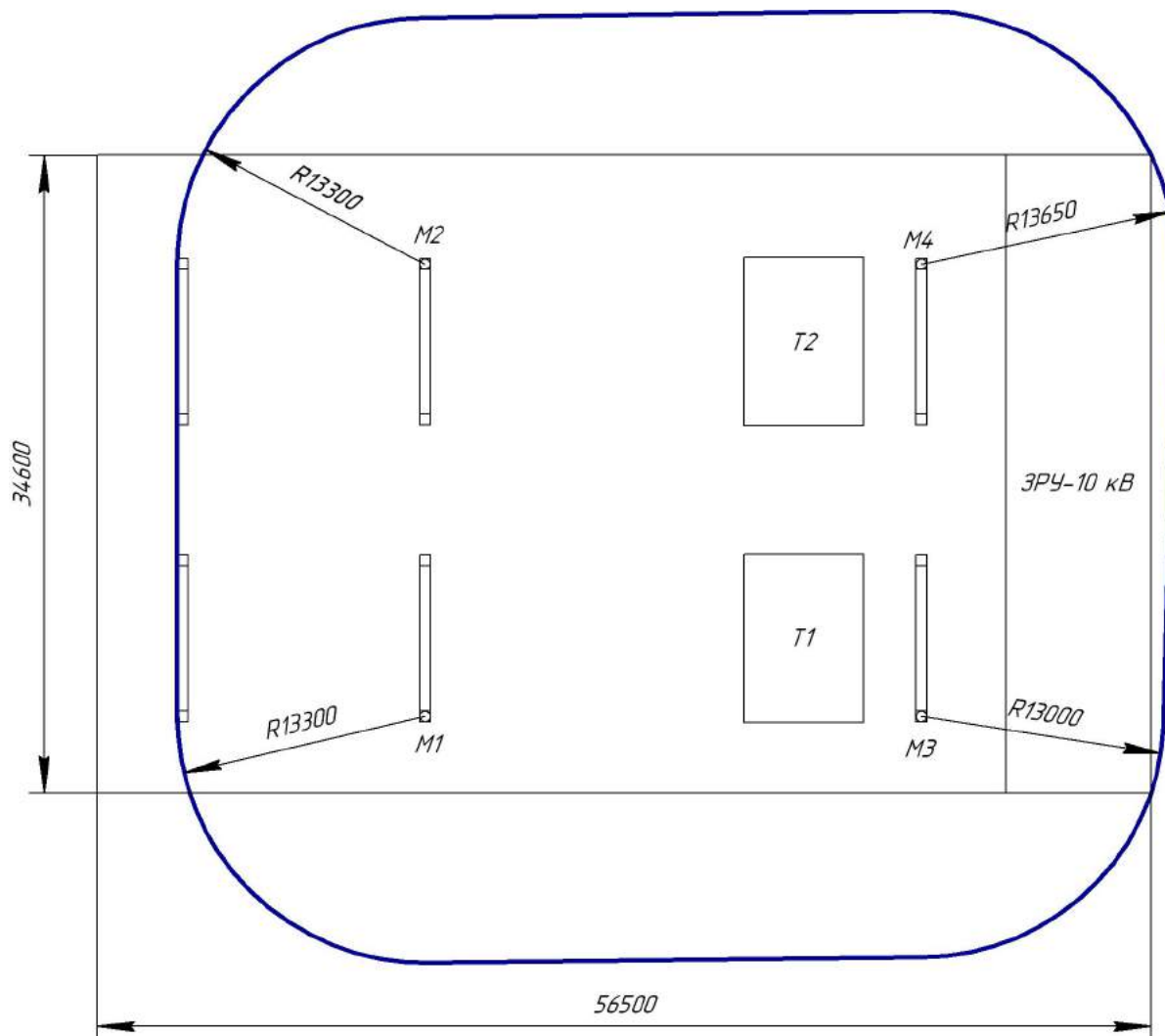


Рисунок 12.3 – Молниезащита ГПП

Высота молниеотводов М3 и М4

$$h_3 = h_4 = \frac{13,65 + 1,63 \cdot 6,3}{1,5} = 15,9 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода

$$h_0 = 0,92 \cdot h.$$

Высота зоны защиты молниеотводов М1 и М2

$$h_{01} = h_{02} = 0,92 \cdot 24,1 = 22,2 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты молниеотводов М3 и М4

$$h_{03} = h_{04} = 0,92 \cdot 15,9 = 14,6 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода на уровне земли

$$r_0 = 1,5 \cdot h$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ

Лист

124

Радиус зоны защиты молниеотводов М1 и М2

$$r_{01} = r_{02} = 1,5 \cdot 22,2 = 33,3 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты молниеотводов М3 и М4

$$r_{03} = r_{04} = 1,5 \cdot 14,6 = 21,9 \text{ м.}$$

Габаритные размеры внутренней области зоны защиты двух одиночных стержневых молниеотводов определяются по формуле [40]

$$h_c = \frac{(h_{c1} + h_{c2})}{2}.$$
$$r_c = \frac{(r_{01} + r_{02})}{2}.$$

Габаритные размеры внутренних областей между молниеотводами М1 и М3

$$h_{c13} = h_{c24} = \frac{(22,2 + 14,6)}{2} = 18,4 \text{ м.}$$

$$r_{c13} = r_{c24} = \frac{(33,3 + 21,9)}{2} = 27,6 \text{ м.}$$

Габаритные размеры внутренних областей между молниеотводами М1 и М2

$$h_{c12} = \frac{(18,4 + 18,4)}{2} = 18,4 \text{ м.}$$

$$r_{c12} = \frac{(33,3 + 33,3)}{2} = 33,3 \text{ м.}$$

Габаритные размеры внутренних областей между молниеотводами М3 и М4

$$h_{c34} = \frac{(14,6 + 14,6)}{2} = 14,6 \text{ м.}$$

$$r_{c34} = \frac{(27,6 + 27,6)}{2} = 27,6 \text{ м.}$$

#### 12.4 Освещение главной понизительной подстанции

Площадь ОРУ-110 кВ:

$$S = L \cdot h,$$

где  $L$  – длина территории ОРУ-110/10 кВ, м;

$h$  – ширина территории ОРУ-110/10 кВ, м.

$$S = 56,5 \cdot 34,6 = 1955 \text{ м}^2.$$

Норма освещённости  $E_n = 10,0$  лк [42].

Суммарный световой поток [43]

$$\sum \Phi = E_n \cdot S \cdot k_3 \cdot k_n;$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ

Лист

125



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

$k_{\text{п}} = 1,5$  - коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещённой площадки.

$$\Sigma\Phi = 10 \cdot 1955 \cdot 1,5 \cdot 1,5 = 43988 \text{ лм.}$$

Для освещения принимаем светильники марки РКУ37-400-001У1 с технической характеристиками [43]:

- тип лампы – ДРЛ-400;
- КПД светильника  $\eta = 0,60$ ;
- максимальная сила света  $I_{\text{max}} = 16000$  кд;
- световой поток лампы прожектора  $\Phi_{\text{п}} = 24000$  лм.

Необходимое число прожекторов:

$$N_{\text{пр}} = \frac{\Sigma\Phi}{\Phi_{\text{п}} \cdot \eta_{\text{пр}}}$$

$$N_{\text{пр}} = \frac{43988}{24000 \cdot 0,60} = 3,1.$$

Принимаем число светильников равное 4.

Определим высоту установки прожектора [43]:

$$H = \sqrt{\frac{I_{\text{max}}}{700}}$$

Согласно [42, табл. 10] – нормируемой освещенности 10 лк соответствует величина  $\frac{I_{\text{max}}}{H^2} = 700$ .

Поэтому получаем

$$H = \sqrt{\frac{16000}{700}} = 4,8 \text{ м.}$$

Четыре светильника устанавливаем на мачтах освещения на четырех сторонах ОРУ-110 кВ.

## 12.5 Пожарная безопасность

Конструктивные элементы ОРУ: порталы, забор выполняются из негорючих материалов (железобетон, металл) [43]. По степени пожарной опасности ЗРУ-10 кВ относится к производственным сооружениям категории В4 [43, табл.1], так как в ЗРУ-10 кВ устанавливаются вакуумные выключатели ВВЭ-10.

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		126

Согласно [43, 44] с целью предупреждения возникновения пожара в распределительных устройствах 110 и 10 кВ на ГПП предусматриваются следующие технические мероприятия и решения.

Электрооборудование и сети в процессе эксплуатации не должны загружаться выше допустимых пределов, а при коротких замыканиях иметь достаточную отклоняющую способность и термическую стойкость [45]. Силовые трансформаторы ТРДН-25000/110-У1 оборудованы газовой защитой, срабатывающей на сигнал и отключение. Согласно ПУЭ [11] трансформаторы указанных типов в послеаварийных режимах допускают перегрузки на 40 % по 6 часов в течение пяти суток, причем указанные 6 часов могут складываться из любого числа отдельных интервалов суточного графика нагрузок.

Для предотвращения растекания масла при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов выполняются маслоприемники. Объем маслоприемников составляет 11,2 м<sup>3</sup> и определяется исходя из полной массы трансформатора равной 12,5 тн [46], содержащегося в корпусе трансформатора. Удаление масла из маслоприемника предусмотрено переносным насосным агрегатом. Маслоприемные устройства необходимо содержать в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы.

Фундаменты под маслонаполненные трансформаторы выполнены из негорючих материалов. Так же для предотвращения растекания масла выполняется подсыпка гравия. Гравийная засыпка должна содержаться в чистом состоянии и не реже одного раза в год промываться. Здание ЗРУ выполняется из алюминиевых панелей с минеральными утеплителями, относящихся к группе негорючих со степенью огнестойкости 0,5 часа. Отходящие кабели прокладываются в кабельных траншеях. ЗРУ имеет 2 выхода по концам наружу, с samozапирающимися замками, открываемыми со стороны ЗРУ без ключа.

Двери ЗРУ должны иметь следующие габаритные размеры: ширину не менее 0,75 м и высоту 1,9 м [11, п. 4.1.23]. Двери между помещениями ЗРУ разных напряжений открываются в сторону помещения низшего напряжения. Помещение РУ более высокого напряжения имеют ворота с железными створками для помещения через них габаритного оборудования (например, ячеек КРУ). Ворота открываются наружу и расположены в конце ЗРУ. Перекрытие кабельных каналов выполнены съемными плитами из негорючих материалов в уровень с чистым полом помещения. В целях своевременного извещения о пожаре в ЗРУ предусмотрена пожарная сигнализация, непосредственно связанная с пожарной охраной. Сигнализация выполняется на основе датчиков типа АТИМ-3 и ДТЛ (70° С). Вблизи средств связи вывешиваются таблички о порядке действия при пожаре (подача сигнала, вызов пожарной охраны). Для локализации очагов пожара на ГПП предусмотрены первичные средства пожаротушения [47]:

1 ОРУ-110 кВ:

– пожарный щит ЩП-Е с принадлежностями (багор – 1 шт; комплект для резки электропроводов: ножницы диэлектрические, боты диэлектрические, коврик – 1 комп; противопожарное полотно – 1 шт; лопата совковая – 1 шт; ящик для песка ЯП-0,5 – 1шт, огнетушитель ОП-8 – 1 шт);

										Лист
										127
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата	13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ					

- ящик с песком у каждого трансформатора.
- 2 ЗРУ-10 кВ:
  - ящик с песком,
  - пожарный щит ЩП-Е с принадлежностями, в составе: багор – 1 шт; комплект для резки электропроводов: ножницы диэлектрические, боты диэлектрические, коврик – 1 комп; противопожарное полотно – 1 шт; лопата совковая – 1шт; ящик для песка ЯП-0,5 – 1 шт, огнетушитель ОП-8 – 1 шт.

#### Выводы по разделу двенадцать

В данном разделе рассмотрены вредные и опасные производственные факторы и применение защитных мероприятий по локализации данных факторов, обеспечение охраны окружающей среды, пожарной и взрывной безопасности. Особое внимание уделено обеспечению охраны труда при эксплуатации электроустановок, в частности произведен расчет молниезащиты, защитного заземления и освещения.

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		128

## 13 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 13.1 Построение дерева целей проекта

Дерево целей представляет собой структурную модель (рисунок 13.1), показывающую соподчинённость и связь целей подразделений в иерархии управления. Для его построения цель предприятия делится на проектные цели.

Цели определяются в логической схеме: «идеальное видение» будущего состояния предприятия – иерархия целей проекта (по уровням системы управления с отражением специфики систем электроснабжения, измеримости по масштабам и срокам) – планы подразделений энергохозяйства [49].

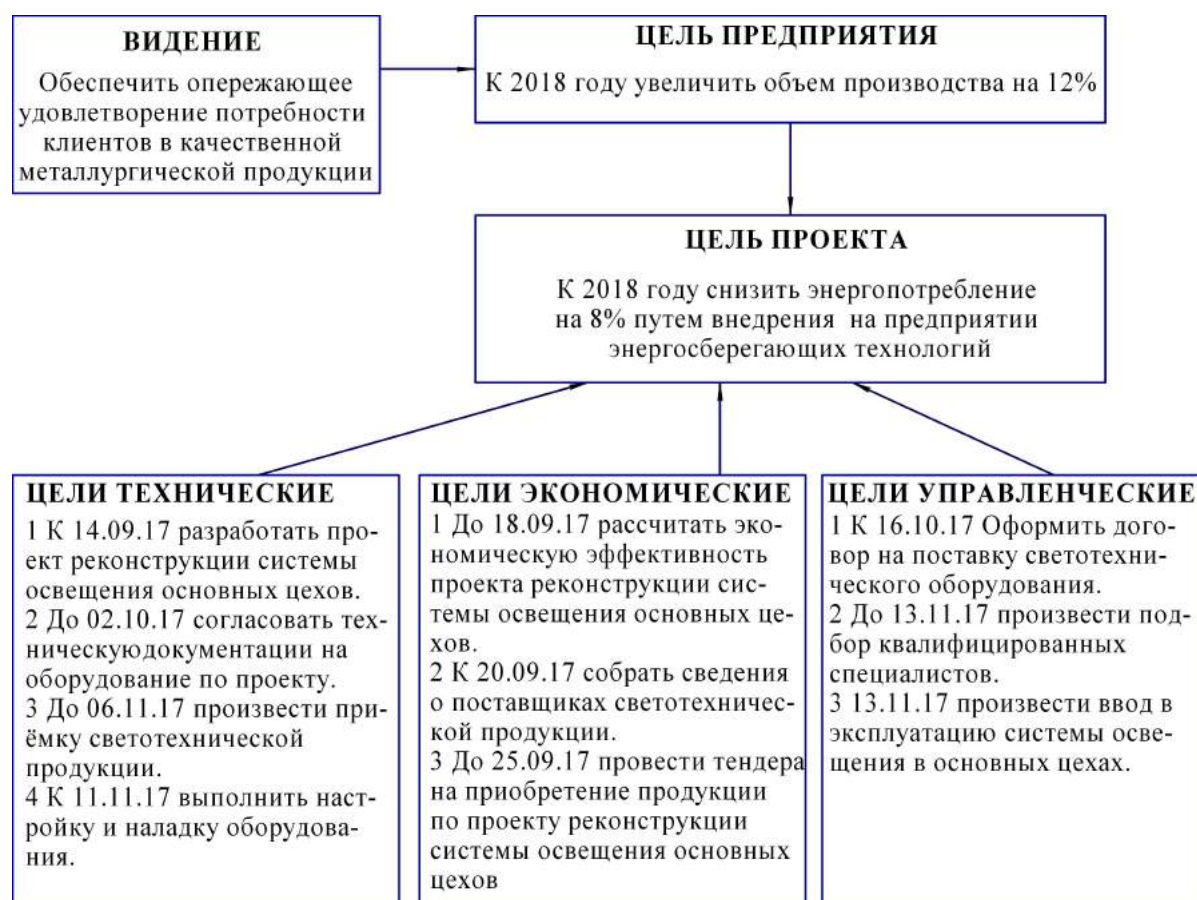


Рисунок 13.1 – Дерево целей проекта

### 13.2 Качественный анализ вариантов технических решений

Осуществим SWOT анализ ранее выбранных вариантов схем внешнего электроснабжения напряжением 35 и 110 кВ. Для этого составим матрицу, в квадрантах которой приведём сильные (S), слабые (W) стороны каждого варианта, его возможности (O) и угрозы (T) существованию на предприятии.

SWOT-анализ схем внешнего электроснабжения напряжением 35 и 110 кВ представим на рисунках 13.2 и 13.3 соответственно.

<b>S:</b>	<b>W:</b>
1 Снижение потерь напряжения и мощности в сети по сравнению с вариантом схемы на 35 кВ. 2 Снижение потерь электроэнергии в сети по сравнению с вариантом схемы на 35 кВ. 3 Резерв мощности в силу выбора воздушной линий по экономической плотности тока.	1 Значительные капитальные затраты по сравнению с вариантом схемы на 35 кВ. 2 Увеличение токов короткого замыкания по сравнению с вариантом схемы на 35 кВ.
<b>O:</b>	<b>T:</b>
1 Наличие квалифицированного персонала	1 Рост тарифов на энергоресурсы

Рисунок 13.2 – SWOT-анализ схемы внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ

<b>S:</b>	<b>W:</b>
1 Малые капитальные затраты по сравнению с вариантом схемы на 110 кВ. 2 Экономия территории предприятия под застройку открытого распределительного устройства напряжением 35 кВ. 3 Малые токи короткого замыкания.	1 Повышенные потери напряжения в воздушной линии и трансформаторе по сравнению с вариантом схемы на 110 кВ. 2 Повышенные потери мощности в воздушной линии и трансформаторе по сравнению с вариантом схемы на 110 кВ. 3 Повышенные потери электроэнергии по сравнению с вариантом схемы на 110 кВ.
<b>O:</b>	<b>T:</b>
1 Квалифицированные работники на рынке труда. 2 Инновационные информационно-технические решения и технологии.	1 Рост тарифов на электроэнергию. 2 Зависимость финансовой стабильности предприятия от объема государственных заказов.

Рисунок 13.3 – SWOT-анализ схемы внешнего электроснабжения напряжением 35 кВ

Качественный анализ вариантов схем внешнего электроснабжения предприятия дополнил ранее произведенные экономические сопоставления, по результатам которого можно сделать вывод об обоснованности ранее принятой величины напряжения равной 110 кВ.

### 13.3 Анализ поля сил

Соотношение влияний движущих сил реализации целей проекта и сдерживающих сил, этому препятствующих, показано на схеме поля сил (рисунок 13.4). «Мощность» сил показана разной шириной стрелок (как сильные, средние, слабые).

Из рисунка 13.4 видно, что на данном предприятии движущие силы сильнее сдерживающих, что, безусловно, относится к положительным моментам.



Рисунок 13.4 – Поле сил изменений системы при реализации проекта на предприятии

### 13.4 Объёмы продукции и услуг по обеспечению основного производства

Годовой объем потребления электроэнергии на предприятия найдем как сумму следующих составляющих:

Электроэнергия для нужд основного производства:

$$W_{\Pi} = P_c \cdot n \cdot F_n + 0,015 \cdot P_c \cdot n \cdot F_b,$$

где  $P_c$  - средняя нагрузка предприятия за наиболее загруженную смену, кВт;

$n = 2$  - количество смен;

$F_n = 2000$  - номинальный фонд рабочего времени, ч;

$F_b = 920$  - время работы оборудования в выходные и праздничные дни, ч.

$$W_{\Pi} = 23460 \cdot 2 \cdot 2000 + 0,015 \cdot 23460 \cdot 2 \cdot 920 = 94,5 \cdot 10^6 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

Электроэнергия для нужд освещения:

$$W_o = P_{mo} \cdot T_o,$$

где  $P_{mo}$  - максимум нагрузки осветительных установок, кВт;

$T_o$  - число часов использования максимума нагрузки осветительных установок, ч/год;

$$W_o = 1341 \cdot 2200 = 3,0 \cdot 10^6 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

Потери электроэнергии в схеме внутреннего электроснабжения за год:

$$\Delta W = 2,1 \cdot 10^6 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

Годовой объем потребления электроэнергии:

$$W_{\Gamma} = W_{\Pi} + W_{\text{O}} + \Delta W,$$

$$W_{\Gamma} = 94,5 \cdot 10^6 + 3,0 \cdot 10^6 + 2,1 \cdot 10^6 = 99,6 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}.$$

### 13.5 Планирование труда и заработной платы

#### 13.5.1 Планирование использования рабочего времени

Планирование осуществляется составлением балансов рабочего времени отдельно по группам рабочих с одинаковым режимом работы и в расчете на одного человека.

Таблица 13.2 - Планирование использования рабочего времени

Состав фонда времени	Эксплуатационный персонал		Ремонтный персонал	
	В днях	В часах	В днях	В часах
Календарное время	122	2920	365	2920
Нерабочие дни:			114	920
праздничные	0	0	10	80
выходные	0	0	104	840
Номинальный фонд времени, ( $F_{\text{н}}$ )	122	2920	251	2000
Планируемые невыходы рабочих:			34,0	272,3
Основной и дополнительные отпуска	24,0	192,0	24,0	192,0
Отпуска учащихся (0,5% от $F_{\text{н}}$ )	0,6	14,6	1,3	10,1
Болезни (3,5% от $F_{\text{н}}$ )	4,3	102,2	8,8	70,3
Выполнение гос.дел (0,5% от $F_{\text{н}}$ )	0,6	14,6	1,3	10,1
Планируемые внутрисменные потери	0,6	14,6	1,3	10,1
Эффективный фонд рабочего времени ( $F_{\text{н}}$ )	91,6	2198,0	213,7	1725,6
Средняя продолжительность рабочего дня	-	18,0	-	8,0
Коэффициент использования ( $K_{\text{н}}$ )	0,8	-	0,9	-

#### 13.5.2 Планирование численности рабочих энергохозяйства

Для планирования численности рабочих необходимо определить суммарную ремонтосложность электрохозяйства

$$\sum R = \sum_{i=1}^n R_i \cdot m_i;$$

где  $R_i$  - ремонтосложность  $i$ -го элемента схемы в условных единицах;  
 $m_i$  - число однотипных элементов  $i$ -го вида в схеме;  
 $n$  - число элементов схемы внешнего и внутреннего электроснабжения.

Все расчеты представлены в таблице 13.3.

Также в таблице 13.3 определены следующие величины:

– количество текущих ремонтов за ремонтный цикл по  $i$ -му элементу схемы

$$n_{Ti} = \frac{F_{Ci}}{F_{Ti}} - 1,$$

где  $F_{Ci}$ ,  $F_{Ti}$  - продолжительность межремонтного периода между средними и текущими ремонтами соответственно по  $i$ -му элементу схемы в месяцах;

– количество средних ремонтов за ремонтный цикл

$$n_{Ci} = \frac{T_{Цi}}{F_{Ci}},$$

где  $T_{Цi}$  - длительность ремонтного цикла в месяцах;

– годовое время на текущий и средний ремонт  $i$ -го однотипного электрооборудования и сетей по схеме внешнего и внутреннего электроснабжения в часах за год

$$F_{Ti} = \frac{12(1,2 \cdot n_{Ti} + 7,0 \cdot n_{Ci}) \cdot \sum_1^m R_i}{\gamma \cdot T_{Цi}},$$

где 1,2 и 7,0 – нормы времени на текущий и средний ремонт соответственно, в часах на условную единицу ремонтосложности;

$\gamma = 0,6$  - коэффициент, зависящий от сменности работы электрооборудования.

Таблица 13.3 – Ремонтосложность электрооборудования

Наименование	$m_i$	$R_i$ у.е.р.	$R_s$ у.е.р.	$F_{Ci}$ , месяц	$F_{Ti}$ , месяц	$T_{Цi}$ месяц	$n_{Ti}$	$n_{Ci}$	$F_{Ti}$ , ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Силовой трансформатор ТРДН-25000/110/10/10	2	65,0	130	-	12	120	9	-	234
Выключатель элегазовый	2	40,0	80	-	12	120	9	-	144
Разъединители	12	25,0	300	-	12	120	9	-	540
ОПН-110	14	10,0	140	-	12	120	9	-	252
Вакуумный выключатель ВВЭ-10	44	16,0	704	-	12	36	2	-	939



Продолжение таблицы 13.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Трансформатор тока ТЛК-10	44	14,0	616	-	12	36	2	-	821
Ограничитель перенапряжения ОП-10	2	7,0	14	-	12	36	2	-	19
Трансформатора собственных нужд	2	20,0	40	-	12	36	2	-	53
Трансформаторы ТМГ-1250	6	20,0	120	-	12	180	14	-	224
Трансформаторы ТМГ-1000	10	18,0	180	-	12	180	14	-	336
Трансформаторы ТМГ- 630	11	16,0	176	-	12	180	14	-	329
Трансформаторы ТМГ- 160	2	11,0	22	-	12	180	14	-	41
КТП 2x1250 кВА:									
шкаф вводной 0,4 кВ	6	15,0	90	8	2	120	3	15	1629
шкаф секционный	3	15,0	45	8	2	120	3	15	815
шкаф линейный	18	15,0	270	8	2	120	3	15	4887
КТП 2x1000 кВА:									
шкаф вводной 0,4 кВ	10	15,0	150	8	2	120	3	15	2715
шкаф секционный	5	15,0	75	8	2	120	3	15	1358
шкаф линейный	22	15,0	330	8	2	120	3	15	5973
КТП 2x630 кВА:									
шкаф вводной 0,4 кВ	11	15,0	165	8	2	120	3	15	2987
шкаф секционный	5	15,0	75	8	2	120	3	15	1358
шкаф линейный	24	15,0	360	8	2	120	3	15	6516
КТП 2x160 кВА:									
шкаф вводной 0,4 кВ	2	15,0	30	8	2	120	3	15	543
шкаф секционный	1	15,0	15	8	2	120	3	15	272
шкаф линейный	4	15,0	60	8	2	120	3	15	1086
Асинхронные двигатели 10 кВ мощностью 2000 кВт	2	30,0	60	12	6	120	1	10	712
Асинхронные двигатели 10 кВ мощностью 320 кВт	4	18,0	72	12	6	120	1	10	854
Синхронные двигатели 10 кВ мощностью 250 кВт	2	16,0	32	12	6	120	1	10	380
Сиинхронные двигатели 10 кВ мощностью 400 кВт	4	20,0	80	12	6	120	1	10	949
Индукционные печи 10 кВ мощностью 1000 кВт	4	22,0	88	12	6	120	1	10	1044
Преобразователи частоты 10 кВ мощностью 1500 кВт	4	26,0	104	12	6	120	1	10	1234
Батарей конденсаторов 10 кВ	2	35,0	70	12	6	120	1	10	831
Автоматические выключатели на ток 400 А	75	2,0	150	12	6	120	1	10	1780
Автоматические выключатели на ток 160 А	85	1,5	127,5	12	6	120	1	10	1513
Автоматические выключатели на ток 100 А	60	1,0	60	12	6	120	1	10	712
Автоматические выключатели на ток 630 А	80	2,5	200	12	6	120	1	10	2373

Окончание таблицы 13.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Светильники с лампами накаливания в нормальном исполнении (на 10 шт.)	300	0,5	150	12	6	-	1	1	2050
Светильники многоламповые с люминисцентными лампами (на 10 шт.)	400	1,5	600	12	4	-	2	1	9400
Светильники одноламповые с люминисцентными лампами (на 10 шт.)	300	1,0	300	12	4	-	2	1	4700
Панели распределительных щитов на 10 трехфазных групп	130	4,0	520	8	2	120	3	15	9412
Осветительные щитки на 6 групп	105	1,5	157,5	8	2	120	3	15	2851
Силовые и осветительные сети напряжением 380 В (на 100 пог. м)	70	3,0	210	9	3	144	2	16	3337
Кабельные линии в земле сечением 50 мм <sup>2</sup> (на 100 пог. м)	35	7,0	245	12	3	168	3	14	2963
Кабельные линии в земле сечением 95 мм <sup>2</sup> (на 100 пог. м)	120	7,0	840	12	3	168	3	14	10160
Кабельные линии в земле сечением 120 мм <sup>2</sup> (на 100 пог. м)	25	7,0	175	12	3	168	3	14	2117
Кабельные линии в земле сечением 240 мм <sup>2</sup> (на 100 пог. м)	18	5,0	90	12	3	168	3	14	1089
Шинопроводы напряжением 380 В	80	3,0	240	9	3	72	2	8	3893
Статические конденсаторы	29	15,0	435	6	3	48	1	8	10368
Прочее оборудование	280	4,0	1120	12	6	120	1	10	13291
Итого:	2476		10313						122080

Планирование численности эксплуатационного персонала производится по нормам обслуживания электрохозяйства. Результаты расчетов представлены в таблице 13.4.

Таблица 13.4 – Планирование численности эксплуатационного персонала

Наименование показателей, коэффициентов и норм	Величина	Единица измерения
1	2	3
1 Норма обслуживания электрохозяйства в условных единицах ремонтосложности	900	у.е.р./чел.

Продолжение таблицы 13.4

1	2	3
2 Суммарная ремонтосложность общезаводской части электрохозяйства	10313	у.е.р.
3 Число смен работы электрооборудования	2	у.е.р.
4 Численность эксплуатационного персонала в расчете на смену	12	чел.
5 Явочный состав эксплуатационного персонала	23	чел.
6 Списочный состав эксплуатационного персонала	31	чел.

Итак, списочная численность эксплуатационного персонала  $Ч_c^э = 31$  чел.

Планирование численности ремонтного персонала осуществляется следующим образом:

Явочный состав ремонтного персонала:

$$Ч_я^р = \frac{F_\Sigma}{K_n \cdot F_n},$$

где  $F_\Sigma$  – суммарное время на ремонт всех элементов схемы электроснабжения в часах за год (таблица 13.4).

$K_n = 1,15$  – планируемый коэффициент перевыполнения норм по длительности ремонта;

$F_n$  – номинальный фонд рабочего времени в часах на одного человека за год.

$$Ч_я^р = \frac{122080}{1,15 \cdot 2000} = 53 \text{ чел.}$$

Списочный состав ремонтного персонала:

$$Ч_c^р = \frac{Ч_я^р}{K_n},$$

где  $K_n$  – коэффициент использования эффективного фонда рабочего времени;

$$Ч_c^р = \frac{53}{0,86} = 62 \text{ чел.}$$

Списочный состав ремонтного персонала увеличивается на количество занятых в выходные и праздничные дни. В эти дни имеет место «провал» графика нагрузки, и поэтому проводится часть ремонтных работ.

Принимаем, что в первую смену работает 60%, а во вторую 40% от списочного состава ремонтного персонала, занятого по режиму пятидневной рабочей недели.

Тогда в первую смену выходит

$$31 \cdot 0,6 = 19 \text{ чел.},$$

во вторую смену

$$31 \cdot 0,4 = 12 \text{ чел.}$$

Общий списочный состав ремонтного персонала:

$$Ч_c^p = 62 + 19 + 12 = 93 \text{ чел.}$$

Общий списочный состав рабочих электрохозяйства:

$$Ч_p = Ч_c^p + Ч_c$$

$$Ч_p = 31 + 93 = 124 \text{ чел.}$$

### 13.5.3 Планирование численности персонала управления энергохозяйством

Планирование численности линейного и функционального персонала управления энергохозяйства осуществляется на основе его организационной структуры управления.

Примем следующие обозначения:

$h_{л}$  – число уровней линейного руководства;

$H_m, H_y, H_{ц}$  – нормы управляемости у линейных руководителей энергохозяйства для мастеров, начальников участков, начальников цехов соответственно ( $H_m = 12; H_y = 4, H_{ц} = 2$ );

$Ч_p$  – общий списочный состав рабочих электрохозяйства, чел.;

$M$  – количество единиц электрооборудования и сетей по схеме СЭС;

$P_v$  – норма управляемости руководителя высшего уровня ( $H_v = 2$  для главного инженера в части энергохозяйства);

$C$  – сменность работы в электрохозяйстве.

Численность мастеров ориентировочная

$$Ч_m^o = \frac{Ч_p}{H_m}$$

$$Ч_m^o = \frac{124}{12} = 12 \text{ чел.}$$

Численность начальников участков ориентировочная

$$Ч_y^o = \frac{Ч_m^o}{H_y}$$

$$Ч_y^o = \frac{12}{4} = 3 \text{ чел.}$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ

Лист

137

Численность начальников цехов ориентировочная

$$Ч_{ц}^{\circ} = \frac{Ч_{у}^{\circ}}{H_{ц}}$$

$$Ч_{ц}^{\circ} = \frac{4}{2} = 2 \text{ чел.}$$

Численность персонала отдела главного энергетика

$$Ч_{огэ} = 0,037 \cdot (Ч_{р} + Ч_{м}^{\circ} + Ч_{у}^{\circ} + Ч_{ц}^{\circ})^{0,79} \cdot M^{0,064}$$

$$Ч_{огэ} = 0,037 \cdot (124 + 12 + 4 + 2)^{0,79} \cdot 2476^{0,064} = 3 \text{ чел.}$$

Численность промышленно-производственного персонала

$$Ч_{ппп} = Ч_{р} + Ч_{м}^{\circ} + Ч_{у}^{\circ} + Ч_{ц}^{\circ} + Ч_{огэ}$$

$$Ч_{ппп} = 124 + 12 + 4 + 2 + 3 = 144 \text{ чел.}$$

Число уровней линейного руководства

$$h_{л} = \frac{\lg Ч_{ппп} - \lg H_{м} - \lg C + \lg H_{в}}{\lg H_{ц}^{\min}}$$

$$h_{л} = \frac{\lg 124 - \lg 12 - \lg 4 + \lg 2}{\lg 2} = 4 \text{ ур.}$$

### 13.6 Планирование фонда заработной платы рабочих

Целью расчета является определение средней заработной платы и ее годовых фондов по категориям работающих (таблица 13.5).

Таблица 13.5 – Планирование заработной платы рабочих энергохозяйства

Элементы фонда заработной платы	Заработная плата, тыс. руб.	
	эксплуатационных рабочих	ремонтных рабочих
1	2	3
Фонд оплаты по тарифу за год	7159	32680
Доплаты до фонда часовой заработной платы:		
премиальные	1790	-

Продолжение таблицы 13.5

1	2	3
оплата праздничных дней	64	490
за работу в ночное время	483	-
Итого часовой фонд заработной платы	9496	33170
Доплаты до дневного фонда заработной платы:		
за работу в праздничные дни	64	490
Итого дневной фонд заработной платы	9560	33661
Доплаты до годового фонда заработной платы:		
оплата отпусков	1064	3745
оплата за выполнение общественных и государственных обязанностей	56	196
Всего годовой фонд заработной платы рабочих	10680	37602
Средняя заработная плата	345	404

Фонд оплаты по тарифу определяется перемножением средних тарифных ставок (155 руб/ч – для эксплуатационного и 175 руб/ч – для ремонтного персонала), номинального фонда рабочего времени и явочной численности соответствующего вида персонала.

Премиальные доплаты до часового фонда заработной платы (за безаварийную работу, за экономию электроэнергии и т.д.) принимаются для эксплуатационного персонала в размере 25%, для ремонтных рабочих не учитываются.

Оплата праздничных дней осуществляется из расчета 50% ремонтных рабочих, занятых в праздничные дни. Тогда существующий средний размер оплаты за праздничные дни составит 1,5% к фонду оплаты по тарифу ремонтного персонала. Средний размер оплаты за праздничные дни эксплуатационного персонала принимается равным 0,9%, что соответствует работе 30% персонала.

Доплаты за работу в ночное время принимаются только для эксплуатационного персонала в размере 6,75% от оплаты по тарифу.

Оплата за работу в праздничные дни производится в двойном размере. Поэтому сумма доплат до дневного фонда в этой части соответствует оплате за праздничные дни, исчисленной в часовом фонде.

Доплаты до годового фонда определяются в процентах к дневному фонду заработной платы. Фонд тарифной платы, как и все доплаты к нему, исчисляется по отношению к фактическому числу рабочих дней в году. Поэтому процент невыходов на работу, приходящихся на отпуск и выполнение государственных и общественных обязанностей, следует пересчитать по отношению к фактическому числу рабочих дней в году.

Запланировано 9,6% невыходов на работу в связи с отпусками. Невыходы на работу из-за отпусков в процентах к фактически отработанному времени составляют  $9,6/0,86 = 11,2\%$  (0,86 – коэффициент использования рабочего времени), что и принимается процентом доплат за отпуска к дневному фонду заработной платы.

Процент доплат за выполнение государственных и общественных обязанностей:  $0,5/0,86 = 0,58\%$ . Средняя заработная плата находится отношением годового фонда заработной платы данной группы персонала к ее списочному составу.

### 13.7 Планирование фонда заработной платы персонала управления

Планирование осуществляется с учетом расчетов численности управленческого персонала и штатного расписания (таблица 13.6).

Таблица 13.6 – Расчет заработной платы персонала управления

Наименование должности	Кол-во штатных единиц	Месячный оклад, тыс.руб.	За год, тыс.руб.
ОГЭ			
Главный энергетик	1	35	420
Зам. главного энергетика по э/технической части	1	30	360
Начальник бюро планово-экономического бюро	1	30	360
Мастер	12	25	3600
Итого по ОГЭ:	15		4740

### 13.8 Планирование производительности труда

Определим ряд показателей производительности труда, применимых для электрохозяйства предприятия.

Производительность труда по ремонтно-механическому производству

$$N_{\text{эп}} = \frac{\Sigma R}{\text{Ч}_c^p}$$

где  $\Sigma R$  – объем работ в условных единицах ремонтосложности;

$\text{Ч}_c^p$  – списочный состав ремонтного персонала, чел.,

$$N_{\text{эп}} = \frac{10313}{93} = 111 \text{ у.е.р./чел.}$$

Показатель трудоемкости

$$T_{\text{эп}} = \frac{F_{\Sigma}}{\Sigma R},$$

где  $F_{\Sigma}$  - суммарное время на ремонт, ч/год.

$$T_{\text{эп}} = \frac{122080}{10313} = 12 \text{ ч/у.е.р.}$$

Производительность труда по участку электрических сетей в форме штатного коэффициента:

$$K_{\text{шс}} = \frac{\text{Ч}_c^э}{\Sigma L},$$

где  $\text{Ч}_c^э$  – списочный состав эксплуатационного персонала, чел.;

$\Sigma L$  – суммарная протяженность обслуживаемых сетей электроснабжения, м.

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		140

$$K_{\text{шс}} = \frac{31}{8741} = 0,004 \text{ чел/м.}$$

Производительность труда по электрохозяйству в целом:

– штатный коэффициент

$$K_{\text{шэ}} = \frac{Ч_{\text{ППП}}}{P_{\text{НОМ}}},$$

где  $Ч_{\text{ППП}}$  – численность промышленно-производственного персонала, чел.

$P_{\text{НОМ}}$  – установленная мощность электроустановок в схеме электроснабжения, кВт.

$$K_{\text{шэ}} = \frac{144}{23460} = 0,006 \text{ чел/кВт.}$$

– коэффициент обслуживания

$$K_{\text{обс}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{Ч_{\text{ППП}}}$$

$$K_{\text{обс}} = \frac{23460}{144} = 163 \text{ кВт/чел.}$$

### 13.9 Калькуляция текущих затрат на энергетическое обслуживание

В таблице 13.7 приведён расчёт себестоимости 1 кВт·ч электроэнергии.

Таблица 13.7 – Калькуляция текущих затрат на электроэнергетическое обслуживание

Показатели и статьи затрат	Величина	Единица измерения
1	2	3
1 Электроэнергия для технологических целей	99600000,0	кВт·ч/год
2 Заявленный максимум нагрузки	23460,0	кВт
3 Основная ставка тарифа	11509,3	руб./кВт год
4 Дополнительная ставка тарифа	1,3488	руб./ кВт·ч
5 Плата за электроэнергию по тарифу	568974,7	тыс.руб./год
6 Фактическое и заданное значения потребления реактивной мощности	0,5/ 0,5	-
7 Процент надбавки к плате за повышенное потребление реактивной мощности	-	%
8 Плата за электроэнергию с учетом надбавки	568974,7	тыс.руб./год
9 Основная и дополнительная заработная плата эксплуатационного персонала	10679,5	тыс.руб./год



Продолжение таблицы 13.7

1	2	3
10 Отчисления на социальные нужды (39%)	4165,0	тыс.руб./год
11 Расходы на содержание и эксплуатацию электрооборудования, в том числе:		
а) содержание оборудования в части материалов и запчастей для ремонта (1% от КЭ)	1707,1	тыс.руб./год
б) амортизация оборудования (8% от КЭ)	13656,9	тыс.руб./год
в) основная и дополнительная заработная плата ремонтного персонала с отчислениями на социальные нужды (39%)	52266,3	тыс.руб./год
12 Цеховые расходы, в том числе:		
а) заработная плата персонала управления электроцеха и служащих	3900,0	тыс.руб./год
б) содержание и текущий ремонт цеховых сооружений (0,25% от КЭ)	426,8	тыс.руб./год
13 Итого цеховых затрат	4326,8	тыс.руб./год
14 Общецеховые расходы в части зарплаты персонала ОГЭ	4740,0	тыс.руб./год
15 Прочие производственные расходы (1% от суммы зарплаты всего персонала)	757,5	тыс.руб./год
16 Итого производственных затрат	661273,7	тыс.руб./год
17 Полезно используемая электроэнергия	94500000,0	кВт · ч/год
18 Полные затраты по функции электроснабжения на единицу потребляемой электроэнергии	3,3	руб./ кВт · ч

13.10 Планирование сметы текущих затрат на электрическое обслуживание

Смета текущих затрат на электрическое обслуживание сведена в таблицу 13.8.

Таблица 13.8 – Смета текущих затрат на электроэнергетическое обслуживание

Элементы затрат	Сумма, тыс.руб.	Процент к итогу
1 Вспомогательные материалы (1,25% от КЭ)	2134	0,3
2 Электроэнергия от энергосистемы	568975	84,5
3 Амортизация основных фондов (10% от КЭ)	17071	2,5
4 Заработная плата основная и дополнительная всех категорий промышленно-производственного персонала, включая ОГЭ	56921	8,5
5 Отчисления на социальные нужды (30%)	17076	2,5
6 Прочие расходы (20% от зарплаты)	11384	1,7
Итого	673561	100,0

## Выводы по разделу тринадцать

В экономическом разделе дипломного проекта разработано предложение по совершенствованию СЭС для повышения эффективности и качества работы энергохозяйства. Для достижения поставленной цели спланированы этапы реализации проекта, а также произведена калькуляция затрат на энергетическое обслуживание.

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		143

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработчиком проекта был произведён анализ литературы по данной тематике. Выполнен расчет электрических нагрузок группы цехов Новокузнецкого металлургического комбината, согласно усовершенствованному методу упорядоченных диаграмм, который позволил разработать схемы внешнего и внутреннего электроснабжения.

Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения производился путем сравнения технико-экономических показателей схем на напряжения 35 и 110 кВ. В результате схема внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ получилась дешевле и, как следствие, наиболее рациональной.

Выбраны мощность, количество и место установки цеховых трансформаторов с современными трансформаторами типа ТМГ, обеспечивающими минимальные затраты при эксплуатации, малые габариты ТП и высокую надежность работы подстанций.

Распределение электрической энергии внутри предприятия осуществляется на напряжении 10 кВ по смешанной схеме, обеспечивающей оптимальные режимы работы электрической сети, надлежащее качество электроэнергии и надежность. Учитывая климатические условия, характеристики грунта и плотность застройки было принято решение прокладывать кабельные линии преимущественно в траншеях. В качестве проводника использовались кабели марки ААШв-10 сечением 50, 70, 95, 120, 240 мм<sup>2</sup>.

В проекте уделено внимание вопросу компенсации реактивной мощности. Это объясняется низким значением средневзвешенного коэффициента мощности на предприятии, высокой стоимостью электроэнергии и значительным потреблением реактивной мощности. Выбор оптимального местоположения и мощности компенсирующих устройств позволило оптимизировать режимы работы электрической сети и, как следствие, улучшить экономические показатели ее работы.

Особое внимание в работе уделено вопросам охраны труда в электроустановках. Также в работе рассматривались вопросы экономической деятельности предприятия.

В разделе релейная защита приведено подробное описание и расчет уставок релейной защиты силового трансформатора, установленного на главной понижающей подстанции, типа ТРДН-25000/110/10/10. На чертеже представлены принципиальная и оперативная схема релейной защиты трансформатора и её характеристики.

В результате проведенных расчетов была спроектирована система электроснабжения группы цехов Новокузнецкого металлургического завода, отвечающая всем требованиям по качественному и надёжному электроснабжению.

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		144

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Комплектные конденсаторные установки. – [http://slavenergo.ru/kondensatornaja\\_ustanovka](http://slavenergo.ru/kondensatornaja_ustanovka).

2 Ильяшов, В. П. Конденсаторные установки промышленных предприятий / В.П. Ильяшов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2013. – 152 с.

3 УКРМ для сетей низкого напряжения. – <http://www.schneider-electric.ru/ru/product-range-download/61501-varset-lv/?parent-subcategory-id=4310>.

4 Стоимость конденсаторных установок. – <http://www.b2b-center.ru/>.

5 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин.– М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 352 с.

6 Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

7 РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 12 с.

8 Справочная книга для проектирования электрического освещения / под ред. Г.М. Кнорринга. – СПб.: Энергоатомиздат, 1992. – 448 с.

9 Киреева, Э.А. Справочник электрика / Э.А. Киреева, С.А. Цырук.–М: Колос, 2007. – 464с.

10 Технические характеристики трансформаторов типа ТМГ.– [http://www.mitek.spb.ru/files/energoinfodec07\\_135774-3030.pdf](http://www.mitek.spb.ru/files/energoinfodec07_135774-3030.pdf).

11 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 848 с.

12 Выключатели вакуумные ВБЭТ-35Ш-25/630-1600УХЛ1.– [http://www.ues.su/product\\_img/switches/vbet35/vbet35.pdf](http://www.ues.su/product_img/switches/vbet35/vbet35.pdf)

13 Выключатель элегазовый баковый типа ВЭБ-110.– [http://www.uetm.ru/files/katalog\\_VEB-11.pdf](http://www.uetm.ru/files/katalog_VEB-11.pdf).

14 Разъединители серии РГ на напряжение 35 – 500 кВ.– [http://www.ues.su/product\\_img/razyed/rg35/ues\\_zeto\\_catalog\\_rg35.pdf](http://www.ues.su/product_img/razyed/rg35/ues_zeto_catalog_rg35.pdf)

15 Ограничители перенапряжения нелинейные.–[http://www.uik.ru/net-cat\\_files/696/638/h\\_4d82627dfea00289f4895db29b4c87fe](http://www.uik.ru/net-cat_files/696/638/h_4d82627dfea00289f4895db29b4c87fe).

16 Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М.– [http://www.nzif.ru/uploads/sel/psch4tm03m/ruk\\_03\\_02\\_m.pdf](http://www.nzif.ru/uploads/sel/psch4tm03m/ruk_03_02_m.pdf)

17 Трансформатор напряжения НАМИ-35УХЛ1.– <http://www.ues.su/catalog/item211/>.

18 Технические характеристики. Трансформаторы напряжения элегазовый ЗНОГ-110.–[http://www.zeto.ru/products\\_and\\_services/high\\_voltage\\_equipment/transformatory-napryajeniya-izmeritelnye-elegazovye/znog-110-u1-uhl1-transformator-napryajeniya-elegazovu](http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/transformatory-napryajeniya-izmeritelnye-elegazovye/znog-110-u1-uhl1-transformator-napryajeniya-elegazovu).

19 Постановление региональной энергетической комиссии Кемеровской области от 01.12.2016г. №669 «Об установлении долгосрочных параметров регулирования и долгосрочных тарифах на электрическую энергию». – <http://docs.cntd.ru/document/439058206>

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		145

20 Информация на сайте ОАО «Кузбассэнергосбыт», для юридических лиц, в разделе «Нерегулируемые тарифы», в разделе «Средневзвешенные нерегулируемые цены на оптовом рынке для покупателей с интегральным учетом». – <http://www.kuzesc.ru/?pur=11>.

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

22 Письмо Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации №8802-ХМ/09 от 20.03.2017. Индексы изменения сметной стоимости на 1 квартал 2017 года. – М.: Изд-во стандартов, 2017. – 24 с.

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

24 Кабель силовой в бумажно-пропитанной изоляции. – <https://elkabel.com/catalog/aashv>.

25 Комплектные распределительные устройства внутренней установки 6-10 кВ.– [http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/2\\_kru2006.pdf](http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/2_kru2006.pdf).

26 Вакуумные выключатели типа ВВЭ.–<http://www.konstalin.ru/?startid=3&id=161>

27 Каталог продукции. Измерительные трансформаторы тока.– [http://www.cztt.ru/transformatör\\_toka.html](http://www.cztt.ru/transformatör_toka.html).

28 Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы НА-ЛИ-СЭЩ-10-1У2.– [http://www.electroshield.ru/izmeritelnye\\_transformatory\\_nali](http://www.electroshield.ru/izmeritelnye_transformatory_nali).

29 Камеры (ячейки) КСО.– [https://www.chelzeo.ru/catalog/kamery\\_kso/kameri\\_sbornie\\_odnostoronnego\\_obslyzhvaniya\\_serii\\_kso-366](https://www.chelzeo.ru/catalog/kamery_kso/kameri_sbornie_odnostoronnego_obslyzhvaniya_serii_kso-366).

30 Комплектные токопроводы и шинопроводы.–[http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/3\\_compl\\_tokopr\\_shinoprovd2007.pdf](http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/3_compl_tokopr_shinoprovd2007.pdf).

31 Автоматические выключатели серия «Электрон».–[http://www.kontaktor.ru/auto\\_breakers/detail\\_page.php?ID=201](http://www.kontaktor.ru/auto_breakers/detail_page.php?ID=201)

32 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.

33 Овчаренко, А.С. Повышение эффективности электроснабжения промышленных предприятий: учебник / А.С. Овчаренко.– Киев.: Техника, 1989. – 287 с.

34 Руководство по эксплуатации Sepam. – [http://www2.schneider-electric.com/resources/sites/SCHNEIDER\\_ELECTRIC/content/live/FAQS/237000/FA237482/ru\\_RU202012.pdf](http://www2.schneider-electric.com/resources/sites/SCHNEIDER_ELECTRIC/content/live/FAQS/237000/FA237482/ru_RU202012.pdf).

35 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика СЭС: учебник для ВУЗов / В.А. Андреев. – 3-е изд. – М.: ВШ, 2006. – 485 с.

36 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Минтруд России, 2013. – 45 с.

37 СО 153-34.03.603-2003. Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. – М.: Изд-во стандартов 2003. – 36 с.

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		146

- 38 ГОСТ 12.1.038-88 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. – М.: Энергоатомиздат, 1982 –16 с.
- 39 ГОСТ 12.1.030-87. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. – М.: Изд-во стандартов, 1987. – 16 с.
- 40 СО 153-343.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, строений и промышленных коммуникаций. – М.: Энергоатомиздат, 2003 – 48 с.
- 42 СНиП 23-05-10. Естественное и искусственное освещение. – М.: Изд-во стандартов, 2010. – 32 с.
- 43 Справочная книга по светотехнике / Под ред. Ю. Б. Айзенберга. – М.: Знак, 2006. – 952 с.
- 43 Нормы пожарной безопасности 105-03. Определение категории помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 36 с.
- 44 СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. – М.: Изд-во стандартов, 1998. – 38 с.
- 45 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 273 с.
- 46 Каталог продукции. Трансформатор силовой ТРДН-25000/110.– <http://www.bemz.by/electro/transformers/61-trdn25000.html>.
- 47 ВППБ 01-02-95. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 36 с.
- 48 Экономика промышленного предприятия: учебник / под ред. Л.В. Гринцевич. – М: Элайда. – 2013. – 254 с.

					13.03.02.2017.033.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		147