Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Факультет «Заочный инженерно-экономический»
Кафедра «Системы электроснабжения»

ПРОЕКТ ПРОВЕРЕН
Рецензент

_____
(подпись, место для печати)
«___» _____ 2016 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой

_____ Ю.И. Хохлов
(подпись)
«16» 06 2016 г.

Электроснабжение северной группы цехов трубопрокатного завода

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ ЮУрГУ – 140400.2016.399.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной защите
старший преподаватель

_____ И.П. Титов
«11» июня 2016 г.

Руководитель проекта
старший преподаватель

_____ И.П. Титов
«11» июня 2016 г.

Консультант по экономике
д.э.н., профессор

_____ А.А. Алабугин
«23» мая 2016 г.

Автор проекта
Студент группы
ЗИЭФ-512

_____ Н.А. Ершов
«20» мая 2016 г.

Консультант по БЖД
д.т.н., профессор

_____ В.Ф. Бухтояров
«23» мая 2016 г.

Нормоконтролёр
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина
«15» июня 2016 г.

Челябинск 2016

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

Факультет «Заочный инженерно-экономический»
Кафедра «Системы электроснабжения»
Направление «140400 Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____Ю.И. Хохлов
16 06 2016 г.

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу студента
Ершова Николая Александровича

Группа ЗИЭФ-512

1 Тема работы

Электроснабжение северной группы цехов трубопрокатного завода

утверждена приказом по университету от «25» апреля 2016г. № 661

2 Срок сдачи студентом законченной работы _____

3 Исходные данные к работе материалы из базы данных кафедры СЭС

4 Содержание расчетно-пояснительной записки

	Сравнение отечественных и передовых зарубежных технологий и решений
1	Расчет электрических нагрузок
2	Расчет трансформаторов цеховых трансформаторных подстанции
3	Выбор напряжения и трансформаторов ГПП
4	Технико-экономическое обоснование схемы внешнего электроснабжения
5	Выбор величины напряжения и схемы внутреннего напряжения предприятия, расчет питающих линий
6	Расчет токов короткого замыкания
7	Выбор электрооборудования СЭС предприятия
8	Расчет и выбор устройств компенсации реактивной мощности
9	Расчет показателей качества напряжения в узлах СЭС
10	Релейная защита
11	Экономико-управленческая часть
12	Безопасность жизнедеятельности

5 Перечень графического материала

1	План генеральный группы цехов трубопрокатного завода	- 1 лист
2	Схема электрическая принципиальная электроснабжения группы цехов трубопрокатного завода	- 1 лист
3	Исполнение конструктивное ГПП с разрезами	- 1 лист
4	Схемы релейной защиты ТРДН-25000/110	- 1 лист
5	Плакат по экономике	- 1 лист
6	Плакат по БЖД	- 1 лист

Всего 6 листов

6 Консультанты по проекту, с указанием относящихся к ним разделов проекта

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)
Релейная защита	И.П. Титов	26.02.16	26.02.16
БЖД	В.Ф. Бухтояров	18.02.16	18.02.16
Экономическая часть	А.А. Алабугин	05.05.16	05.05.16

7 Дата выдачи задания 4 марта 2016 г.

Руководитель И.П. Титов

Задание принял к исполнению Н.А. Ершов

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы (проекта)	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
1 Введение	19.03.16 – 20.03.16	
2 Сравнение отечественных и зарубежных технологий	20.03.16 – 24.03.16	
3 Расчёт электрических нагрузок	24.03.16 –27.03.16	
4 Выбор трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций	27.03.16 – 30.03.16	
5 Выбор напряжения и трансформаторов ГПП	03.04.16 – 07.04.16	
6 Технико-экономическое обоснование схемы внешнего электроснабжения	07.04.16 – 10.04.16	
7 Выбор величины напряжения и схемы внутреннего электроснабжения предприятия, расчет питающих линий	10.04.16 – 15.04.16	
8 Расчет токов короткого замыкания	15.04.16 – 20.04.16	
9 Выбор электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения	20.04.16 – 25.04.16	
10 Расчет и выбор устройств компенсации реактивной мощности	25.04.16 – 30.04.16	
11 Расчет показателей качества напряжения в узлах СЭС	30.04.16 – 03.05.16	
12 Экономико – управленческая часть	03.05.16 – 06.05.16	
13 Безопасность жизнедеятельности	06.05.16 – 07.05.16	
14 Релейная защита	07.05.16 – 10.05.16	
15 Заключение	10.05.16 – 11.05.16	
16 Библиографический список	11.05.16 – 12.05.16	
17 Оформление пояснительная записка	12.05.16 – 15.05.16	
18 Оформление графической части	15.05.16 – 17.05.16	

Заведующий кафедрой _____ _____
(подпись) (И.О. Фамилия)

Руководитель работы (проекта) _____ _____
(подпись) (И.О. Фамилия)

Студент _____ Ефимов Н. А
(подпись) (И.О. Фамилия)

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ
Технический паспорт..... 6
1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК
1.1 Расчёт нагрузок по ремонтно-механическому цеху…….. 8
1.2 Расчёт электрических нагрузок по предприятию 14
1.3 Расчёт картограммы электрических нагрузок……..... 14
2 РАСЧЕТ ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ
2.1 Выбор типа цеховых трансформаторов……..... 21
2.2 Расчёт цеховых трансформаторных подстанций 21
3 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП ПРЕДПРИЯТИЯ…… 27
4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ…….. 31
4.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП……..……. 33
4.2 Расчёт ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия……..…… 34
4.3 Расчет токов короткого замыкания…….……..…..... 35
4.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры……..……. 37
4.5 Определение технико-экономических показателей схем внешнего электроснабжения 40
4.6 Выбор оптимального варианта схемы внешнего электроснабжения……. 42
5 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ
5.1 Выбор напряжения……..……..…… 44
5.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия…… 44
5.3 Конструктивное выполнение электрической сети……..……..…… 44
5.4 Расчет питающих линий……..……..…… 45
6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ……... 49
7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СЭС ПРЕДПРИЯТИЯ
7.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП….. 56
7.2 Выбор выключателей КРУ..... 56
7.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ..... 57
7.4 Выбор трансформаторов напряжения 59
7.5 Выбор соединения силового трансформатора ГПП с РУ НН ГПП….. 61
7.6 Проверка кабелей 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания……..…… 61
7.7 Выбор трансформаторов собственных нужд..... 63
7.8 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП…….. 64

7.9 Выбор выключателей нагрузки в ТП…… 66
8 РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ 68
9 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС
9.1 Расчет коэффициента искажения синусоидальности напряжения….. 74
9.2 Расчет колебаний напряжения…….. 78
9.3 Расчет несимметрии напряжения……. 79
10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА……. 81
10.1. Продольная дифференциальная защита…….. 81
10.2. МТЗ с выдержкой времени на НН…… 84
10.3. МТЗ с выдержкой времени на ВН…… 85
10.4 Защита от перегруза……. 85
10.5 Газовая защита…….. 86
10.6 Газовая защита РПН…….. 86
11 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ…….. 88
11.1 SWOT-анализ вариантов внешнего электроснабжения…… 87
11.2 Дерево целей проекта……... 87
11.3 График Ганта по реализации проекта…… 88
12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ……. 90
12.1 Характеристика проектируемого объекта как источника потенциальных опасностей для окружающей среды и людей…… 90
12.2 Обеспечение охраны окружающей среды при проектировании объектов и их эксплуатации…… 90
12.3 Требования безопасности к устройству электроустановок (систем электроснабжения) и выбор защитных мер и мероприятий по электробезопасности…… 93
12.4 Расчёт защитного заземления ГПП…… 98
12.5 Расчет молниезащиты ГПП…… 102
12.6 Обеспечение охраны труда при эксплуатации электроустановок…. 104
12.7 Требования к производственному освещению…… 105
12.8 Обеспечение пожарной безопасности…… 108
12.9 Обеспечение промышленной и взрывной безопасности……. 110
ЗАКЛЮЧЕНИЕ..... 113
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК..... 114

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.

Технический паспорт проекта

1 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1 кВ – 33713 кВт.

2 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением свыше 1 кВ – 13020 кВт (6хПЧ по 1250 кВт, 4хИУ по 630 кВт, 2хДСП по 1500 кВт).

3 Категория основных потребителей по надёжности электроснабжения – II.

4 Активная расчётная мощность на шинах главной понизительной подстанции: 24266 кВт.

5 Коэффициент реактивной мощности: естественный $tg\varphi=0,99$; расчетный $tg\varphi=0,46$; заданный энергосистемой $tg\varphi=0,50$.

6 Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.

7 Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 2700 МВ·А, тип и сечение питающих линий ВЛ 110 кВ – АС-70/11.

8 Расстояние от предприятия до питающей подстанции 14 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 400, 630, 100, 1600, 2000, 2500 кВ·А.

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

13 Число часов использования максимума нагрузки 4355 ч/год.

14 Тип и сечение кабельных линий: АПвПу-10 с сечением 95, 120, 150 мм^2.

1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Для расчета электрических нагрузок на предприятии будем использовать усовершенствованный метод упорядоченных диаграмм [1]. В системе электроснабжения предприятия существует несколько характерных точек, в которых необходимо определить расчетные электрические нагрузки. Расчет электрических нагрузок ведется последовательно от низших к высшим ступеням системы электроснабжения.

1.1 Расчет нагрузок по ремонтно-механическому цеху

Рассмотрим подробно подготовительное отделение. В данном отделении находится 29 электроприемников общей номинальной мощностью 255,1 кВт. Для их питания в отделении устанавливается 1 распределительный шинопровод ШР-1.

Значения коэффициента использования по активной мощности $k_{èà}$ и коэффициента мощности $\cos\varphi$ для каждой из групп электроприемников определяется по справочнику [2]. Зная $\cos\varphi$, определяем $tg\varphi$.

Далее для каждой группы однотипных электроприемников равной единичной мощности находим средние мощности

$$Ð_{ñð} = k_{èà} \cdot n \cdot ð_{íîì}\ , \tag{1.1}$$

$$Q_{cð} = k_{èà} \cdot n \cdot ð_{íîì}\ \cdot tg\varphi, \tag{1.2}$$

где n – число электроприемников;

$ð_{íîì}$ – номинальная мощность одного электроприемника, кВт;

В качестве примера приведем расчет по формулам (1.1) – (1.2) для группы электроприемников в составе 2 пресс-ножниц, получающих питание от ШР-1

$$Ð_{ñð} = 0{,}17 \cdot 2 \cdot 2{,}4 = 0{,}8 \text{ кВт}.$$

$$Q_{cð} = 0{,}17 \cdot 2 \cdot 2{,}4 \cdot 1{,}17 = 1{,}0 \text{ квар}.$$

Определим эффективное число электроприемников:

$$n_э = \frac{\left(\sum_{i=1}^{n} p_{íîìi}\right)^2}{\sum_{i=1}^{n} p^2_{íîìi}}, \tag{1.3}$$

где n – реальное число электроприёмников;

$ð_{íîì\,i}$ – номинальная активная мощность i -го электроприемника, кВт.

$$n_{э} = \frac{255,1^2}{3336} = 20.$$

Далее определим средневзвешенное значение коэффициента использования:

$$K_{ва} = \frac{\sum_{i=1}^{n} k_{ваi} \cdot P_{номi}}{\sum_{i=1}^{n} P_{номi}}, \quad (1.4)$$

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

$$\hat{E}_{ва} = \frac{52,2}{255,1} = 0,20.$$

Средневзвешенное значение $tg\varphi$ определяем по выражению:

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

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

$$tg\varphi = \frac{68,7}{52,2} = 1,31.$$

По полученному значению $tg\varphi$ находим значение $\cos\varphi$.

Расчетные мощности для системы второго уровня определяются по формулам:

$$P_{р} = K_{ра} \cdot \sum_{i=1}^{n} k_{ваi} \cdot р_{номi}, \quad (1.6)$$

$$Q_{р} = K_{рр} \cdot \sum_{i=1}^{n} k_{ваi} \cdot р_{номi} \cdot tg\varphi_i, \quad (1.7)$$

где $K_{ра}$ – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, приводится в [3] в зависимости от эффективного числа электроприемников и средневзвешенного коэффициента использования по активной мощности, $k_{ра} = f(n_{э}, k_{ва})$;

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

Коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности

$$K_{рр} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_{э}}}. \quad (1.8)$$

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

$$P_{ð} = 1,16 \cdot 52,2 = 60,6 \text{ кВт.}$$

$$K_{ðð} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{20}} = 1,04.$$

$$Q_{ð} = 1,04 \cdot 52,2 \cdot 1,31 = 71,3 \text{ квар.}$$

Полная расчетная нагрузка группы трехфазных электроприемников определяется выражением

$$S_{ð} = \sqrt{P_{ð}^2 + Q_{ð}^2}. \quad (1.9)$$

$$S_{ð} = \sqrt{60,6^2 + 71,3^2} = 93,5 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток

$$I_{ð} = \frac{S_{ð}}{\sqrt{3} \cdot U_{íîì}}, \quad (1.10)$$

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

$$I_{ð} = \frac{93,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 142,1 \text{ А.}$$

Определим пиковую нагрузку по отделению

Выберем ЭП с наибольшим пусковым током – ножницы гильотинные с параметрами:

– $P_{ном}$=20 кВт – номинальная активная мощность;

– cosφ=0,5;

– $К_{пуск}$=5 – кратность пускового тока.

Пусковой ток

$$I_{пуск} = \frac{К_{пуск} \cdot P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \eta \cdot \cos\varphi}. \quad (1.11)$$

$$I_{ïóñê} = \frac{5 \cdot 20,0}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,9 \cdot 0,50} = 337,6 \text{ А.}$$

Пиковый ток по отделению

$$I_{пик} = I_{пуск} + I'_{р}, \quad (1.12)$$

где $I'_{р}$ – расчетный ток без учета запускаемого электроприемника, А.

$$I_{ï èê} = 337,6 + 133,8 = 471,4 \text{ А}.$$

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 $k_{èà}$ и $\cos\varphi$, включенных на линейное напряжение с соответствующим приведением этих нагрузок к нагрузкам одной фазы и фазному напряжению [2].

Запишем выражения для определения средней активной и реактивной мощности соответственно:

$$P_{ñðÀ} = k_{èà} \cdot Ð_{ÀÂ} \cdot k_{ÀÂ\,À} + k_{èà} \cdot Ð_{CA} \cdot k_{CA\,À} + k'_{èa} \cdot Ð_{A0}, \quad (1.13)$$

$$Q_{ñðÀ} = k_{èà} \cdot Ð_{ÀÂ} \cdot q_{ÀÂ\,À} + k_{èà} \cdot Ð_{CA} \cdot q_{CA\,À} + k'_{èa} \cdot Ð_{A0} \cdot \mathrm{tg}\varphi, \quad (1.14)$$

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

$Ð_{ÀÂ}$ – нагрузка между фазами А и В, кВт;

$Ð_{CA}$ – нагрузка между фазами А и С, кВт;

$Ð_{A0}$ – нагрузка, присоединенная на напряжение А, кВт;

$k_{ÀÂ\,À}$, $k_{CA\,À}$, $q_{ÀÂ\,À}$, $q_{CA\,À}$ – коэффициенты приведения нагрузок, включенных на линейное напряжение АВ и СА к фазе А.

Например, рассчитаем нагрузку однофазных электроприемников на фазу А в сборно-сварочном отделении:

$$P_{ñðÀ} = 0,2 \cdot 0 \cdot 1,17 + 0,20 \cdot 24,5 \cdot (-0,17) + 0,35 \cdot (75 + 0 + 35 + 90) = 69,2 \text{ кВт},$$

$$Q_{ñðÀ} = 0,2 \cdot 0 \cdot 0,86 + 0,2 \cdot 24,5 \cdot 1,44 + 0,35 \cdot (75 + 0 + 35 + 90) \cdot 1,02 = 78,5 \text{ квар}.$$

Условная трёхфазная мощность от ОЭП для наиболее загруженной фазы:

$$P_ñ = 3 \cdot P_{ñ.ô.max}. \quad (1.15)$$

$$Q_ñ = 3 \cdot Q_{ñ.ô.max}. \quad (1.16)$$

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

$$P_ñ = 3 \cdot 69,2 = 207,6 \text{кВт},$$

$$Q_ñ = 3 \cdot 78,5 = 235,5 \text{ квар}.$$

Тогда коэффициент использования, при наиболее загруженной фазе А

$$K_{èà} = \frac{P_{ñðÀ}}{\frac{1}{2}\left(Ð_{ÀÂ} + Ð_{ÀC} + Ð_{À0}\right)}. \quad (1.17)$$

$$K_{èà} = \frac{69,2}{\frac{1}{2}\ 0 + 24,5\ + 200} = 0,33.$$

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

$$n_{ý} = \frac{1832,8^2}{78096} = 43.$$

$$\hat{E}_{èà} = \frac{675,2}{1832,8} = 0,37.$$

$$tg\varphi = \frac{524,7}{675,2} = 0,78.$$

Расчетные активная и реактивная мощности цеха:

$$P_{ð.ö} = K_{ðà} \cdot \sum_{i=1}^{n} K_{èài} \cdot Ð_{íîìi}, \qquad (1.18)$$

$$Q_{ð.ö} = K_{ðà} \cdot \sum_{i=1}^{n} K_{èài} \cdot Ð_{íîìi} \cdot tg\varphi_i, \qquad (1.19)$$

где $K_{ðà}$ – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности.

$$P_{ð.ö} = 0,75 \cdot 675,2 = 506,4\ кВт.$$

$$Q_{ð.ö} = 0,75 \cdot 524,7 = 393,5\ квар.$$

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:

$$P_{ð.îñâ} = k_{ñ.îñâ} \cdot P_{ó.îñâ} \cdot F_ö, \qquad (1.20)$$

где $k_{ñ.îñâ}$ – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки;

$P_{ó.îñâ}$ – удельная осветительная нагрузка на 1 м^2 производственной поверхности пола цеха, Вт/м^2;

$F_ö$ – поверхность пола цеха, м^2.

Расчетная реактивная мощность осветительной нагрузки

$$Q_{ð.îñâ} = P_{ð.îñâ} \cdot tg\varphi_{îñâ}, \qquad (1.21)$$

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

Для рассматриваемого цеха получаем

$$P_{ð.îñâ} = 0,9 \cdot 0,015 \cdot 5260 = 71,0\ кВт,$$

$$Q_{ð.î ñâ} = 71,0 \cdot 0,33 = 23,3 \text{ квар.}$$

Полная расчетная низковольтная нагрузка цеха

$$S_{ð.ö} = \sqrt{(Ð_{ð.ö} + Ð_{ð.î ñâ})^2 + (Q_{ð.ö} + Q_{ð.î ñâ})^2}\,. \qquad (1.22)$$

$$S_{ð.ö} = \sqrt{(506,4 + 71,0)^2 + (393,5 + 23,3)^2} = 712,2 \text{ кВА.}$$

На этом расчет электрических нагрузок по РМЦ заканчивается, все результаты расчета, полученные из выражений (1.1) – (1.22) приведены в таблице 1.2.

1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

Расчет на II уровне системы электроснабжения предприятия рассмотрен в пункте 1.1. Особенностью расчета электрических нагрузок на III уровне и выше коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности принимается равным коэффициенту расчетной нагрузки по активной мощности $K_{pp}=K_{pa}$. Значения коэффициентов расчетной нагрузки $K_{ðà}$ находятся из [3]. Для цехов в которых будут установлены РПН значение K_{pa} следует брать из таблицы 1 [3]. Для цехов в которых будут установлены ТП значение K_{pa} следует брать из таблицы 2 [3]

Расчетные нагрузки по предприятию определяются по выражениям

$$Ð_{ð.ï} = K_{î ì} \cdot \left(\sum_{1}^{m_1} Ð_{ði}^{III} + \sum_{1}^{N_1} k_{èài} \cdot ð_{í î ì i} \right) + P_{î ñâ},$$

$$Q_{ð.ï} = K_{î ì} \cdot \left(\sum_{1}^{m_1} Q_{ði}^{III} + \sum_{1}^{N_1} k_{èài} \cdot ð_{í î ì i} \cdot tg\varphi_i \right) + Q_{î ñâ},$$

где $Ê_{î ì}$ - 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;

L_1 – число трансформаторов цеховых ТП, 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 $K_{pa}=1$, тогда расчетные активная и реактивная мощности будут равны соответственно средним активной и реактивной мощностям. Результаты расчёта электрических нагрузок по предприятию 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:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{ði}}{\pi \cdot m}}, \tag{1.23}$$

$$\alpha_{í\,/âi} = 360\frac{P_{ð.í\,/âi}}{P_{ði}}, \tag{1.24}$$

$$\alpha_{â/âi} = 360\frac{P_{ð.â/âi}}{P_{ði}}, \tag{1.25}$$

$$\alpha_{î\,ñâ/âi} = 360\frac{P_{ð.î\,ñâi}}{P_{ði}}, \tag{1.26}$$

где $P_{ði}, P_{ð.í\,/âi}, P_{ð.â/âi}, P_{ð.î\,ñâi}$ - 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^2.

Масштаб определим из условия, что радиус окружности, соответствующей минимальной расчетной нагрузке был равен 4 мм:

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

$$m = \frac{48}{3{,}14 \cdot 4^2} = 0{,}96\ \text{êÂò/ì ì}^{\,2}.$$

Центр электрических нагрузок предприятия является символическим центром потребления электрической энергии (активной мощности) предприятия, координаты которого находятся по выражениям [4]:

$$x_ö = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_{pi} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^{n} P_{pi}}. \tag{1.27}$$

$$y_ö = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_{pi} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^{n} P_{pi}}, \tag{1.28}$$

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	$P_{ði}$, кВт	$P_{ð.í/âi}$, кВт	$P_{ð.î ñâi}$, кВт	$P_{ð.â/âi}$, кВт	x_i, м	y_i, м	R_i, мм	$\alpha_{í/âi}$, град	$\alpha_{î ñâ/âi}$ град	$\alpha_{â/âi}$, град
1 Заводоуправление	48	30	18		39	56	4	226	134	0
2 Ремонтно-механический цех	577	506	71		356	316	14	316	44	0
3 Блок механических цехов	3479	3337	142		169	285	34	345	15	0
4 Компрессорная	310	298	12		292	253	10	344	16	0
5 Очистные сооружения	2315	2295	20		285	305	28	357	3	0
6 Центральная котельная	456	445	12		419	316	12	351	9	0
7 Трубопрокатный цех	8886	3669	342	4875	210	152	54	149	14	198
8 ЦЗЛ	334	304	30		49	135	11	327	33	0
9 Кислородная станция	1339	1326	13		356	253	21	356	4	0
10 Транспортный цех	167	104	63		494	264	7	201	159	0
11 Склад	102	73	29		504	161	6	258	102	0
12 Кузнечно-прессовый цех	4532	2397	119	2016	383	152	39	190	9	160
13 Цех ремонта прокатного оборудования	1504	1465	38		49	302	22	351	9	0
14 Литейный цех	2192	652	190	1350	185	56	27	107	31	222
Итого	26241	16900	1099	8241	245	197				

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: $x_{ГПП}$ = 366 м; $y_{ГПП}$ = 66 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, выбран символический центр электрических нагрузок, а также определено место расположения главной понизительной подстанции предприятия.

2 РАСЧЕТ 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 [5], так как трансформаторы данного типа обладают рядом преимуществ над трансформаторами типа ТМ и ТМЗ [6]:

– 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±20°С 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 0,2кгс/см^2 , так как происходит снижение давления азота даже при полной герметизации за счет поглощения азота маслом.

2.2 Расчет цеховых трансформаторных подстанций

Число и мощность трансформаторов зависят от распределения нагрузок по площади цеха, наличия места для расположения цеховых подстанций, характера и режима работы электроприемников.

Существует связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора $S_{т.э}$ цеховой ТП и плотностью σ электрической нагрузки цеха [7], эта связь приведена в таблице 2.1.

Таблица 2.1

σ , кВА/м^2.	0,05	0,08	0,15	0,25	0,35
$S_{т.э}$, кВА	400	630	1000	1600	2500

Плотность электрической нагрузки цеха определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{S_{р}}{F_{ц}}, \qquad (2.1)$$

где $S_{р}$ – расчетная электрическая нагрузка цеха, кВА;

$F_{ц}$ – площадь цеха, м^2.

Мощность трансформаторной цеховой подстанции корректируется в зависимости от величины нагрузки цеха, а так же ее категории, числа типоразмеров трансформаторов на предприятии и ряда других факторов.

Количество трансформаторов всех подстанций цеха определяем по формуле:

$$N_0 = \frac{P_{р.ц}}{k_{з.доп} \cdot S_{т.н}}, \qquad (2.2)$$

где $P_{р.ц}$ – расчетная активная нагрузка цеха, Вт;

$S_{т.н}$ – выбранная номинальная мощность трансформаторов цеховых ТП, кВА;

$k_{з.доп}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформатора..

При установке в цехе двухтрансформаторной ТП номинальная мощность трансформатора определяется из условия

$$S_{т.н} \geq \frac{P_{р.ц}}{N_{т} \cdot k_{з.доп}}, \qquad (2.3)$$

где $N_{т} = 2$ – число трансформаторов в цехе.

Величина наибольшей реактивной мощности, которую силовой трансформатор может передать в сеть низшего напряжения из условия допустимой загрузки:

$$Q_{1р} = \sqrt{N_{т} \cdot k_{з.доп} \cdot S_{т.н}^{2} - P_{р.ц}^{2}}. \qquad (2.4)$$

В общем случае мощности $Q_{1р}$ и $Q_{р.ц}$ не равны. Поэтому реальная величина реактивной мощности Q_1, проходящей через трансформатор определяется из соотношений

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{ð.ö}, \text{ åñëè } Q_{1.ð} \geq Q_{ð.ö} \\ Q_{1.ð}, \text{ åñëè } Q_{1.ð} < Q_{ð.ö} \end{cases}. \quad (2.5)$$

Из анализа выражения (2.5) следует:

1 Если наибольшая реактивная мощность $Q_{1р}$ оказывается больше или равной расчётной реактивной нагрузки цеха $Q_{р.ц}$, то это означает, что через трансформатор из сети напряжением 10 кВ в сеть низшего напряжения будет передаваться мощность Q_1, равная расчётной реактивной нагрузки цеха $Q_{р.ц}$.

2 Если оказывается, что мощность $Q_{1р}$ меньше нагрузки $Q_{р.ц}$, то есть трансформаторы ТП не могут пропустить всю расчётную реактивную нагрузку $Q_{Р.Ц}$, то для устранения дефицита реактивной мощности на стороне низшего напряжения ТП необходимо установить низковольтную конденсаторную батарею, мощность которой определяется по формуле

$$Q_{ê.í} = Q_{p.ö} - Q_1, \quad (2.6)$$

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

$$\hat{e}_{ç.í} = \frac{\sqrt{P_{p.ö}^2 + Q_1^2}}{N_{ò} \cdot S_{ò.í}}. \quad (2.7)$$

$$\hat{e}_{ç.ï} = \frac{\sqrt{P_{p.ö}^2 + Q_1^2}}{N_{ò} - 1 \cdot S_{í.ò.i}}. \quad (2.8)$$

Приведем пример расчета ТП для кислородной станции, согласно выражениям (2.1)–(2.8).

Категория по надёжности электроснабжения вторая, значит, в данном цехе необходимо предусмотреть установку двухтрансформаторной ТП.

При установке в цехе двухтрансформаторной ТП номинальная мощность трансформатора определяется из условия

$$S_{ò.í} \geq \frac{1339}{2 \cdot 0{,}8} = 837 \text{ êÂÀ}.$$

Поэтому принимаем единичную мощность трансформаторов 1000 кВА.

Величина наибольшей реактивной мощности, которую силовой трансформатор может передать в сеть низшего напряжения из условия допустимой загрузки:

$$Q_{1ð} = \sqrt{2 \cdot 0{,}8 \cdot 1000^{\ 2} - 1339^2} = 875 \text{ квар}.$$

Так как

$$Q_{1ð} > Q_{ð.ö}.$$

$$875 > 683 \text{ квар},$$

то для устранения дефицита реактивной мощности на стороне низшего напряжения ТП необходимо установить низковольтную конденсаторную батарею, мощность которой определяется по формуле (2.6)

$$Q_{ê.í} = 683 - 683 = 0 \text{ квар}.$$

Фактические коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы ТП

$$ê_{ç.í} = \frac{\sqrt{1339^2 + 683^2}}{2 \cdot 1000} = 0,75.$$

$$ê_{ç.ï} = \frac{\sqrt{1339^2 + 683^2}}{2 - 1 \cdot 1000} = 1,5.$$

В послеаварийном режиме необходимо отключить часть потребителей третьей категории, чтобы коэффициент загрузки стал равен 1,4.

Выбор остальных цеховых трансформаторных подстанций, выполненный по выражениям (2.1) – (2.8), представим в таблице 2.2.

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 (РПН), с запиткой его по сети 0,4 кВ от ТП соседнего цеха. Целесообразность данной установки РПН определяется условием

$$S_{ð.ö} \cdot L \le 15000. \qquad (2.9)$$

где $S_{ð.ö}$ – полная расчетная нагрузка цеха, кВА;

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

Проверка выполнения соотношения (2.9) при установке низковольтных распределительных пунктов (РПН) представлена в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Обоснование установки низковольтных распределительных пунктов

Номер цеховой ТП	Номер РПН	$S_{ð.ö} \cdot L$, êÂ·À·ì
1	1	$63 \cdot 31 = 6174$
4	2	$362 \cdot 18 = 6516$
5	3	$198 \cdot 68 = 13464$
9	4	$132 \cdot 52 = 6864$

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 РПН в цехах с малой нагрузкой.

3 ВЫБОР 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, возможностью сооружения воздушных линий для передачи электроэнергии и другими факторами.

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

$$U_{\text{ðàö}} = 4{,}34\sqrt{L + 0{,}016 \cdot Ð_{\text{ð.ï}}}\ , \qquad (3.1)$$

где $Ð_{\text{ð.ï}}$ - 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 [1]

$$Ð_{\text{ð.ï.}} = \hat{Ê}_{\text{îì}} \left[\sum_{i=1}^{m} Ð_{\text{pi}}^{3} + \sum_{i=1}^{M} k_{\text{èài}} \cdot p_{\text{íîì}\,i} + \sum_{i=1}^{L} \Delta P_{\text{Ti}} \right] + \sum_{i=1}^{n} Ð_{\text{ð.îñâi}}\ , \qquad (3.2)$$

где $\hat{Ê}_{\text{îì}}$ - коэффициент одновременности максимумов;

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

$\sum_{i=1}^{M} k_{\text{èài}} \cdot p_{\text{íîì}\,i}$ - 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;

$\sum_{i=1}^{n} Ð_{\text{ð.îñâi}}$ - суммарная расчетная активная мощность цеховой осветительной нагрузки, кВт;

Коэффициент одновременности максимумов $\hat{Ê}_{\text{îì}}$ 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 $К_{ИА}$ и приводится в [3].

Число присоединений n = m + M = 13+12 = 25; $К_{ИА}$ = 0,62, тогда $К_{ОМ}$ = 0,9.

Таким образом, по формуле (3.2) получаем

$$Ð_{ð.ï.} = 0,90 \cdot \ 16900 + 8241 + 339 \ + 1334 = 24266 \ \text{кВт}.$$

Тогда рациональное напряжение по выражению (3.1) составит

$$U_{ðàö} = 4,34 \cdot \sqrt{14 + 0,016 \cdot 24266} = 87 \ \text{êÂ}.$$

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

$$S_{ð.ï} = \sqrt{Ð^2_{ð.ï.} + \ Q_{ýñ} - \Delta Q_{ò.ÃÏ \ Ï}}^{\ 2}, \qquad (3.3)$$

где $Q_{ýñ}$ – экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы, квар;

$\Delta Q_{ò.ÃÏ \ Ï}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, квар.

Экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы

$$Q_{ýñ} = Ð_{ð.ï.} \cdot \text{tg}\varphi_{í î ðì},$$

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

$$Q_{ýñ.35} = 24266 \cdot 0,4 = 9706 \ \text{квар}.$$
$$Q_{ýñ.110} = 24266 \cdot 0,5 = 12133 \ \text{квар}.$$

Коэффициент реактивной мощности, задаваемый предприятию энергосистемой

$$\text{tg}\varphi_{ý} = \frac{Q_{ýñ}}{Ð_{ð.ï}}.$$

$$\text{tg}\varphi_{ý.35} = \frac{9706}{24266} = 0,4.$$
$$\text{tg}\varphi_{ý.110} = \frac{12133}{24266} = 0,5.$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП

$$\Delta Q_{\text{т.СП}} = 0,07\sqrt{Р_{\text{р.п.}}^2 + Q_{\text{эк}}^2}\ .$$

$$\Delta Q_{\text{т.СП.35}} = 0,07\sqrt{24266^2 + 9706^2} = 1829 \text{ квар.}$$

$$\Delta Q_{\text{т.СП.110}} = 0,07\sqrt{24266^2 + 12133^2} = 1899 \text{ квар.}$$

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

$$S_{\text{р.п.35}} = \sqrt{24266^2 + \ 9706 - 1829\ ^2} = 25512 \text{ квар.}$$

$$S_{\text{р.п.110}} = \sqrt{24266^2 + \ 12133 - 1899\ ^2} = 26336 \text{ квар.}$$

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.

Номинальная мощность каждого трансформатора определяется из соотношений:

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

где $n = 2$ – число трансформаторов ГПП;

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

$$S_{\text{т.ном.35}} \geq \frac{25512}{2 \cdot 0,7} = 18222 \text{ кВА.}$$

$$S_{\text{т.ном.110}} \geq \frac{26336}{2 \cdot 0,7} = 18811 \text{ кВА.}$$

Таким образом, принимаем трансформаторы типа ТРДН-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	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	$U_{\text{кз}}$, %	$I_{\text{хх}}$, %
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

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

$$k_{ç.í.35} = \frac{25512}{2 \cdot 25000} = 0,51.$$

$$k_{ç.í.110} = \frac{26336}{2 \cdot 25000} = 0,52.$$

Выводы по разделу три

В данном разделе определено оптимальное напряжение питания предприятия, а также номинальная мощность трансформаторов, устанавливаемых на главной понизительной подстанции предприятия.

4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ 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.

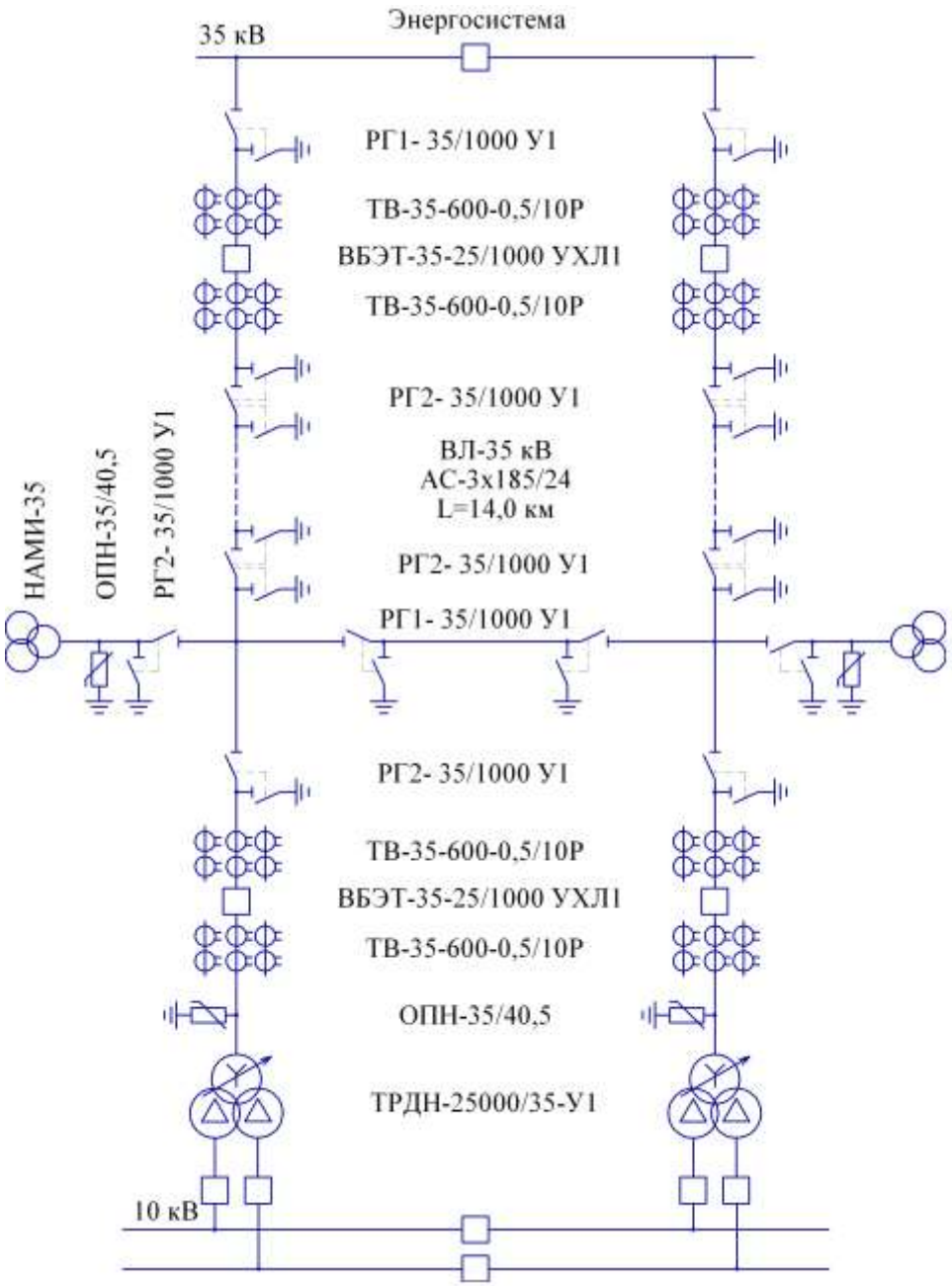

Рисунок 4.1 – Вариант схемы внешнего электроснабжения на 35 кВ

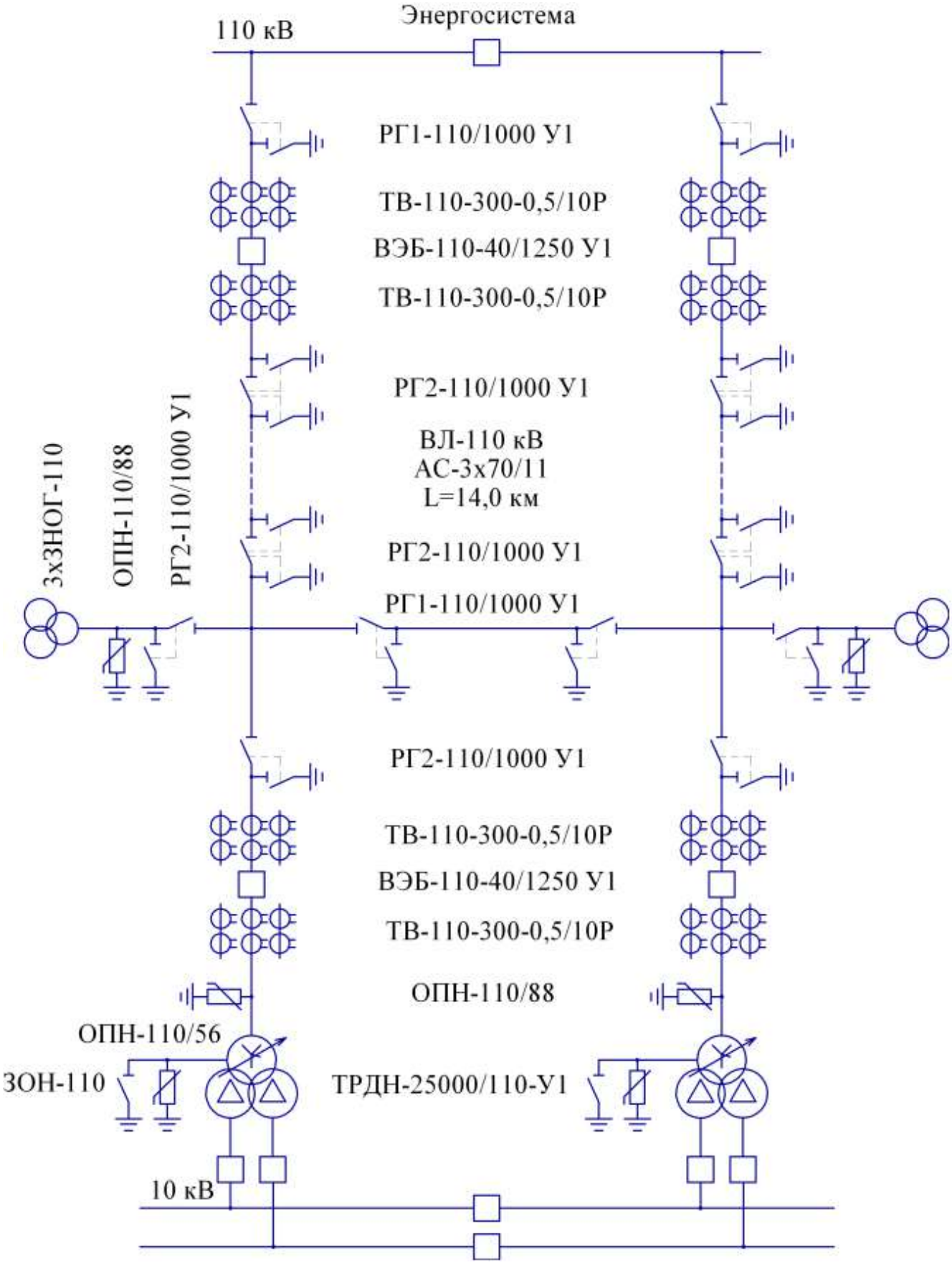

Рисунок 4.2 – Вариант схемы внешнего электроснабжения на напряжение 110 кВ

4.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП

Потери активной мощности в трансформаторах

$$\Delta P_{\text{т}} = n\ \Delta P_{xx} + k_{\text{з.н.}}^2 \Delta P_{\text{кз}}\ , \qquad (4.1)$$

где n - число трансформаторов ГПП;

ΔP_{xx} - потери холостого хода, кВт;

$\Delta P_{\text{кз}}$ - потери короткого замыкания, кВт.

$$\Delta P_{\text{т.35}} = 2\ 18{,}5 + 0{,}51^2 \cdot 115\ = 96\ \text{кВт}.$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах

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

где I_{xx} - ток холостого хода трансформатора, %;

$U_{\text{к}}$ - напряжение короткого замыкания, %.

$$\Delta Q_{\text{т.35}} = 2\left(\frac{0{,}3}{100} 25000 + 0{,}51^2 \frac{10{,}5}{100} 25000 \right) = 1490\ \text{квар}.$$

Потери электроэнергии в трансформаторах:

$$\Delta A_{\text{т}} = n\ \Delta P_{xx} \cdot T_{\text{г}} + k_{\text{з.н.}}^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \tau\ , \qquad (4.3)$$

где τ - годовое число часов максимальных потерь, ч/год;

Годовое число часов максимальных потерь

$$\tau = \left(0{,}124 + \frac{T_{\text{м}}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760, \qquad (4.4)$$

где $T_{\text{м}}$ - 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

$$\Delta A_{\text{т.35}} = 2\ 18{,}5 \cdot 8760 + 0{,}51^2 \cdot 115 \cdot 2742\ = 485\ \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

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.

Таблица 4.1 – Определение потерь электроэнергии в трансформаторах ГПП

$U_{íîì}$, кВ	$\Delta P_ò$, кВт	$\Delta Q_ò$, кВт	Òi , ч/год	τ , ч/год	$\Delta À_ò$, $\frac{Ì\ Âò\cdot ÷}{ãî\ ä}$
35	96	1490	4355	2742	485
110	109	1578	4355	2742	564

4.2 Расчет ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия

Нагрузка в начале линии

$$S_{ð.ë.} = \sqrt{Ð_{ð.ï.} + \Delta P_ò{}^2 + Q_{ýñ}^2}\ . \qquad (4.5)$$

$$S_{ð.ë.35} = \sqrt{24266 + 96^{\ 2} + 9706^2} = 26224\ \text{кВА}.$$

Расчетный ток одной цепи линии

$$I_{ð.ë.} = \frac{S_{ð.ë.}}{\sqrt{3}\cdot 2\cdot U_{íîì}}\ . \qquad (4.6)$$

$$I_{ð.ë.35} = \frac{26224}{\sqrt{3}\cdot 2\cdot 35} = 217\ \text{А}.$$

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

$$I_{ï}\ = 2\cdot I_{ð.ë.}\ . \qquad (4.7)$$

$$I_{ï.35} = 2\cdot 217 = 434\ \text{А}.$$

Сечение проводов находим по экономической плотности тока

$$F_ý = \frac{I_{ð.ë.}}{j_ý}\ . \qquad (4.8)$$

где $j_ý$ – экономическая плотность тока, А/мм^2 [8].

$$F_ý = \frac{217}{1{,}1} = 196\ \text{мм}^2$$

Окончательно принимаем провод марки АС-3х185/24.

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta À_{ë} = n \cdot \sqrt{3} \cdot I^2_{ð.ë.} \cdot r_0 \cdot L \cdot \tau \ ; \qquad (4.9)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление воздушной линии, Ом/км;

L - расстояние от подстанции энергосистемы до ГПП, км.

$$\Delta À_{ë.35} = 2 \cdot \sqrt{3} \cdot 217^2 \cdot 0{,}16 \cdot 14 \cdot 2742 = 1691 \ \frac{Ì \ Âò \cdot ÷}{ãî ä}.$$

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

$U_{íîì}$, кВ	$S_{ð.ë}$, кВА	$I_{ð.ë.}$, А	$I_{ï}$, А	$F_{ý}$, мм^2	$F_{ñò}$, мм^2	$I_{ä.äîï.}$, Ом/км	r_0, Ом/км	L, км	$\frac{\Delta À_{ë}, Ì \ Âò \cdot ÷}{ãî ä}$
35	26224	217	428	195	185	520	0,16	14,0	1691
110	27227	71	142	64	70	265	0,43	14,0	496

4.3 Расчет токов короткого замыкания

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

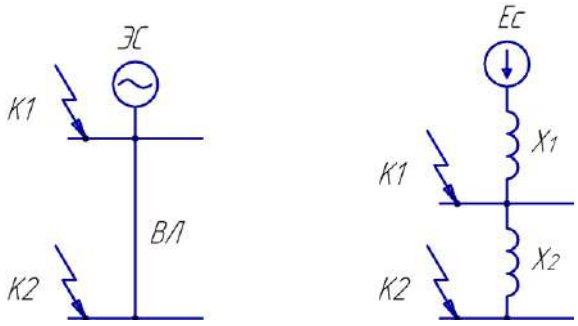

Рисунок 4.3 – Схема для расчёта токов короткого замыкания

Определим сопротивление элементов схемы замещения.

Сопротивление системы

$$õ_1 = õ_ñ = \frac{S_á}{S_ê}. \qquad (4.10)$$

где $S_á$ – базисная мощность, МВА;

$S_ê$ – мощность короткого замыкания, МВА.

$$õ_1 = õ_ñ = \frac{1000}{700} = 1,43.$$

Ток короткого замыкания в точке K_1

$$I_{k1} = I_{ït1} = I_{ï01} = \frac{S_á}{\sqrt{3} \cdot U_á \cdot õ_1}. \quad (4.11)$$

$$I_{k1} = I_{ït1} = I_{ï01} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 1,43} = 10,9 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания в точке 1:

$$i_{óä1} = \sqrt{2} \cdot k_{óä1} \cdot I_{k1}. \quad (4.12)$$

где $k_{óä}$ – ударный коэффициент [2].

$$i_{óä1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 10,9 = 26,6 \text{ кА}.$$

Сопротивление воздушной линии

$$õ_2 = \frac{õ_0 \cdot L \cdot S_á}{U_á^2}. \quad (4.13)$$

где $õ_0$ – удельное реактивное сопротивление воздушной линии, Ом/км;

$U_á$ – базисное напряжение, В.

$$õ_2 = \frac{0,41 \cdot 14 \cdot 1000}{37^2} = 4,19.$$

Ток короткого замыкания в точке $Ê_2$

$$I_{k2} = I_{ït2} = I_{ï02} = \frac{S_á}{\sqrt{3} \cdot U_á \cdot (õ_1 + õ_2)}. \quad (4.14)$$

$$I_{k2} = I_{ït2} = I_{ï02} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot (1,43 + 4,19)} = 2,8 \text{ кА}.$$

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

$U_{íîì}$, кВ	$S_á$, МВА	$U_á$, кВ	$S_ê$, МВА	$õ_1$, о.е.	$õ_2$, о.е.	I_{k1}, кА	I_{k2}, кА	$i_{óä1}$, кА	$i_{óä2}$, кА
35	1000	37	700	1,43	4,19	10,9	2,8	26,6	7,1
110	1000	115	2700	0,37	0,47	13,6	6,0	33,0	15,3

4.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры

Выключатели выбираются по условиям [2]:
– по номинальному напряжению

$$U_{óñò} \le U_{íîì} \ ; \tag{4.15}$$

– по номинальному току

$$I_{íîì} \ge I_{max}; \tag{4.16}$$

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

Ток утяжеленного режима цепей питающих линий

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot S_í}{\sqrt{3} \cdot U_í}; \tag{4.17}$$

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

$$I_{ï,\tau} \le I_{îòê.íîì} \ ; \tag{4.18}$$

– по электродинамической стойкости

$$I_{ï,0} < I_{ï\,ð.ñêâ.} = I_{äèí.}, \tag{4.19}$$

$$i_ó \le i_{ï\,ð.ñêâ.} = i_{äèí.}; \tag{4.20}$$

где $I_{ï\,ð.ñêâ.}$, $i_{ï\,ð.ñêâ.}$ – действующее и амплитудное значения предельного сквозного тока КЗ, А;

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

$$i_{a,\tau} \le i_{a,íîì} \ ; \tag{4.21}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ вычисляется по формуле:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{ï,0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \tag{4.22}$$

где τ – время от начала КЗ до прекращения соприкосновения контактов, с;
T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей КЗ, [2].

Расчетное время

$$\tau = t_{ð.ç.min} + t_{c.â}, \quad (4.23)$$

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

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

Завод-изготовитель [9, 10] гарантирует выключателю апериодическую составляющую в отключаемом токе для времени τ:

$$i_{a,íîì} = \sqrt{2} \cdot \beta_í \cdot I_{îòê,íîì}. \quad (4.24)$$

– по термической стойкости к тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \le I^2_{òåð} \cdot t_{òåð}, \quad (4.25)$$

где B_k - полный тепловой импульс КЗ, $êÀ^2 \cdot ñ$.

Полный тепловой импульс

$$B_k = I^2_{ï,0} \cdot t_{îòê} + T_a, \quad (4.26)$$

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

Время от начала короткого замыкания до его отключения

$$t_{îòê} = t_{ð.ç.} + t_{î.â.}, \quad (4.27)$$

где $t_{ð.ç.}$ – время действия основной защиты трансформатора, с;

$t_{î.â.}$ – полное время отключения выключателя, с.

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [9, 10] 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-35III-25/630	Расчетные данные	Каталожные данные ВЭБ-110-40/1250
$U_{íîì} \ge U_{óñò}$;	$U_{óñò} = 35,0$ кВ;	$U_{íîì} = 35,0$ кВ;	$U_{óñò} = 110,0$ кВ;	$U_{íîì} = 110,0$ кВ;
$I_{íîì} \ge I_{max}$;	$I_{max} = 434$ А;	$I_{íîì} = 630,0$ А;	$I_{max} = 142$ А;	$I_{íîì} = 1250,0$ А;
$I_{îòê.íîì} \ge I_{ï,\tau}$;	$I_{ï,0} = 10,9$ кА;	$I_{îòê} = 25,0$ кА;	$I_{ï,0} = 13,6$ кА;	$I_{îòê} = 40,0$ кА;
$i_{a,íîì} \ge i_{a,\tau}$;	$i_{a,\tau} = 4,4$ кА;	$i_{a,ном.} = 11,4$ кА;	$i_{a,\tau} = 5,5$ кА;	$i_{a,ном.} = 22,6$ кА;
$I_{ï ð.ñêâ.} \ge I_{ï,0}$;	$I_{ï,0} = 10,9$ кА;	$I_{ï ð.ñêâ} = 25,0$ кА;	$I_{ï,0} = 13,6$ кА;	$I_{ï ð.ñêâ} = 40,0$ кА;
$i_{ï ð.ñêâ.} \ge i_{äèí.}$;	$i_ó = 7,1$ кА;	$i_{äèí} = 63,0$ кА;	$i_ó = 33,0$ кА;	$i_{äèí} = 102,0$ кА;
$I^2_{òåð} \cdot t_{òåð} \ge B_k$.	$B_k = 226,7\ êÀ^2 \cdot ñ$	$I^2_{ïåð} \cdot t_{ïåð} = 1875\ êÀ^2 \cdot c$;	$B_k = 347,3\ êÀ^2 \cdot ñ$	$I^2_{òåð} \cdot t_{òåð} = 4800\ êÀ^2 \cdot ñ$;

Разъединители выбираются, согласно условиям [2]:
– по конструкции, роду установки;
– по номинальному напряжению

$$U_{óñò} \le U_{íîì}\ ; \tag{4.28}$$

– по номинальному току

$$I_{íîì} \ge I_{max}; \tag{4.29}$$

– по электродинамической стойкости:

$$I_{ï,0} < I_{ï\,ð.ñêâ.} = I_{äèí.}, \tag{4.30}$$

$$i_{ó} \le i_{ï\,ð.ñêâ.} = i_{äèí.}; \tag{4.31}$$

– по термической стойкости:

$$B_k \le I^2_{òåð} \cdot t_{òåð}; \tag{4.32}$$

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [11] 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
$U_{íîì} \ge U_{óñò};$	$U_{óñò} = 35{,}0$ кВ;	$U_{íîì} = 35$ кВ;	$U_{óñò} = 110{,}0$ кВ;	$U_{íîì} = 110$ кВ;
$I_{íîì} \ge I_{max};$	$I_{max} = 434$ А;	$I_{íîì} = 1000$ А;	$I_{max} = 142$ А;	$I_{íîì} = 1000$ А;
$i_{ï\,ð.ñêâ.} \ge i_{äèí.};$	$i_{ó} = 26{,}6$ кА;	$i_{äèí} = 50$ кА;	$i_{ó} = 33{,}0$ кА;	$i_{äèí} = 100$ кА;
$I^2_{òåð} \cdot t_{òåð} \ge B_k.$	$B_k = 226{,}7$ êÀ$^2 \cdot$ñ	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 1200$ кА$^2 \cdot$с;	$B_k = 347{,}3$ êÀ$^2 \cdot$ñ	$I^2_{òåð} \cdot t_{òåð} = 4800$ êÀ$^2 \cdot$ñ;

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 [12] 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	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приборов	Общая мощность	
								P_2, Вт	Q_2, 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.03М [13]	1,5	2	0,8	0,6	1	0,8	0,6
Итого								3,8	3,6
НАМИ-35УХЛ1 [14]								$S_{2\Sigma} = 5,2$ ÂÀ	
$U_{1ном} = 35$ кВ									
$S_{2,кл.тчн.0,5} = 100$ ВА		$S_{2,кл.тчн.0,5} = 100 > S_{2\Sigma}$							
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 [15]								$S_{2\Sigma} = 5,2$ ÂÀ	
$U_{1ном} = 110$ кВ									
$S_{2,кл.тчн.0,5} = 300$ ВА		$S_{2,кл.тчн.0,5} = 3 \cdot 100 = 300 > S_{2\Sigma}$							

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 [2]:

$$Ç = \sum_{i}^{n} Å_i \cdot k_i + C_{ý}, \qquad (4.33)$$

где $C_{ý}$ - стоимость годовых потерь электроэнергии;

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

Общие ежегодные отчисления от капитальных вложений

$$Å_i = Å_i + Å_{ài} + Å_{ri}, \qquad (4.34)$$

где $E_í = 0{,}12$ - нормативный коэффициент эффективности;

$Å_{ài}$ - отчисления на амортизацию;

$E_{ài}$ - расходы на обслуживание.

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

$$Ñ_{ý} = (\Delta À_{ò} + \Delta À_{ë}) \cdot Ñ_0', \tag{4.35}$$

где $Ñ_0'$ - удельная стоимость потерь электроэнергии, ðóá/êÂò·÷.

$$Ñ_0' = \delta\left(\frac{\alpha \cdot K_ì}{\tau} + \beta\right), \tag{4.36}$$

где δ - поправочный коэффициент;

α - основная ставка тарифа [16], $\frac{ðóá}{êÂò \cdot ì\ åñ}$;

β - стоимость одного кВт·ч электроэнергии [16], $\frac{ðóá}{êÂò \cdot ÷}$;

$K_ì = 1$ - отношение потерь активной мощности предприятия $\Delta Ð_ý$ в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям $\Delta Ð_i$ активной мощности предприятия;

$$Ñ_{0.35}' = 1{,}08\left(\frac{929{,}9 \cdot 12 \cdot 1}{2742} + 1{,}731\right) = 5{,}45\ \frac{ðóá}{êÂò \cdot ÷}.$$

$$Ñ_{0.110}' = 1{,}05\left(\frac{664{,}4 \cdot 12 \cdot 1}{2742} + 1{,}726\right) = 4{,}30\ \frac{ðóá}{êÂò \cdot ÷}.$$

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 [17].

Таблица 4.7 – Технико-экономические показатели варианта 35 кВ

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Ст-сть ед-цы тыс.руб	k_i, тыс.руб	$Å_i$, 1/год	$k_i \cdot Å_i$, тыс.руб/год	$\Delta À$ кВтч/год	$C_ý$, тыс.руб/год	Прив. затр., тыс.руб / год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Разъединитель РГ1-35/1000	пол	24	41	984	0,193	190			
Разъединитель РГ2-35/1000	пол	12	51	612	0,193	118			
Выключатель ВБЭТ-35III-25/630	шт	4	452	1808	0,193	349			

Продолжение таблицы 4.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Трансформатор напряжения НАМИ-35УХЛ1	шт	2	220	440	0,193	85			
ОПН-35/40,5	шт	12	15	180	0,193	35			
Трансформатор ТРДН-25000/35-У1	шт	2	4417	8834	0,193	1705	485141	2643	
Двухцепная ВЛ-35 кВ АС-3х185/24 на стальных опорах	км	14	1227	17176	0,152	2611	1690849	9212	
Всего по варианту				30034		5093	2175990	11856	16949

Таблица 4.8 – Технико-экономические показатели варианта 110 кВ

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Ст-сть ед-цы тыс.руб	k_i, тыс.руб	$Å_i$, 1/год	$k_i \cdot Å_i$, тыс.руб/год	Потери $\Delta À$ кВтч/год	$C_{ý}$, тыс.руб/год	Прив. затр., тыс.руб / год
Разъединитель РГ1-110/1000-40	пол	24	76	1824	0,193	352			
Разъединитель РГ2-110/1000-40	пол	12	89	1068	0,193	206			
Выключатель ВЭБ-110-40/2500	шт	4	6790	27160	0,193	5242			
ОПН-110/88	шт	12	27	324	0,193	63			
ОПН-110/56	шт	2	22	44	0,193	8			
ЗОН-110	шт	2	54	108	0,193	21			
Трансформатор напряжения ЗНОГ-110У1	шт	6	260	1560	0,193	301			
Трансформатор ТРДН-25000/110-У1	шт	2	6273	12546	0,193	2421	564481	2426	
Двухцепная ВЛ-110 кВ АС-3х70/11 на стальных опорах	км	14	1591	22280	0,152	3387	495945	2132	
Всего по варианту				66914		12001	1060426	4558	16559

4.6 Выбор оптимального 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 ΔА, МВт·ч/год	Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб./год	Годовые приведённые затраты, тыс. руб./год
U = 35 кВ	30034	5093	2176	11856	16949
U = 110 кВ	66914	12001	1060	4558	16559

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

$$\frac{16949-16559}{16949}\cdot 100\% = 2{,}30\ \%.$$

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, РАСЧЕТ 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 [18, 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 [18, п.6.3.3].

Дуговые сталеплавильные печи, индукционные установки, преобразователи частоты и цеховые трансформаторные подстанции подключаем к разным ветвям расщепленной обмотки низкого напряжения сетевого трансформатора [18, п.6.3.13.3]. 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 [18, п.6.3]. Радиальные схемы распределения электроэнергии применяются при нагрузках, расположенных в различных направлениях [18, п.6.3.10]. 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 на плакате формата А3.

5.3 Конструктивное выполнение электрической сети

Выбор способа распределения электроэнергии зависит от величины электрических нагрузок и их размещения, плотности застройки предприятия, конфигура-

ции 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 [8]). Поскольку грунт предприятия имеет среднюю коррозионную активность, в грунте завода отсутствуют блуждающие токи, но есть колебания и растягивающие усилия, то выбираем кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена типа АПвПу-10: А – алюминий (материал жилы); Пв – вулканизированный полиэтилен (фазная изоляция); Пу – оболочка из полиэтилена увеличенной толщины [19].

5.4 Расчет питающих 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 [8].

Расчетный ток, протекающий по кабельной линии в нормальном режиме

$$I_{ð.ê} = \frac{S_{ð.ê}}{\sqrt{3} \cdot U_í}. \qquad (5.1)$$

Мощность $S_{рк}$, передаваемая по кабельной линии в нормальном режиме:

– при питании однотрансформаторной цеховой подстанции $S_{рк}$ – расчетная нагрузка трансформатора подстанции;

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

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

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

Например, расчетный ток, протекающий по кабельной линии, питающей ТП1, определяется по расчетной нагрузке для магистральной линии

$$I_{ð.ê.1} = \sum_{i=1}^{n} \frac{1}{N_{òi}} \cdot \frac{\sqrt{(P_{pi} + \Delta P_{òi})^2 + (Q_{1i} + \Delta Q_{òi})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_í},$$

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

$\Delta P_ò$, $\Delta Q_ò$ – потери в трансформаторах ТП (таблица 2.2);

$N_ò$ – количество трансформаторов в ТП (таблица 2.2);

$$I_{ð.ê.1} = \frac{1}{2}\frac{\sqrt{389^2 + 431^2}}{\sqrt{3}\cdot 10,5} + \frac{1}{2}\frac{\sqrt{852^2 + 613^2}}{\sqrt{3}\cdot 10,5} = 47 \text{ A}.$$

Сечение кабельной линии первоначально определяется по экономической плотности тока

$$F_{ý} = \frac{I_{ð.ê.}}{j_{ý}}, \qquad (5.2)$$

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

Для кабелей с алюминиевыми жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена при числе часов использования максимума нагрузки Тм=4355 ч/год [2] экономическая плотность тока равна$j_э$=1,7 А/мм^2, тогда сечение кабельной линии

$$F_{ý1} = \frac{47}{1,7} = 28 \text{ ì ì}^2.$$

По результату расчета выбирается кабель, имеющий ближайшее меньшее стандартное сечение по отношению к $F_э$, поэтому принимаем кабель типа АПвПу-10 (3х35) с параметрами: длительно-допустимый ток $I_{доп1}$=115 А, удельные сопротивления: r_0=1,1 Ом/км, x_0=0,14 Ом/км.

Фактический допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки равен

$$I_{äîï.ô} = \hat{E}_ï \cdot \hat{E}_t \cdot I_{äîï} > \frac{I_{ð.ê}}{n_ê}; \qquad (5.3)$$

где $\hat{E}_ï$ – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [8];

$\hat{E}_t$ – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [8];

$n_ê$ – число запараллеленных кабелей в кабельной линии.

$$I_{äîï.ô.1} = 0,85\cdot 1,0\cdot 115 = 98 > \frac{47}{1} = 47 \text{ À}.$$

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

$$I_{àâ} = 2\cdot I_{ð.ê}. \qquad (5.4)$$

$$I_{àâ1} = 2\cdot 47 = 94 \text{ A}.$$

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I'_{àâ} = K_{àâ} \cdot I_{äîï.ô}\,, \tag{5.5}$$

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

$$K_ç = \frac{I_{ð.ê.}}{I'_{äîï}}. \tag{5.6}$$

$$K_ç = \frac{47}{115} = 0,39.$$

$$I'_{àâ} = 1,25 \cdot 98 = 122 \text{ А}.$$

Осуществим проверку по току перегрузки:

$$I'_{àâ} \geq \frac{I_{àâ}}{n_{ê}}, \tag{5.7}$$

$$122 \geq 94 \text{ А}.$$

Значит, выбранный кабель проходит.

Потеря напряжения в кабельной линии

$$\Delta U = \frac{P_ð \cdot r_0 \cdot L + Q_1 \cdot x_0 \cdot L}{n_k \cdot U_í^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{äîï} = 5\%, \tag{5.8}$$

где r_0 и x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля, Ом/км;

L - длина кабельной линии, км.

$$\Delta U_1 = \frac{621 \cdot 1,24 \cdot 0,188 + 522 \cdot 0,13 \cdot 0,188}{1 \cdot 10^5} \cdot 100\% = 0,16 < 5\%$$

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 $F_т$ по термической стойкости к токам короткого замыкания.

Расчет кабельных линий, произведенный по выражениям (5.1) – (5.4) представлен в таблице 5.1.

Выводы по разделу пять

Внутризаводская схема электроснабжения выполнена с помощью кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена типа АПвПу-10, проложенного в траншеях, в блоках и в асбоцементных трубах.

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.

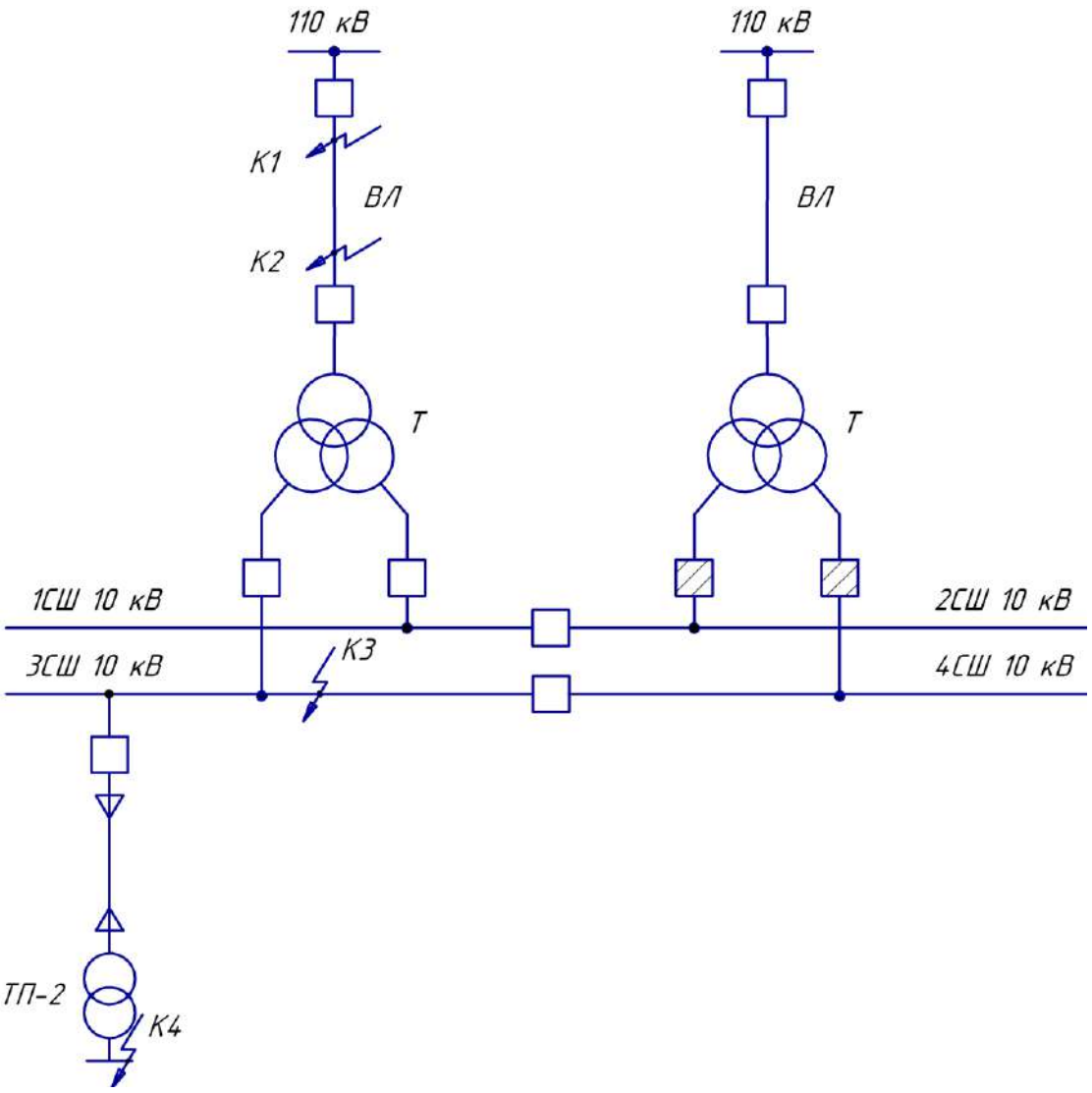

Рисунок 6.1 – Схема для расчетов токов короткого замыкания

Расчёт токов КЗ производим в следующих точках:
– $К_1$ и $К_2$ – в схеме внешнего электроснабжения;
– $К_3$ – в РУ 10 кВ ГПП;
– $К_4$ – в сети напряжением 0,4 кВ.

При определении токов КЗ в точках K_1 и K_2 подпитку от синхронных двигателей можно не учитывать. В подпитке точки K_3 участвуют все синхронные двигатели, подключенные только к одной секции. 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).

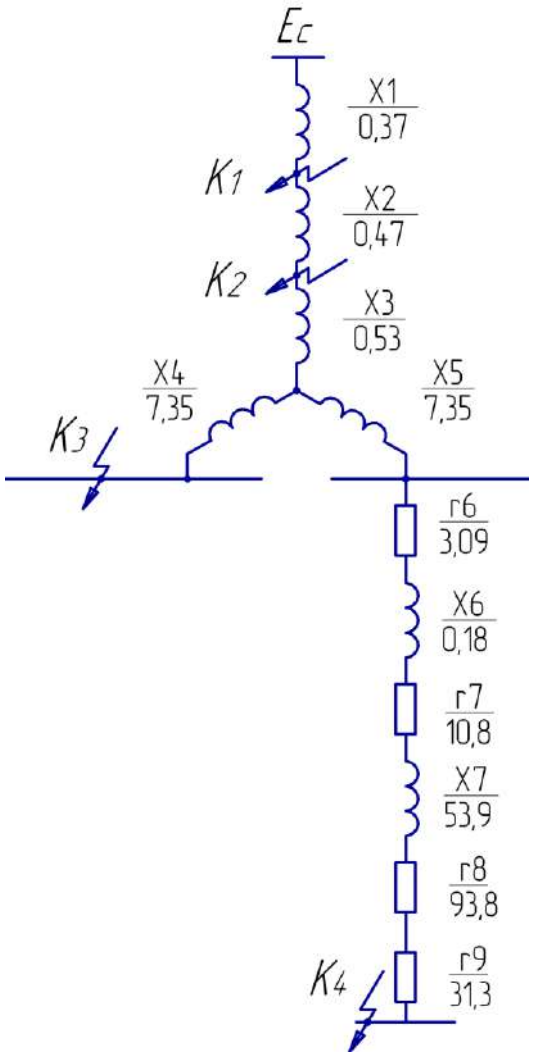

Рисунок 6.2 – Схема замещения для токов КЗ

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

Сопротивление системы

$$x_1 = x_c = \frac{S_б}{S_к}, \qquad (6.1)$$

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

$$x_1 = x_c = \frac{1000}{2700} = 0,37.$$

Сопротивление воздушных линий (ВЛ)

$$x_2 = x_{ë} = x_{0âë} \cdot L_{âë} \cdot \frac{S_{á}}{U^2_{ñð1}}, \quad (6.2)$$

где $U_{ñð1}$ – среднее напряжение воздушной линии, кВ;

$L_{âë}$ – длина ВЛ, км;

$x_{0âë}$ – удельное реактивное сопротивление ВЛ, Ом/км;

$S_{á}$ – базисная мощность, МВА.

$$x_2 = x_{ë} = 0,44 \cdot 14 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,47.$$

Сопротивление трансформатора ГПП

$$x_{ò} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{á}}{S_{í.ò}}, \quad (6.3)$$

где U_k - напряжение короткого замыкания;

$S_{í.ò}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА.

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

Сопротивление обмотки высокого напряжения

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

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

Сопротивление обмоток низкого напряжения

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

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

Сопротивление кабельной линии

$$x_{êë} = \frac{1}{n_{êë}} \cdot x_{0êë} \cdot L_{êë} \cdot \frac{S_{á}}{U^2_{cð2}}, \quad (6.6)$$

$$r_{êë} = \frac{1}{n_{êë}} \cdot r_{0êë} \cdot L_{êë} \cdot \frac{S_{á}}{U^2_{cð2}}, \quad (6.7)$$

где $n_{êë}$ – число запараллеленных кабельных линий, шт;

$x_{0êë}$ – удельное реактивное сопротивление КЛ, Ом/км;

$r_{0êë}$ – удельное активное сопротивление КЛ, Ом/км;

$L_{êë}$ – длина КЛ, км;

$U_{ñð2}$ – среднее напряжение кабельной линии, кВ.

$$x_6 = \frac{1}{1} \cdot 0{,}14 \cdot 0{,}142 \cdot \frac{1000}{10{,}5^2} = 0{,}18.$$

$$r_6 = \frac{1}{1} \cdot 2{,}4 \cdot 0{,}142 \cdot \frac{1000}{10{,}5^2} = 3{,}09.$$

В сети напряжением ниже 1 кВ необходимо учитывать активные сопротивления.

Полное сопротивление трансформатора цеховой ТП-2:

$$z_ò = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_á}{S_{í.ò}}. \quad (6.8)$$

где U_k – напряжение короткого замыкания, %;

$S_{í.ò}$ – номинальная мощность трансформатора, ВА.

$$z_7 = \frac{5{,}5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1000} = 55{,}0. \quad (6.9)$$

Активное сопротивление трансформатора

$$r_ò = \Delta P_ê \cdot \frac{S_á}{S_{í.ò}^2}, \quad (6.10)$$

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

$$r_7 = 10{,}8 \cdot \frac{1000}{1000^2} = 10{,}8.$$

Индуктивное сопротивление трансформатора

$$x_ò = \sqrt{z_ò^2 - r_ò^2}. \quad (6.11)$$

$$x_7 = \sqrt{55{,}0^2 - 10{,}8^2} = 53{,}9.$$

Согласно [18, п.8.6.1] для распределительных устройств цеховых ТП переходное сопротивление контактов можно принять $r_k = 0{,}015$ Ом, тогда

$$r_8 = r_k \cdot \frac{S_á}{U_á^2}. \quad (6.12)$$

$$r_8 = 0,015 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 93,8.$$

Активное сопротивление дуги в месте КЗ

$$r_9 = r_{ä} \cdot \frac{S_{á}}{U_{á}^2}. \qquad (6.13)$$

$$r_9 = 0,005 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 31,3.$$

Для расчета тока короткого замыкания в точке $К_3$ приведем схему замещения (рисунок 6.2) к виду рисунка 6.3.

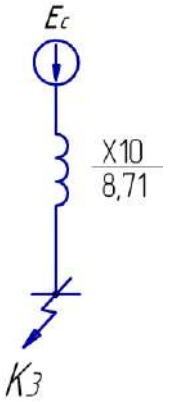

Рисунок 6.3 – Схема замещения для расчета КЗ в точке $К_3$

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

$$x_{10} = x_1 + x_2 + x_3 + x_4. \qquad (6.14)$$

$$x_{10} = 0,37 + 0,47 + 0,53 + 7,35 = 8,71.$$

Базисный ток

$$I_{á} = \frac{S_{á}}{\sqrt{3} \cdot U_{á}}, \qquad (6.15)$$

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

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви

$$I_c = \frac{E_c}{x_{10}} \cdot I_{á}. \qquad (6.16)$$

$$I_c = \frac{1}{8,71} \cdot 55 = 6,3 \text{ кА}.$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке $К_3$

$$I_{\hat{e}ç3/0/} = I_c, \tag{6.17}$$

$$I_{\hat{e}ç3/0/} = 6,3 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{óä} = \sqrt{2} \cdot \hat{e}_{ó} \cdot I_k, \tag{6.18}$$

где $k_{óä}$ – ударный коэффициент [2].

$$i_{óä} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 6,3 = 17,0 \text{ кА}.$$

Мощность короткого замыкания в точке $К_3$

$$S_{\hat{e}ç3} = \sqrt{3} \cdot U_{á} \cdot I_k. \tag{6.19}$$

$$S_{\hat{e}ç3} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 6,3 = 115 \text{ МВА}.$$

Определим ток короткого замыкания в точке $К_4$.
Суммарное активное сопротивление

$$r_\Sigma = r_6 + r_7 + r_8 + r_9. \tag{6.20}$$

$$r_\Sigma = 3,09 + 10,8 + 93,8 + 31,3 = 138,9.$$

Суммарное индуктивное сопротивление

$$x_\Sigma = x_8 + x_9 + x_{12}. \tag{6.21}$$

$$x_\Sigma = 0,18 + 53,9 + 8,71 = 62,8.$$

Полное сопротивление

$$z_\Sigma = \sqrt{r_\Sigma^2 + x_\Sigma{}^2}. \tag{6.23}$$

$$z_\Sigma = \sqrt{138,9^2 + 62,8^2} = 152,5.$$

Мощность короткого замыкания в точке $К_4$

$$S_{\hat{e}ç4} = \frac{S_{á}}{z_4}. \tag{6.24}$$

$$S_{êç4} = \frac{1000}{152,5} = 6,6 \text{ МВА}.$$

Ток короткого замыкания при базисном напряжении $U_á = 0,4$кВ

$$I_{k4} = \frac{S_{k4}}{\sqrt{3} \cdot U_á}. \qquad (6.25)$$

$$I_{k4} = \frac{6,6}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 9,5 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания в точке $К_4$

$$i_{óä} = \sqrt{2} \cdot ê_{ó} \cdot I_k, \qquad (6.26)$$

где $k_{óä}$ – ударный коэффициент [2].

$$i_{óä4} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 9,5 = 21,4 \text{ кА}.$$

Результаты расчета токов короткого замыкания, выполненные по выражениям (6.1) – (6.26), представим в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	Напряжение $U_{ср}$ расчетной точки, кВ	$I_ê$, кА	$i_{уд}$, кА	Мощность КЗ ступени, МВА
$К_1$	115	13,6	33,0	2700
$К_2$	115	6,0	15,3	1195
$К_3$	10,5	6,3	17,0	115
$К_4$	0,4	9,5	21,4	7

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:

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

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

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле

$$B_k = I_{ï,0}^2 \cdot (t_{ð.ç.} + t_{î.â.} + T_a), \quad (7.2)$$

где $t_{ð.ç.}$ – время действия максимальной токовой защиты линии, с;

$t_{î.â.}$ – полное время отключения выключателя, с;

T_a – время протекания апериодической составляющей тока КЗ, с.

$$B_k = 6,3^2 \cdot (1,7 + 0,06 + 0,12) = 74,6 \text{ ê}\text{À}^2 \cdot \text{ñ}.$$

Условия выбора, расчетные параметры сети по формулам (7.1) – (7.2) и каталожные данные ячеек КРУ [21] представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Выбор КРУ

Условия выбора [2]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные К-104М
$U_{íîì} \geq U_{óñò}$	$U_{óñò} = 10,5$ êÂ	$U_{íîì} = 10,5$ êÂ
$I_{íîì} \geq I_{max}$	$I_{max} = 962,3$ А	$I_{íîì} = 1000$ А
$i_{ä} \geq i_{ó}$	$i_{ó} = 17,0$ кА	$i_{ä} = 81,0$ кА
$I_{òåð}^2 \cdot t_{òåð} \geq B_k$	$B_k = 74,6$ ê$\text{À}^2 \cdot$ñ	$I_{òåð}^2 \cdot t_{òåð} = 1200$ ê$\text{À}^2 \cdot$ñ

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 У3 [22].

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 У3
$U_{íîì} \geq U_{óñò}$	$U_{óñò} = 10{,}5$ êÂ	$U_{íîì} = 10{,}5$ êÂ
$I_{íîì} \geq I_{max}$	$I_{max} = 962{,}3$ А	$I_{íîì} = 1000{,}0$ А
$I_{íîì.îòê} \geq I_{ï,0}$	$I_{ï,0} = 6{,}3$ кА	$I_{íîì.îòê} = 20{,}0$ кА
$i_{íîì} \geq i_{a,\tau}$	$i_{a,\tau} = 2{,}6$ кА	$i_{a,íîì.} = 14{,}0$ кА;
$I_{äèí.} \geq I_{ï,0}$	$I_{ï,0} = 6{,}3$ кА	$I_{äèí.} = 20{,}0$ кА
$i_{äèí} \geq i_{ó}$	$i_{ó} = 17{,}0$ кА	$i_{äèí} = 81{,}0$ кА
$I^2_{òåð} \cdot t_{òåð} \geq B_k$	$B_k = 74{,}6$ êÀ$^2 \cdot$ ñ	$I^2_{òåð} \cdot t_{òåð} = 1200$ êÀ$^2 \cdot$ ñ

7.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ

В ячейках КРУ типа К-104М устанавливаются трансформаторы тока типа ТЛК-10-1000-0,5/10Р-У3 [23]. 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-У3
$U_{íîì} \geq U_{óñò}$	$U_{óñò} = 10{,}5$ êÂ	$U_{íîì} = 10$ êÂ
$I_{íîì} \geq I_{max}$	$I_{max} = 962{,}3$ А	$I_{íîì} = 1000$ А
$i_{ä} \geq i_{ó}$	$i_{ó} = 17{,}0$ кА	$i_{ä} = 81{,}0$ кА
$I^2_{òåð} \cdot t_{òåð} \geq B_k$	$B_k = 74{,}6$ êÀ$^2 \cdot$ ñ	$I^2_{òåð} \cdot t_{òåð} = 1200{,}0$ êÀ$^2 \cdot$ ñ

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).

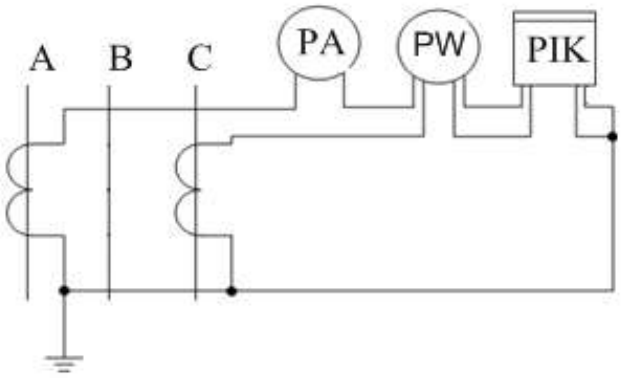

Рисунок 7.1 – Схема включения приборов в неполную звезду

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

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

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

Допустимое сопротивление проводов [19]:

$$r_{\text{ïð}} = z_{2\text{íîì}} - r_{\text{ïðèá}} - r_{\text{ê}},$$

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

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

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

Сечение соединительных проводов при соединении в неполную звезду:

$$q = \frac{\rho \cdot L_{\text{ðàñ÷}}}{r_{\text{ïð}}}.$$

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

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 (начало – конец)	$U_{íîì}$, кВ	I_{max}, А	$I_{ï,0}$, кА	$i_{ó}$, кА	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
ГПП – ТП11	10,5	94	6,3	17,0	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3
ГПП – ТП2	10,5	43	7,3	19,6	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3
ГПП – ТП3	10,5	240	7,3	19,6	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-300-0,5/10Р У3
ГПП – ТП4	10,5	184	7,3	19,6	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-200-0,5/10Р У3
ГПП – ТП8	10,5	127	7,3	19,6	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-150-0,5/10Р У3
ГПП – ТП6	10,5	310	7,3	19,6	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-300-0,5/10Р У3
ГПП – ТП9	10,5	192	7,3	19,6	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-200-0,5/10Р У3
ГПП – ТП10	10,5	95	7,3	19,6	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3
ГПП – ДСП	10,5	133	7,3	19,6	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-150-0,5/10Р У3
ГПП- ПЧ	10,5	96	7,3	19,6	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3
ГПП - ИУ	10,5	45	7,3	19,6	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3

7.4 Выбор трансформаторов 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.

В ячейках типа КРУ-СЭЩ-70 к установке принимаем трансформатор напряжения типа НАЛИ-СЭЩ-10 (рисунок 7.2), так как данный трансформатор напряжения обладает рядом преимуществ перед аналогичными антирезонансными трансформаторами [43].

– 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 дополнительной обмотки, соединенной в замкнутый треугольник по сравнению с трехфазным масляным трансформатором напряжения типа НАМИ;

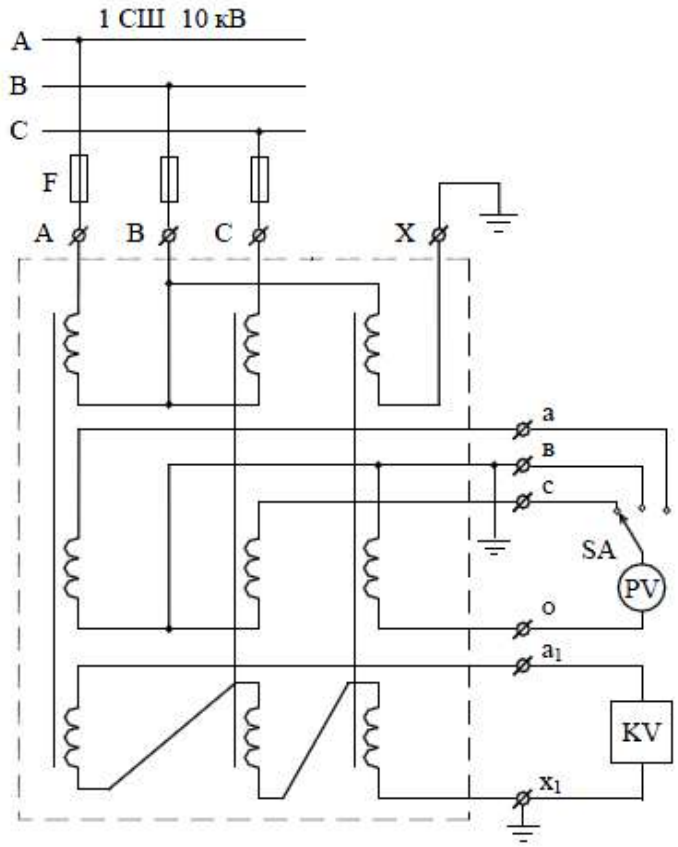

Рисунок 7.2 - Схема подключения трансформатора напряжения

– 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 3х3НОЛ, заземляемой через резисторы.

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим условиям:

– по напряжению

$$U_{íîì} \geq U_{óñò}; \tag{7.3}$$

– по конструкции и схеме соединения обмоток;

– по классу точности.

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

$$S_{2íîì} \geq S_{íàãð}; \tag{7.4}$$

где $S_{íàãð}$ – мощность всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА;

$S_{2íîì}$ - 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 (7.6) – (7.7), устанавливаемых в ячейках КРУ, представлен в таблице 7.6

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_2, Вт	Q_2, 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	8	12	16
							Итого	19	16
НАЛИ-СЭЩ-10У3		Трехфазный трансформатор напряжения						$S_{2\Sigma} = 25$ ВА	
$U_{íîì} = 10$ êÂ									
$S_{2,êë.ò÷í.0,5} = 200$ ÂÀ		$S_{2íîì} = 200 > S_{2\Sigma}$							

7.5 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 [25]. Выбор токопровода представим в таблице 7.7.

Таблица 7.7 – Выбор токопровода

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные
$U_{íîì} \geq U_{óñò}$	$U_{óñò} = 10,5$ êÂ	$U_{íîì} = 10,5$ êÂ
$I_{íîì} \geq I_{max}$	$I_{max} = 962,3$ А	$I_{íîì} = 1600,0$ А
$i_ä \geq i_ó$	$i_ó = 17,0$ кА	$i_ä = 81,0$ кА

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

Кабели напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения проверяются на термическую стойкость к токам короткого замыкания. Расчет всех характерных термических сечений кабелей сведен в таблицу 7.8.

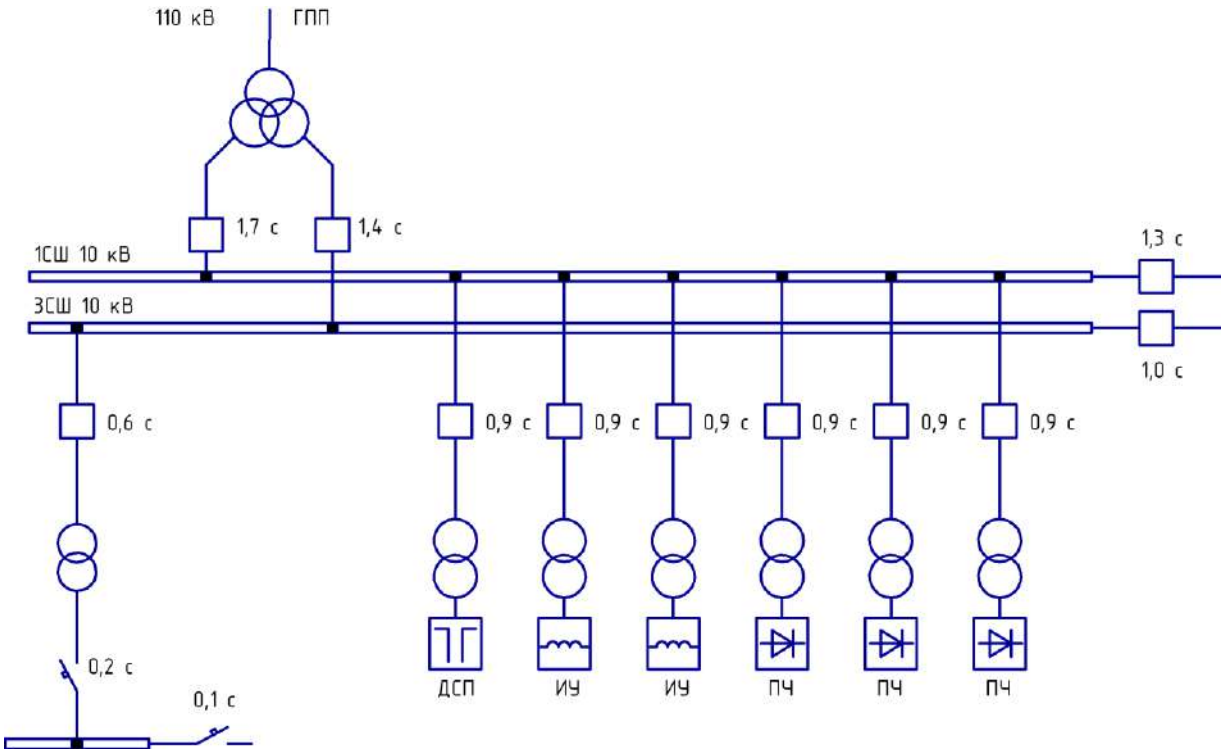

Рисунок 7.3 – Карта селективности

Термически стойкое сечение определим по выражению:

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

где С – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля, $А \cdot с^{1/2} / мм^2$;

$B_К$ – тепловой импульс тока КЗ, $кА^2 \cdot с$.

$$F_{\text{т.с.}}^{ТП} = \frac{\sqrt{31{,}1 \cdot 10^6}}{65} = 86 \text{ мм}^2.$$

Результаты расчетов термически стойких сечений по выражению (7.5) представим в таблице 7.8.

Таблица 7.8 – Проверка кабелей на термическую стойкость

Начало и конец кабельной линии	$I_к$, кА	$t_{откл}$, с	$t_{с.в.}$, с	T_a, с	B_k, $кА^2 \cdot с$	С, $\frac{А \cdot с^{1/2}}{мм^2}$	$F_{т.с.}$, мм^2
ГПП – ТП	6,3	0,6	0,06	0,12	31,1	65	86
ГПП – ДСП	6,3	0,9	0,06	0,12	43,0	65	101
ГПП – ПЧ	6,3	0,9	0,06	0,12	43,0	65	101
ГПП – ИУ	6,3	0,9	0,06	0,12	43,0	65	101

В таблице 7.9 представим все кабели, для которых произведено увеличение площади сечения, выбранной по условиям нормального и утяжеленного режимов работы, до термически устойчивого сечения.

Таблица 7.9 – Термически устойчивые сечения кабелей

Начало и конец кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, мм^2	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм^2	Тип и площадь сечения нового кабеля
ГПП - ТП11	25	95	АПвПу-10 (3х95)
ТП11 - ТП1	16	95	АПвПу-10 (3х95)
ГПП - ТП2	35	95	АПвПу-10 (3х95)
ГПП - ТП3	240	240	АПвПу-10 (3х240)
ГПП - ТП4	185	185	АПвПу-10 (3х185)
ГПП - ТП8	95	95	АПвПу-10 (3х95)
ТП8 - ТП5	16	95	АПвПу-10 (3х95)
ГПП - ТП6	185	185	АПвПу-10 (3х185)
ТП6 - ТП7	50	95	АПвПу-10 (3х95)
ГПП - ТП9	95	95	АПвПу-10 (3х95)
ГПП - ТП10	95	95	АПвПу-10 (3х95)
ГПП - ДСП	120	120	АПвПу-10 (3х120)
ГПП - ПЧ	95	120	АПвПу-10 (3х120)
ГПП - ИУ	50	120	АПвПу-10 (3х120)

7.7 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:

$$S_{òñí} = \frac{0,1}{100} \cdot S^{ÃÏ\ Ï}_{í.ò.} .$$

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

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.

7.8 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП

В качестве цеховых трансформаторных подстанций выбираем комплектные трансформаторные подстанции следующих типов: КТП-400-10/0,4 УХЛ3; 2КТП-400-10/0,4 УХЛ3; 2КТП-630-10/0,4 УХЛ3; 2КТП-1000-10/0,4 УХЛ3; КТП-1250-10/0,4 УХЛ3; 2КТП-1250-10/0,4 УХЛ3; 2КТП-1600-10/0,4 УХЛ3 производства компании ООО «Нева-Электротех» г. Санкт-Петербург [47].

Выбранные цеховые трансформаторные подстанции укомплектованы автоматическими выключателями серии «Электрон» производства завода «Контактор» г.Ульяновск [26]. Выбор вводных и секционных автоматических выключателей на стороне низшего напряжения цеховых ТП представим в таблице 7.10.

Таблица 7.10 – Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП

Номер ТП	Место установки выключателя	$I_{утяж}$, А	$I_к$, кА	$i_{уд}$, кА	Тип выключателя
ТП-1	Вводной	809	7,8	17,6	Э06В-1000УХЛ3
	Секционный	405	7,8	17,6	Э06В-630УХЛ3
ТП-2	Вводной	1445	7,8	17,6	Э16В-1600УХЛ3
ТП-3	Вводной	5058	7,8	17,6	Э40В-6300УХЛ3
	Секционный	2529	7,8	17,6	Э40В-4000УХЛ3
ТП-4	Вводной	4046	7,8	17,6	Э40В-6300УХЛ3
	Секционный	2023	7,8	17,6	Э25В-2500УХЛ3
ТП-5	Вводной	809	7,8	17,6	Э06В-1000УХЛ3
	Секционный	405	7,8	17,6	Э06В-630УХЛ3
ТП-6	Вводной	3237	7,8	17,6	Э40В-4000УХЛ3
	Секционный	1618	7,8	17,6	Э25В-2500УХЛ3
ТП-7	Вводной	3237	7,8	17,6	Э40В-4000УХЛ3
	Секционный	1618	7,8	17,6	Э25В-2500УХЛ3
ТП-8	Вводной	2023	7,8	17,6	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	1012	7,8	17,6	Э16В-1600УХЛ3
ТП-9	Вводной	4046	7,8	17,6	Э40В-6300УХЛ3
	Секционный	2023	7,8	17,6	Э25В-2500УХЛ3
ТП-10	Вводной	2023	7,8	17,6	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	1012	7,8	17,6	Э16В-1600УХЛ3
ТП-11	Вводной	1275	7,8	17,6	Э16В-1600УХЛ3
	Секционный	637	7,8	17,6	Э06В-1000УХЛ3
НРП-1	Вводной	91	9,5	21,4	ВА51-31 100 А
НРП-2	Вводной	236	9,5	21,4	ВА51-35 250 А
НРП-3	Вводной	121	9,5	21,4	ВА51-33 160 А
НРП-4	Вводной	192	9,5	21,4	ВА51-35 200 А

Распределительные шинопроводы ремонтно-механического цеха выбираются по току шинопровода по условию

$$I_{ШР} \geq I_р. \quad (7.7)$$

Так для ШР-1

$$I_{ШР} \geq I_р = 142{,}1 \text{ А},$$

принимаем к установке шинопровод ШРА-4-250, номинальным током $I_{ШР}$ = 800 А.

Для ШР-2

$$I_{ШР} \geq I_р = 607{,}3 \text{ А},$$

принимаем к установке шинопровод ШРА-73-800, номинальным током $I_{ШР}$ = 800 А.

Для ШР-2

$$I_{ШР} \geq I_р = 618{,}8 \text{ А},$$

принимаем к установке шинопровод ШРА-73-800, номинальным током $I_{ШР}$ = 800 А.

7.9 Выбор выключателей нагрузки в ТП

Выключатели нагрузки не предназначены для отключения токов КЗ, поэтому их выбирают:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (7.8)$$

- по длительному току

$$I_{норм} \leq I_{ном}; \quad (7.9)$$

$$I_{max} \leq I_{ном}; \quad (7.10)$$

- по электродинамической стойкости

$$i_у \leq i_{дин}; \quad (7.11)$$

- по термической стойкости

$$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР} \geq B_К, \quad (7.12)$$

где $I_{тер}$ – ток термической стойкости, кА;

$t_{тер}$ – время протекания тока термической стойкости, с.

Для установки на вводе в ТП применяем выключатель нагрузки ВНРп-10/400 У3. Расчетные и каталожные данные выключателя нагрузки для ТП-1 приведены в таблице 7.11.

Таблица 7.11- Выбор выключателя нагрузки на вводе в ТП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВНРп-10/400 У3
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$u_{УСТ}$=10 кВ	$u_{НОМ}$=10 кВ
$I_{ном} \geq I_{max}$	I_{max}=32,4 А	$I_{НОМ}$=400 А
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{УД}$=24,8 кА	$i_{ДИН}$=40 кА
$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР} \geq B_К$	$B_К$ = 227,4 кА^2·с	$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР} = 16^2 \cdot 3$ = 768 кА^2·с

Выбор остальных выключателей нагрузки для остальных ТП приведен в таблице 7.12. Выключатель нагрузки сочетается с высоковольтным предохранителем, предохранитель выбирается:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (7.13)$$

- по длительному току

$$I_{норм} \le I_{ном}; \quad (7.14)$$

$$I_{max} \le I_{ном}; \quad (7.15)$$

- по отключающей способности

$$I_К \le I_{ном.откл}; \quad (7.16)$$

где $I_{отк.ном}$ – номинальный ток отключения, кА.

Для установки на вводе в ТП-1 в сочетании с выключателем нагрузки применяем предохранитель ПКТ103-10-40/12,5 УЗ. Расчетные и каталожные данные высоковольтного предохранителя приведены в таблице 7.12.

Таблица 7.12 - Выбор выключателя нагрузки на вводе в ТП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ПКТ103-10-40/12,5
$U_{уст} \le U_{ном}$	$u_{УСТ}$=10 кВ	$u_{НОМ}$=10 кВ
$I_{max} \le I_{ном}$	I_{max}=32,4 А	$I_{НОМ}$=40 А
$I_К \le I_{ном.откл}$	$I_К$ = 9,2 кА	$I_{отк.ном}$=12,5 кА

Выбор остальных предохранителей для остальных ТП приведен в таблице 7.13.

Таблица 7.13 – Выбор выключателей нагрузки и предохранителей

ТП	$U_{НОМ}$, кВ	I_{max}, А	$I_{П.0}$, кА	$i_{УД}$, кА	Тип выключателя нагрузки	Тип предохранителя
ТП1	10	32,4	7,8	17,6	ВНРп-10/400 УЗ	ПКТ103-10-40/12,5
ТП5	10	32,4	7,8	17,6	ВНРп-10/400 УЗ	ПКТ103-10-40/12,5
ТП6	10	129,5	7,8	17,6	ВНРп-10/400 УЗ	ПКТ103-10-160/12,5
ТП7	10	129,5	7,8	17,6	ВНРп-10/400 УЗ	ПКТ103-10-160/12,5
ТП8	10	80,9	7,8	17,6	ВНРп-10/400 УЗ	ПКТ103-10-100/12,5
ТП11	10	51,0	7,8	17,6	ВНРп-10/400 УЗ	ПКТ103-10-63/12,5

Выводы по разделу семь

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

8 РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

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

На рисунке 8.1 приведена схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности.

В таблице 8.1 приведены исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности.

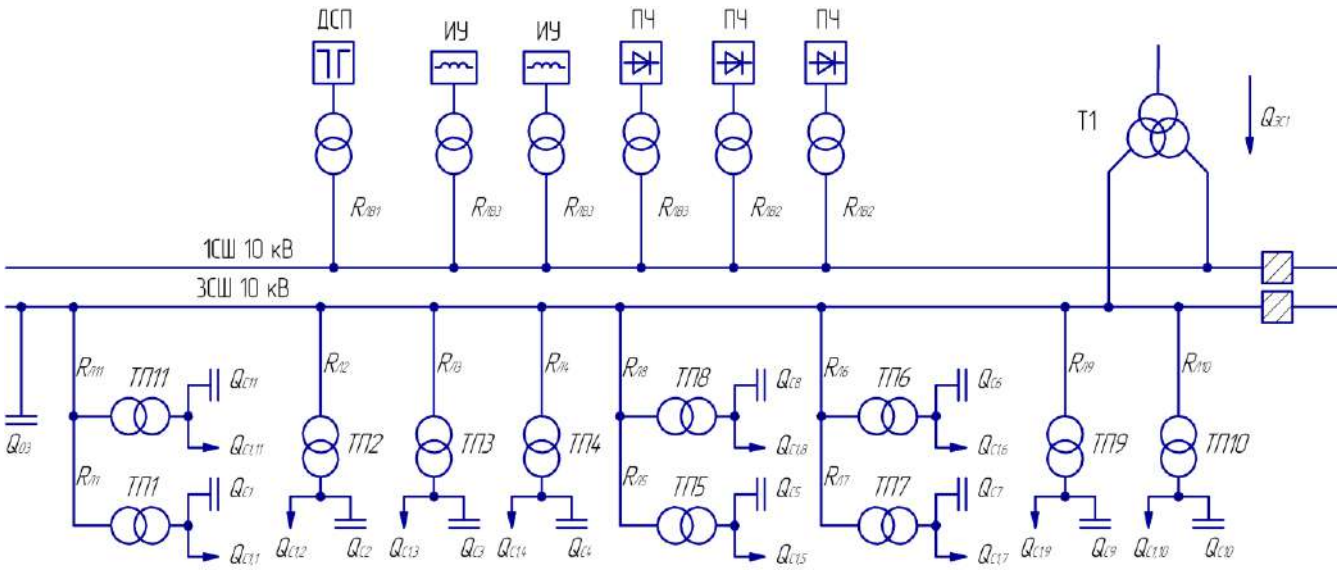

Рисунок 8.1 – Схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности

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

$$R_{\text{ò}} = \frac{\Delta P_k \cdot U_{\text{í.}}^2}{S_{\text{í.ò.}}^2}, \qquad (8.1)$$

где ΔP_k – мощность короткого замыкания трансформатора, кВт;

$S_{\text{í.ò.}}$ – номинальная мощность трансформатора, ВА.

$$R_{\text{ò1}} = \frac{5500 \cdot 10^2}{400^2} = 3,44 \text{ Ом.}$$

Активные сопротивления кабельных линий найдем по формуле:

$$R_{\text{ë}} = r_{0\text{ë}} \cdot L. \qquad (8.2)$$

$$R_{л1} = 0,41 \cdot 0,188 = 0,06 \text{ Ом}.$$

Аналогичные расчеты проводятся для остальных ТП и линий по выражениям (8.1) – (8.2), результаты сведены в таблицу 8.1.

Таблица 8.1 - Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

Трансформаторная подстанция	$S_{т.пi}$, кВА	Q_{1i}, квар	$\Delta Q_{тi}$, квар	$R_{тi}$, Ом	$R_{лi}$, Ом
ТП-1	400	203	13	3,44	0,06
ТП-2	1000	417	40	1,08	0,1
ТП-3	2500	987	116	0,38	0,14
ТП-4	2000	808	77	0,41	0,11
ТП-5	400	147	20	3,44	0,02
ТП-6	1600	796	77	0,59	0,07
ТП-7	1600	796	77	0,59	0,04
ТП-8	1000	342	43	1,08	0,1
ТП-9	2000	920	81	0,41	0,06
ТП-10	1000	274	47	1,08	0,19
ТП-11	630	273	33	1,41	0,08
Итого		5961	625		

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

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной мощности

$$Ñ_0 = \delta\ \alpha \cdot K_Ì + \beta \cdot \tau\ ,$$

где δ – поправочный коэффициент;

α=664·12=7972,8 руб/ кВт·год – основная ставка тарифа;

β=1,726 руб/ кВт·ч – стоимость одного кВт·ч электроэнергии;

τ – время использования максимальных потерь, ч/год;

$K_Ì$ – отношение потерь активной мощности предприятия $\Delta P_э$ в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям $\Delta P_м$ активной мощности предприятия.

$$Ñ_0 = 1,05 \cdot\ 7972,8 \cdot 1 + 1,726 \cdot 2742\ = 13341\ \frac{ðóá}{ê Âò}.$$

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

$$З_{1ГКНН} = Е \cdot К_{УКНН} \cdot \alpha_{тек} + N_0 \cdot \Delta Р_{УКНН},$$

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

$К_{УКНН}$ - удельная стоимость низковольтных батарей конденсаторов;

$\Delta Р_{УКНН}$ - удельные потери в низковольтных конденсаторах, кВт/Мвар;

$\alpha_{тек}$ - индекс изменения сметной стоимости [27].

Тогда

$$З_{1ГКНН} = 0,223 \cdot 12000 \cdot 74,09 + 13341 \cdot 4 = 251629 \text{ руб/М год}.$$

Затраты на генерацию реактивной мощности высоковольтными БК (10 кВ)

$$З_{1ГКВН} = З_{10} = Е \cdot К_{УКВН} \cdot \alpha_{тек} + N_0 \cdot \Delta Р_{УКВН},$$

где $К_{УКВН}$ - удельная стоимость высоковольтных батарей конденсаторов,

$\Delta Р_{УКВН}$ - удельные потери в низковольтных конденсаторах, кВт/Мвар.

Тогда

$$З_{1ГКВН} = З_{10} = 0,223 \cdot 6000 \cdot 74,09 + 13341 \cdot 2 = 125814 \text{ руб/М год}.$$

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

Для ТП, питающихся по радиальным линиям, (рисунок 8.2) эквивалентное сопротивление составит

$$R_{э1} = r_1 = R_{л2} + R_{т2}. \quad (8.8)$$

$$R_{э1} = r_1 = 0,10 + 1,08 = 1,18 \text{ Ом}.$$

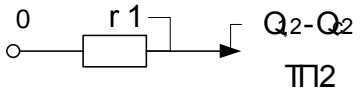

Рисунок 8.2 – Схема замещения радиальной линии

Для ТП, питающихся по магистральной линии (рисунок 8.3), например, ТП-6 и ТП-7, эквивалентная проводимость точки 1 схемы определяется по формуле

$$\frac{1}{R_{т1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2}, \quad (8.4)$$

$$\frac{1}{R_{т1}} = \frac{1}{0,59} + \frac{1}{0,04 + 0,59} = \frac{1}{0,30}.$$

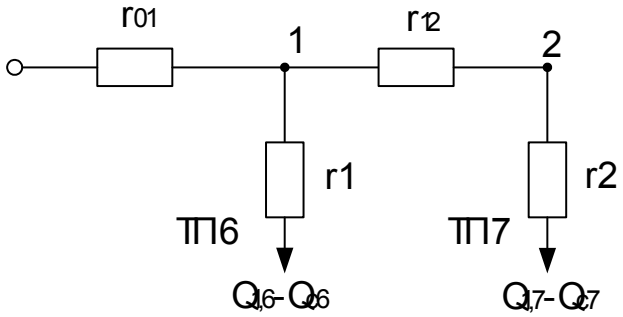

Рисунок 8.3 – Схема замещения магистральных линий

Эквивалентные сопротивления присоединений:

$$R_{э1} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{т1}}\right) r_1 . \tag{8.5}$$

$$R_{э2} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{т1}}\right) \cdot \left(r_{12} + r_2\right) . \tag{8.6}$$

$$R_{э1} = \left(1 + \frac{0,07}{0,30}\right) \cdot 0,59 = 0,73 \text{ Ом.}$$

$$R_{э2} = \left(1 + \frac{0,07}{0,30}\right) \cdot \left(0,04 + 0,59\right) = 0,78 \text{ Ом.}$$

Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП, определяем в предположении, что к шинам ГПП подключена высоковольтная БК (при этом коэффициент Лагранжа $\lambda = З_{10}$):

$$Q_{c1} = Q_{1i} + \Delta Q_{ti} + \frac{z}{R_{эi}}, \tag{8.7}$$

$$z = \frac{З_{10} - З_{1ГКН}}{2 \cdot a \cdot C_0} . \tag{8.8}$$

$$z = \frac{125814 - 251629}{2 \cdot 10 \cdot 13341} = -0,472 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом} .$$

$$Q_{c2} = 0,417 + 0,040 - \frac{0,472}{1,18} = 0,057 \text{ Мвар.}$$

Результаты расчета по формулам (8.3) – (8.13) мощностей Q_{ci} остальных низковольтных БК сводим в таблицу 8.4. Если $Q_c < 0$ Мвар, то принимаем $Q_c = 0$ Мвар, так как Q_c является экономически нецелесообразной.

Таблица 8.4 – Расчёт мощности БК

Место установки БК	$R_{эi}$, Ом	Q_{ci}, Мвар		$Q_{êói}$, квар	$Q_{êói} + Q_{ci}$, квар	Тип принятой стандартной БК [28]	$Q_{ñòi}$, квар
		расч.	прин.				
ТП-1	3,78	0,090	90	0	90	КРМ-0,4-100-25 У3	100
ТП-2	1,18	0,057	57	0	57	КРМ-0,4-100-25 У4	75
ТП-3	0,52	0,196	196	285	481	КРМ-0,4-500-50 У3	500
ТП-4	0,52	-0,023	0	0	0	-	-
ТП-5	3,88	0,045	45	178	223	КРМ-0,4-250-25 У3	225
ТП-6	0,73	0,226	226	14	240	КРМ-0,4-250-25 У4	250
ТП-7	0,78	0,268	268	0	268	КРМ-0,4-300-25 У3	275
ТП-8	1,21	-0,005	0	0	0	-	-
ТП-9	0,47	-0,003	0	165	165	КРМ-0,4-200-250 У3	175
ТП-10	1,27	-0,051	0	378	378	КРМ-0,4-400-50 У3	400
ТП-11	1,52	-0,004	0	0	0	-	-
ГПП	-	4,121	4,121	-	4500	КРМ-10,5-4500-450 У3	4500
Итого	-	-	882	1021	6403	-	6500

Определение мощности высоковольтной БК, подключенной к СШ 10 кВ ГПП, производим из условия баланса реактивных мощностей на СШ 10 кВ ГПП:

$$Q_0 = \sum_{i=1}^{n} Q_{1i} + \Delta Q_{òi} + \frac{\Delta Q_{ò}^{ÃÏ\ Ï}}{2} + \frac{\sum_{i=1}^{n} Q_{Âi}}{2} - \sum_{i=1}^{n} Q_{ñi} - \frac{\sum_{i=1}^{n} Q_{CÄi}}{2} - \frac{Q_{ýñ}}{2}.$$

где $\Delta Q_{ò}^{ÃÏ\ Ï}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, вар;

$Q_{Â}$ – реактивная мощность электроприемников напряжением 10 кВ, вар.

Экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы

$$Q_{ýñ} = Ð_{p.ï.} \cdot \mathrm{tg}\varphi_{í\,î\,ðì},$$

где $\mathrm{tg}\varphi_{í\,î\,ðì}$ – нормируемый $\mathrm{tg}\varphi$ для данного уровня напряжения;

$$Q_{ýñ} = 24266 \cdot 0{,}5 = 12133 \text{ квар}.$$

Коэффициент реактивной мощности, задаваемый предприятию энергосистемой

$$\mathrm{tg}\varphi_{ý} = \frac{Q_{ýñ}}{Ð_{p.ï}}.$$

$$\mathrm{tg}\varphi_{ý} = \frac{12133}{24266} = 0{,}5.$$

Необходимая мощность ВБК на СШ3

$$Q_0 = 5961 + 625 + \frac{1578}{2} + \frac{4299 + 1512 + 1578}{2} - 882 - \frac{12133}{2} = 4121 \text{ квар.}$$

Поэтому принимаем к установке ВБК типа КРМ-10,5-4500-450 [28].

Задача предприятия обеспечить требуемое значение $tg\varphi_э = 0,5$, которое задается энергосистемой, на вводе ГПП, поэтому определим расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе ГПП, без учета мощности, поступающей от энергосистемы, определим по формуле

$$tg\varphi_Р = \frac{\sum_{i=1}^{n} Q_{1i} + \Delta Q_{ti} + \frac{\Delta Q_т^{ГПП}}{2} + \frac{\sum_{i=1}^{n} Q_{Вi}}{2} + \sum_{i=1}^{n} Q_{куi} - \sum_{i=1}^{n} Q_{нт.нi} - \frac{\sum_{i=1}^{n} Q_{САi}}{2} - Q_{нт.в}}{P_Р};$$

где $Q_{ку}$ – мощность компенсирующих устройств (КУ), определяемая пропускной способностью трансформаторов, вар.

$Q_{ст.н}$ – стандартная мощность низковольтных КУ, вар;

$Q_{ст.в}$ – мощность высоковольтных КУ, вар.

$$tg\varphi_Р = \frac{5961 + 625 + \frac{1578}{2} + \frac{4299 + 1512 + 1578}{2} + 1021 - 2000 - 4500}{0,5 \cdot 24266} = 0,46.$$

Выводы по разделу восемь

В данном разделе решены вопросы компенсации реактивной мощности на шинах главной понизительной подстанции. Отклонение расчетного значения $tg\varphi_Р = 0,46$ от значения, заданного энергосистемой $tg\varphi_{эн} = 0,50$, объясняется дискретностью шкалы компенсирующих устройств.

9 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВАНАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС

9.1 Расчет коэффициента искажения синусоидальности напряжения

Рассмотрим принципиальную схему для расчета коэффициента искажения синусоидальности напряжения, представленную на рисунке 9.1

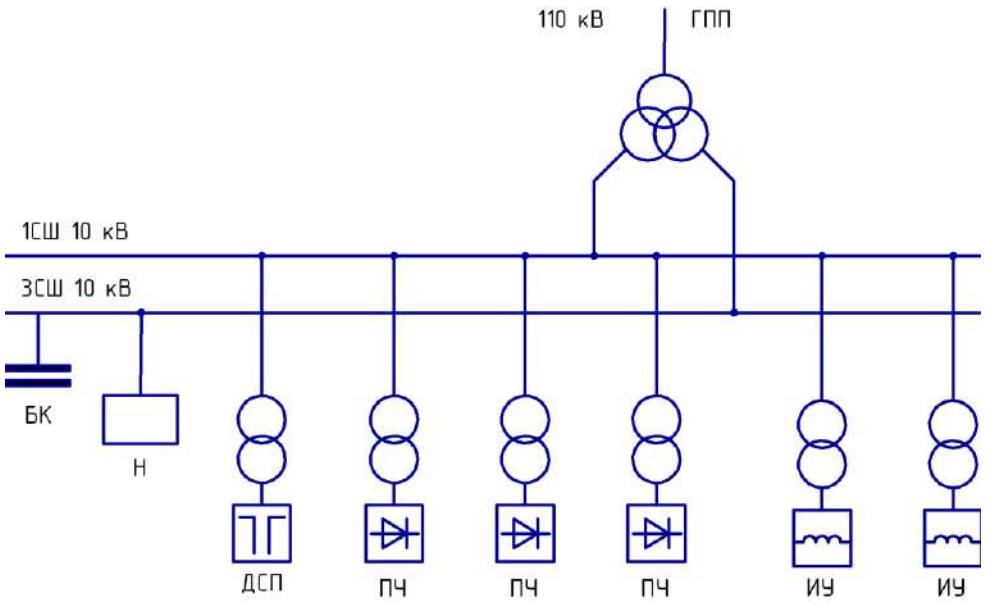

Рисунок 9.1 – Принципиальная схема

Изобразим на рисунке 9.2 схему замещения для принципиальной схемы, представленной на рисунке 9.1.

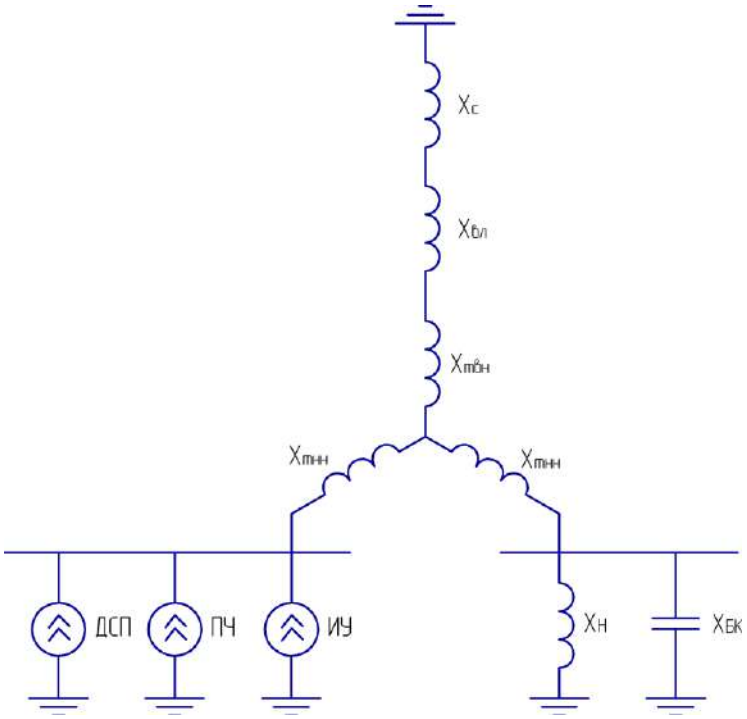

Рисунок 9.2 – Схема замещения

Произведем расчет параметров элементов схемы замещения, изображенной на рисунке 9.2.

Сопротивление энергетической системы

$$x_{\tilde{n}\nu} = 0,65 \cdot \nu \cdot \frac{U^2_{\tilde{n}\grave{o}}}{S_k}, \quad (9.1)$$

где S_k – фактическая мощность КЗ для рассматриваемой ступени СЭС, ВА.

$$x_{\tilde{n}\nu} = 0,65 \cdot \frac{10500^2}{2700 \cdot 10^6} \cdot \nu = 0,03 \cdot \nu.$$

Сопротивление воздушной линии

$$x_{\ddot{e}\nu} = x_0 \cdot L \cdot \frac{U^2_{\tilde{n}\grave{o}}}{U^2_{\acute{i}\hat{i}\grave{i}}} \cdot \nu, \quad (9.2)$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

L – длина воздушной линии, км;

$U_{\acute{i}\hat{i}\grave{i}}$ – номинальное напряжение линии, В.

$$x_{\ddot{e}\nu} = 0,44 \cdot 14 \cdot \frac{10,5^2}{110^2} \cdot \nu = 0,05 \cdot \nu.$$

Сопротивление силового трансформатора

$$x_{\grave{o}\nu} = \frac{U_k \cdot U^2_{\tilde{n}\grave{o}}}{100 \cdot S_{\grave{o}.\acute{i}\hat{i}\grave{i}}} \cdot \nu, \quad (9.3)$$

где U_k - напряжение КЗ трансформатора, %;

$S_{т.ном}$ - номинальная мощность трансформатора, ВА.

$$x_{\grave{o}\nu} = \frac{10,5 \cdot 10500^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} \cdot \nu = 0,46 \cdot \nu.$$

Сопротивление обмотки высокого напряжения

$$x_{\grave{o}\hat{a}\acute{i}\nu} = 0,125 \cdot x_{\grave{o}\nu}. \quad (9.4)$$

$$x_{\grave{o}\hat{a}\acute{i}\nu} = 0,125 \cdot 0,46 \cdot \nu = 0,06 \cdot \nu.$$

Сопротивление обмотки низкого напряжения

$$x_{\tau\acute{i}\nu} = 1,75 \cdot x_{\tau\nu}. \quad (9.5)$$

$$x_{\grave{o}\ddot{i}\acute{i}\nu} = 1,75 \cdot 0,46 \cdot \nu = 0,81 \cdot \nu.$$

Общее сопротивление «спокойной» нагрузки «Н»

$$x_{нν} = \frac{U_{ст}^2}{S_н} \cdot ν . \qquad (9.6)$$

$$x_{íν} = \frac{10500^2}{\sqrt{0,5 \cdot 17971^{\,2} + 0,5 \cdot 13371^{\,2}}} \cdot ν = 10,45 \cdot ν .$$

Сопротивление батареи конденсаторов

$$x_{ÁÊν} = -\frac{U_{ñò}^2}{Q_{ÁÊ} \cdot ν}, \qquad (9.7)$$

где Q_k – мощность батареи конденсаторов, вар.

$$x_{ÁÊν} = -\frac{10500^2}{3,6 \cdot 10^6 \cdot ν} = \frac{-30,63}{ν} .$$

Источником искажения являются:

– дуговые сталеплавильные печи, генерирующие в сеть следующие гармоники: 2, 3, 5, 7, 11, 13;

– преобразователи технологических установок, генерирующие в сеть следующие гармоники: 5, 7, 11, 13.

Эквивалентные токи гармоник, генерируемые ДСП

$$I_{ν1} = \frac{\sqrt[4]{N_{äñï}} \cdot S_{äñï}}{\sqrt{3} \cdot U_{ñò} \cdot ν^2} . \qquad (9.8)$$

$$I_{ν1} = \frac{\sqrt[4]{1} \cdot 1500}{\sqrt{3} \cdot 10500 \cdot ν^2} = \frac{82}{ν^2} .$$

Стоит отметить, что ток 2-ой гармоники принимается равным току 3-ей гармоники.

Эквивалентные токи гармоник, генерируемые преобразовательными установками

$$I_{ν2} = \frac{S_{ïΣ} \cdot k_{νΣ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ñò} \cdot ν}, \qquad (9.9)$$

где $S_{ïΣ}$ – суммарная полная мощность преобразователей, ВА;

$k_{νΣ}$ – коэффициент, учитывающий наличие сдвига фаз между гармониками тока отдельных преобразователей, для ν=5 и ν=7 принимается $k_{νΣ}$=0,9, ν=11 и ν=13 – $k_{νΣ}$ =0,75.

$$I_{\nu 2} = \frac{5010 \cdot k_{\nu\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot 10500 \cdot \nu} = \frac{275 \cdot k_{\nu\Sigma}}{\nu}.$$

Эквивалентные токи гармоник, генерируемые ДСП и преобразовательными установками

$$I_{\nu\Sigma} = (I_{\nu 1} + I_{\nu 2}) \cdot k_{\nu\Sigma}. \qquad (9.10)$$

Результаты расчета по формулам (9.1) – (9.10) представим в таблице 9.1.

Таблица 9.1

ν	$x_{ñν}$	$x_{ëν}$	$x_{òâí\,ν}$	$x_{òí\,ν}$	$x_{áêν}$	$x_{í\,ν}$	$I_{ν1}$	$I_{ν2}$	$I_{νΣ}$
2	0,05	0,10	0,12	1,62	-15,31	20,90	9,16		9,16
3	0,08	0,15	0,17	2,43	-10,21	31,36	9,16		9,16
5	0,13	0,26	0,29	4,05	-6,13	52,26	3,30	49,59	50,62
7	0,19	0,36	0,41	5,67	-4,38	73,17	1,68	35,42	36,46
11	0,29	0,56	0,64	8,91	-2,78	114,98	0,68	18,78	19,12
13	0,35	0,67	0,75	10,53	-2,36	135,89	0,49	15,89	16,08

Преобразование схемы замещения, изображенной на рисунке 9.2, представим на рисунке 9.3.

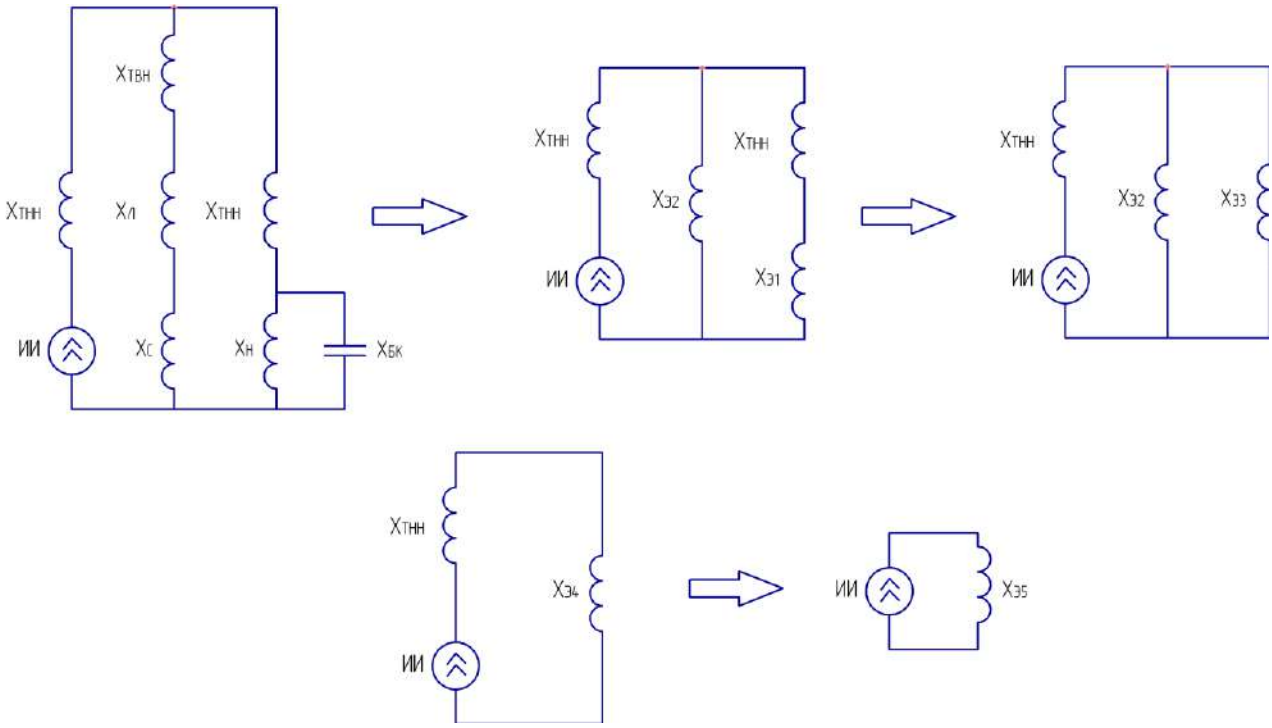

Рисунок 9.3 –Преобразование схемы замещения

Рассчитаем параметры схем замещения, представленных на рисунке 9.3

$$\tilde{o}_{\acute{y}1\nu} = \frac{\tilde{o}_{\acute{a}\hat{e}\nu} \cdot \tilde{o}_{\acute{i}\,\nu}}{\tilde{o}_{\acute{a}\hat{e}\nu} + \tilde{o}_{\acute{i}\,\nu}}. \quad (9.11)$$

$$\tilde{o}_{\acute{y}2\nu} = \tilde{o}_{\tilde{n}\nu} + \tilde{o}_{\ddot{e}\nu} + \tilde{o}_{\grave{o}\hat{a}\acute{i}\,\nu}. \quad (9.12)$$

$$\tilde{o}_{\acute{y}3\nu} = \tilde{o}_{\acute{y}1\nu} + \tilde{o}_{\grave{o}\ddot{i}\,\acute{i}\,\nu}. \quad (9.13)$$

$$\tilde{o}_{\acute{y}4\nu} = \frac{\tilde{o}_{\acute{y}2\nu} \cdot \tilde{o}_{\acute{y}3\nu}}{\tilde{o}_{\acute{y}2\nu} + \tilde{o}_{\acute{y}3\nu}}. \quad (9.14)$$

$$\tilde{o}_{\acute{y}5\nu} = \tilde{o}_{\grave{o}\ddot{i}\,\acute{i}\,\nu} + \tilde{o}_{\acute{y}4\nu}. \quad (9.15)$$

Напряжение на СШ1и СШ3 определим соответственно по формулам

$$U_{\tilde{N}\emptyset\,1\nu} = I_{\nu} \cdot \tilde{o}_{\acute{y}5\nu}. \quad (9.16)$$

$$U_{\tilde{N}\emptyset\,3\nu} = U_{\tilde{N}\emptyset\,1\nu} \cdot \frac{x_{\acute{y}1\nu} \cdot \tilde{o}_{\acute{y}4\nu}}{\tilde{o}_{\acute{y}3\nu} \cdot \tilde{o}_{\acute{y}5\nu}}. \quad (9.17)$$

Коэффициент искажения синусоидальности напряжения

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{13} U_{\nu}^2}}{U_{\phi}} \cdot 100\%. \quad (9.18)$$

Результаты расчета по формулам (9.11) – (9.18) представим в таблице 9.2.

Таблица 9.2

ν	$x_{\acute{y}1\nu}$	$x_{\acute{y}2\nu}$	$x_{\acute{y}3\nu}$	$x_{\acute{y}4\nu}$	$x_{\acute{y}5\nu}$	$U_{\tilde{n}\emptyset\,1\nu}$	$U_{\tilde{n}\emptyset\,3\nu}$	$K_U^{СШ1}$	$K_U^{СШ3}$
2	-57,23	0,27	-55,61	0,27	1,89	17,35	2,57	4,86%	2,09%
3	-15,14	0,41	-12,70	0,42	2,85	26,14	4,59		
5	-6,94	0,68	-2,89	0,89	4,94	235,10	101,56		
7	-4,65	0,95	1,02	0,49	6,16	205,83	-74,98		
11	-2,85	1,49	6,06	1,20	10,11	147,62	-8,23		
13	-2,40	1,77	8,14	1,45	11,98	147,24	-5,25		

Из таблицы 9.2 видно, что значения коэффициента искажения синусоидальности напряжения лежат в рамках допустимых значений, регламентированных [29], а именно: $K_U^{\tilde{N}\emptyset\,1} = 4,86 < K_{U.\ddot{a}\hat{i}\,\ddot{i}} = 5\%$, $K_U^{\tilde{N}\emptyset\,3} = 2,09 < K_{U.\ddot{a}\hat{i}\,\ddot{i}} = 5\ \%$.

9.2 Расчет колебаний напряжения

Колебания нагрузки печей, особенно колебания реактивной мощности, вызывают значительные колебания напряжения питающей сети. Наибольшие колебания напряжения создаются печами в период расплавления металла.

Размах колебаний напряжения в точке СШ1

$$\delta U_{t.\text{СШ}1} = \frac{\sqrt[4]{N_{\text{дсп}}} \cdot S_{\text{дсп}}}{S_{\text{к.з}}} \cdot 100\%.$$

где $S_{к.з}$ – мощность КЗ в точке СШ1, МВА;

$S_{\text{дсп}}$ – мощность ДСП, МВА;

$$\delta U_{t.\text{СШ}1} = \frac{\sqrt[4]{1} \cdot 1,5}{115} \cdot 100\% = 1,30\%.$$

При питании от отдельного узла сети предприятия только специфических приёмников электроэнергии допускается превышение нормативных показателей качества электроэнергии в этом узле при условии обеспечения нормальной работы других потребителей, питающихся от СЭС предприятия [8, п.7.5.34].

Определим размах изменения колебаний напряжения в точке СШ3

$$\partial U_{t.\text{СШ}3} = \partial U_{t.\text{СШ}1} \cdot \frac{x_{\text{ý}1\nu} \cdot \tilde{o}_{\text{ý}4\nu}}{\tilde{o}_{\text{ý}3\nu} \cdot \tilde{o}_{\text{ý}5\nu}}.$$

$$\partial U_{t.\text{СШ}3} = 1,3 \cdot \frac{16,00 \cdot 0,13}{16,81 \cdot 0,95} = 0,17\%.$$

Как видно, значение размаха колебаний напряжения в точке СШ3 не превышает допустимое значение колебаний напряжения $\delta U_{доп}$ = 1%.

9.3 Расчет несимметрии напряжения

Коэффициент несимметрии по напряжению обратной последовательности:

$$k_{2U} = \frac{U_2}{U_{ном}} \cdot 100\% \le 2\%; \qquad (9.19)$$

где U_2 – напряжение обратной последовательности, кВ;

I_2 – ток обратной последовательности, А;

Напряжение обратной последовательности

$$U_2 = I_2 \cdot x_{кз}. \qquad (9.20)$$

где $x_{кз}$ – сопротивление КЗ в точке подключения ДСП к распределительной сети.

Сопротивление КЗ в точке подключения ДСП к распределительной сети

$$x_{кз} = x'_{кз} \cdot \frac{U_б^2}{S_б}. \qquad (9.21)$$

Ток обратной последовательности

$$I_2 = \frac{P_{п}}{\sqrt{3} \cdot U_{ноm} \cdot \cos\varphi}. \quad (9.22)$$

где $P_п$ – пульсирующая мощность, Вт.

Пульсирующая мощность

$$P_п = P_п^{'} + P_п^{''}; \quad (9.23)$$

где $P_п^{'}$ – мощности «мёртвой» фазы, Вт;

$P_п^{''}$ – мощности «дикой» фазы, Вт.

Мощность «мёртвой» и «дикой» фазы соответственно

$$P_п^{'} = P_{ном} \cdot \left(\frac{1}{3} - \frac{\xi_{кс}}{6}\right). \quad (9.24)$$

$$P_п^{''} = P_{ном} \cdot \left(\frac{1}{3} + \frac{\xi_{кс}}{6}\right). \quad (9.25)$$

где $\xi_{кс}$ – коэффициент неравномерности нагрузки ($\xi_{кс}$ = 0,3).

Результаты расчета по формулам (9.19) – (9.25) представим в таблице 9.4.

Таблица 9.4

$x'_{êç}$, î.å.	$U_{á}$, êÂ	$S_{á}$, Ì ÂÀ	$x_{êç}$, Î ì	$P_{ï}$, êÂò	$P'_{ï}$, êÂò	$P''_{ï}$, êÂò	I_2, À	U_2, Â	k_{2U}, %
8,71	10,5	1000	0,96	1000	425	575	69	663	0,63

Из данных таблицы 9.4 видно, что значение коэффициента несимметрии напряжения по обратной последовательности лежит в рамках допустимых значений, регламентированных [29].

Выводы по разделу девять

В данном разделе рассчитаны следующие показатели: коэффициент искажения синусоидальности напряжения, колебания напряжения, несимметрия напряжения. Расчёт показал, что рассмотренные показатели качества электроэнергии не превышают допустимые показатели.

10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

Согласно ПУЭ 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.

10.1. Дифференциальная защита.

Согласно ПУЭ на двухтрансформаторных подстанциях при мощности трансформатора 4 МВА и более устанавливается дифференциальная защита без выдержки времени.

Защита выполняется с помощью дифференциального реле РСТ 15.

Номинальные токи обмоток трансформатора:

высшего напряжения

$$I_{\text{íîì}}^{\text{ÂÍ}} = \frac{S_{T2}}{\sqrt{3}\cdot U_{\text{ÂÍ}}}; \qquad (10.1)$$

$$I_{\text{íîì}}^{\text{ÂÍ}} = \frac{25\cdot 10^6}{\sqrt{3}\cdot 115\cdot 10^3} = 125,7\ \text{A};$$

низшего напряжения

$$I_{\text{íîì}}^{\text{ÍÍ}} = \frac{S_{T2}}{\sqrt{3}\cdot U_{\text{ÍÍ}}\cdot 2}; \qquad (10.2)$$

$$I_{\text{íîì}}^{\text{ÍÍ}} = \frac{25\cdot 10^6}{\sqrt{3}\cdot 10{,}5\cdot 10^3\cdot 2} = 688\,\text{A}.$$

В формулах (10.1) и (10.2):

S_{T2} – номинальная мощность трансформатора Т2, ВА;

$U_{ВН}$ – напряжение высокой стороны трансформатора, В;

$U_{НН}$ – напряжение низкой стороны трансформатора, В.

Для выбора трансформаторов тока найдем максимальные рабочие токи:

на стороне ВН

$$I_{max\text{ðàá}}^{\text{ÂÍ}} = 1,4\cdot I_{\text{íîì}}^{\text{ÂÍ}}; \qquad (10.3)$$

$$I^{ВН}_{max расч} = 1,4 \cdot 125,7 = 175,9 \text{ А};$$

на стороне НН

$$I^{НН}_{max расч} = 1,4 \cdot I^{НН}_{ном}; \quad (10.4)$$

$$I^{НН}_{max расч} = 1,4 \cdot 688 = 963,2 \text{ А}.$$

На стороне ВН принимаем к установке трансформатор тока типа ТВ-110-300-0,5/10Р/10Р/10Р: $I_{1н} = 300$ А, $I_{2н} = 5$ А.

Коэффициент трансформации трансформатора тока

$$k_I^{ВН} = \frac{I_{1н}}{I_{2н}}; \quad (10.5)$$

$$k_I^{ВН} = \frac{300}{5} = 60.$$

На стороне НН принимаем к установке трансформатор тока типа ТЛК-10-1000-0,5/10Р: $I_{1н} = 1000$ А, $I_{2н} = 5$ А.

Коэффициент трансформации трансформатора тока

$$k_I^{НН} = \frac{I_{1н}}{I_{2н}}; \quad (10.6)$$

$$k_I^{НН} = \frac{1000}{5} = 200.$$

Силовой трансформатор Т2 имеет схему соединения обмоток $У_н$/Д/Д, следовательно, для компенсации сдвига фаз трансформаторы тока на высокой стороне включаются по схеме полного треугольника ($k_{сх}^{ВН} = \sqrt{3}$), а трансформаторы тока на низкой стороне — по схеме неполной звезды ($k_{сх}^{НН} = 1$).

Вторичные токи трансформаторов тока в номинальном режиме работы:

$$I_2^{ВН} = \frac{k_{сх}^{ВН}}{k_I^{ВН}} \cdot I_{ном}^{ВН}; \quad (10.7)$$

$$I_2^{ВН} = \frac{\sqrt{3}}{60} \cdot 125,7 = 3,62 \text{ А};$$

$$I_2^{НН} = \frac{k_{сх}^{НН}}{k_I^{НН}} \cdot I_{ном}^{НН}; \quad (10.8)$$

$$I_2^{НН} = \frac{1}{200} \cdot 688 = 3,44 \text{ А}.$$

За основную сторону принимаем сторону ВН, так как $I_2^{ВН} > I_2^{НН}$.

Определяем токи небаланса, вызванные погрешностями трансформаторов тока $I'_{нб}$ и регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) $I''_{нб}$. При этом все токи приводим к ступени напряжения основной стороны.

Определим ток небаланса $I'_{нб}$:

$$I'_{нб} = k_{одн} \cdot k_а \cdot \varepsilon \cdot I^{(3)}_{КЗ}, \quad (10.9)$$

где $k_{одн} = 1$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$k_a = 1$ – коэффициент апериодической составляющей для дифференциального реле;

$\varepsilon = 1$ – допустимая погрешность трансформаторов тока;

$I_{К3}^{(3)}$ – максимальный сквозной ток, приведенный на высокую сторону, А.

$$I_{К3}^{(3)} = I_{К3} \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ВН}}; \qquad (10.10)$$

$$I_{К3}^{(3)} = 6,3 \cdot 10^3 \cdot \frac{10,5}{115} = 575 \text{ А};$$

$$I_{нб}^{'} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 575 = 57,5 \text{ А}.$$

Определим ток небаланса $I_{нб}^{''}$:

$$I_{нб}^{''} = (\Delta u_{\alpha} + \Delta u_{\beta}) \cdot I_{К3}^{(3)}, \qquad (10.11)$$

где $\Delta u_{\alpha} = 0,16$ — пределы регулирования напряжения на стороне ВН;

$\Delta u_{\beta} = 0$ — пределы регулирования напряжения на стороне СН.

$$I_{нб}^{''} = (0,16 + 0) \cdot 575 = 92 \text{ А}.$$

Предварительное значение тока срабатывания защиты по условию отстройки от токов небаланса

$$I_{сз} = k_{отс} \cdot (I_{нб}^{'} + I_{нб}^{''}), \qquad (10.12)$$

где $k_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки.

$$I_{сз} = 1,2 \cdot (57,5 + 92,0) = 179,4 \text{ А}.$$

Ток срабатывания защиты по условию отстройки от броска тока намагничивания

$$I_{сз} = k_{отс} \cdot I_{ном}^{ВН}, \qquad (10.13)$$

где $k_{отс} = 0,5$ – коэффициент отстройки.

$$I_{сз} = 0,5 \cdot 125,7 = 62,85 \text{ А}.$$

Из двух токов срабатывания выбираем наибольший, то есть $I_{сз} = 179,4$ А.

Предварительное значение коэффициента чувствительности защиты определяем по току двухфазного короткого замыкания в точке К3, приведенному на сторону ВН.

$$К_{ч} = \frac{I_{К3}^{(2)}}{I_{сз}}; \qquad (10.14)$$

$$К_{ч} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 575}{179,4} = 2,8 > 2.$$

Ток срабатывания реле на основной стороне

$$I_{сраб}^{осн} = \frac{k_{сх}^{АН}}{k_{I}^{АН}} \cdot I_{сз}; \qquad (10.15)$$

$$I_{сраб}^{осн} = \frac{\sqrt{3}}{60} \cdot 179,4 = 5,17 \text{ А}.$$

Ток срабатывания реле на неосновной стороне

$$I_{\text{ñð}}^{\text{í åî ñí}} = \frac{k_{\text{ñõ}}^{\text{Í Í}}}{k_{\text{I}}^{\text{Í Í}}} \cdot I_{\text{ñç}} \cdot k_{\text{ò}} = \frac{1}{200} \cdot 179,4 \cdot 11 = 9,86 \text{ A}, \quad (10.16)$$

где $k_{\text{ò}} = \frac{U_{\text{ÂÍ}}}{U_{\text{Í Í}}} = \frac{110}{10} = 11$ – коэффициент трансформации силового трансформатора.

$$k_{\text{ò}} = \frac{U_{\text{ÂÍ}}}{U_{\text{Í Í}}};$$

$$k_{\text{ò}} = \frac{110}{10} = 11;$$

$$I_{\text{ñð}}^{\text{í åî ñí}} = \frac{1}{200} \cdot 179,4 \cdot 11 = 9,86 \text{ A}.$$

Примем число витков основной обмотки $w_{\text{осн}} = 12$.

Расчетная МДС основной обмотки

$$F_{\text{ðàñ÷}}^{\text{î ñí}} = w_{\text{î ñí}} \cdot I_{\text{ñð}}^{\text{î ñí}}; \quad (10.17)$$

$$F_{\text{ðàñ÷}}^{\text{î ñí}} = 12 \cdot 5,17 = 62,04 \text{ А·витков}.$$

Принимаем ближайшее стандартное значение МДС $F_{\text{ï ðèí ÿò}}^{\text{î ñí}} = 60$ А · витков.

Расчетное число витков неосновной обмотки находится из условия

$$w_{\text{í åî ñí}}^{\text{ðàñ÷}} = \frac{F_{\text{ï ðèí ÿò}}^{\text{î ñí}}}{I_{\text{ñð}}^{\text{í åî ñí}}}; \quad (10.18)$$

$$w_{\text{í åî ñí}}^{\text{ðàñ÷}} = \frac{60}{9,86} = 6,1.$$

Принимаем $w_{\text{í åî ñí}}^{\text{ï ðèí ÿò}} = 6$.

Составляющая тока небаланса $I_{\text{нб}}^{'''}$ из-за неравенства расчетного и действительного числа витков

$$I_{\text{í á}}^{'''} = \frac{\left| w_{\text{í åî ñí}}^{\text{ðàñ÷}} - w_{\text{í åî ñí}}^{\text{ï ðèí ÿò}} \right|}{w_{\text{í åî ñí}}^{\text{ï ðèí ÿò}}} \cdot I_{\text{Ê3}}^{(3)}; \quad (10.19)$$

$$I_{\text{í á}}^{'''} = \frac{|6,1 - 6|}{6} \cdot 575 = 9,6 \text{ A}.$$

Ток срабатывания защиты с учетом всех составляющих тока небаланса

$$I_{\text{ñç}} = k_{\text{î òñ}} \cdot (I_{\text{í á}}^{'} + I_{\text{í á}}^{''} + I_{\text{í á}}^{'''}); \quad (10.20)$$

здесь $k_{\text{отс}} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

$$I_{\text{ñç}} = 1,2 \cdot (57,5 + 92,0 + 9,6) = 190,92 \text{ A}.$$

Коэффициент чувствительности определяем по току двухфазного короткого замыкания на стороне НН трансформатора, приведенному на сторону ВН:

$$\hat{E}_{\div} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 575}{190,92} = 2,6 \geq 2.$$

Так как коэффициент чувствительности больше требуемого нормированного значения, то защита удовлетворяет требованиям чувствительности.

Ток срабатывания реле на основной стороне

$$I_{ñð}^{î ñí} = \frac{\sqrt{3}}{60} \cdot 190,92 = 5,50 \text{ А}.$$

Ток срабатывания реле на неосновной стороне

$$I_{ñð}^{í åî ñí} = \frac{1}{200} \cdot 190,92 \cdot 11 = 10,5 \text{ А}.$$

10.2 МТЗ с выдержкой времени на НН

Максимальная токовая защита выполняется в качестве резервной защиты от-междуфазных коротких замыканий на реле РСТ 11 с коэффициентом возврата $k_в = 0,9$.

Реле включаются во вторичные обмотки уже выбранных трансформаторов тока на стороне НН трансформатора ГПП, то есть схема включения трансформаторов тока и реле – неполная звезда (коэффициент схемы $k_{сх} = 1$), коэффициент трансформации трансформаторов тока $k_I = 200$.

Ток срабатывания защиты по условию отстройки от рабочего тока при возможной перегрузке трансформатора:

$$I_{ñç} = \frac{k_{î òñ}}{k_â} \cdot I_{max.ðàá}^{í í}; \qquad (10.21)$$

здесь $k_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

$I_{max раб}^{ВН}$ – максимальный рабочий ток на стороне ВН трансформатора при перегрузке, А.

$$I_{ñç} = \frac{1,2}{0,9} \cdot 963,4 = 1285 \text{ А}.$$

Коэффициент чувствительности определяется по току двухфазного короткого замыкания за трансформатором

$$\hat{E}_{\div}^{î ñí} = \frac{I_{Ê3}^{(2)}}{I_{ñç}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{Ê3}^{(2)}}{I_{ñç}}; \qquad (10.22)$$

$$\hat{E}_{\div}^{î ñí} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6300}{1285} = 4,2 > 1,5$$

Защита удовлетворяет требованиям чувствительности.

Определим ток срабатывания реле:

$$I_{ñð} = \frac{k_{ñõ}}{k_I} \cdot I_{ñç}; \quad (10.23)$$

$$I_{ñð} = \frac{1}{200} \cdot 1285 = 6,43 \text{ А}.$$

Принимаем к установке реле РСТ 11-24, у которого ток срабатывания находится в пределах $I_{ñð} = 5 \div 20$ À .

Определим сумму уставок:

$$\Sigma\Theta = \frac{I_{ñð}}{I_{min}} - 1; \quad (10.24)$$

$$\Sigma\Theta = \frac{6,43}{5} - 1 = 0,29 \approx 0,3$$

Принимаем сумму уставок $\Sigma\Theta = 0,2 + 0,1 = 0,3$.

Найдем ток уставки реле:

$$I_{óñò} = 1 + \Sigma\Theta \cdot I_{min};$$

$$I_{óñò} = 1 + 0,3 \cdot 5 = 6,5 \text{ А}.$$

Время срабатывания защиты принимается по условию отстройки от времени срабатывания МТЗ на секционном выключателе ГПП. Тогда

$$t_{ñç} = t_{ñç}^{ñåêö} + \Delta t, \quad (10.25)$$

где $\Delta t = 0,4$ с – ступень селективности для статического реле.

$$t_{ñç} = 1,7 + 0,4 = 2,1 \text{с}.$$

Используем реле времени РВ-01.

10.3 МТЗ с выдержкой времени на ВН

Максимальная токовая защита выполняется в качестве резервной защиты от междуфазных коротких замыканий на реле РСТ 11 с коэффициентом возврата $k_в = 0,9$.

Реле включаются во вторичные обмотки уже выбранных трансформаторов тока со стороны питания, то есть схема включения трансформаторов тока и реле – полный треугольник (коэффициент схемы $k_{сх} = \sqrt{3}$), коэффициент трансформации трансформаторов тока $k_I = 60$.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} = \frac{k_{отс}}{k_в} \cdot I_{max раб}^{ВН}, \quad (10.26)$$

здесь $k_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

$I_{max раб}^{ВН}$ – максимальный рабочий ток на стороне ВН трансформатора при перегрузке, А.

$$I_{\text{ñç}} = \frac{1,2}{0,9} \cdot 183,9 = 245,2 \text{ A}.$$

Коэффициент чувствительности

$$\hat{E}_{\div}^{\hat{i}\,\tilde{n}\tilde{i}} = \frac{I_{\hat{E}3}^{(2)}}{I_{\text{ñç}}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\hat{E}3}^{(2)}}{I_{\text{ñç}}}. \qquad (10.27)$$

$$\hat{E}_{\div}^{\hat{i}\,\tilde{n}\tilde{i}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6300 \cdot \frac{10}{110}}{245,2} = 2,0 > 1,5$$

Защита удовлетворяет требованиям чувствительности.

Определим ток срабатывания реле:

$$I_{\tilde{n}\eth} = \frac{\sqrt{3}}{60} \cdot 245,2 = 7,07 \text{ A}.$$

Принимаем к установке реле РСТ 11-24, у которого ток срабатывания находится в пределах $I_{\tilde{n}\eth} = 5 \div 20$ À.

Определим сумму уставок:

$$\Sigma\Theta = \frac{7,07}{5} - 1 = 0,41 \approx 0,4.$$

Принимаем сумму уставок $\Sigma\Theta = 0,4$.

Найдем ток уставки реле:

$$I_{\acute{o}\tilde{n}\grave{o}} = 1 + \Sigma\Theta \cdot I_{min} = 1 + 0,4 \cdot 5 = 7,0 \text{ A}.$$

Время срабатывания защиты принимается по условию отстройки от времен срабатывания МТЗ на выключателе на НН

$$t_{\text{ñç}} = t_{\text{ñç.Í Í}} + \Delta t, \qquad (10.28)$$

где $\Delta t = 0,4$ с – ступень селективности для статического реле.

$$t_{\text{сз}} = 2,1 + 0,4 = 2,5 \text{ с}.$$

Используем реле времени РВ-01.

10.4 Защита от перегруза на НН

Защита от перегруза на НН выполняется с помощью токового реле РСТ 11 с коэффициентом возврата $k_{\text{в}} = 0,9$.

Защита выполняется с помощью одного реле, включенного во вторичную обмотку того же трансформатора тока, что и реле максимальной токовой защиты, на ток фазы А, с действием на отключение. Коэффициент трансформации трансформатора тока $k_I = 200$, коэффициент схемы $k_{\text{сх}} = 1$.

Ток срабатывания защиты определяется из условия отстройки от номинального тока трансформатора на стороне НН:

$$I_{\text{ñç}} = \frac{k_{\hat{i}\,\grave{o}\tilde{n}}}{k_{\hat{a}}} \cdot I_{\text{í î ì}}^{\text{HÍ}}; \qquad (10.29)$$

здесь $k_{отс} = 1,05$ – коэффициент отстройки;

$$I_{ñç} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 963,4 = 1124 \text{ А}.$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{ñð} = \frac{k_{ñõ}}{k_I} \cdot I_{ñç}; \qquad (10.30)$$

$$I_{ñð} = \frac{1}{200} \cdot 1124 = 5,62 \text{ А}.$$

Принимаем к установке реле РСТ 11-19, у которого ток срабатывания находится в пределах $I_{ñð} = 1,5 \div 6$ À.

Определим сумму уставок:

$$\Sigma\Theta = \frac{I_{ñð}}{I_{min}} - 1 = \frac{5,62}{1,5} - 1 = 2,75 \approx 2,8. \qquad (10.31)$$

Принимаем уставку $\Sigma\Theta = 1,6 + 0,8 + 0,4 = 2,8$.

Найдем ток уставки реле: $I_{óñò} = 1 + \Sigma\Theta \cdot I_{min} = 1 + 2,8 \cdot 1,5 = 5,7$ А.

Выдержка времени защиты отстраивается от кратковременных перегрузок. Примем $t_{сз} = 9$ с. Устанавливаем реле времени РВ-01.

10.5 Газовая защита

Газовая защита является основной защитой трансформаторов от витковых замыканий и других внутренних повреждений, сопровождаемых разложением масла и выделением газа. В качестве реагирующего органа выбираем реле типа РГТ 80 с уставкой скоростного элемента (нижнего) 0,65 м/с. Верхняя пара контактов действует на сигнал при слабом газовыделении и понижении уровня масла, нижняя пара контактов действует на отключение при бурном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

10.6 Газовая защита РПН

На трансформаторах с РПН для защиты устройства РПН от повреждений внутри его бака применяется струйное газовое реле РСТ 25. Оно имеет один отключающий элемент, реагирующим органом которого является поворотная пластина, установленная поперёк потока маслогазовой смеси, поворотная пластина при срабатывании реле перемещает постоянный магнит, который переключает геркон. При срабатывании реле поворотная пластина фиксируется в сработавшем положении до возврата вручную. Это не даёт возможности включить в работу трансформатор, отключившийся газовой защитой, до принятия необходимых мер и ручного возврата струйного реле. Для возврата отключающего элемента реле предусмотрено устройство, которое служит также и для опробования работоспособности реле.

Выводы по главе десять

В данной главе разработана релейная защита силового трансформатора ГПП ТРДН 25000/110/10. Рассчитаны дифференциальная защита, МТЗ с выдержкой времени на сторонах НН и ВН, защита от перегруза на НН и газовая защита трансформатора и РПН. Выбрано оборудование релейной защиты и рассчитаны уставки реле.

11 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

11.1 SWOT-анализ вариантов внешнего электроснабжения

Сравнительный анализ вариантов внешнего электроснабжения осуществляется методом SWOT, т.е. составляются 2 матрицы, в которых приводятся сильные (S), слабые (W) стороны каждого варианта, возможности (O) вариантов питания, угрозы (T) питания ТП каждым из вариантов (таблица 11.1).

Таблица 11.1 - SWOT-анализ вариантов питания завода

Вариант питания 110 кВ	
S: 1) Высокая надежность схемы; 2) Малые потери в элементах сети; 3) Меньшие токи в линиях.	W: 1) Высокая стоимость элементов системы электроснабжения; 2) Более сложные устройства защиты.
O: 1) Привлечение квалифицированных специалистов для монтажа воздушных линий, силовых трансформаторов и прочего электрооборудования 2) Возможность подключения большей нагрузки без реконструкции воздушной линии	T: 1) Рост цен на оборудование; 2) Рост тарифов на ж/д перевозки.
Вариант питания 35 кВ	
S: 1) Меньшая стоимость элементов системы электроснабжения; 2) Лучшее использование металла.	W: 1) Большие потери в элементах сети.
O: 1) Привлечение квалифицированных специалистов для монтажа воздушных линий, силовых трансформаторов и прочего электрооборудования	T: 1) Рост цен на материалы; 2) Рост тарифов на ж/д перевозки.

Вывод: в качестве варианта внешнего электроснабжения выбирается вариант питания 110 кВ, так как приведенные капитальные затраты на строительство внешней СЭС по такой схеме ниже.

11.2 Дерево целей проекта

Рисунок 11.1 - Дерево целей проекта

11.3 График Ганта по реализации проекта

Небольшой комплекс работ может быть показан в виде ленточного графика по этапам работ, определяемых проектом (таблица 11.2). По этапам назначаются исполнители и ориентировочная продолжительность работ.

Отрезками прямых изображают весь цикл работ. Этапы работы могут выполняться как параллельно, так и последовательно.

Таблица 11.2 - План-график Ганта по реализации проекта

Этап работы	Исполнители	Кол-во исполнителей	Продолжительность этапов, мес.																				
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1. Проектирование СЭС	Инженеры проектного отдела	2																					
2. Изучить рынок оборудования		1																					
3. Отбор подходящих рынков		2																					
4. Изучение местности		2																					
5. Проверка проекта	Инженеры ПТО	2																					
6. Составление сметы и ППР		2																					
7. Согласование проекта	Инженеры ПТО	2																					
8.Строительство СЭС	Электромонтажники	20																					

Выводы по разделу одиннадцать

В разделе была проведена оценка экономической эффективности принятых решений и анализ экономических результатов. В качестве варианта внешнего электроснабжения выбирается вариант питания 110 кВ, так как приведенные капитальные затраты на строительство внешней СЭС по такой схеме ниже. Построено дерево целей проекта, которое позволяет понять какие цели и на каком этапе необходимо ставить для достижения конечной цели. Наглядно отдельные виды работ представлены на графике Ганта.

Также было построено поле сил, преобладание движущих сил над сдерживающими силами указывает на то, что наша цель будет достигнута.

12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

12.1 Характеристика проектируемого объекта как источника потенциальных опасностей для окружающей среды и людей

При эксплуатации электрооборудования группы цехов трубопрокатного завода имеется вероятность наличия опасных и вредных факторов, воздействующих на работающего при эксплуатации электрооборудования по ГОСТ 12.0.003-80 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [16], которые могут привести к травматизму и профзаболеваниям:

- подвижные части производственного оборудования;
- передвигающиеся изделия, заготовки, материалы;
- пониженная температура поверхностей оборудования;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенный уровень шума на рабочем месте;
- повышенный уровень вибрации;
- повышенная или пониженная подвижность воздуха;
- повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;
- повышенный уровень электромагнитных излучений;
- повышенная напряженность электрического поля;
- повышенная напряженность магнитного поля;
- отсутствие или недостаток естественного света;
- повышенная пульсация светового потока;
- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования;
- расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола).

Источниками загрязнения окружающей среды в процессе эксплуатации электрооборудования предприятия могут быть:

- возможность утечки трансформаторного масла из силовых трансформаторов ТП: ТМГ-400/10, ТМГ-630/10, ТМГ-1000/10, ТМГ-1600/10, ТМГ-2500/10, ТСЗП 1250/10, ТСЗП-630/10, ЭТМПК-2000/10; а также из силовых трансформаторов ГПП: ТРДН-25000/110 У1, ТМ-25/10.
- повышенный уровень шума от оборудования 110 кВ и 10 кВ;
- излучение электромагнитных полей оборудованием 110 кВ и10 кВ;
- бытовые отходы.

12.2 Обеспечение охраны окружающей среды при проектировании объектов и их эксплуатации

Микроклимат

Оптимальные и допустимые параметры воздуха рабочей зоны в помещениях определяются по СанПиН 2.2.4.548-96 «Санитарно-гигиенические требования к

микроклимату производственных помещений» [17]. Микроклимат в помещении характеризуется температурой воздуха $t_в$, °С, относительной влажностью φ, % и скоростью движения воздуха V, м/с, температурой поверхностей $t_п$, °С, интенсивностью теплового излучения, Вт/м^2. Эти параметры нормируются в зависимости от периода года (теплый и холодный) и категории работ (легкая, средней тяжести, тяжелая).

Категория работы сотрудников завода относится к категории Iб .

К категории Iб относятся работы с интенсивностью энергозатрат 140-174 Вт, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторым физическим напряжением.

Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений приведены в таблице 12.1.

Таблица 12.1 - Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений [17]

Период года	Категория работ, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Легкая Iб	19-24	18-25	15-75	0,2
Теплый	Легкая Iб	20-28	19-29	15-75	0,3

Для обеспечения заданных параметров микроклимата в производственных помещениях выбираю вид отопления, вентиляции, согласно СНиП 41-01-2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха» [18].

Система отопления и вентиляции ОПУ, ЗРУ и подсобных помещений приведена в таблице 12.2.

Таблица 12.2 - Система отопления и вентиляции

Помещение	Система отопления	Система вентиляции
ОПУ	Электрические печи	Приточно-вытяжная
ЗРУ	Электрические печи	Аварийная (дымовая) вытяжная с пятикратным воздухообменом
Подсобные помещения	Электрические печи	Естественная

Шум и вибрация.

Источниками шума являются система охлаждения и сердечник трансформатора, электродвигатели вентиляции, электромагнитный привод выключателей.

Нормирование шума производится по СанПиН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» [19] в зависимости от вида трудовой деятельности по предельному спектру уровней звукового давления, дБ, или эквивалентному уровню звукового давления, дБА.

Классификация шума:

-по происхождению - электромагнитный, механический, аэродинамический;

-по спектральному составу - широкополосный;

-по временным характеристикам - постоянный.

Допустимые уровни звукового давления (дБ) на постоянных рабочих местах, установленные санитарными нормами, приведены в таблице 12.3.

Таблица 12.3 - Предельно допустимые уровни звукового давления

Рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА)
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
В помещениях диспетчерской службы с речевой связью по телефону; на участках точной сборки	96	83	74	68	63	60	57	55	54	65

Допустимое значение шума по ГОСТ 12.2.024-76 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля» [20] $L_{а.доп}$= 71 дБ.

Вибрация нормируется по Санитарным нормам СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация в помещениях жилых и общественных зданий» [21] величиной виброскорости (м/с), виброускорения (м/с) и их логарифмическими уровнями (дБ) в зависимости от вида вибрации и частоты (Гц). Вибрация относится к технологической вибрации типа «б» т.к. она возникает в дежурных и других производственных помещениях, где нет машин, генерирующих вибрацию.

Предельно допустимые величины нормируемых параметров вибрации рабочих мест при длительности вибрационного воздействия 480 минут представлены в таблице 12.4.

Таблица 12.4 - Предельно допустимые величины нормируемых параметров вибрации рабочих мест при длительности вибрационного воздействия 480 минут

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Предельно допустимые значения виброскорости, дБ
1	2
2,0	100
4,0	91
8,0	85
16,0	84
31,5	84
1	2
63,0	84

Электромагнитные поля промышленной частоты.

Источниками, создающими электромагнитные поля, являются открытые распределительные устройства, трансформаторы и воздушные линии электропередачи 110кВ.

В соответствии с СанПиН 2.2.4.1191-03 «Электромагнитные поля в производственных условиях» [22] установлены допустимые уровни напряженности электрического и магнитного полей.

Предельно допустимые уровни напряженности электрического поля:

На ГПП предприятия уровень напряженности электрического поля составляет 1,0 кВ/м, таким образом, на территории ГПП допускается пребывание в течение рабочего дня (8 часов).

Предельно допустимые уровни напряженности магнитного поля приведены в таблице 12.5.

Таблица 12.5 - Предельно допустимые уровни напряженности магнитного поля

Время пребывания (час)	Допустимые уровни напряженности магнитного поля, H [А/м] при воздействии	
	общем	локальном
1и менее	1600	6400
2	800	3200
4	400	1600
8	80	800

12.3 Требования безопасности к устройству электроустановок (систем электроснабжения) и выбор защитных мер и мероприятий по электробезопасности

В процессе эксплуатации электрооборудования существует вероятность поражения электрическим током от:

- прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- прикосновения к металлическим корпусам, которые оказались под напряжением в случае пробоя изоляции;
- ошибочной подачи напряжения при ремонте электрооборудования;
- возникновения шагового напряжения;
- приближения на недопустимо малое расстояние к токоведущим частям;
- наведенного напряжения ВЛ.

Условия внешней среды на территории ГПП нормальные. В отношении опасности поражения электрическим током согласно ПУЭ [3] ОРУ-110 кВ, как территория размещения наружных электроустановок (ЭУ), приравнивается к особо опасным помещениям. ЗРУ-10 кВ также относится к особо опасным помещениям.

Электрооборудование выбрано и установлено таким образом, чтобы не привести к повреждению оборудования, возникновению короткого замыкания или замыкания на землю, а также причинить вред обслуживающему персоналу.

Расположение оборудования предусматривает меры электро- и пожаробезопасности для обслуживающего технического персонала.

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции выбираются и устанавливаются таким образом, чтобы:

- при нарушении нормальных условий работы электроустановки была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

- при снятом напряжении с какой-либо цепи, относящиеся к ней аппараты и токоведущие части могли подвергаться безопасному осмотру, замене и ремонту без нарушения нормальной работы соседних цепей;

- вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия, нагрев, электрическая дуга или другие сопутствующие ее работоспособности явления не приводили к повреждению оборудования и возникновению КЗ или замыканию на землю, а также не причиняли вред обслуживающему персоналу.

Токоведущие части электроустановки не доступны для случайного прикосновения, а доступные прикосновению открытые и сторонние проводящие части не находятся под напряжением, представляющим опасность поражения электрическим током, как в нормальном режиме работы электроустановки, так и при повреждении изоляции.

Для защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме применяются следующие меры защиты от прямого прикосновения:

- основная изоляция токоведущих частей. Основная изоляция токоведущих частей покрывает токоведущие части и выдерживает все возможные воздействия, которым она может подвергаться в процессе эксплуатации. Изоляция токоведущих частей воздушной линии выполняется стеклянными изоляторами. Количество подвесных изоляторов ПС6-А в гирляндах для напряжения 110 кВ – 7 штук.

- ограждения и оболочки. Ограждения и оболочки надежно закреплены и имеют достаточную механическую прочность. Вход за ограждение или вскрытие оболочки возможно только при помощи специального ключа либо после снятия напряжения с токоведущих частей.

Для защиты от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции применяются следующие меры защиты при косвенном прикосновении:

- защитное заземление. Заземляющее устройство подстанции выполнено с соблюдением требований к его сопротивлению и обеспечивает в любое время года сопротивление растеканию тока замыкания, не превышающего 0,5 Ом. Выполнено заземляющее устройство в виде сетки из стальных полос сечением 40х4 мм, глубина заложения горизонтальных элементов 0,7 м.

К частям, подлежащим заземлению относятся:

1) корпуса электрических машин, трансформаторов, аппаратов;

2) вторичные обмотки измерительных трансформаторов;

3) каркасы распределительных щитов, щитов управления, щитков и шкафов;

4) металлические конструкции распределительных устройств, металлические кабельные конструкции, металлические оболочки и броня контрольных и силовых кабелей, металлические рукава и трубы электропроводки.

- уравнивание потенциалов. Система уравнивания потенциалов соединяет между собой все одновременно доступные прикосновению открытые проводящие части стационарного электрооборудования и сторонние проводящие части, включая доступные прикосновению металлические части строительных конструкций здания. Для уравнивания потенциалов используются специально предусмотренные проводники.

- выравнивание потенциалов. Система выравнивания потенциалов, заключается в снижении относительной разности электрических потенциалов между различными точками на поверхности локальной земли или проводящего пола (шагового напряжения), между этими точками и заземляющим устройством или открытыми проводящими частями (напряжения прикосновения) в нормальном и аварийном режимах работы, достигаемая соединением заземляющего устройства и открытых проводящих частей с уложенными в локальной земле или проводящем полу потенциаловыравнивающими электродами.

- контроль изоляции. Изоляция ЭО КРУ-10 кВ должно испытываться повышенным напряжением 42 кВ в течение 5 минут, а сопротивление изоляции одного опорного изолятора, измеренное мегоомметром на 2,5 кВ должно быть не менее 300 МОм. В сетях переменного тока выше 1 кВ с изолированной нейтралью должен вестись автоматический контроль изоляции с действием на сигнал при снижении сопротивления изоляции одной из фаз ниже заданного значения.

Трансформаторы устанавливаются на фундамент из сборных железобетонных плит, укладываемых на щебеночно-песчаный балласт. Расстояние в свету между открыто установленными трансформаторами 5,5 м.

Силовые трансформаторы установлены так, чтобы:

- расстояние в свету между открыто установленными трансформаторами должно быть не менее 1,25 м (указанное расстояние принимается до наиболее выступающих частей, расположенных на высоте 1,9 м от поверхности земли);

- обеспечены удобные и безопасные расстояния для наблюдения за уровнем масла в маслоуказателях без снятия напряжения;

- к газовым реле трансформатора обеспечивается безопасный доступ для наблюдения и отбора проб газа без снятия напряжения;

- отверстие выхлопной трубы не направлено на близко установленное оборудование;

- для демонтажа и монтажа узлов трансформатора и системы охлаждения обеспечен подъезд автокранов.

Распределительное устройство оборудовано оперативной блокировкой неправильных действий при переключениях в электрических установках (сокращенно - оперативной блокировкой), предназначенной для предотвращения неправильных действий с разъединителями, заземляющими ножами, отделителями и короткозамыкателями.

Оперативная блокировка исключает:

- подачу напряжения разъединителем на участок электрической схемы, заземленной включенным заземлителем;

- включение заземлителя на участке схемы, не отделенном разъединителем от других участков, которые могут быть как под напряжением, так и без напряжения;

- отключение и включение разъединителями токов нагрузки.

Оперативная блокировка обеспечивает в схеме с последовательным соединением разъединителя с отделителем включение ненагруженного трансформатора разъединителем, а отключение - отделителем.

Согласно ПУЭ применяется цветовое обозначение шин:

-шины фазы А - желтым цветом;

-шины фазы В - зеленым цветом;

-шины фазы С - красным цветом;

-нулевая рабочая N - голубым цветом.

Наименьшие расстояния от токоведущих частей до различных элементов ОРУ в свету приведены в таблице 12.6.

Таблица 12.6 - Наименьшее расстояние от токоведущих частей до различных элементов ОРУ-110 кВ

Наименование расстояния	Изоляционное расстояние, мм, для номинального напряжения, 110 кВ
От токоведущих частей или элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций или постоянных внутренних ограждений высотой не менее 2м	900
Между проводами разных фаз	1000
От токоведущих частей или элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до постоянных внутренних ограждений высотой 1,6 м, до габаритов транспортируемого оборудования	1650
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях, а также между токоведущими частями разных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи и не отключенной другой, от токоведущих частей до верхней кромки внешнего забора, между токоведущими частями и зданиями или сооружениями	2900
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях при обслуживаемой нижней цепи и не отключенной верхней	1650
От не огражденных токоведущих частей до земли или до кровли зданий при наибольшем провисании проводов	3600
От контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной ко второму контакту	1100

По ПУЭ высота помещения ЗРУ должна быть не менее высоты КРУ, считая от выступающих частей шкафов, плюс 0,8 м до потолка. Высота ячеек КРУ серии

К-104М составляет 2450 мм; итого высота помещения должна быть не менее 2450+800=3250 мм. Высота помещения ЗРУ составляет 5000 мм.

Габариты коридора обслуживания определяются исходя из следующего: длина тележки КРУ плюс 0,8 м.

Наименьшее расстояние в свету от токоведущих частей до различных элементов КРУ должно составлять не меньше, чем в таблице 12.7.

Таблица 12.7 - Наименьшее расстояние в свету от токоведущих частей до различных элементов КРУ-10 кВ

Наименование расстояния	Изоляционное расстояние, мм, 10 кВ
От токоведущих частей до заземленных конструкций и частей зданий	9
Между проводниками разных фаз	100
От токоведущих частей до сплошных ограждений	12
Между не огражденными токоведущими частями разных цепей	200
От токоведущих частей до сетчатых ограждений	190
От не огражденных токоведущих частей до пола	2500
От не огражденных выводов из ЗРУ до земли при выходе их на территорию ОРУ и при отсутствии проезда под выводами	4500
От контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной ко второму контакту	110

В ОРУ-110 кВ применяются два вида ограждения - внешнее и внутреннее. Внешнее ограждение имеет высоту 2,4 м. Внутреннее ограждение служит для выделения зон ОРУ, находящихся под высоким напряжением, и имеет высоту 1,6 м. Ограждение установлено сетчатым, с сеткой 25х25 мм и имеет приспособление для запирания на замок.

При разработке планировки ОРУ-110 кВ предусмотрены дороги, обеспечивающие проезд к порталу для ревизии трансформаторов, к ЗРУ. Ширина проезжей дороги 3 м. План ОРУ-110 кВ представлен в графической части дипломного проекта.

На внешней стороне входных дверей ЗРУ-10 кВ и на ограждениях ОРУ-110 кВ, вывешены постоянные предупреждающие плакаты: «Осторожно! Электрическое напряжение!».

Нормы комплектования средствами защиты РУ напряжением выше 1000В согласно «Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках» [29] приведены в таблице 12.8

Таблица 12.8 - Нормы комплектования средствами защиты РУ напряжением выше 1000В

Наименование	Количество
Штанга изолирующая	2 шт. напряжение 110 кВ, 2 шт. на напряжение 10 кВ
Указатель напряжения	2 шт. на напряжение 110 кВ, 2шт. на напряжение 10кв
Клещи изолирующие	1шт. на напряжение 110 кВ, 1 шт. на напряжение 10 кВ;
Диэлектрические перчатки	2 пары;
Диэлектрические боты для ОРУ	1 пара
Переносные заземления	2 шт. на напряжение 110 кВ, 2шт. на напряжение 10 кВ
Временные ограждения (щиты)	2 шт.;
Плакаты предупреждающие	3 комплекта
Защитные очки	2 шт.
Противогаз	2 шт.
Коврики диэлектрические резиновые	10 шт.
Аптечка индивидуальная	1 шт.

12.4 Расчёт защитного заземления ГПП

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

Заземление подстанции выполняется для электроустановок напряжением выше 1000 В сети с эффективно заземлённой нейтралью. Заземление выполняется продольными и поперечными горизонтальными заземлителями, образующими заземляющую сетку. Размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающих к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов к заземляющему устройству, не должны превышать 6 х 6 м. Продольные и поперечные заземлители прокладываются на глубине $0,5 \div 0,7$ м от поверхности земли. Продольные заземлители должны быть проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на расстоянии $0,8 \div 1$ м от фундаментов или оснований оборудования. Поперечные заземлители следует прокладывать в удобных местах между оборудованием. Расстояние между ними рекомендуется принимать увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки. При этом первое и последующие расстояния, начиная от периферии, не должны превышать соответственно 4; 5; 6; 7,5; 9; 11; 13,5; 16 и 20 м. Заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопро-

тивление не более 0,5 Ом. В случае, когда $R_{ÇÓ} >$ 0,5 Ом, добавляются вертикальные электроды длиной $3 \div 5$ м. Для исключения электрической связи внешней ограды с заземляющим устройством расстояние от ограды до элементов заземляющего устройства, расположенных вдоль неё с внутренней, внешней или с обеих сторон, должно быть не менее 2 м. Напряжение на заземляющем устройстве при стекании с него тока замыкания на землю не должно превышать 10 кВ.

Действительный план заземляющего устройства преобразуем в расчётную квадратную модель (рисунок 12.2) со стороной $\sqrt{S}$. Площадь подстанции составляет 2200 м^2 (40 м х 55 м), площадь используемая под заземление 2097,64 м^2 (45,8 м х 45,8 м).

Исходные данные для расчёта заземления подстанции:

Расстояние между полосами – 5 м;

Длина вертикальных заземлителей - $l_В$=5 м;

Глубина заложения заземлителя – t = 0,7 м.

Расчётная длительность воздействия:

$$\tau_{â} = t_{ÐÇ} + t_{î â} = 0{,}01 + 0{,}055 = 0{,}065, \qquad (12.1)$$

где $t_{РЗ}$ = 0,01 - время действия релейной защиты;

$t_{ОВ}$ = 0,055 - полное время отключения выключателя на стороне 110 кВ;

S – площадь заземления, м^2;

$l_В$ - длина вертикальных заземлителей, м;

t – глубина размещения заземления, м;

Коэффициент напряжения прикосновения [31]:

$$k_{ï} = \frac{Ì \cdot \beta}{\left(\frac{l_в \cdot L_ã}{à \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}}, \qquad (12.2)$$

где $l_В$ - длина вертикального заземлителя, м;

*L*г – длина горизонтальных заземлителей, м;

a – расстояние между вертикальными заземлителями, м;

S – площадь заземляющего устройства ,м^2;

М – из [6] стр. 598;

β – коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека Rч и сопротивлению растекания тока от ступней Rс [30]:

$$\beta = \frac{R_×}{R_× + R_Ñ}. \qquad (12.3)$$

В расчёте принимаем: $R_ч$ = 1 000 Ом.; $R_с = 1{,}5 \cdot \rho_1$.

$$\beta = \frac{1000}{(1000 + 1{,}5 \cdot 280)} = 0{,}7.$$

$$k_{\text{ï}} = \frac{0,77 \cdot 0,7}{\left(\frac{5 \cdot 1035}{5 \cdot \sqrt{2100}}\right)^{0,45}} = 0,13$$

В расчёте принимаем: Rч = 1 000 Ом.; Rс = 1,5· ρ_1.

Общая протяженность проводников сетки:

$$L_{\Gamma} = 35 \cdot 9 + 60 \cdot 12 = 1035 \text{ м.} \qquad (12.4)$$

Напряжение на заземлителе:

$$U_{\text{Ç}} = \frac{U_{\text{ï ð.äî ï}}}{k_{\text{ï}}}; \qquad (12.5)$$

$$U_{\text{Ç}} = \frac{500}{0,13} = 3846 \text{ Â.}$$

что в пределах допустимого (меньше 10 кВ.).

Сопротивление заземляющего устройства ($R_з$) согласно ПУЭ не должно превышать допустимого значения 0,5 тогда $R_{здоп}$=0,5Ом

Действительный план заземляющего устройства преобразуем в расчётную квадратную модель со стороной:

$$\sqrt{S} = \sqrt{40 \cdot 55} = 45,8 \text{ м.}$$

Число ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L_{\text{Ã}}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \qquad (12.6)$$

$$m = \frac{1035}{2 \cdot 45,8} - 1 = 10,3 \text{ шт,}$$

принимаем m = 11 шт.

Длина полос в расчётной модели:

$$L^{I}_{\text{Ã}} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1). \qquad (12.7)$$

$$L^{I}_{\text{Ã}} = 2 \cdot 45,8 \cdot (11 + 1) = 1099,2 \text{ м.}$$

Длина сторон ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}; \qquad (12.8)$$

$$b = 45,8 / 10 = 4,58 \text{ м.}$$

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

где l_B = 5 м - длина вертикального заземлителя, м;

a - расстояние между вертикальными электродами, м.

$$n_{\text{Â}} = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_{\text{Â}}}; \qquad (12.9)$$

$$n_{\text{Â}} = \frac{45{,}8 \cdot 4}{1 \cdot 5} = 36{,}6 \text{ шт.}$$

принимаем $n_B = 37$ шт.

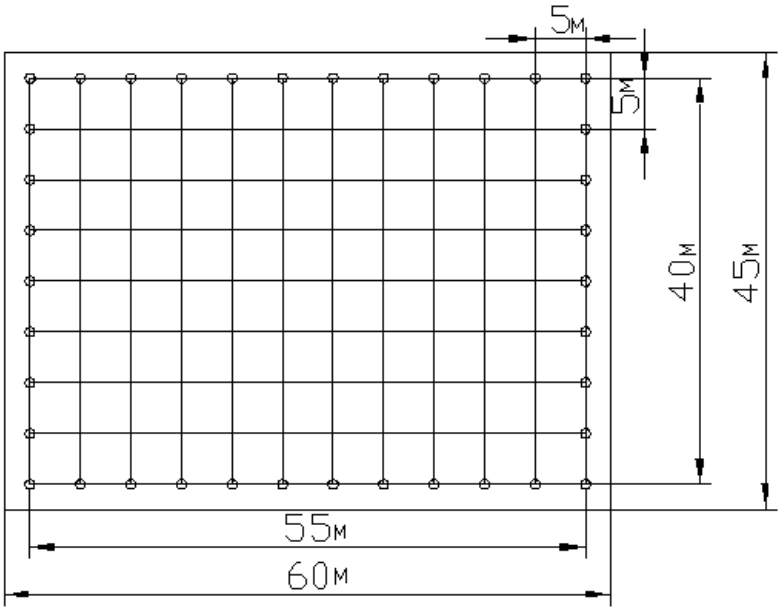

Рисунок 12.1 – План заземляющего устройства

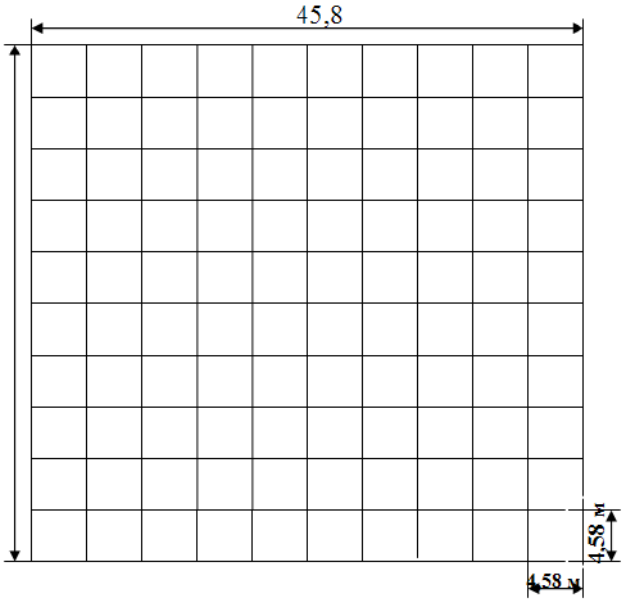

Рисунок 12.2 – Расчетная модель

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_B = l_B \cdot n_B; \qquad (12.10)$$

$$L_B = 5 \cdot 37 = 185 \text{ м.}$$

Относительная глубина:

$$\frac{\ell_{\text{Â}} + t}{\sqrt{S}}, \qquad (12.11)$$

где t - глубина прокладки заземляющего устройства, t = 0,7 м.

$$\frac{5+0,7}{45,8}=0,12>0,1.$$

Тогда:

$$A=0,385-0,25\cdot\frac{l_{в}+t}{\sqrt{S}}; \quad (12.12)$$

$$A=0,385-0,25\cdot\frac{5+0,7}{45,8}=0,36.$$

По таблице 7.6 [6] для $\rho_1 / \rho_2 = 6,2$; $a / l_B = 1$,

где $\rho_1 = 280$ Ом · м - удельное сопротивление верхнего слоя земли толщиной $h_1 = 1,7$ м;

$\rho_1 = 45$ Ом · м - удельное сопротивление нижнего слоя земли.

Определяем по таблице 7.6 [6] $\rho_э / \rho_2 = 1,22$, тогда:

$$\rho_э = 1,22 \cdot \rho_2, \quad (12.13)$$

где $\rho_э$ - эквивалентное удельное сопротивление земли, Ом · м.

$$\rho_э = 1,22 \cdot 40 = 48,8 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_з = A\cdot\frac{\rho_э}{\sqrt{S}}+\frac{\rho_э}{L_г^I+L_в}; \quad (12.14)$$

$$R_з = 0,36\cdot\frac{48,8}{45,8}+\frac{48,8}{1099,2+185}=0,42 \text{ Ом}.$$

$R_З = 0,42$ Ом < $R_{доп} = 0,5$ Ом – заземление подходит

12.5 Расчет молниезащиты ГПП

Опасные грозовые перенапряжения в РУ подстанции возникают как при непосредственном поражении их молнией, так и при набегании на подстанцию грозовых волн с воздушной линии, в результате поражения воздушной линии молнией или удара молнией в вершину опоры или трос. Защита от прямых ударов молний предусматривается для всех ОРУ и открытых подстанций напряжением 20 - 500 кВ.

Защита ОРУ - 110 кВ осуществляется молниеотводами, установленными на порталах, а ЗРУ – 10 кВ, молниеотводами, установленными на здании ЗРУ. Молниеотвод состоит из металлического молниеприёмника, который возвышается над защищаемым объектом и воспринимает удар молнии, и токопроводящего спуска с заземлителем, через который ток молнии отводится в землю.

Зона защиты четырех стержневых молниеотводов определяется следующим образом [30]:

$$r_х = h_а \cdot \left[1,6 / \left(1+ h_х / h\right) \cdot p\right], \quad (12.15)$$

где r_x - радиус действия молниеотвода, м;

h_a - активная высота молниеотвода, м;

h_X - высота наиболее выступающих элементов ОРУ (высота защищаемого объекта), м;

h - высота молниеотвода, м.

$$h_a = h - h_X \qquad (12.16)$$

где p - коэффициент, равный 1 при высоте молниеотвода h < 30 м.

Наименьшая ширина зоны защиты b_x определяется по выражению:

$$b_õ = 4 \cdot r_X \cdot \left[\; 7 \cdot h_a - a \;\; / \;\; 14 \cdot h_a - a \; \right], \qquad (12.17)$$

где a - расстояние между молниеотводами, м.

Объект высотой h_x внутри зоны защиты будет защищён, если выполняется условие [30]:

$$D \le 8 \cdot h_a \cdot p \qquad (12.18)$$

где D - наибольшая диагональ четырёхугольника, м.

Зона защиты молниеотводов $M_1 - M_4$:

Высота молниеотвода h = 19 м;

Активная высота молниеотвода h_a = 8 м;

Высота наиболее выступающих элементов ОРУ h_x = 11 м.

$$r_x = (19 - 11) \cdot [1{,}6 / (1 + 11 / 19) \cdot 1)] = 8{,}11 \text{ м};$$
$$b_X^I = 4 \cdot 8{,}11 \cdot [(7 \cdot 8 - 21) / (14 \cdot 8 - 21)] = 12{,}48 \text{ м}; \; b_X^I / 2 = 6{,}24 \text{ м};$$
$$b_X^{II} = 4 \cdot 8{,}11 \cdot [(7 \cdot 8 - 43{,}5) / (14 \cdot 8 - 43{,}5)] = 5{,}92 \text{ м}; \; b_X^I / 2 = 2{,}96 \text{ м}.$$

Проверяем условие (12.18):

$$D_1 \le 8 \cdot 8 \cdot 1 = 64 \text{ м}.$$

$D_1 = \sqrt{21^2 + 43{,}5^2} = 48{,}3$ м < 64 м - условие выполняется.

Зона защиты молниеотводов M_5 и M_6 по (12.15), (12.16) и (12.17):

Высота молниеотвода h = 17 м;

Активная высота молниеотвода h_a = 12 м;

Высота наиболее выступающих элементов ЗРУ h_x = 5 м.

$$r_{X_1} = (17 - 5) \cdot [1{,}6 / (1 + (5 / 17) \cdot 1)] = 14{,}84 \text{ м};$$
$$b_{X_1} = 4 \cdot 14{,}84 \cdot [(7 \cdot 12 - 30) / (14 \cdot 12 - 30)] = 23{,}22 \text{ м}; \; b_{X_1} / 2 = 11{,}61 \text{ м};$$
$$b_{X_1} = 4 \cdot 14{,}84 \cdot [(7 \cdot 12 - 6) / (14 \cdot 12 - 6)] = 28{,}58 \text{ м}; \; b_{X_1} / 2 = 14{,}29 \text{м}.$$

Проверяем условие (12.18):

$$D_2 \le 8 \cdot 12 \cdot 1 = 96 \text{ м}.$$

$D_2 = \sqrt{30^2 + 6^2} = 30{,}6$ м < 96 м - условие выполняется.

Таким образом, вся территория ГПП на высоте h_x защищена от прямых ударов молнии.

Схема защиты молниеотводами ГПП от прямых ударов молнии представлена на рисунке 12.3.

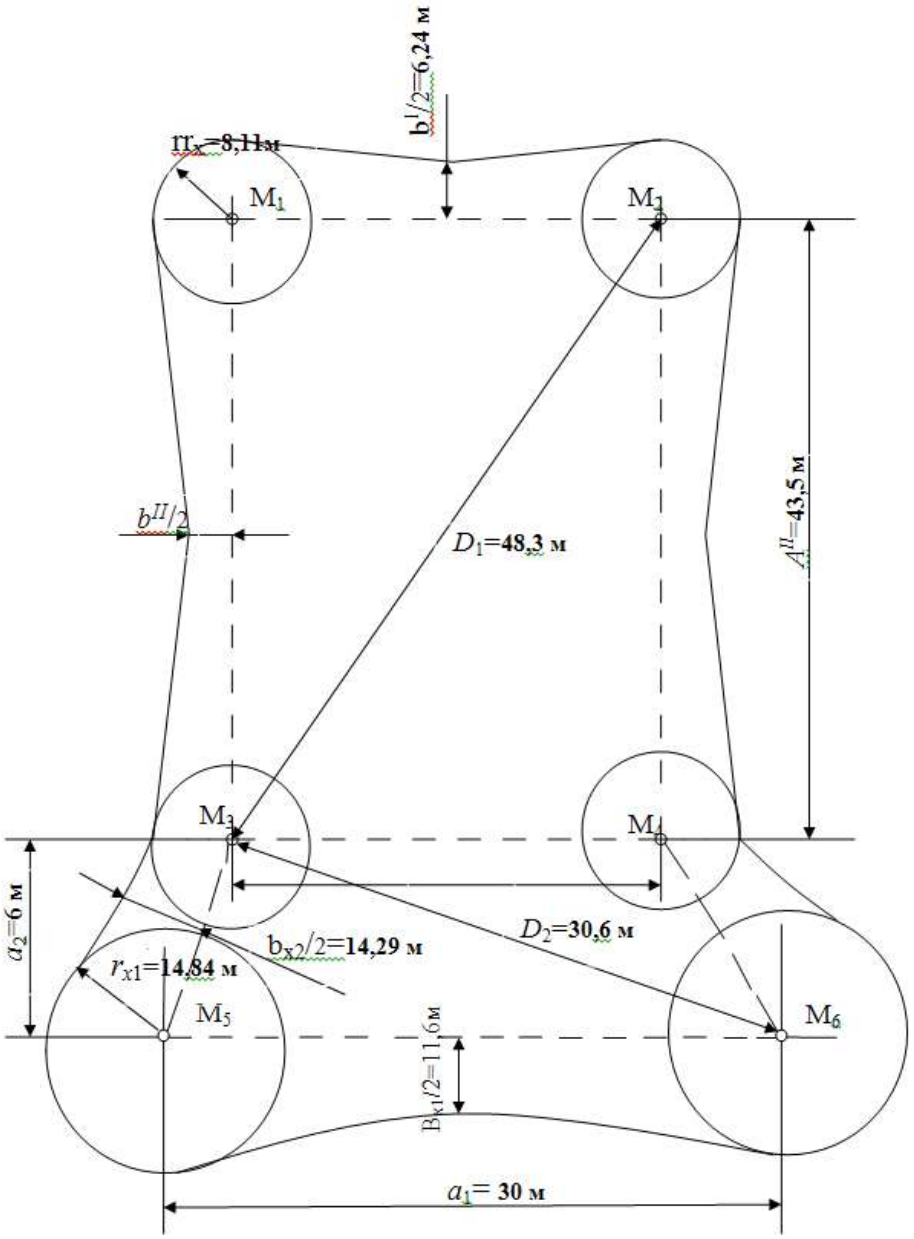

Рисунок 12.3 – Молниезащита ГПП.

12.6 Обеспечение охраны труда при эксплуатации электроустановок

Охрана труда при эксплуатации электроустановок регламентируется правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок ПОТЭУ [9].

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются [9]:

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе в случаях, определенных в пункте 5.14 ПОТЭУ [9];

- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

Работниками, ответственными за безопасное ведение работ в электроустановках, являются:

- выдающий наряд, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдающий разрешение на подготовку рабочего места и на допуск в случаях, определенных в пункте 5.14 ПОТЭУ [9];
- ответственный руководитель работ;
- допускающий;
- производитель работ;
- наблюдающий;
- члены бригады.

Пункт 5.14 ПОТЭУ гласит «Выдача разрешения на подготовку рабочего места и допуск осуществляются при необходимости производства отключений и заземлений электроустановок, относящихся к объектам электросетевого хозяйства, находящегося в эксплуатации субъектов электроэнергетики или иных собственников, в отношении которых осуществляется оперативное управление при оказании услуги по передаче электрической энергии потребителям».

Началу работ по наряду или распоряжению должен предшествовать целевой инструктаж, предусматривающий указания по безопасному выполнению конкретной работы в электроустановке, охватывающий категорию работников, определенных нарядом или распоряжением, в последовательной цепи от работника, выдавшего наряд, отдавшего распоряжение, до члена бригады или исполнителя. Без проведения целевого инструктажа допуск к работе не разрешается.

Целевой инструктаж при работах по наряду проводят:

- работник, выдающий наряд, - ответственному руководителю работ или, если ответственный руководитель не назначается, производителю работ (наблюдающему);
- допускающий - ответственному руководителю работ, производителю работ (наблюдающему) и членам бригады;
- ответственный руководитель работ - производителю работ (наблюдающему) и членам бригады;
- производитель работ (наблюдающий) - членам бригады.

Целевой инструктаж при работах по распоряжению проводят:

- работник, отдающий распоряжение производителю (наблюдающему) или непосредственному исполнителю работ;
- допускающий - производителю работ (наблюдающему), членам бригады (исполнителям).
- производитель работ - членам бригады.

Допускается проведение целевого инструктажа работником, выдающим наряд, отдающим распоряжение по телефону.

При вводе в состав бригады нового члена бригады инструктаж, как правило, должен проводить производитель работ (наблюдающий).

При подготовке рабочего места со снятием напряжения, при котором с токоведущих частей электроустановки, на которой будут проводиться работы, снято напряжение отключением коммутационных аппаратов, отсоединением шин, кабелей, проводов и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на токоведущие части к месту работы, должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

- произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;
- на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;
- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;
- установлено заземление;
- вывешены указательные плакаты "Заземлено", ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

Одним из важнейших объектов системы электроснабжения машиностроительного завода являются трансформаторные подстанции, в то же время трансформаторная подстанция – объект повышенной опасности с точки зрения поражения обслуживающего персонала электрическим током, электрической дугой, электромагнитным полем и статическим электричеством. В связи с этим на трансформаторных подстанциях необходимо уделять должное внимание вопросам технической эксплуатации, техники безопасности и охраны труда.

Основные габариты и разрывы, обеспечивающие безопасность работ и осмотра оборудования ТП.

На ТП оборудование располагается таким образом, чтобы обеспечивалась возможность выполнения монтажа и ремонта оборудования с применением механизмов.

В помещениях ЗРУ 10 кВ и в закрытых камерах трансформаторов, согласно п. 4.2.82 ПУЭ [3], предусматривается возможность применения передвижных либо инвентарных грузоподъёмных устройств для механизации ремонтных работ и технического обслуживания оборудования.

Перечень защитных средств, необходимых на ТП.

ТП снабжается защитными средствами согласно нормам, все средства принятые в эксплуатацию проходят систематическую проверку и испытания согласно «Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках» [29]. Комплект основных защитных средств по технике безопасности и противопожарной технике включает:

1 Штанга изолирующая оперативная на напряжение 10кВ;
2 Штанга изолирующая оперативная на напряжение 0,4 кВ;

3 Указатель напряжения 10 кВ;
4 Указатель напряжения 0,4 кВ;
5 Очки защитные;
6 Клещи изолирующие;
7 Перчатки резиновые диэлектрические;
8 Ковер резиновый диэлектрический.

12.7 Требования к производственному освещению

Рациональное освещение рабочих мест способствует снижению утомляемости и травматизма и ведет к повышению производительности труда. Для освещения производственных помещений применяется искусственное общее освещение. Необходимая освещенность определяется по СП52.13330 “Естественное и искусственное освещение” [8].

В таблице 12.9 приведены значения нормированной освещености помещений согласно СП52.13330 [8].

Таблица 12.9 - Нормируемая освещенность и типы ламп [8]

Наименование рабочего места	Разряд зрительной работы	Освещенность, лк	Тип ламп
Помещения РУ:			
- фасад	IVг	100	ЛЛ
- задняя сторона	VI	75	ЛЛ
Помещение щитов при постоянном пребывании людей:			
-фасад щита	IVг	200	ЛЛ
-задняя сторона щита	VI	75	ЛЛ
-пульт управления	IVг	150	ЛЛ
Подсобные помещения	VI	75	ЛЛ

Освещение цехов в рабочее время, освещение территории предприятия и ГПП в темное время суток осуществляется прожекторами с лампами ДРИ 400 Вт, обеспечивающие нормируемый уровень освещенности.

12.8 Обеспечение пожарной безопасности

Пожароопасным веществом на подстанции является трансформаторное масло. Характеристика пожарной опасности трансформаторного масла: горючая жидкость, способная самостоятельно гореть после удаления источника зажигания и имеет температуру воспламенения 270^0С; имеет температуру вспышки более 150^0С; нижний концентрационный предел воспламенения 0,291%;группа по взрывоопасности смеси Т3 (температура воспламенения 200-300^0С); категория по взрывоопасности смеси 2а, для которой БЭМЗ более 0,9мм.

Причины возникновения пожара могут быть неэлектрического характера (неправильное устройство и эксплуатация отопления и вентиляции, нарушение технологического процесса и т.п.) и электрического (короткие замыкания, перегрузки, электрическая дуга, большие переходные сопротивления).

Категория помещений и зданий ЗРУ по взрывопожарной и пожарной опасности- «В» (пожароопасные), ОРУ- $В_н$ согласно НПБ—105 - 03 «Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности» [23].

Классы пожаров-А, В, Е.

Пожарная безопасность обеспечивается согласно ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ "Пожарная безопасность" [24].

Предотвращение образования горючей среды обеспечиваться: максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов.

Предотвращение образования в горючей среде источников зажигания достигается применением молниезащиты зданий, сооружений и оборудования.

Ограничение массы и объема горючих веществ и материалов, а также наиболее безопасный способ их размещения достигается периодической очисткой территории, на которой располагается объект, помещений, коммуникаций, аппаратуры от горючих отходов, отложений пыли, пуха и т.п.

Противопожарная защита достигается:

- применением средств пожаротушения.

Нормы первичных средств пожаротушения согласно ВППБ 01-02-95 «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» [25] представлены в таблице 12.10.

Таблица 12.10 - Нормы первичных средств пожаротушения

Наименование помещений, сооружений и установок энергетических предприятий	Единица занимаемой площади или установки	Огнетушители				Ящик с песком, вместимостью, $0,5м^3$
		Пенные вместимостью, л	Порошковые вместимостью, л	Углекислотные вместимостью, л		
		10	5	5(8)	25	
Главные щиты управления	Помещение щита управления	-	-	4	1	-
Трансформаторы с количеством масла более 10 т	Трансформатор 16000/110	2	2	-	-	1
Трансформаторы с количеством масла до 10 т	Трансформатор собственных нужд	2	-	-	-	1

- применением автоматических установок пожарной сигнализации и пожаротушения согласно НПБ 110-03 "Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией" [26];

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

Тип системы оповещения и управления эвакуацией людей согласно НПБ 104-03 «Проектирование систем оповещения людей о пожаре в зданиях и сооружениях» [27] приведен в таблице 12.11.

Таблица 12.11 - Тип системы оповещения и управления эвакуацией людей [27]

Группа зданий, комплексов и сооружений (наименование нормативного показателя)	Значение нормативного показателя	Наибольшее число этажей	Тип СОУЭ
20.Производственные здания и сооружения	В	1	1

Способы оповещения СОУЭ типа 1:

-звуковой (сирена, тонированный сигнал и др.) - требуется;

-световой (статические оповещатели «Выход»)

- применением основных строительных конструкций и материалов, с нормированными показателями пожарной опасности (Согласно ПУЭ огнестойкость строительных конструкций здания должна быть не менее - I, II).

Пределы огнестойкости строительных конструкций здания согласно СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений» [28] приведены в таблице 12.12

Таблица 12.12 - Пределы огнестойкости строительных конструкций здания

Степень	Предел огнестойкости строительных конструкций, не менее						
	Несущит элементы здания	Наружные ненесущие стены	Перекрытия междуэтажные, (в т.ч. чердачные и над подвалами)	Элементы бесчердачных покрытий		Лестничные клетки	
				Настилы (в том числе с утеплителем)	Фермы, балки, прогоны	Внутренние стены	Марши и площадки лестниц
I	R 120	E30	REI 60	RE 30	R30	REI12Q	R60
II	R90	E 15	REI45	RE 15	R15	REI 90	R60

Предел огнестойкости строительных конструкций устанавливается по времени (в минутах) наступления одного или последовательно нескольких, нормируемых для данной конструкции, признаков предельных состояний:

-потери несущей способности (*R*);

-потери целостности (*E*);

-потери теплоизолирующей способности (*I*).

Конструктивные характеристики здания в зависимости от степени его огнестойкости согласно СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений» [28] приведены в таблице 12.13.

Таблица 12.13 - Конструктивные характеристики здания в зависимости от степени его огнестойкости [28]

Степень огнестойкости	Конструктивные характеристики
I	Здания с несущими и ограждающими конструкциями из естественных или искусственных каменных материалов, бетона или железобетона с применением листовых и плитных негорючих материалов
II	То же. В покрытиях зданий допускается применять незащищенные стальные конструкции

Ограничение распространения пожара за пределы очага достигается:

- применением средств, предотвращающих или ограничивающих разлив и растекание жидкостей при пожаре (маслоприемники, маслоотводы, маслосборники).

При выполнении маслоприемников, маслоотводов, маслосборника согласно ПУЭ [3] соблюдены следующие требования:

-габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора более чем на 1 м;

- объем маслоприемника с отводом масла рассчитан на единовременный прием 100% масла, залитого в трансформатор;

- устройство маслоприемников и маслоотводов исключает переток масла из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и др. подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т.п.;

-маслоприемники с отводом масла выполнены заглубленными. Маслоприемники с отводом масла выполнены с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий толщиной слоя 0,25 м.

Дно маслоприемника имеет уклон не менее 0,005 в сторону приямка и засыпано чисто промытым гранитным гравием, толщина засыпки более 0,25 м.

Верхний уровень гравия на 75 мм ниже уровня окружающей планировки.

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

-маслосборник предусмотрен закрытого типа и вмещает полный объем масла трансформатора, а также 80% общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборник оборудован сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления.

Внутренние поверхности маслоприемника и маслосборника защищены маслостойким покрытием.

Для обеспечения эвакуации выполнено при длине РУ 22 м два выхода по его концам. Один выход выполнен наружу, второй выход выполнен в помещение ОПУ. Двери из РУ открываются в направлении помещения ОПУ и наружу, и имеют самозапирающиеся замки, открываемые без ключа со стороны РУ.

Организационно-технические мероприятия должны включать:

-организацию пожарной охраны;

-паспортизацию веществ;

-организацию обучения работающих правилам пожарной безопасности на производстве;

- разработку инструкций о порядке обращения с пожароопасными веществами и материалами, о соблюдении противопожарного режима и действиях людей при возникновении пожара;

-порядок хранения веществ и материалов, тушение которых недопустимо одними и теми же средствами, в зависимости от их физико-химических и пожароопасных свойств;

-разработку мероприятий по действиям персонала на случай возникновения пожара и организацию эвакуации людей.

12.9 Обеспечение промышленной и взрывной безопасности

Мероприятия по охране труда при работе с электроустановками приведены выше в данном разделе дипломной работы.

Так как на территории предприятия нет взрывоопасного оборудования, то никаких специальных мероприятий по обеспечению взрывной безопасности выполнять не требуется.

Выводы по главе двенадцать

В данной главе дипломной работы рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности на машиностроительном заводе г. Челябинска. Рассмотрена характеристика проектируемого объекта как источника потенциальных опасностей для окружающей среды и людей, обеспечение охраны окружающей среды при проектировании объектов и их эксплуатации, требования безопасности к устройству электроустановок (систем электроснабжения) и выбор защитных мер и мероприятий по электробезопасности, обеспечение охраны труда при эксплуатации электроустановок, требования к производственному освещению Обеспечение пожарной безопасности, обеспечение промышленной и взрывной безопасности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработчиком проекта был произведён анализ литературы по данной тематике. Выполнен расчет электрических нагрузок группы цехов трубопрокатного завода, 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 с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПвПу-10 сечением 95, 120, 150 мм^2.

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.

В результате проведенных расчетов была спроектирована система электроснабжения группы цехов трубопрокатного завода, отвечающая всем требованиям по качественному и надёжному электроснабжению.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

Основная литература

1 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин.– М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 352 с.

2 Киреева, Э.А. Справочник электрика / Э.А. Киреева, С.А. Цырук.–М: Колос, 2007. – 464с.

3 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 848 с.

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

5 Рожков, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для ВУЗов / Л.Д. Рожков, В.С. Козулин – М.: Энергоатомиздат, 2007 –442 с.

6 Письмо Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации №25760-ЮР/08 от 13.08.2015. Индексы изменения сметной стоимости на 3 квартал 2015 года. – М.: Изд-во стандартов, 2015. – 33 с.

7 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.

8 СП52.13330 “Естественное и искусственное освещение”

9 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок ПОТЭУ

Дополнительная литература

10 Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

11 РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 12 с.

12 Липкин, Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок / Б.Ю. Липкин. – М.: Высшая школа, 1990. – 359 с.

13 Рекомендации по проектированию систем внутрицехового электроснабжения с параллельной работой трансформаторов КТП. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 24 с.

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

15 Овчаренко, А.С. Повышение эффективности электроснабжения промышленных предприятий: учебник / А.С. Овчаренко.– Киев.: Техника, 1989. – 287 с.

16 ГОСТ 12.0.003-80 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»

17 СанПиН 2.2.4.548-96 «Санитарно-гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»

18 СНиП 41-01-2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха»

19 СанПиН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки»

20 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля»

21 СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация в помещениях жилых и общественных зданий»

22 СанПиН 2.2.4.1191-03 «Электромагнитные поля в производственных условиях»

23 НПБ—105 - 03 «Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности»

24 ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ "Пожарная безопасность"

25 ВППБ 01-02-95 «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий»

26 НПБ 110-03 "Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией"

27 НПБ 104-03 "Проектирование систем оповещения людей о пожаре в зданиях и сооружениях»

28 СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»

29 Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. СО 153-34.03.603-2003.

30 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, строений и промышленных коммуникаций. СО 153-343.21.122-2003

31 СТО 56947007-29.130.15.114-2012 Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ. М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2012. – 63 с.

Электронные издания

32 Преимущества герметичных трансформаторов типа ТМГ перед трансформаторами типа ТМ и ТМЗ.– http://www.mitek.spb.ru/files/energoinfodec07_135774-3030.pdf , дата обращения 05.02.2016 г.

33 Выключатели вакуумные ВБЭТ-35III-25/630-1600УХЛ1.– http://www.ues.su/product_img/switches/vbet35/vbet35.pdf, дата обращения 09.02.2016 г.

34 Выключатель элегазовый баковый типа ВЭБ-110.– http://www.uetm.ru/files/katalog_VEB-11.pdf, дата обращения 09.02.2016 г.

35 Разъединители серии РГ на напряжение 35 – 500 кВ.– http://www.ues.su/product_img/razyed/rg35/ues_zeto_catalog_rg35.pdf, дата обращения 09.02.2016 г.

36 Ограничители перенапряжения нелинейные.–http://www.uik.ru/netcat_files/696/638/h_4d82627dfea00289f4895db29b4c87fe. , дата обращения 09.02.2016 г.

37 Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М.– http://www.nzif.ru/uploads/sel/psch4tm03m/ruk_03_02_m.pdf, дата обращения 09.02.2016 г.

38 Трансформатор напряжения НАМИ-35УХЛ1.– http://www.ues.su/catalog/item211/., дата обращения 09.02.2016 г.

39 Трансформаторы напряжения типа ЗНОГ-110.– http://www.vit.zp.ua/documents/oelo/ru/znog-110_ru.pdf., дата обращения 09.02.2016 г.

40 Тарифы на передачу электроэнергии.– http://www.mrsk-ural.ru/447, дата обращения 09.02.2016 г.

41 Трансформаторно-реакторное оборудование.–http://www.uetm.ru/files/tre_1.pdf., дата обращения 09.02.2016 г

42 Комплектные распределительные устройства внутренней установки 6-10 кВ.– http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/2_kru2006.pdf., дата обращения 09.02.2016 г

43 Вакуумные выключатели типа ВВЭ.–http://www.konstalin.ru/?startid=3&id=161, дата обращения 09.02.2016 г

44 Измерительные трансформаторы тока.– http://www.cztt.ru/transformator_toka.html., дата обращения 09.02.2016 г

45 Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы НАЛИ-СЭЩ-10-1У2.– http://www.electroshield.ru/izmeritelnye_transformatory_nali.

46 Комплектные токопроводы и шинопроводы.–http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/3_compl_tokopr_shinoprov2007.pdf. , дата обращения 09.02.2016 г

47 Автоматические выключатели серия «Электрон».–http://www.kontaktor.ru/auto_breakers/detail_page.php?ID=201, дата обращения 09.02.2016 г

48 Комплектные конденсаторные установки от 0,4 до 10 кВ.– http://slavenergo.ru/kondensatornaja_ustanovka, дата обращения 09.02.2016 г.

49 Подстанции внутренней установки (2)КТП http://www.nevaeltech.ru/index.php/component/content/section/images/Skachat/Kondensator/n/UKM_gab4.pdf, дата обращения 15.05.2016 г.