

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующая кафедрой ЭССиСЭ

_____ И.М. Кирпичникова
(подпись)

«__» _____ 2018 г.

Электроснабжение группы цехов Тольяттинского автозавода

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной защите
старший преподаватель

_____ И.П. Титов
«__» _____ 201_ г.

Руководитель проекта
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина
«__» _____ 201_ г.

Консультант по БЖД
д.т.н., профессор

_____ В.Ф. Бухтояров
«__» _____ 201_ г.

Автор проекта
Студент группы ПЗ-575

_____ И.Е. Шелепов
«__» _____ 201_ г.

Нормоконтролёр
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина
«__» _____ 201_ г.

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

Направление 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующая кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова

«__» _____ 2018 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента
Шелепова Ивана Евгеньевича

Группа ПЗ-575

1 Тема работы

Электроснабжение группы цехов Тольяттинского автозавода

утверждена приказом по университету от 25 декабря 2017 г. № 2438.

2 Срок сдачи студентом законченной работы 30 декабря 2017

3 Исходные данные к работе

Из базы данных кафедры ЭССиСЭ

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

- 1 Сравнение отечественных и зарубежных технологий и решений
- 2 Расчет электрических нагрузок
- 3 Расчет трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций
- 4 Выбор напряжения и трансформаторов ГПП предприятия
- 5 Расчёт схемы внешнего электроснабжения
- 6 Выбор величины напряжения и схемы внутреннего электроснабжения предприятия. Выбор питающих линий
- 7 Расчет токов короткого замыкания
- 8 Техничко-экономическое сравнение вариантов схем внутреннего электроснабжения
- 9 Выбор электрооборудования СЭС предприятия
- 10 Расчет и выбор устройств компенсации реактивной мощности
- 11 Расчет показателей качества напряжения в узлах СЭС
- 12 Освещение краскозаготовительного цеха
- 13 Релейная защита трансформатора ЭТМПК-4000/10
- 14 Безопасность жизнедеятельности

5 Перечень графического материала

1 План генеральный группы цехов Тольяттинского автозавода	- 1 лист
2 Схема электрическая принципиальная электроснабжения группы цехов Тольяттинского автозавода	- 1 лист
3 Чертеж конструктивный главной понизительной подстанции	- 1 лист
4 Освещение краскозаготовительного цеха	- 1 лист
5 Схема релейной защиты печного трансформатора	- 1 лист
6 Плакат по экономике	- 1 лист

Всего 6 листов

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

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

7 Дата выдачи задания 02 октября 2017 г.

Руководитель Н.Ю. Аверина

Задание принял к исполнению И.Е. Шелепов

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
1 Введение	02.10.17 – 05.10.17	
2 Сравнение отечественных и зарубежных технологий и решений	05.10.17 – 09.10.17	
3 Расчёт электрических нагрузок	09.10.17 – 16.10.17	
4 Расчет трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций	16.10.17 – 22.10.17	
5 Выбор напряжения и трансформаторов ГПП предприятия	22.10.17 – 26.10.17	
6 Расчёт схемы внешнего электроснабжения	26.10.17 – 01.11.17	
7 Выбор величины напряжения и схемы внутреннего электроснабжения предприятия. Выбор питающих линий	01.11.17 – 07.11.17	
8 Расчет токов короткого замыкания	07.11.17 – 14.11.17	
9 Техничко-экономическое сравнение вариантов схем внутреннего электроснабжения	14.11.17 – 21.11.17	
10 Расчет и выбор устройств компенсации реактивной мощности	21.11.17 – 30.11.17	
11 Расчет показателей качества напряжения в узлах СЭС	30.11.17 – 04.12.17	
12 Освещение краскозаготовительного цеха	04.12.17 – 09.12.17	
13 Релейная защита трансформатора ЭТМПК-4000/10	09.12.17 – 14.12.17	
14 Безопасность жизнедеятельности	14.12.17 – 17.12.17	
15 Заключение	17.12.17 – 19.12.17	
16 Библиографический список	19.12.17 – 20.12.17	
17 Оформление пояснительной записки	20.12.17 – 22.12.17	
18 Оформление графической части	22.12.17 – 25.12.17	

Заведующая кафедрой

(подпись)

И.М. Кирпичникова

Руководитель работы

(подпись)

Н.Ю. Аверина

Студент

И.Е. Шелепов

АННОТАЦИЯ

Шелепов И.Е. Электроснабжение группы цехов Тольяттинского автозавода – Челябинск, ЮУрГУ, ПЗ, 2018, 129 с, 33 ил., 25 табл., библиогр. список 51 наим., 6 листов чертежей ф. А1

Целью данной выпускной квалификационной работы является расчёт системы электроснабжения группы цехов Тольяттинского автозавода.

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

С учётом определенных токов короткого замыкания выбрано оборудование: подстанция открытого типа с элегазовыми выключателями напряжением 110 кВ; комплектный закрытой токопровод ТЗК-10 кВ, распределительные ячейки К-104М с вакуумными выключателями; кабельные линии с изоляцией из сшитого полиэтилена; силовые трансформаторы типа ТМГ.

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

Рассмотрены вопросы релейной защиты и автоматики системы электроснабжения, вопросы безопасности жизнедеятельности и вопросы экономики и управления предприятием.

13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ							
Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	Электроснабжение группы цехов Тольяттинского автозавода			Лит.	Лист	Листов		
Разраб.	Шелепов			В				К	Р	3	129	
Пров.	Аверина			ФГАОУ ВО ЮУрГУ (НИУ) Кафедра ЭССиСЭ								
Реценз.												
Н. контр.	Аверина											
Утв.	Кирпичникова											

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	
Характеристика производства	7
Технический паспорт проекта	8
1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ	10
Выводы по разделу один	13
2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	
2.1 Расчет нагрузок по ремонтно-механическому цеху	14
2.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию	20
2.3 Расчет картограммы электрических нагрузок	20
Выводы по разделу два	25
3 РАСЧЕТ ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ	
3.1 Выбор типа цеховых трансформаторов	26
3.2 Расчет цеховых трансформаторных подстанций	26
Выводы по разделу три	29
4 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП ПРЕДПРИЯТИЯ	31
Выводы по разделу четыре	34
5 РАСЧЕТ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	35
5.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП	36
5.2 Расчет ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия	36
5.3 Расчет токов короткого замыкания	37
5.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры	38
Выводы по разделу пять	42
6 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ. ВЫБОР ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ	
6.1 Выбор напряжения	43
6.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия	43
6.3 Конструктивное выполнение электрической сети	43
6.4 Расчет питающих линий	44
Выводы по разделу шесть	46
7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	48
Выводы по разделу семь	55
8 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ СХЕМ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	56
8.1 Выбор кабельных линий	57
8.2 Расчет потерь электроэнергии в кабельных линиях	58
8.3 Выбор электрооборудования	59

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		4

8.3.1	Выбор ячеек отходящих от ГПП кабельных линий	59
8.3.2	Выбор ячеек, устанавливаемых на вводах цеховых ТП	60
8.4	Определение технико-экономических показателей вариантов схем внутреннего электроснабжения предприятия	61
	Выводы по разделу восемь	63
9	ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	
9.1	Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП ..	64
9.2	Выбор выключателей КРУ	65
9.3	Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ	65
9.4	Выбор трансформаторов напряжения	67
8.5	Выбор ячеек, устанавливаемых на вводе цеховых ТП	69
9.6	Выбор соединения силового трансформатора ГПП с РУ НН ГПП ..	71
9.7	Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания	71
9.8	Выбор трансформаторов собственных нужд	73
9.9	Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП	74
	Выводы по разделу девять	75
10	РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	76
	Выводы по разделу десять	86
11	РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС	
11.1	Расчет коэффициента искажения синусоидальности напряжения	87
11.2	Расчет колебаний напряжения	91
11.3	Несимметрия напряжения	92
11.4	Расчёт провала напряжения при пуске двигателей	93
	Выводы по разделу одиннадцать	95
12	ОСВЕЩЕНИЕ КРАСКОЗАГОТОВИТЕЛЬНОГО ЦЕХА	
12.1	Расчет рабочего освещения	96
12.2	Расчет аварийного освещения	101
	Выводы по разделу одиннадцать	104
13	РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА ЭТМПК-4000/10	
13.1	Мгновенная токовая защита	105
13.2	Защита от перегруза	106
13.3	Защита от однофазных замыканий на землю	107
13.4	Защита от перегрева	109
13.5	Газовая защита	110
	Выводы по разделу тринадцать	110

14	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	
14.1	Планировка и конструктивная часть ГПП	111
14.2	Требования безопасности в АКБ	112
14.3	Промышленная и взрывная безопасность	113
14.4	Устройства сигнализации и контроля изоляции	114
14.5	Пожарная безопасность	116
14.6	Освещение ОРУ-110/10 кВ	117
14.7	Молниезащита ГПП.....	118
14.8	Расчёт защитного заземления	121
	Выводы по разделу четырнадцать	125
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	126
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	127

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.

Характеристика производства

Тольяттинский автозавод – это крупнейший производитель легковых автомобилей, в России и Восточной Европе. В состав автокомпонентных производств входят механосборочное (в том числе подразделения по сборке двигателей, шасси и коробок передач), металлургическое, прессовое, энергетическое производство и производство пластмассовых изделий.

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		7

На Тольяттинском автозаводе в зависимости от назначения и выпускаемой продукции можно выделить три группы цехов:

1 Основные – цеха перерабатывающие сырье и полуфабрикаты в готовую продукцию, для производства которой предназначено данное предприятие: литейный цех, пресово-кузовной цех, механосборочный цех;

2 Подсобные – цеха, изготавливающие основные и вспомогательные материалы или осуществляющие их подготовку для переработки в основных цехах предприятия: энергоблок, градирня, корпус вспомогательных цехов, краскозаготовительный цех;

3 Вспомогательные – цеха, обеспечивающие нормальную работу всех цехов и хозяйств предприятия: насосная станция, главный корпус, ремонтно-механический цех.

В составе предприятия, помимо цехов, имеются различные обслуживающие хозяйства и подсобные службы (складское хозяйство, административно-бытовые корпуса).

Основными потребителями электроэнергии на заводе являются электроприемники, относящиеся ко II и III категории. Высоковольтная нагрузка представлена дуговыми сталеплавильными печами, а также синхронными и асинхронными двигателями, работающими в продолжительном режиме.

Годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки предприятия составляет 4960 часов. На предприятии установлен двухсменный график работы. В основном цикле производства применяется переменный ток.

Технический паспорт проекта

1 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1 кВ – 83054 кВт.

2 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением свыше 1 кВ – 20580 кВт.

3 Категория основных потребителей по надёжности электроснабжения – II.

4 Активная расчётная мощность на шинах главной понизительной подстанции: 47627 кВт.

5 Коэффициент реактивной мощности: естественный $\text{tg}\varphi=0,91$; расчётный $\text{tg}\varphi=0,50$; заданный энергосистемой $\text{tg}\varphi=0,50$.

6 Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.

7 Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 3500 МВ·А, тип и сечение питающих линий ВЛ 110 кВ – АС-120/19.

8 Расстояние от предприятия до питающей подстанции 2,2 км.

9 Количество, тип и мощность трансформаторов главной понизительной подстанции: 2хТРДН-40000/110/10/10.

10 Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия 10 кВ.

11 Трансформаторные подстанции с трансформаторами типа ТМГ, мощностью 400, 630, 1000 кВ·А.

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		8

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

13 Число часов использования максимума нагрузки 4960 ч/год.

14 Тип и сечение кабельных линий: АПвПу-10 с сечением 70, 95, 150 мм².

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		9

1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

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

Элегазовые выключатели высокого напряжения работают за счет изоляции фаз друг от друга посредством элегаза. Когда срабатывает сигнал о том, что нужно отключить электрооборудование, контакты отдельных камер (если устройство колонковое) размыкаются. Таким образом, встроенные контакты образуют дугу, которая помещена в газовую среду. Она разлагает газ на отдельные компоненты, но при этом и сама снижается из-за высокого давления в емкости. Если система установлена на низком давлении, то используются дополнительные компрессоры для нагнетания давления и создания газового дутья. Для выравнивания тока дополнительно используется шунтирование.

В моделях бакового типа контроль выполняется приводами и трансформаторами. Приводной механизм для этой установки является регулятором: он необходим для включения, выключения электрической энергии и удержания дуги (при необходимости) на определенном уровне. Приводы бывают: пружинные и пружинно-гидравлические.

Пружинный имеет очень простой принцип действия и высокий уровень надежности. В нем вся работа выполняется только за счет механических деталей. Пружина зажимается и фиксируется на определенном уровне, а при изменении положения контрольного рычага она разжимается. Современные пружинно-гидравлические приводы помимо пружины дополнительно оснащены гидравлической системой управления. Они считаются более эффективными, так как пружинные механизмы могут сами поменять положение фиксатора.

К достоинства элегазовых выключателей можно отнести

– Универсальность. Данные выключатели используются для контроля сетей с любым напряжением;

– Быстрота действия. Реакции элегаза на наличие электрической дуги происходят за доли секунды, это позволяет обеспечить быстрое аварийное отключение подконтрольной системы;

– Подходят для эксплуатации в условиях пожароопасности и вибрации;

– Долговечность. Контакты, соприкасающиеся с элегазом, практически не изнашиваются, газовые смеси не нуждаются в замене, а у наружной оболочки высокие показатели защиты;

– Подходят для отключения переменного и постоянного тока высокого напряжения, в то время, как их аналоги – вакуумные модели не могут использоваться на высоковольтных сетях.

Но, рассматриваемые выключатели имеют определенные недостатки:

– Высокая цена, обусловленная сложностью производства и дороговизной элегазовой смеси;

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		10

- Монтаж осуществляется только на фундамент или специальный электрощит, причем, для этого нужна специальная инструкция и опыт;
- Выключатели не работают при низких температурах;
- При необходимом обслуживании должно использоваться специальное оборудование.

Элегазовые выключатели в технически развитых странах вытесняют все другие типы аппаратов. Интенсивное внедрение элегазовой аппаратуры обусловлено тем, что пока не найдено способов эффективного дугогашения, способных конкурировать с дугогашением в элегазе.

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

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

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

В последние 20 лет в мире не вводилось в эксплуатацию практически никаких других выключателей на напряжение 63 кВ и выше, кроме элегазовых. Если анализировать состав выключателей с возрастом от 10 до 20 лет, то среди них явно преобладают элегазовые (кроме элегазовых, в последнее десятилетие было введено еще примерно 30% маломасляных выключателей). И только среди выключателей с возрастом от 20 до 30 лет элегазовых меньше, чем маломасляных и воздушных, но больше чем баковых масляных. Распределение по типам выключателей в России не соответствует наблюдаемым в мире тенденциям. Так, среди выключателей на напряжение 110 кВ и выше преобладают баковые масляные выключатели, а число элегазовых составляет менее 1%.

Распределение выключателей в энергосистемах России по типам очень похоже на вид распределения в мире выключателей с возрастом более 30 лет. Можно сделать вывод, что по степени оснащённости современными выключателями российские энергосистемы отстают от зарубежных примерно на 30 лет. Причем продолжают находиться в эксплуатации выключатели, конструкция которых устарела очень давно.

Элегазовые коммутационные аппараты нового поколения созданы всеми ведущими фирмами, в том числе ВЭИ (КРУЭ-170 кВ совместно с фирмой «Самсунг») и Научно-исследовательским институтом высоковольтного аппаратостроения (С.Петербург). На «Уралэлектротяжмаш» освоено производство современных элегазовых выключателей колонкового типа с пружинным приводом на напряжение 110-220 кВ.

В настоящее время продолжают работы по совершенствованию элегазовых выключателей, а именно: применяется комбинация автопневматического способа гашения и, получившего в настоящие годы широкое распространение, способа автогенерации давления в элегазовых выключателях.

Сравнение технических характеристик отечественных и зарубежных элегазовых выключателей представим в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Сравнение элегазовых выключателей 110 кВ

Технические параметры	ВЭБ-110-40/1250 У1 «Уралэлектротяжмаш» [2]	3AP1DT-145EK, «Siemens» [3]
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	126
Номинальный ток, А	до 3150	до 4000
Номинальный ток отключения, кА	40	50
Номинальное относительное содержание апериодической составляющей, %, не более	40	40
Наибольший пиковый ток сквозного короткого замыкания, кА	102	150
Начальное действующее значение периодической составляющей, кА	40	50
Ток термической стойкости	40	50
Время протекания тока термической стойкости, с	3	3
Собственное время отключения, с	0,035	0,034
Полное время отключения, с	0,055	0,057
Собственное время включения, с	0,062	0,063
Механическая стойкость циклов В – пауза – О	10 000	10 000
Верхнее и нижнее значения температуры окружающего воздуха, °С	max+40 min-55	max+40 min-55
Стоимость, тыс.руб	4 490	6 200

Выводы по разделу один

Исходя из технических характеристик элегазовых выключателей, представленных в таблице 1.1, можно сделать вывод, что все рассмотренные выключатели могли бы найти применение при проектировании системы внешнего электроснабжения предприятия, но если подходить к вопросу о выборе коммутационной аппаратуры с экономической точки зрения, то наиболее применимыми являются выключатели ВЭБ-110-40/1250 У1, производства «Уралэлектротяжмаш», которые используются в схеме внешнего электроснабжения предприятия.

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		13

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Для расчета электрических нагрузок на предприятии будем использовать усовершенствованный метод упорядоченных диаграмм [4]. В системе электропитания предприятия существует несколько характерных точек, в которых необходимо определить расчетные электрические нагрузки. Расчет электрических нагрузок ведется последовательно от низших к высшим ступеням системы электропитания.

2.1 Расчет нагрузок по ремонтно-механическому цеху

Рассмотрим подробно намоточное отделение. В данном отделении находится 66 электроприемников общей номинальной мощностью 214,1 кВт. Для их питания в отделении устанавливается 1 распределительный шинпровод ШР-1.

Значения коэффициента использования по активной мощности $k_{иа}$ и коэффициента мощности $\cos\phi$ для каждой из групп электроприемников определяется по справочнику [5].

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

$$P_{cp} = k_{иа} \cdot n \cdot p_{ном}, \quad (2.1)$$

$$Q_{cp} = k_{иа} \cdot n \cdot p_{ном} \cdot \operatorname{tg}\phi, \quad (2.2)$$

где n – число электроприемников;

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

В качестве примера приведем расчет по формулам (2.1) – (2.2) для группы электроприемников в составе 35 станков намоточных, получающих питание от ШР-1

$$P_{cp} = 0,14 \cdot 35 \cdot 2,4 = 11,8 \text{ кВт.}$$

$$Q_{cp} = 0,14 \cdot 35 \cdot 2,4 \cdot 1,73 = 20,4 \text{ квар.}$$

Определим эффективное число электроприемников:

$$n_{э} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n p_{номi} \right)^2}{\sum_{i=1}^n p_{номi}^2}, \quad (2.3)$$

где n – реальное число электроприёмников;

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

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		14

$$n_3 = \frac{214,1^2}{1345} = 34.$$

Далее определим средневзвешенное значение коэффициента использования:

$$K_{\text{иа}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot p_{\text{ном}i}}{\sum_{i=1}^n p_{\text{ном}i}}, \quad (2.4)$$

где $k_{\text{иа}i}$ – коэффициент использования i -го электроприемника.

$$K_{\text{иа}} = \frac{75,0}{214,1} = 0,35.$$

Средневзвешенное значение $\text{tg}\varphi$ определяем по выражению:

$$\text{tg}\varphi = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot p_{\text{ном}i} \cdot \text{tg}\varphi_i}{\sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot p_{\text{ном}i}}, \quad (2.5)$$

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

$$\text{tg}\varphi = \frac{68,5}{75,0} = 0,91.$$

Расчетные мощности для системы второго уровня определяются по формулам:

$$P_p = K_{\text{ра}} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot p_{\text{ном}i}, \quad (2.6)$$

$$Q_p = K_{\text{рр}} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot p_{\text{ном}i} \cdot \text{tg}\varphi_i, \quad (2.7)$$

где $K_{\text{ра}}$ – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, приводится в [6] в зависимости от эффективного числа электроприемников и средневзвешенного коэффициента использования по активной мощности, $k_{\text{ра}} = f(n_3, k_{\text{иа}})$; $K_{\text{рр}}$ – коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности.

Коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности

$$K_{\text{рр}} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_3}}. \quad (2.8)$$

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		15

Для рассматриваемого отделения расчетные мощности, определяемые по выражениям (2.6) – (2.8) составят

$$P_p = 1,00 \cdot 75,0 = 75,0 \text{ кВт.}$$

$$K_{pp} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{34}} = 1,03.$$

$$Q_p = 1,03 \cdot 75,0 \cdot 0,91 = 70,5 \text{ квар.}$$

Полная расчетная нагрузка группы трехфазных электроприемников определяется выражением

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (2.9)$$

$$S_p = \sqrt{75,0^2 + 70,5^2} = 102,9 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Расчетный ток

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (2.10)$$

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

$$I_p = \frac{102,9}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 156,4 \text{ А.}$$

Определим пиковую нагрузку по отделению

Выберем электроприемник (ЭП) с наибольшим пусковым током – тепловая завеса с параметрами:

- $P_{ном} = 14$ кВт – номинальная активная мощность;
- $\cos\varphi = 0,8$;
- $K_{пуск} = 5$ – кратность пускового тока.

Пусковой ток

$$I_{пуск} = \frac{K_{пуск} \cdot P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \eta \cdot \cos\varphi}. \quad (2.11)$$

$$I_{пуск} = \frac{5 \cdot 14}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,9 \cdot 0,8} = 147,7 \text{ А.}$$

Пиковый ток по отделению

$$I_{пик} = I_{пуск} + I'_p, \quad (2.12)$$

где I'_p – расчетный ток без учета запускаемого электроприемника, А.

$$I_{пик} = 147,7 + 135,0 = 282,7 \text{ А.}$$

Так как в цехе имеются однофазные электроприемники (ОЭП), включенные на линейное и фазное напряжение, то для них следует провести расчет отдельно (таблица 2.1). 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 $k_{\text{иа}}$ и $\cos \varphi$, включенных на линейное напряжение с соответствующим приведением этих нагрузок к нагрузкам одной фазы и фазному напряжению [5].

Запишем выражения для определения средней активной и реактивной мощности соответственно:

$$P_{\text{срА}} = k_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{AB})} \cdot k_{\text{AB(A)}} + k_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{CA})} \cdot k_{\text{CA(A)}} + k'_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{AO})}, \quad (2.13)$$

$$Q_{\text{срА}} = k_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{AB})} \cdot q_{\text{AB(A)}} + k_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{CA})} \cdot q_{\text{CA(A)}} + k'_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{AO})} \cdot \text{tg} \varphi, \quad (2.14)$$

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

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

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

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

$k_{\text{AB(A)}}, k_{\text{CA(A)}}, q_{\text{AB(A)}}, q_{\text{CA(A)}}$ – коэффициенты приведения нагрузок, включенных на линейное напряжение АВ и СА к фазе А.

Например, рассчитаем нагрузку однофазных электроприемников на фазу А в отделении пропитки:

$$P_{\text{срА}} = 0,6 \cdot 60,0 \cdot 0,59 + 0,6 \cdot 60,0 \cdot 0,41 + 0,4 \cdot 20,0 = 44,0 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{срА}} = 0,6 \cdot 60,0 \cdot (-0,14) + 0,6 \cdot 60,0 \cdot 0,44 + 0,4 \cdot 20,0 \cdot 1,34 = 21,5 \text{ квар}.$$

Условная трёхфазная мощность от ОЭП для наиболее загруженной фазы:

$$P_{\text{с}} = 3 \cdot P_{\text{с.ф.макс}} \quad (2.15)$$

$$Q_{\text{с}} = 3 \cdot Q_{\text{с.ф.макс}} \quad (2.16)$$

Для рассматриваемого отделения наиболее загруженной фазой оказалась фаза А, тогда по выражениям (2.15) – (2.16) получаем:

$$P_{\text{срА}} = 3 \cdot 44,0 = 132,0 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{срА}} = 3 \cdot 21,5 = 64,5 \text{ квар}.$$

Тогда коэффициент использования, при наиболее загруженной фазе А

$$K_{\text{иа}} = \frac{P_{\text{срА}}}{\frac{1}{2}(P_{(\text{AB})} + P_{(\text{AC})}) + P_{\text{AO}}} \quad (2.17)$$

Таблица 2.1 – Расчет нагрузок однофазных электроприемников по ремонтно-механическому цеху

Наименование узлов СЭС и ЭП	P _{ном} , кВт	P _{номΣ} , кВт	n	n•P _{ном} ² , кВт ²	Установленная мощность ЭП, подключенных на линейное напряжение			Коэффициенты приведения			Установленные мощности ЭП, подключенных на фазное напряжение			k _{на}	cosφ	tgφ	Средние мощности за наиболее загруженную смену					
					ab	bc	ca	к фазе	k	g	a	b	c				P _с , кВт			Q _с , квар		
																	a	b	c	a	b	c
Кузнечно-термическое отделение																						
ОЭП, подключенные на U _л :																						
44 Печь сушильная, однофазная, U _{ном} = 380 В	60,0	180,0	3	10800	60,0			a	0,59	-0,14	35,4						21,2			-5,0		
							b	0,41	0,44		24,6						14,8			15,8		
					60,0		b	0,59	-0,14		35,4		0,60	0,96	0,30		21,2			-5,0		
							c	0,41	0,44		24,6							14,8			15,8	
							c	0,59	-0,14		35,4							21,2			-5,0	
					60,0		a	0,41	0,44	24,6							14,8			15,8		
Итого по ОЭП, подключенные на U _л		180,0	3	10800	60,0	60,0	60,0										36,0	36,0	36,0	10,8	10,8	10,8
ОЭП, подключенные на U _ф :																						
43 Ванна для пропитки, однофазная, U _{ном} = 220 В	10,0	60,0	6	600							20,0	20,0	20,0	0,40	0,60	1,34	8,0	8,0	8,0	10,7	10,7	10,7
Итого по ОЭП, подключенным на U _ф		60,0	6	600							20,0	20,0	20,0				8,0	8,0	8,0	10,7	10,7	10,7
Всего по ОЭП:	10,0-60,0	240,0	9	11400	60,0	60,0	60,0				20,0	20,0	20,0	0,55	0,90	0,49	44,0	44,0	44,0	21,5	21,5	21,5

$$K_{\text{на}} = \frac{44,0}{\frac{1}{2} \cdot (60,0 + 60,0) + 20,0} = 0,55.$$

При расчете нагрузок по цеху в целом также необходимо определить эффективное число электроприемников, средневзвешенные коэффициенты использования и $\text{tg}\varphi$ по формулам (2.3) – (2.5) соответственно получаем

$$n_{\text{э}} = \frac{2129,3^2}{25380} = 179.$$

$$K_{\text{на}} = \frac{643,2}{2129,3} = 0,30.$$

$$\text{tg}\varphi = \frac{582,1}{643,2} = 0,90.$$

Расчетные активная и реактивная мощности цеха:

$$P_{\text{р.ц}} = K_{\text{ра}} \cdot \sum_{i=1}^n K_{\text{на}i} \cdot P_{\text{ном}i}, \quad (2.18)$$

$$Q_{\text{р.ц}} = K_{\text{ра}} \cdot \sum_{i=1}^n K_{\text{на}i} \cdot P_{\text{ном}i} \cdot \text{tg}\varphi_i, \quad (2.19)$$

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

$$P_{\text{р.ц}} = 0,70 \cdot 643,2 = 450,2 \text{ кВт.}$$

$$Q_{\text{р.ц}} = 0,70 \cdot 582,1 = 407,5 \text{ квар.}$$

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

$$P_{\text{р.осв}} = k_{\text{с.осв}} \cdot P_{\text{у.осв}} \cdot F_{\text{ц}}, \quad (2.20)$$

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

$P_{\text{у.осв}}$ – удельная осветительная нагрузка на 1 м² производственной поверхности пола цеха, Вт/м² [7, п.6.3];

$F_{\text{ц}}$ – поверхность пола цеха, м².

Расчетная реактивная мощность осветительной нагрузки

$$Q_{\text{р.осв}} = P_{\text{р.осв}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{осв}}, \quad (2.21)$$

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

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		19

Для рассматриваемого цеха получаем

$$P_{p.осв} = 0,9 \cdot 0,015 \cdot 12800 = 172,8 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.осв} = 172,8 \cdot 0,33 = 56,8 \text{ квар.}$$

Полная расчетная низковольтная нагрузка цеха

$$S_{p.ц} = \sqrt{(P_{p.ц} + P_{p.осв})^2 + (Q_{p.ц} + Q_{p.осв})^2}. \quad (2.22)$$

$$S_{p.ц} = \sqrt{(450,2 + 172,8)^2 + (407,5 + 56,8)^2} = 777,0 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Результаты расчета электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху, полученные из выражений (2.1) – (2.22), приведены в таблице 2.2.

2.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

Расчет на I – III уровнях системы электроснабжения предприятия рассмотрен в пункте 2.1. 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_{pa} находятся из [6].

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 2.3.

2.3 Расчет картограммы электрических нагрузок

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

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

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (2.23)$$

$$\alpha_{n/bi} = 360 \frac{P_{p.n/bi}}{P_{pi}}; \quad (2.24)$$

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		20

Таблица 2.2 – Расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху

Исходные данные				Справочные данные			Расчетные величины						Расчетная мощность			I _p , А
По заданию технологов				k _{иа}	cosφ	tgφ	k _{иа} ·P _{ном} , кВт	k _{иа} ·P _{ном} ·tgφ, квар	n·p ² _{ном}	n _э	K _{ра}	K _{рр}	K _{ра} ·k _{иа} ·P _{ном} , кВт	K _{рр} ·k _{иа} ·P _{ном} ·tgφ, квар	S _p , кВА	
Наименование электроприемников и узлов	N _{ЭП}	Номинальная мощность, приведенная к длительному режиму														
1	2	p _{ном} , кВт	P _{ном} , кВт	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ШР-1																
1 Станок намоточный	35	2,4	84,0	0,14	0,50	1,73	11,8	20,4	202							
2 Установка испытательная	3	7,5	22,5	0,14	0,50	1,73	3,2	5,5	169							
3 Станок перемоточный	3	3,0	9,0	0,13	0,45	1,98	1,2	2,3	27							
4 Автомат намоточный	2	3,3	6,6	0,14	0,50	1,73	0,9	1,6	22							
5 Станок оплеточный	12	0,6	7,2	0,12	0,45	1,98	0,9	1,7	4							
6 Ванная для лужения	3	10,0	30,0	0,60	0,98	0,20	18,0	3,7	300							
7 Установка сатураторная	2	2,2	4,4	0,60	0,65	1,17	2,6	3,1	10							
8 Электротельфер	3	2,8	8,4	0,35	0,50	1,73	2,9	5,1	24							
9 Вентилятор	3	14,0	42,0	0,80	0,80	0,75	33,6	25,2	588							
Итого силовой нагрузки по ШР-1	66	0,6-14,0	214,1	0,35	0,74	0,91	75,0	68,5	1345	34	1,00	1,03	75,0	70,5	102,9	156,4
ШР-2																
10 Станок токарно-винторезный	30	6,4	192,0	0,17	0,65	1,17	32,6	38,2	1229							
11 Станок универсально-фрезерный	10	2,8	28,0	0,20	0,65	1,17	5,6	6,5	78							
12 Станок кругло-шлифовальный	7	9,7	67,9	0,14	0,45	1,98	9,5	18,9	659							
13 Станок плоскошлифовальный	4	3,4	13,6	0,12	0,50	1,73	1,6	2,8	46							
14 Станок универсально-заточной	2	2,4	4,8	0,13	0,50	1,73	0,6	1,1	12							
15 Станок вертикально-сверлильный	25	2,2	55,0	0,14	0,50	1,73	7,7	13,3	121							
16 Станок токарно-доделочный	3	4,5	13,5	0,20	0,65	1,17	2,7	3,2	61							
17 Станок горизонтально-фрезерный	5	4,5	22,5	0,19	0,65	1,17	4,3	5,0	101							
18 Электротельфер	2	2,8	5,6	0,35	0,50	1,73	2,0	3,4	16							
19 Вентилятор	2	14,0	28,0	0,80	0,80	0,75	22,4	16,8	392							
Итого силовой нагрузки по ШР-2	90	2,2-14,0	430,9	0,21	0,63	1,23	89,0	109,2	2714	68	1,00	1,02	89,0	111,4	142,6	216,6
ШР-3																
20 Станок рубки провода	10	0,6	6,0	0,14	0,50	1,73	0,8	1,5	4							
21 Станок подрезки секций	2	3,4	6,8	0,12	0,45	1,98	0,8	1,6	23							
22 Станок укладки пазов	10	1,2	12,0	0,20	0,65	1,17	2,4	2,8	14							
23 Полуавтомат рубки меди	4	1,5	6,0	0,18	0,65	1,17	1,1	1,3	9							
24 Полуавтомат рубки металлов	2	7,5	15,0	0,17	0,65	1,17	2,6	3,0	113							
25 Полуавтомат укладки пазовой изоляции	9	1,1	9,9	0,20	0,65	1,17	2,0	2,3	11							
26 Полуавтомат изолировки пазов	6	1,7	10,2	0,19	0,65	1,17	1,9	2,3	17							
27 Полуавтомат резки изоляционных прокладок	3	2,2	6,6	0,17	0,65	1,17	1,1	1,3	15							
28 Станок оплеточный	2	0,6	1,2	0,12	0,45	1,98	0,1	0,3	1							
29 Станок намотки и скрутки	3	3,4	10,2	0,14	0,50	1,73	1,4	2,5	35							
30 Станок намоточный	30	3,0	90,0	0,14	0,45	1,98	12,6	25,0	270							
31 Полуавтомат намотки якорей	3	5,5	16,5	0,20	0,65	1,17	3,3	3,9	91							
32 Ванна для пайки	2	15,0	30,0	0,60	0,98	0,20	18,0	3,7	450							
33 Электротельфер	2	2,8	5,6	0,35	0,50	1,73	2,0	3,4	16							

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
34 Испытательная установка	4	10,0	40,0	0,20	0,65	1,17	8,0	9,4	400							
Итого силовой нагрузки по ШР-3	92	0,6-15,0	266,0	0,22	0,67	1,10	58,2	64,0	1467	48	1,00	1,02	58,2	65,6	87,7	133,2
ШР-4																
36 Пресс гидравлический	40	9,5	380,0	0,20	0,65	1,17	76,0	88,9	3610							
37 Пресс кривошипный	10	4,5	45,0	0,18	0,65	1,17	8,1	9,5	203							
38 Станок агрегатный	3	18,0	54,0	0,17	0,65	1,17	9,2	10,7	972							
39 Автомат токарный	3	8,0	24,0	0,20	0,65	1,17	4,8	5,6	192							
40 Установка испытательная	2	7,5	15,0	0,14	0,50	1,73	2,1	3,6	113							
41 Обогреватель прессформ	2	20,0	40,0	0,60	0,98	0,20	24,0	4,9	800							
42 Вентилятор	10	4,0	40,0	0,80	0,80	0,75	32,0	24,0	160							
Итого силовой нагрузки по ШР-4	70	4,0-20,0	598,0	0,26	0,73	0,94	156,2	147,2	6049	59	1,00	1,02	156,2	150,4	216,8	329,4
ШР-5																
43, 44 Однофазная нагрузка	9	10,0-60,0	240,0	0,55	0,90	0,49	132,0	64,5	11400							
45 Вентилятор	4	14,0	56,0	0,80	0,80	0,75	44,8	33,6	784							
46 Насос	4	3,0	12,0	0,65	0,80	0,75	7,8	5,9	36							
Итого силовой нагрузки по ШР-5	17	10,0-60,0	308,0	0,60	0,87	0,56	184,6	104,0	12220	8	1,02	1,06	188,3	110,2	218,2	331,5
ШР-6																
47 Станок оплеточный	14	0,6	8,4	0,14	0,50	1,73	1,2	2,0	5							
48 Станок намоточный	65	3,0	195,0	0,12	0,45	1,98	23,4	46,4	585							
49 Станок перемоточный	3	3,0	9,0	0,14	0,50	1,73	1,3	2,2	27							
50 Автомат намоточный	3	3,3	9,9	0,20	0,65	1,17	2,0	2,3	33							
51 Установка испытательная	2	7,5	15,0	0,14	0,45	1,98	2,1	4,2	113							
52 Электротельфер	2	2,8	5,6	0,35	0,50	1,73	2,0	3,4	16							
53 Установка сатураторная	2	2,2	4,4	0,20	0,65	1,17	0,9	1,0	10							
54 Электрокипятильник	1	3,0	3,0	0,60	1,00	0,00	1,8	0,0	9							
55 Ванная для пайки	2	10,0	20,0	0,60	0,98	0,20	12,0	2,4	200							
56 Вентилятор	3	14,0	42,0	0,80	0,80	0,75	33,6	25,2	588							
Итого силовой нагрузки по ШР-6	97	0,6-14,0	312,3	0,26	0,67	1,11	80,2	89,2	1585	62	1,00	1,02	80,2	91,1	121,3	184,4
Ремонтно-механический цех																
1 ШР-1	66	0,6-14,0	214,1	0,35	0,74	0,91	75,0	68,5	1345							
2 ШР-2	90	2,2-14,0	430,9	0,21	0,63	1,23	89,0	109,2	2714							
3 ШР-3	92	0,6-15,0	266,0	0,22	0,67	1,10	58,2	64,0	1467							
4 ШР-4	70	4,0-20,0	598,0	0,26	0,73	0,94	156,2	147,2	6049							
5 ШР-5	17	10,0-60,0	308,0	0,60	0,87	0,56	184,6	104,0	12220							
6 ШР-6	97	0,6-14,0	312,3	0,26	0,67	1,11	80,2	89,2	1585							
Всего силовой нагрузки по ремонтно-механическому цеху	432	0,6-60,0	2129,3	0,30	0,74	0,90	643,2	582,1	25380	179	0,70	0,70	450,2	407,5	607,2	922,6
Освещение $P_{уд}=15 \text{ Вт/м}^2$, $K_{с.о.}=0,9$, $F_{ц}=12800 \text{ м}^2$			192,0	0,90	0,95	0,33							172,8	56,8	181,9	
Итого с учетом освещения	432	0,6-60,0	2321,3	0,30	0,74	0,90	643,2	582,1	25380	179	-	-	623,0	464,2	777,0	1180,5

Таблица 2.3 – Расчет электрических нагрузок по группе цехов Тольяттинского автозавода

Наименование цехов и узлов СЭС	$P_{ном},$ кВт	$n_{эф}$	$P_{ном},$ кВт	$k_{на}$	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	$P_c,$ кВт	$Q_c,$ квар	$K_{ра}$	$P_p,$ кВт	$Q_p,$ квар	$F_{ц},$ м ²	$P_{уд\ осв.},$ кВт	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	$K_{сосв}$	$P_{росв.},$ кВт/м ²	$Q_{росв.},$ квар	$P_p + P_{росв.},$ кВт	$Q_p + Q_{росв.},$ кВт	$S_p,$ кВА
Нагрузка 0,4 кВ																					
1 Литейный цех		185	8120	0,65	0,75	0,88	5278	4655	0,80	4222	3724	24160	0,020	0,95	0,3	0,90	435	130	4657	3854	6045
2 Блок цехов		367	22120	0,50	0,70	1,02	11060	11283	0,75	8295	8463	96348	0,020	0,95	0,3	0,90	1734	520	10029	8983	13464
3 Склад красок		9	15	0,25	0,50	1,73	4	6	1,31	5	9	5504	0,020	0,95	0,3	0,60	66	20	71	28	76
4 Столовая		40	495	0,70	0,90	0,48	347	168	0,85	295	143	1176	0,015	0,95	0,3	0,85	15	4	310	147	343
5 Прессово-кузовной цех		300	16815	0,50	0,70	1,02	8408	8577	0,75	6306	6433	70200	0,020	0,95	0,3	0,90	1264	379	7569	6812	10183
6 Энергоблок		50	1000	0,65	0,75	0,88	650	573	0,80	520	459	3360	0,020	0,95	0,3	0,80	54	16	574	475	745
7 Градирня		10	200	0,80	0,85	0,62	160	99	1,00	160	99	2080	0,020	0,95	0,3	0,80	33	10	193	109	222
8 Главный корпус		200	9630	0,55	0,70	1,02	5297	5404	0,78	4131	4215	37800	0,015	0,95	0,3	0,85	482	145	4613	4359	6347
9 Тарный цех		31	180	0,35	0,60	1,33	63	84	1,00	63	84	1768	0,020	0,95	0,3	0,80	28	8	91	92	130
10 Механосборочный цех		474	14765	0,45	0,75	0,88	6644	5860	0,73	4850	4278	35496	0,020	0,95	0,3	0,80	568	170	5418	4448	7010
11 Склад масел		6	50	0,25	0,50	1,73	13	22	1,45	18	31	2240	0,015	0,95	0,3	0,60	20	6	38	37	54
12 Насосная станция		20	300	0,80	0,85	0,62	240	149	0,90	216	134	15984	0,020	0,95	0,3	0,80	256	77	472	211	517
13 Корпус вспомогательных цехов		385	6565	0,45	0,75	0,88	2954	2605	0,73	2157	1902	47040	0,020	0,95	0,3	0,80	753	226	2909	2128	3604
14 Краскозаготовительный цех		30	670	0,50	0,70	1,02	335	342	0,80	268	273	5120	0,015	0,95	0,3	0,80	61	18	329	292	440
15 Ремонтно-механический цех		179	2129	0,30	0,74	0,90	643	582	0,70	450	407	12800	0,015	0,95	0,3	0,90	173	57	623	464	777
Освещение территории												810724	0,001	0,95	0,3	1,00	811	243	811	243	846
Итого по нагрузке 0,4 кВ			83054	0,51	0,72	0,96	42094	40409		31956	30653						6753	2031	38708	32684	50661
Нагрузка 10 кВ																					
1 Литейный цех																					
ДСП	2500	4	10000	0,75	0,85	0,62	7500	4648													
6 Энергоблок																					
Синхронные двигатели (СД1)	1000	2	2000	0,80	0,85	-0,62	1600	-992													
Синхронные двигатели (СД2)	800	6	4800	0,80	0,85	-0,62	3840	-2380													
12 Насосная станция																					
Асинхронные двигатели (АД)	630	6	3780	0,70	0,80	0,75	2646	1985													
Итого по нагрузке 10 кВ		18	20580	0,76	0,98	0,21	15586	3261													
Итого по предприятию			103634	0,56	0,80	0,76	57680	43670													

$$\alpha_{в/вi} = 360 \frac{P_{р.в/вi}}{P_{pi}}, \quad (2.25)$$

$$\alpha_{осв/вi} = 360 \frac{P_{р.освi}}{P_{pi}}, \quad (2.26)$$

где P_{pi} , $P_{р.н/вi}$, $P_{р.в/вi}$, $P_{р.освi}$ - 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/мм².

Масштаб определим из условия, что радиус окружности, соответствующей минимальной расчетной нагрузке был равен 3 мм:

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

$$m = \frac{38}{3,14 \cdot 3^2} = 1,35 \text{ кВт/мм}^2.$$

Центр электрических нагрузок предприятия является символическим центром потребления электрической энергии (активной мощности) предприятия, координаты которого находятся по выражениям [8]:

$$x_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}. \quad (2.27)$$

$$y_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, \quad (2.28)$$

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

Результаты расчета по формулам (2.23) – (2.28) представим в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Расчёт картограммы электрических нагрузок

Наименование цеха	P_{pi} , кВт	$P_{р.н/вi}$, кВт	$P_{р.освi}$, кВт	$P_{р.в/вi}$, кВт	x_i , м	y_i , м	R_i , мм	$\alpha_{н/вi}$, град	$\alpha_{осв/вi}$, град	$\alpha_{в/вi}$, град
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1 Литейный цех	12157	4222	435	7500	666	123	53	125	13	222
2 Блок цехов	10029	8295	1734		432	332	49	298	62	0

Продолжение таблицы 2.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
3 Склад красок	71	5	66		508	177	4	25	335	0
4 Столовая	310	295	15		505	123	9	343	17	0
5 Прессово-кузовной цех	7569	6306	1264		383	45	42	300	60	0
6 Энергоблок	6014	520	54	5440	471	196	38	31	3	326
7 Градирня	193	160	33		470	134	7	298	62	0
8 Главный корпус	4613	4131	482		350	163	33	322	38	0
9 Тарный цех	91	63	28		228	304	5	248	112	0
10 Механосборочный цех	5418	4850	568		165	51	36	322	38	0
11 Склад масел	38	18	20		127	420	3	170	190	0
12 Насосная станция	3118	216	256	2646	99	473	27	25	30	306
13 Корпус вспомогательных цехов	2909	2157	753		97	322	26	267	93	0
14 Краскозаготовительный цех	329	268	61		34	420	9	293	67	0
15 Ремонтно-механический цех	623	450	173		55	194	12	260	100	0
Итого	53484	31956	5942	15586	404	190				

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: $x_{ГПП} = 572$ м; $y_{ГПП} = 229$ м.

Выводы по разделу два

В данном разделе, используя усовершенствованный метод упорядоченных диаграмм, определена расчетная нагрузка по ремонтно-механическому цеху, а также по всему предприятию в целом. Кроме того, определены координаты символического центра электрических нагрузок предприятия и местоположение главной понизительной подстанции.

3 ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Выбор трансформаторов является важным этапом проектирования. Он существенно влияет на основные технические и экономические показатели разрабатываемой схемы электроснабжения промышленного предприятия.

Определение мощности трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций (ТП) осуществляется по расчетной активной мощности за наиболее загруженной смену. Это делается с целью увеличения загрузки трансформаторов, так как ожидаемые электрические нагрузки определяются, как правило, с завышением и не все проектируемые электроприемники включаются сразу в работу. Также важными факторами, учитываемыми при определении мощности цеховых ТП, являются: категория надежности электроснабжения, площадь цеха, тип трансформаторов.

На выбор числа трансформаторов и цехов ТП может влиять количество намечаемых типоразмеров трансформаторов. С целью сокращения складского резерва на предприятии следует стремиться к уменьшению принимаемых к установке типоразмеров трансформаторов до трех-четырех.

3.1 Выбор типа цеховых трансформаторов

По роду изоляции, способу охлаждения и конструктивному исполнению силовые трансформаторы напряжением 10/0,4 кВ подразделяются на масляные, масляные герметичные, с негорючим диэлектриком, сухие, сухие с литой изоляцией и т.д. Типы и исполнения трансформаторов выбираются в зависимости от условий их установки, температуры, состояния окружающей среды и т.п.

В данном проекте применяются трансформаторы типа ТМГ [9], так как трансформаторы данного типа обладают рядом преимуществ над трансформаторами иных типов: трансформаторы типа ТМГ изготавливаются в герметичном исполнении с полным заполнением маслом, без расширителя и, без воздушной или газовой подушки, что исключает контакт масла с окружающей средой и позволяет исключить увлажнение, окисление и шламообразование масла; трансформаторы ТМГ практически не требуют расходов на их обслуживание в эксплуатации, не нуждаются в профилактических ремонтах и ревизиях в течении всего срока эксплуатации; меньшие габаритные размеры, что является актуальным при дефиците внутрицеховой площади.

3.2 Выбор 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.

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		26

Существует связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора $S_{т.э}$ цеховой ТП и плотностью σ электрической нагрузки цеха [10], эта связь приведена в таблице 3.1.

Таблица 3.1

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

Плотность электрической нагрузки цеха определяется по формуле:

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

где S_p – расчетная электрическая нагрузка цеха, кВ·А;

$F_{ц}$ – площадь цеха, м².

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:

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

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

$S_{т.н}$ – номинальная мощность трансформаторов цеховых ТП, кВ·А;

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

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

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

где N_t – число трансформаторов в цехе, принято равным 2.

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

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

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

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

Из анализа выражения (3.5) следует:

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

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

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

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

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

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

Приведем пример расчета ТП для насосной станции, согласно выражениям (3.1) – (3.8).

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

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

$$S_{т.н} \geq \frac{472}{2 \cdot 0,8} = 295 \text{ кВА}.$$

Поэтому принимаем единичную мощность трансформаторов 400 кВА.

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

$$Q_{1p} = \sqrt{(2 \cdot 0,8 \cdot 400)^2 - 472^2} = 433 \text{ квар}.$$

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		28

Так как

$$Q_{1p} > Q_{p.ц}.$$

$$433 > 211 \text{ квар},$$

поэтому нет необходимости на стороне низшего напряжения ТП устанавливать низковольтную конденсаторную батарею.

Фактические коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы ТП

$$K_{з.н} = \frac{\sqrt{472^2 + 211^2}}{2 \cdot 400} = 0,65.$$

$$K_{з.п} = \frac{\sqrt{472^2 + 211^2}}{(2-1) \cdot 400} = 1,30.$$

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

$$S_{p.ц} \cdot L \leq 15000, \quad (3.9)$$

где $S_{p.ц}$ – полная расчетная нагрузка цеха, кВ·А;

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

Проверка выполнения соотношения (3.9) при установке низковольтных распределительных пунктов (РПН) представлена в таблице 3.2.

Таблица 3.3 - Обоснование установки низковольтных распределительных пунктов

Номер цеховой ТП	Номер РПН	$S_{p.ц} \cdot L$, кВ·А·м
7	1	$130 \cdot 108 = 14040$
11	2	$76 \cdot 24 = 1824$
12	3	$222 \cdot 42 = 9324$
25	4	$54 \cdot 152 = 8208$

Выбор остальных цеховых трансформаторных подстанций, выполненный по выражениям (3.1) – (3.8), представим в таблице 3.3.

Выводы по разделу три

В данном разделе по результатам расчета электрических нагрузок выбрано 30 трансформаторных подстанций на базе трансформаторов ТМГ мощностью 400, 630 и 1000 кВ·А.

Таблица 3.3 – Выбор числа и мощности трансформаторных подстанций

Наименование цехов, подразделений	Кат. над.	P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА	F _ц , м ²	σ, кВА/м ²	S _{эт} , кВА	Номер ТП	тип тр-ра	S _{ном} , кВА	N _{тр} в ТП	N _{ТП}	K _{зт доп}	Q _{1р} , квар	Q ₁ , квар	Q _{ку} , квар	K _{зт-н}	K _{зт-п/ав}	ΔP _{хх} , кВт	ΔP _{кз} , кВт	I _{хх} , %	U _{кз} , %	ΔP _т , кВт	ΔQ _т , квар	P _р +ΔP _т , кВт	Q ₁ +ΔQ _т , квар	S _р , кВА			
1 Литейный цех	2	4657	3854	6045	24160	0,25	1000																							
Итого:		4657	3854	6045	24160	0,25	1000	1-3	ТМГ	1000	2	3	0,8	1162	1162	2692	0,80	1,40*	1,4	10,8	0,6	5,5	50	247	4707	1409	4914			
2 Блок цехов	2	10029	8983	13464	96348	0,16	1000																							
9 Тарный цех	3	91	92	130	1768	0,07	2500	РПН-1																						
Итого:		10029	8983	13464	96348	0,16	1000	4-10	ТМГ	1000	2	7	0,8	4985	4985	3998	0,80	-	1,4	10,8	0,6	5,5	116	577	10146	5562	11570			
3 Склад красок	3	71	28	76	5504	0,01	100	РПН-2																						
6 Энергоблок	2	574	475	745	3360	0,22	1000																							
Итого:		645	503	818	3360	0,22	1000	11	ТМГ	630	2	1	0,8	775	503	0	0,65	1,30	1,0	7,6	0,6	5,5	8	37	653	540	847			
4 Столовая	3	310	147	343	1176	0,29	1600																							
7 Градирня	3	193	109	222	2080	0,11	630	РПН-3																						
Итого:		503	256	564	1176	0,29	1600	12	ТМГ	630	1	1	0,9	262	256	0	0,90	-	1,0	7,6	0,6	5,5	7	32	510	288	586			
5 Прессово-кузовной цех	2	7569	6812	10183	70200	0,16	1000																							
Итого:		7569	6812	10183	70200	0,16	1000	13-17	ТМГ	1000	2	5	0,8	2590	2590	4222	0,80	1,40*	1,4	10,8	0,6	5,5	83	412	7652	3002	8220			
8 Главный корпус	2	4613	4359	6347	37800	0,17	1000																							
Итого:		4613	4359	6347	37800	0,17	1000	18-20	ТМГ	1000	2	3	0,8	1326	1326	3033	0,80	1,40*	1,4	10,8	0,6	5,5	50	247	4663	1573	4921			
10 Механосборочный цех	2	5418	4448	7010	35496	0,20	1000																							
Итого:		5418	4448	7010	35496	0,20	1000	21-24	ТМГ	1000	2	4	0,8	3406	3406	1042	0,80	1,40*	1,4	10,8	0,6	5,5	66	330	5485	3736	6636			
11 Склад масел	3	38	37	54	2240	0,02	250	РПН-4																						
14 Краскозаготовительный цех	3	329	292	440	5120	0,09	630																							
Итого:		368	329	494	2240	0,09	630	25	ТМГ	630	1	1	0,9	432	329	0	0,78	1,40*	1,0	7,6	0,6	5,5	6	25	373	354	515			
12 Насосная станция	2	472	211	517	15984	0,04	400																							
Итого:		472	211	517	15984	0,04	400	26	ТМГ	400	2	1	0,8	433	211	0	0,65	1,30	0,7	5,9	1,0	4,5	6	23	478	234	532			
13 Корпус вспомогательных цехов	2	2909	2128	3604	47040	0,08	630																							
Итого:		2909	2128	3604	47040	0,08	630	27-29	ТМГ	630	2	3	0,8	825	825	1303	0,80	1,40*	1,0	7,6	0,6	5,5	35	156	2944	981	3104			
15 Ремонтно-механический цех	2	623	464	777	12800	0,08	630																							
Итого:		623	464	777	12800	0,08	630	30	ТМГ	400	2	1	0,8	146	146	318	0,80	1,40*	0,7	5,9	1,0	4,5	9	31	632	177	656			
Трансформаторы высоковольтных ЭП																														
1 Литейный цех									ЭТМПК	4000	1	4							4,2	23,0	3,2	25,0	109	4512						
Итого по предприятию:																							546	6628	38244	17856				

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

4 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:

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

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

L – длина питающей ГПП воздушной линии, км.

Сборные шины 10 кВ ГПП относятся к системе пятого уровня, тогда согласно усовершенствованному методу упорядоченных диаграмм расчетная активная нагрузка предприятия определяется по формуле [4]

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

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

$\sum_{i=1}^m P_{\text{pi}}^{(3)}$ – суммарная расчетная активная мощность узлов системы электро-

снабжения 3-го уровня, непосредственно питающихся от сборных шин низшего напряжения ГПП, кВт;

$\sum_{i=1}^M k_{\text{наi}} \cdot p_{\text{номи}}$ – суммарная расчетная активная мощность высоковольтных элект-

троприемников, питающихся от сборных шин низшего напряжения ГПП, кВт;

$\sum_{i=1}^L \Delta P_{\text{Ti}}$ – суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых

ТП, кВт;

$\sum_{i=1}^n P_{\text{р.осви}}$ – суммарная расчетная активная мощность цеховой осветительной

нагрузки, кВт;

Коэффициент одновременности максимумов $K_{\text{ом}}$ является функцией числа присоединений к сборным шинам ГПП n (m -число ТП, питающихся от ГПП, M -число высоковольтных электроприемников, подключенных к ГПП) и средневзвешенного коэффициента использования по предприятию $K_{\text{ИА}}$ и приводится в [6].

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		31

Число присоединений $n = m + M = 26 + 18 = 44$; $K_{ИА} = 0,56$, тогда $K_{ОМ} = 0,85$.

Таким образом, по формуле (4.2) получаем

$$P_{р.п.} = 0,85 \cdot (31956 + 15586 + 546) + 6753 = 47627 \text{ кВт.}$$

Тогда рациональное напряжение по выражению (4.1) составит

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{2,2 + 0,016 \cdot 47627} = 120 \text{ кВ.}$$

Предприятие имеет возможность получать питание от районной подстанции с существующими классами напряжений: 35 и 110 кВ. Так как $U_{рац} = 120 \gg 35$ кВ, поэтому, не проводя технико-экономического сравнения вариантов внешнего электроснабжения на 35 и 110 кВ, принимаем напряжение внешнего электроснабжения предприятия равным 110 кВ.

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

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

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

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

$$Q_{эс} = P_{р.п.} \cdot \text{tg}\varphi_{норм},$$

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

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

$$Q_{эс.110} = 47627 \cdot 0,5 = 23814 \text{ квар.}$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП

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

$$\Delta Q_{т.ГПП.110} = 0,07 \cdot \sqrt{47627^2 + 23814^2} = 3727 \text{ квар.}$$

Полная расчетная нагрузка предприятия, необходимая для выбора трансформаторов на ГПП, определяемая по формуле (4.3)

$$S_{р.п.110} = \sqrt{47627^2 + (23814 - 3727)^2} = 51690 \text{ квар.}$$

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.

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		32

Номинальная мощность трансформатора определяется из соотношений:

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

где n – число трансформаторов ГПП;

$k_{з.н}$ – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме.

$$S_{н.т} \geq \frac{51690}{2 \cdot 0,7} = 36921 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Таким образом, принимаем трансформатор ТРДН-40000/110/10/10, технические характеристики которого представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Технические характеристики трансформаторов

$S_{н.т}$, МВ·А	$U_{вн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	$\Delta P_{кз}$, кВт	$\Delta P_{хх}$, кВт	$U_{кз}$, %	$I_{хх}$, %
40	110	10/10	172	36	10,5	0,65

Коэффициент загрузки выбранных трансформаторов

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

$$k_{з.н.110} = \frac{51690}{2 \cdot 40000} = 0,65.$$

Произведем проверку выполнения требований к стойкости трансформатора при ударных толчках током [11, п.6.4.2]. Отношение ударного толчка током к номинальному значению тока трансформатора не должно превышать 1,1 при числе ударных толчков током в сутки от 10 до 1000

$$\frac{I_{уд.т.сш1}}{I_{т.нн.ном}} \leq 1,1. \quad (4.3)$$

где $I_{т.нн.ном}$ – номинальный ток обмотки НН трансформатора, А.

Величина ударного толчка током ДСП определяется по формуле

$$I_{уд.т.сш1} = I'_{р.сш1} + I_{уд.т.дсп}. \quad (4.4)$$

где $I'_{р.сш1}$ – расчетный ток на шинах СШ1 без учёта ДСП, А;

$I_{уд.т.дсп}$ – величину ударного толчка током ДСП, А.

Расчетный ток на шинах СШ1 без учёта ДСП определяется по выражению

$$I'_{p.cш1} = \sqrt{(P'_{p.cш1})^2 + (Q'_{p.cш1})^2}, \quad (4.5)$$

$$P'_{p.cш1} = K'_{ом} \left(\frac{P_{p.дсп}}{4} + \frac{P_{p.сд1}}{2} + \frac{P_{p.сд2}}{2} + \frac{P_{p.ад}}{2} \right), \quad (4.6)$$

$$Q'_{p.cш1} = K'_{ом} \left(\frac{Q_{p.дсп}}{4} + \frac{Q_{p.сд1}}{2} + \frac{Q_{p.сд2}}{2} + \frac{Q_{p.ад}}{2} \right). \quad (4.7)$$

Величина ударного толчка током ДСП определяется из условия, что толчки тока ДСП не превышают 3,5-кратного значения номинального тока [12, п.7.5.45]

$$I_{уд.т.дсп} = 3,5 \frac{P_{н.дсп}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi}, \quad (4.8)$$

где $P_{н.дсп}$ – номинальная мощность ДСП, Вт.

Номинальный ток обмотки НН трансформатора ГПП, вычисляется по формуле

$$I_{т.нн.ном} = \frac{S_{н.т}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot 2}, \quad (4.9)$$

где $S_{н.т}$ – номинальная мощность трансформатора ГПП, В·А.

Результаты расчетов по выражениям (4.3) – (4.9) представим в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Оценка стойкости трансформатора при ударных толчках током

$P'_{p.cш1}$, кВт	$Q'_{p.cш1}$, квар	$K'_{ом}$	$I'_{p.cш1}$, А	$P_{н.дсп}$, кВт	$I_{уд.т.дсп}$, А	$I_{уд.т.сш1}$, А	$I_{т.нн.ном}$, А	$\frac{I_{уд.т}}{I_{т.нн.ном}}$
5918	3841	0,9	386	2500	594	980	1155	0,85

Как следует из таблицы 4.2, отношение ударного толчка током к номинальному значению тока трансформатора равно 0,85 и не превышает 1,1 при числе ударных толчков током в сутки от 10 до 1000, принимаем трансформаторы ГПП типа ТРДН-40000/110/10/10.

Выводы по разделу четыре

В данном разделе по формуле Стилла определено рациональное напряжение внешнего электроснабжения предприятия $U_{рац} = 120$ кВ, а также выбраны два трансформатора типа ТРДН-40000/110/10/10.

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		34

5 РАСЧЕТ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Ввиду отсутствия транзита мощности подстанцию предприятия можно отнести к категории тупиковых, поэтому принимаем схему внешнего электроснабжения – два блока с выключателями. Ремонтная перемычка не устанавливается по причине малой протяженности питающих воздушных линий (ВЛ).

На рисунке 5.1 изобразим схему внешнего электроснабжения предприятия на напряжение 110 кВ.

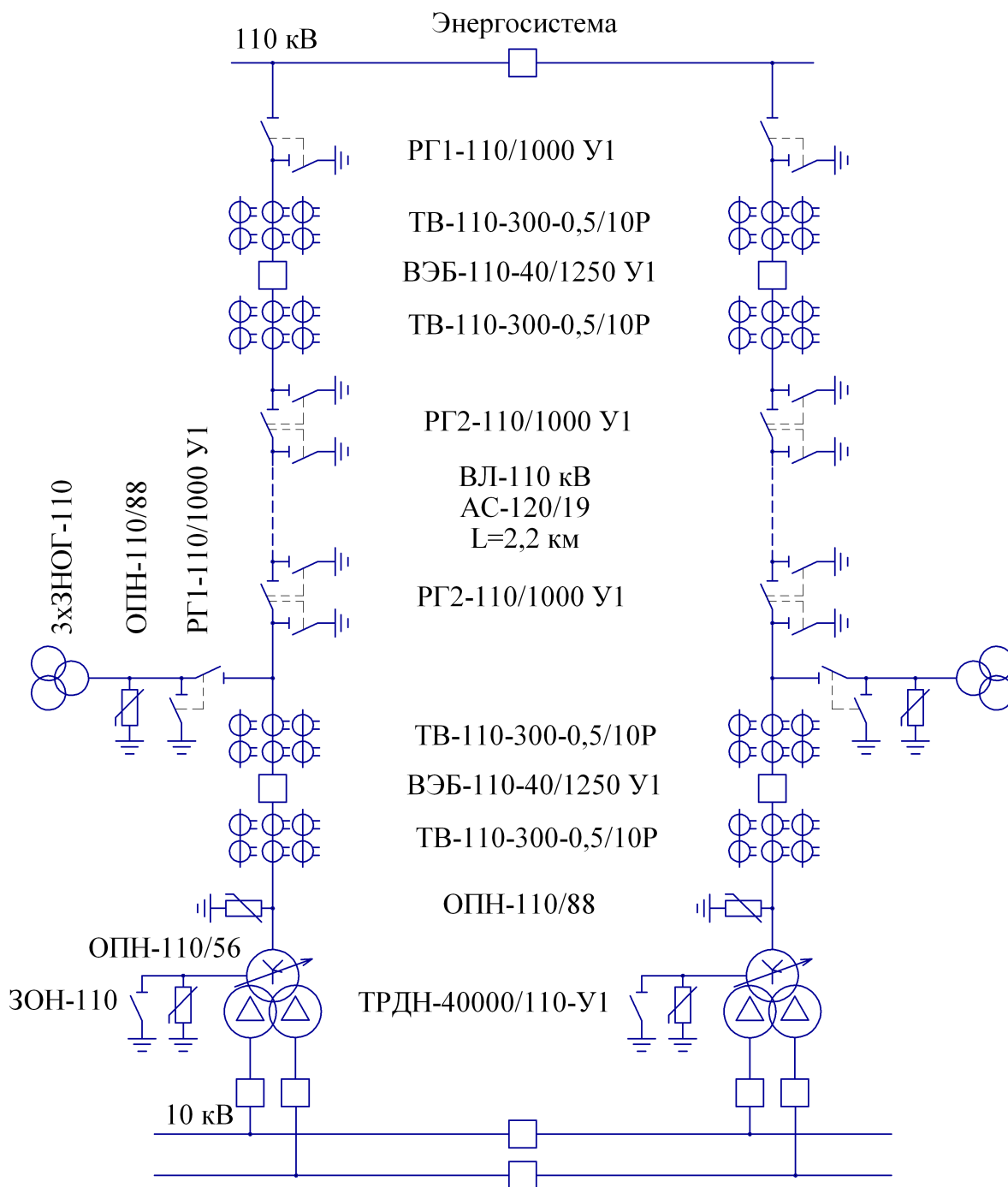


Рисунок 5.1 – Схема внешнего электроснабжения предприятия

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ

Лист

35

5.1 Определение потерь мощности в силовых трансформаторах ГПП

Потери активной мощности в трансформаторах

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

где n - число трансформаторов ГПП;

ΔP_{xx} - потери холостого хода, кВт;

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

$$\Delta P_{Т.110} = 2(36 + 0,65^2 \cdot 172) = 216 \text{ кВт}.$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах

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

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

U_k - напряжение короткого замыкания, %.

$$\Delta Q_{Т.110} = 2 \left(\frac{0,65}{100} 40000 + 0,65^2 \frac{10,5}{100} 40000 \right) = 4027 \text{ квар}.$$

5.2 Выбор ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия

Нагрузка в начале линии

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

$$S_{р.л.110} = \sqrt{(47627 + 216)^2 + 23814^2} = 53442 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Расчетный ток одной цепи линии

$$I_{р.л.} = \frac{S_{р.л.}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_{ном}}.$$

$$I_{р.л.110} = \frac{53442}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 140 \text{ А}.$$

Ток в послеаварийном режиме

$$I_{п} = 2 \cdot I_{р.л.}$$

$$I_{п.110} = 2 \cdot 140 = 280 \text{ А}.$$

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		36

Сечение проводов находим по экономической плотности тока

$$F_3 = \frac{I_{p.л.}}{j_3}$$

где j_3 – экономическая плотность тока, в нашем случае $j_3 = 1,1 \text{ А/мм}^2$ при годовом числе часов использования полчасового максимума активной нагрузки $T_M = 3770 \text{ ч/год}$ [4, 12].

$$F_3 = \frac{140}{1,1} = 127 \text{ мм}^2$$

Окончательно принимаем провод марки АС-120/19.

5.3 Расчет токов короткого замыкания

Исходная схема и схема замещения для расчёта токов короткого замыкания представлена на рисунке 5.2.

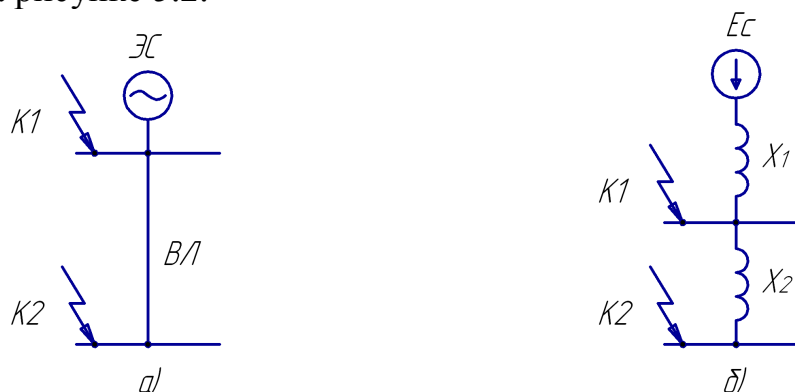


Рисунок 5.2 – Схемы для расчёта токов короткого замыкания:
а) принципиальная схема; б) схема замещения

Определим сопротивление элементов схемы замещения.
Сопротивление системы

$$x_1 = x_c = \frac{S_6}{S_k}$$

где S_6 – базисная мощность, МВ·А;

S_k – мощность короткого замыкания, МВ·А.

$$x_1 = x_c = \frac{1000}{3500} = 0,29$$

Ток короткого замыкания в точке K_1

$$I_{k1} = I_{нт1} = I_{н01} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot x_1}$$

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

13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ

Лист

37

$$I_{k1} = I_{nt1} = I_{п01} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,29} = 17,6 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке 1:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1} \cdot I_{k1}.$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент [5].

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 17,6 = 42,7 \text{ кА.}$$

Сопротивление воздушной линии

$$x_2 = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2}.$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление воздушной линии, Ом/км;

U_6 – базисное напряжение, В.

$$x_2 = \frac{0,43 \cdot 2,2 \cdot 1000}{115^2} = 0,36.$$

Ток короткого замыкания в точке K_2

$$I_{k2} = I_{nt2} = I_{п02} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot (x_1 + x_2)}.$$

$$I_{k2} = I_{nt2} = I_{п02} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot (0,29 + 0,36)} = 14,1 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке 2:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot k_{уд2} \cdot I_{k2}.$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент [5].

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 14,1 = 35,8 \text{ кА.}$$

5.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры

Выключатели выбираются по условиям [5]:

– по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (5.1)$$

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		38

– по номинальному току

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}} ; \quad (5.2)$$

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

Ток утяжеленного режима цепей питающих линий

$$I_{\text{max}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} ; \quad (5.3)$$

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

$$I_{\text{п,т}} \leq I_{\text{отк.ном}} ; \quad (5.4)$$

– по электродинамической стойкости

$$I_{\text{п,0}} < I_{\text{пр.скв.}} = I_{\text{дин.}} ; \quad (5.5)$$

$$i_y \leq i_{\text{пр.скв.}} = i_{\text{дин.}} ; \quad (5.6)$$

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

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

$$i_{\text{а,т}} \leq i_{\text{а,ном}} ; \quad (5.7)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ вычисляется по формуле:

$$i_{\text{а,т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п,0}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а}}}} , \quad (5.8)$$

где τ – время от начала КЗ до прекращения соприкосновения контактов, с;
 $T_{\text{а}}$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей КЗ, [5].

Расчетное время

$$\tau = t_{\text{р.з.мин}} + t_{\text{с.в}} ; \quad (5.9)$$

где $t_{\text{р.з.мин}}$ – минимальное время действия релейной защиты, с;

$t_{\text{с.в}}$ – собственное время отключения выключателя, с.

Завод-изготовитель [2] гарантирует выключателю аperiodическую составляющую в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк,ном} \quad (5.10)$$

– по термической стойкости к тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (5.11)$$

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

Полный тепловой импульс

$$B_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (5.12)$$

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

Время от начала короткого замыкания до его отключения

$$t_{отк} = t_{р.з.} + t_{о.в.} \quad (5.13)$$

где $t_{р.з.}$ – время действия основной защиты трансформатора, с;

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

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [2] выбранных выключателей по выражениям (5.1) – (5.13) представим в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Выбор выключателей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ВЭБ-110-40/1250
$U_{ном} \geq U_{уст}$;	$U_{уст} = 110,0$ кВ;	$U_{ном} = 110,0$ кВ;
$I_{ном} \geq I_{max}$;	$I_{max} = 293,9$ А;	$I_{ном} = 1250,0$ А;
$I_{отк,ном} \geq I_{п,\tau}$;	$I_{п,0} = 17,6$ кА;	$I_{отк} = 40,0$ кА;
$i_{a,ном} \geq i_{a,\tau}$;	$i_{a,\tau} = 7,1$ кА;	$i_{a,ном} = 22,6$ кА;
$I_{пр.скв.} \geq I_{п,0}$;	$I_{п,0} = 17,6$ кА;	$I_{пр.скв} = 40,0$ кА;
$i_{пр.скв.} \geq i_{дин.}$;	$i_y = 35,8$ кА;	$i_d = 102,0$ кА;
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$.	$B_k = 583,6$ $кА^2 \cdot с$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ $кА^2 \cdot с$;

Разъединители выбираются, согласно условиям [5]:

- по конструкции, роду установки;
- по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном} ; \quad (5.14)$$

– по номинальному току

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}} ; \quad (5.15)$$

– по электродинамической стойкости:

$$I_{\text{п,0}} < I_{\text{пр.скв.}} = I_{\text{дин.}} ; \quad (5.16)$$

$$i_y \leq i_{\text{пр.скв.}} = i_{\text{дин.}} ; \quad (5.17)$$

– по термической стойкости:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} ; \quad (5.18)$$

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [13] выбранных разъединителей по выражениям (5.14) – (5.18) представим в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Выбор разъединителей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные РГ-110/1000УХЛ1
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} ;$	$U_{\text{уст}} = 110,0 \text{ кВ};$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ};$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}} ;$	$I_{\text{max}} = 293,9 \text{ А};$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А};$
$i_{\text{пр.скв.}} \geq i_{\text{дин.}} ;$	$i_y = 42,7 \text{ кА};$	$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА};$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k .$	$B_k = 583,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

Выбор трансформаторов напряжения представим в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Выбор трансформаторов напряжения

Прибор и место его установки		Тип	Мощ-ть одной обм-ки, ВА	Число обм-к	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая мощность	
								P ₂ , Вт	Q ₂ , вар
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 [14]	1,5	2	0,8	0,6	1	0,8	0,6
Итого								3,8	3,6
ЗНОГ-110У1 [15]								S _{2Σ} = 5,2 ВА	
U _{1ном} = 110 кВ									
S _{2,кл.т.чн.0,5} = 300 ВА		S _{2,кл.т.чн.0,5} = 3 · 100 = 300 > S _{2Σ}							

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.

Для защиты оборудования главной понизительной подстанции предприятия от перенапряжений выбираем по каталогу [16] следующие ограничители перенапряжения: ОПН-110/56, ОПН-110/88.

Выводы по разделу пять

В данном разделе произведен выбор проводниковой и коммутационно-измерительной аппаратуры для реализации схемы внешнего электроснабжения, именно: провода воздушной линии приняты типа АС-120/19, коммутационно-измерительная аппаратура с элегазовой изоляцией выбрана типа ВЭБ-110-40/1250У3, РГ-110/1000УХЛ1, ЗНОГ-110У1.

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		42

6 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ. ВЫБОР ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ

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

6.1 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 [17, п.5.3] распределительную сеть предприятия выполним на напряжении 10 кВ, так как отсутствует нагрузка на напряжение 6 кВ.

6.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия

Распределительное устройство (РУ) 10 кВ двухтрансформаторной ГПП выполняем двумя одиночными секционированными выключателями системами шин подключаемых к расщепленным обмоткам понижающих трансформаторов [17, п.6.3.3]. Электропечные установки и цеховые трансформаторные подстанции подключаем к разным ветвям расщепленной обмотки низкого напряжения сетевого трансформатора [17, п.6.3.13.3]. Синхронные двигатели подключаем к секции сборных шин, от которой питаются специфичные электроприемники [17, п.6.3.13.4].

Питание трансформаторных подстанций может выполняться кабельными линиями как по радиальной, так и по магистральной (к одной магистрали могут быть подключены до трех трансформаторов 1000 кВ·А или два трансформатора мощностью 1600 кВ·А) схеме [17, п.6.3]. Радиальные схемы распределения электроэнергии применяются при нагрузках, расположенных в различных направлениях [17, 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 листе формата А1.

6.3 Конструктивное выполнение электрической сети

Выбор способа распределения электроэнергии зависит от величины электрических нагрузок и их размещения, плотности застройки предприятия, конфигурации технологических, транспортных и других коммуникаций, типа грунта на тер-

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		43

ритории 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 [12]). Поскольку грунт предприятия имеет низкую 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 – полиэтиленовая усиленная оболочка [18].

6.4 Выбор кабельных линий

Сечение кабелей напряжением 10 кВ определяется по экономической плотности тока и проверяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потери напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам КЗ [12].

Расчетный ток, протекающий по кабельной линии в нормальном режиме

$$I_{p.k} = \frac{S_{p.k}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (6.1)$$

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

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

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

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

Например, расчетный ток, протекающий по кабельной линии, питающей ТП-1, определяется по формуле

$$I_{p.k.1} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{N_{T_i} \cdot n} \cdot \frac{\sqrt{(P_{p_i} + \Delta P_{T_i})^2 + (Q_{l_i} + \Delta Q_{T_i})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n},$$

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

ΔP_T , ΔQ_T – потери в трансформаторах ТП (таблица 2.2);

N_T – количество трансформаторов в ТП (таблица 2.2);

n – количество ТП, при магистральном соединении (таблица 2.2)

$$I_{p.k.1} = \frac{1}{2 \cdot 3} \frac{\sqrt{4707^2 + 1409^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} + \frac{1}{2 \cdot 3} \frac{\sqrt{4707^2 + 1409^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} + \frac{1}{2 \cdot 3} \frac{\sqrt{4707^2 + 1409^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 141,8 \text{ А.}$$

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		44

Сечение кабельной линии первоначально определяется по экономической плотности тока

$$F_э = \frac{I_{р.к.}}{j_э}, \quad (6.2)$$

где $j_э$ – экономическая плотность тока, зависящая от типа кабеля и продолжительности использования максимума нагрузки, А/мм².

Ввиду отсутствия в ПУЭ [12, табл.1.3.36] информации об экономической плотности тока, соответствующей кабелям с изоляцией из сшитого полиэтилена, экономическая плотность тока для указанных выше кабелей определяется как для кабелей с резиновой и пластмассовой изоляцией. Поэтому для кабелей с алюминиевыми жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена при числе часов использования максимума нагрузки $T_m=4960$ ч/год экономическая плотность тока равна $j_э=1,7$ А/мм², а сечение кабельной линии определяется по формуле

$$F_{э1} = \frac{141,8}{1,7} = 83 \text{ мм}^2.$$

По результату расчета выбирается кабель, имеющий ближайшее стандартное сечение по отношению к $F_э$, поэтому принимаем кабель типа АПвПу-10 (3х95) с параметрами: длительно-допустимый ток $I_{доп} = 233$ А, удельные сопротивления: $r_0=0,320$ Ом/км, $x_0=0,092$ Ом/км.

Фактический допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки равен

$$I_{доп.ф} = K_n \cdot K_t \cdot I_{доп} > \frac{I_{р.к.}}{n_k}; \quad (6.3)$$

где K_n – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [12];

K_t – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [12];

n_k – число запараллеленных кабелей в кабельной линии.

$$I_{доп.ф.1} = 0,85 \cdot 1,00 \cdot 233 = 198,1 > \frac{141,1}{1} = 141,8 \text{ А.}$$

Условие выполнено.

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

$$I_{ав} = 2 \cdot I_{р.к.} \quad (6.4)$$

$$I_{ав1} = 2 \cdot 141,8 = 283,6 \text{ А.}$$

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		45

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I'_{ав} = K_{ав} \cdot I_{доп.ф}, \quad (6.5)$$

где $K_{ав}$ – коэффициент перегрузки.

$$I'_{ав} = 1,17 \cdot 198,1 = 231,7 \text{ А.}$$

Осуществим проверку по току перегрузки:

$$I'_{ав} \geq \frac{I_{ав}}{n_k}, \quad (6.6)$$

$$231,7 < 283,6 \text{ А.}$$

Значит, выбранный кабель не проходит проверку по току перегрузки, поэтому принимаем решение увеличить сечение кабеля до АПвПу-10 (3x150) с параметрами: длительно-допустимый ток $I_{доп} = 300 \text{ А}$, удельные сопротивления: $r_0 = 0,206 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,085 \text{ Ом/км}$.

Тогда

$$I_{доп.ф.1} = 0,85 \cdot 1,00 \cdot 300 = 255,0 > \frac{141,8}{1} = 141,8 \text{ А.}$$

$$I'_{ав} = 1,17 \cdot 255,0 = 298,4 > 283,6 \text{ А.}$$

Условие выполнено.

Потеря напряжения в кабельной линии

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot L + Q_1 \cdot x_0 \cdot L}{n_k \cdot U_n^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{доп} = 5\%, \quad (6.7)$$

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

$$\Delta U_1 = \frac{2354 \cdot 10^3 \cdot 0,206 \cdot 0,314 + 704 \cdot 10^3 \cdot 0,085 \cdot 0,314}{(10 \cdot 10^3)^2} \cdot 100\% = 0,34 < 5\%.$$

Полученные сечения кабелей используются при расчете токов короткого замыкания, после которого определяется сечение кабеля F_T по термической стойкости к токам короткого замыкания. Расчет кабельных линий, произведенный по выражениям (6.1) – (6.7) представлен в таблице 6.1.

Выводы по разделу шесть

Внутризаводская схема электроснабжения выполнена по смешанной схеме обеспечивающей оптимальные режимы работы электрической сети, надлежащее качество электроэнергии и надежность.

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		46

7 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 7.1.

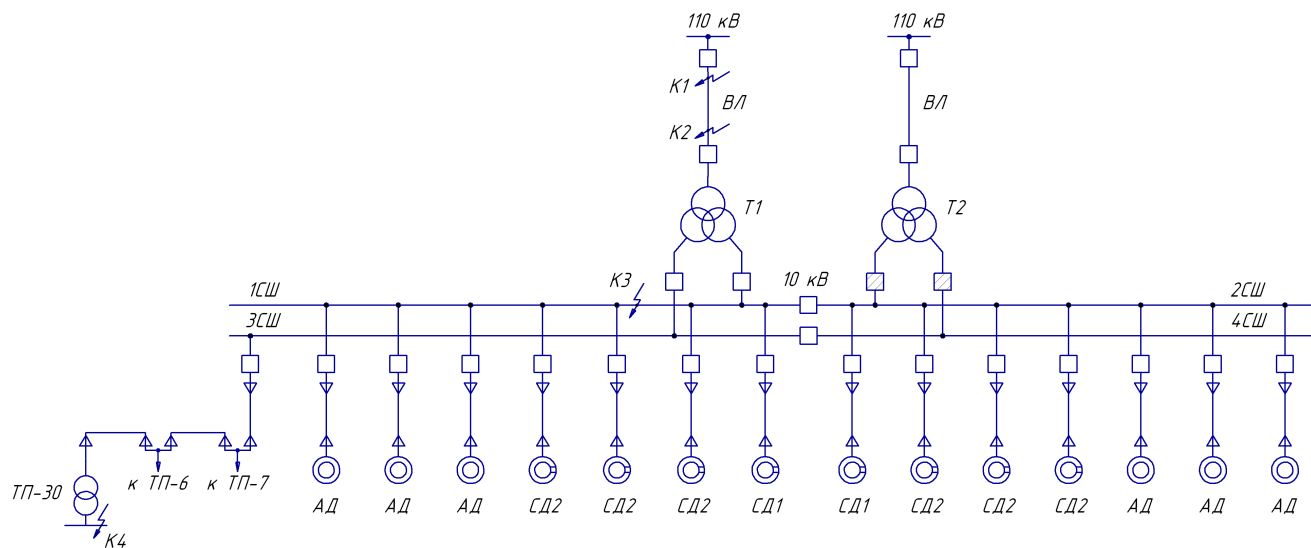


Рисунок 7.1 – Схема для расчетов токов короткого замыкания

Расчёт токов КЗ производим в следующих точках:

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

При определении токов КЗ в точках K_1 и K_2 подпитку от синхронных двигателей можно не учитывать. В подпитке точки K_3 участвуют синхронные двигатели, подключенные к обеим секциям. При определении тока КЗ в точке K_4 в качестве источника рассматривается только энергосистема, а подпитка от электродвигателей напряжением 10 кВ не учитывается.

Для расчета токов КЗ по схеме электроснабжения предприятия (рисунок 7.1) составляется схема замещения (рисунок 7.2).

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ

Лист

48

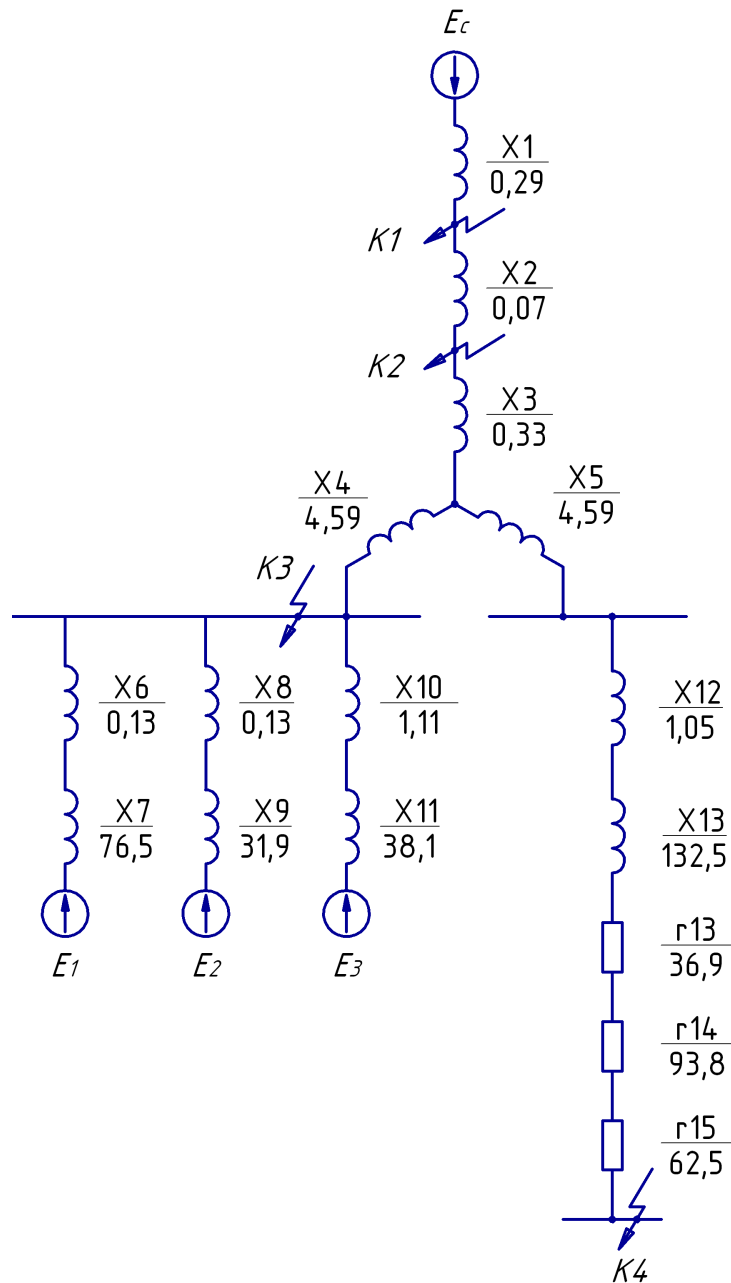


Рисунок 7.2 – Схема замещения для токов КЗ

Найдем параметры схемы замещения в относительных единицах при $S_0 = 1000$ МВА и, принимая за базисное напряжение той ступени, на которой произошло короткое замыкание.

Сопротивление системы

$$x_1 = x_c = \frac{S_0}{S_c}, \quad (7.1)$$

где S_c – мощность короткого замыкания на шинах системы, МВ·А.

$$x_1 = x_c = \frac{1000}{3500} = 0,29.$$

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

13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ

Сопротивление воздушных линий (ВЛ)

$$x_2 = x_{л} = x_{0\text{вл}} \cdot L_{\text{вл}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср1}}^2}, \quad (7.2)$$

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

$L_{\text{вл}}$ – длина ВЛ, км;

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

S_6 – базисная мощность, МВ·А.

$$x_2 = x_{л} = 0,43 \cdot 2,2 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,07.$$

Сопротивление трансформатора ГПП

$$x_{т} = \frac{U_{к}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{н.т}}, \quad (7.3)$$

где $U_{к}$ – напряжение короткого замыкания;

$S_{н.т}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

$$x_{т} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 2,63.$$

Сопротивление обмотки высокого напряжения

$$x_3 = 0,125 \cdot x_{т}. \quad (7.4)$$

$$x_3 = 0,125 \cdot 2,63 = 0,33.$$

Сопротивление обмоток низкого напряжения

$$x_4 = x_5 = 1,75 \cdot x_{т}. \quad (7.5)$$

$$x_4 = x_5 = 1,75 \cdot 2,63 = 4,59.$$

Сопротивление кабельной линии

$$x_{\text{кл}} = \frac{1}{n_{\text{кл}}} \cdot x_{0\text{кл}} \cdot L_{\text{кл}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср2}}^2}, \quad (7.6)$$

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

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

$L_{\text{кл}}$ – длина КЛ, км;

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

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		50

$$x_{12} = \frac{1}{1} \cdot 0,104 \cdot (0,348 + 0,152 + 0,614) \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 1,05.$$

Аналогичным образом по выражению (7.6) рассчитываются сопротивления остальных кабельных линий, изображенных на рисунке 7.2, результаты расчета представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Расчет сопротивлений кабельных линий

	x_6	x_8	x_{10}	x_{12}
x_0 , Ом/км	0,104	0,104	0,104	0,104
L , км	0,142	0,142	1,172	1,114
x , о.е.	0,13	0,13	1,11	1,05

Сопротивление синхронных двигателей:

$$x_d = \frac{1}{n_d} \cdot \frac{1}{I_{\text{пуск}}} \cdot \frac{S_6 \cdot \cos \varphi \cdot \eta}{P_d}, \quad (7.7)$$

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

P_d – номинальная активная мощность двигателя, кВт.

$$x_7 = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{5} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3 \cdot 0,85 \cdot 0,90}{1000} = 76,5.$$

$$x_9 = \frac{1}{6} \cdot \frac{1}{5} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3 \cdot 0,85 \cdot 0,90}{800} = 31,9.$$

$$x_{11} = \frac{1}{6} \cdot \frac{1}{5} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3 \cdot 0,80 \cdot 0,90}{630} = 38,1.$$

В сети напряжением ниже 1 кВ необходимо учитывать активные сопротивления.

Полное сопротивление трансформатора цеховой ТП-30:

$$z_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{н.т}}. \quad (7.8)$$

где U_k – напряжение короткого замыкания, %;

$S_{н.т}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

$$z_9 = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1000} = 55. \quad (7.9)$$

Активное сопротивление трансформатора

$$r_T = \Delta P_K \cdot \frac{S_6}{S_{HT}^2}, \quad (7.10)$$

где ΔP_K – потери короткого замыкания трансформатора, Вт.

$$r_{12} = 5,9 \cdot \frac{1000}{400^2} = 36,9.$$

Индуктивное сопротивление трансформатора

$$x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2}. \quad (7.11)$$

$$x_{12} = \sqrt{137,5^2 - 36,9^2} = 132,5.$$

Согласно [17, п.8.6.1] для распределительных устройств цеховых ТП переходное сопротивление контактов можно принять $r_k = 0,015$ Ом, тогда

$$r_{13} = r_k \cdot \frac{S_6}{U_6^2}. \quad (7.12)$$

$$r_{13} = 0,015 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 93,8.$$

Активное сопротивление дуги в месте КЗ

$$r_{14} = r_d \cdot \frac{S_6}{U_6^2}. \quad (7.13)$$

$$r_{14} = 0,005 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 31,3.$$

Для расчета тока короткого замыкания в точке К₃ приведем схему замещения (рисунок 7.2) к виду рисунка 7.3.

Сопротивления элементов, представленных на схеме замещения, изображенной на рисунке 7.3, определим по выражениям

$$X_{16} = X_1 + X_2 + X_3 + X_4. \quad (7.14)$$

$$X_{17} = X_6 + X_7. \quad (7.15)$$

$$X_{18} = X_8 + X_9. \quad (7.16)$$

$$X_{19} = X_{10} + X_{11}. \quad (7.17)$$

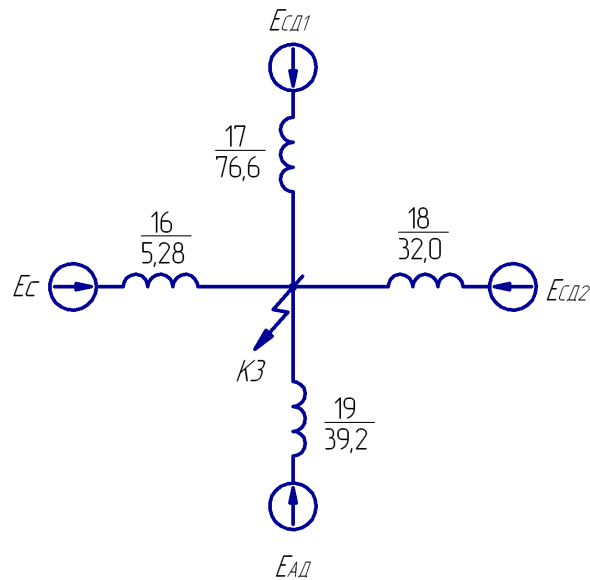


Рисунок 7.3 – Схема замещения для расчета КЗ в точке К₃

$$x_{16} = 0,29 + 0,07 + 0,33 + 4,59 = 5,28 .$$

$$x_{17} = 0,13 + 76,5 = 76,6 .$$

$$x_{18} = 0,13 + 31,9 = 32,0 .$$

$$x_{19} = 1,11 + 38,1 = 39,2 .$$

Базисный ток

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} . \quad (7.18)$$

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

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви

$$I_c = \frac{E_c}{x_{16}} \cdot I_6 . \quad (7.19)$$

$$I_{CD1} = \frac{E_{CD1}}{x_{17}} \cdot I_6 . \quad (7.20)$$

$$I_{CD2} = \frac{E_{CD2}}{x_{18}} \cdot I_6 . \quad (7.21)$$

$$I_{AD} = \frac{E_{AD}}{x_{19}} \cdot I_6 . \quad (7.22)$$

$$I_c = \frac{1}{5,28} \cdot 55 = 10,4 \text{ кА} .$$

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

13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ

Лист

53

$$I_{CD1} = \frac{1,1}{76,6} \cdot 55 = 0,8 \text{ кА.}$$

$$I_{CD2} = \frac{1,1}{32,0} \cdot 55 = 1,9 \text{ кА.}$$

$$I_{AD} = \frac{0,9}{39,2} \cdot 55 = 1,3 \text{ кА.}$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке К₃

$$I_{кз3/0'} = I_c + I_{CD1} + I_{CD2} + I_{AD}. \quad (7.23)$$

$$I_{кз3/0'} = 10,4 + 0,8 + 1,9 + 1,3 = 14,4 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k, \quad (7.24)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент [5].

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 14,4 = 38,6 \text{ кА.}$$

Мощность короткого замыкания в точке К₃

$$S_{кз3} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_k. \quad (7.25)$$

$$S_{кз3} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 14,4 = 261 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Определим ток короткого замыкания в точке К₄.

Суммарное активное сопротивление

$$r_\Sigma = r_{13} + r_{14} + r_{15}. \quad (7.26)$$

$$r_\Sigma = 36,9 + 93,8 + 62,5 = 193,1.$$

Суммарное индуктивное сопротивление

$$x_\Sigma = x_{12} + x_{13} + x_{16}. \quad (7.27)$$

$$x_\Sigma = 1,05 + 132,5 + 8,31 = 138,8.$$

Полное сопротивление

$$z_\Sigma = \sqrt{r_\Sigma^2 + x_\Sigma^2}. \quad (7.28)$$

$$z_\Sigma = \sqrt{193,1^2 + 138,8^2} = 237,8.$$

Мощность короткого замыкания в точке К₄

$$S_{кз4} = \frac{S_6}{Z_4}. \quad (7.29)$$

$$S_{кз4} = \frac{1000}{237,8} = 4,2 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

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

$$I_{к4} = \frac{S_{к4}}{\sqrt{3} \cdot U_6}. \quad (7.30)$$

$$I_{к4} = \frac{4,2}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 6,1 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К₄

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k, \quad (7.31)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент [5].

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 6,1 = 13,7 \text{ кА}.$$

Результаты расчета токов короткого замыкания, выполненные по выражениям (7.1) – (7.31), представим в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	Напряжение $U_{ср}$ расчетной точки, кВ	I_k , кА	$i_{уд}$, кА	Мощность КЗ ступени, МВ·А
К ₁	115	17,6	42,7	3500
К ₂	115	14,1	35,8	2809
К ₃	10,5	14,4	38,6	261
К ₄	0,4	6,1	13,7	4,2

Выводы по разделу семь

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

8 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ СХЕМ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Путем технико-экономического сравнения вариантов, определим целесообразность двух вариантов подключения трансформаторных подстанций, а именно:

1 Магистральная схема подключения цеховых трансформаторных подстанций: ГПП–ТП13–ТП14–ТП15, изображена на рисунке 8.1.

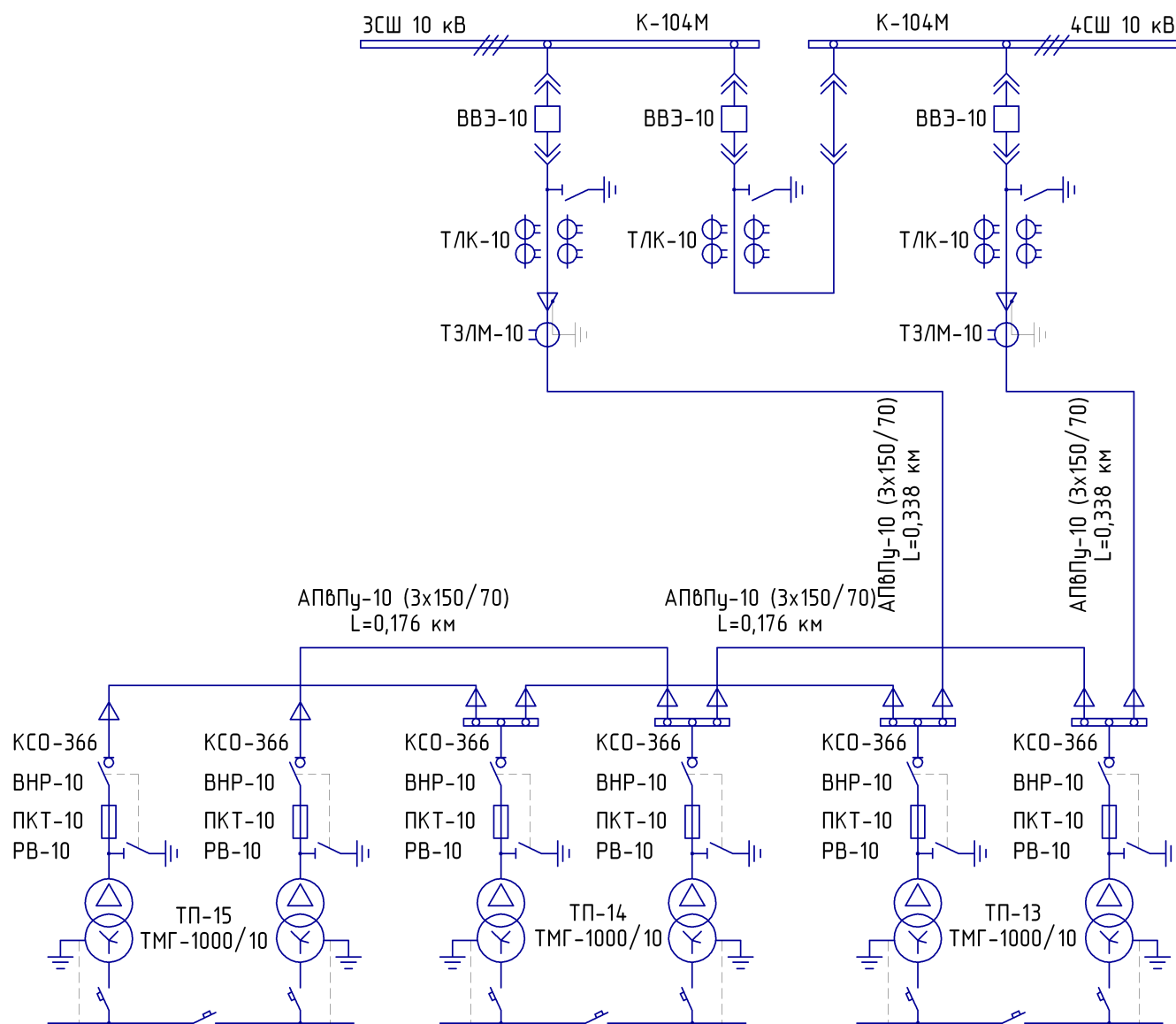


Рисунок 8.1 – Магистральная схема (I вариант)

2 Радиальная схема подключения цеховых трансформаторных подстанций: ГПП–ТП13, ГПП–ТП14, ГПП–ТП15, изображена на рисунке 8.2.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ

Лист

56

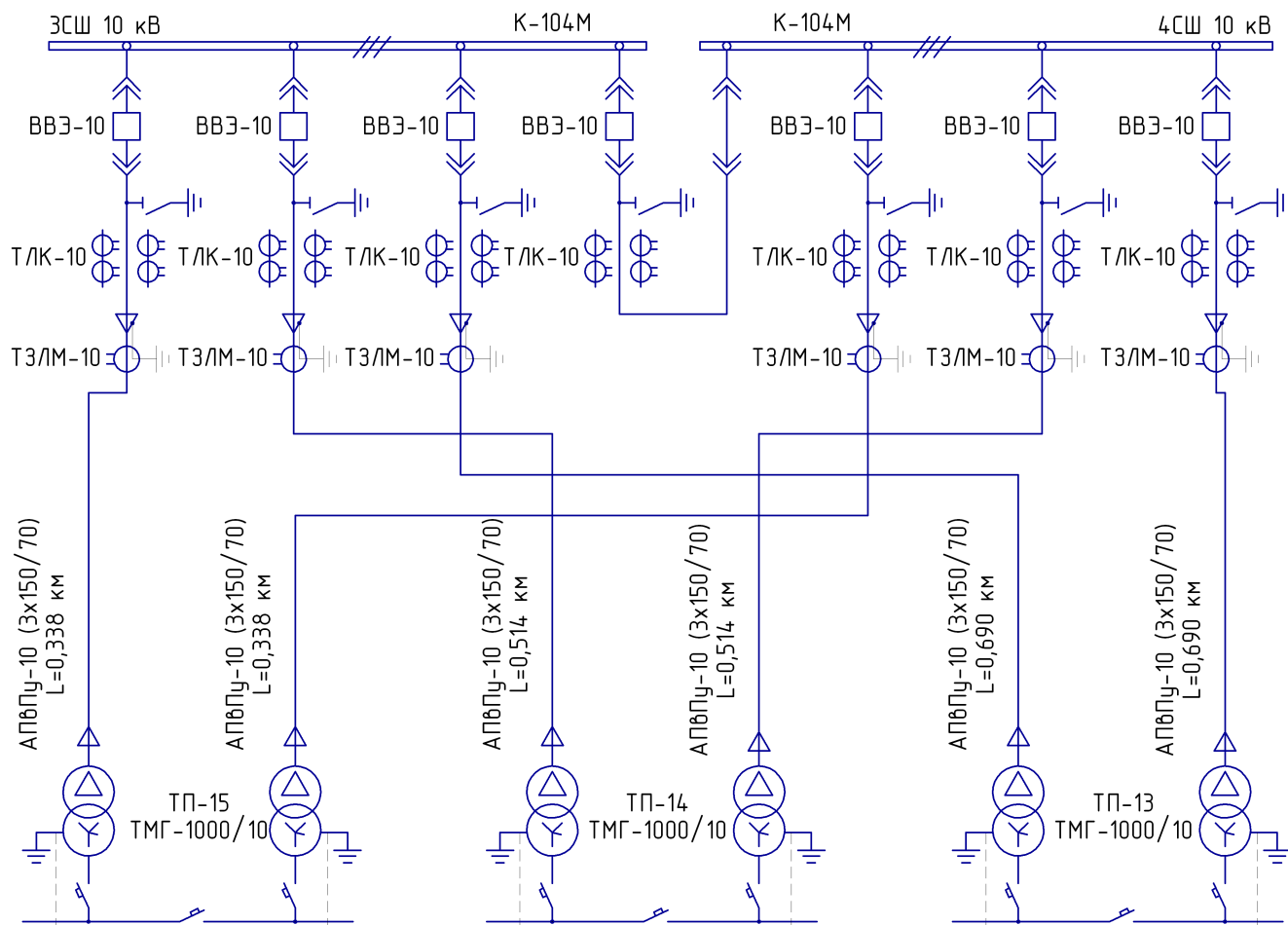


Рисунок 8.2 – Радиальная схема (II вариант)

8.1 Выбор кабельных линий

Кабельные линии для I варианта были определены ранее в таблице 6.1. Проверим выбранные кабели по термической стойкости к токам короткого замыкания.

Максимальный допустимый ток короткого замыкания в течении времени $t_{кз}$ для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена определяется по выражению

$$\frac{I_{1.доп}}{\sqrt{t_{кз}}} \geq I_{кз}, \quad (8.1)$$

где $I_{1.доп}$ – допустимый ток односекундного короткого замыкания кабелей, кА;
 $t_{кз}$ – длительность короткого замыкания, с.

После преобразования выражения (8.1), расчетное значение односекундного тока будет определяться по формуле

$$I_{1р} = I_{кз} \cdot \sqrt{t_{кз}} \leq I_{1.доп}. \quad (8.2)$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ

Длительность короткого замыкания

$$t_{к.з} = t_{р.з} + t_{о.в} + T_a, \quad (8.3)$$

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

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

T_a – время протекания апериодической составляющей тока КЗ, с.

Рассчитаем длительность короткого замыкания для КЛ, питающей ТП, по формуле (8.3)

$$t_{к.з}^{ГПП-ТП} = 0,5 + 0,06 + 0,12 = 0,68 \text{ с.}$$

Тогда расчетное значение односекундного тока, определяемое по формуле (8.2) составит

$$I_{1р}^{ГПП-ТП} = 14,4 \cdot \sqrt{0,68} = 11,8 \text{ кА.}$$

По данному значению определим минимальное возможное сечение жилы и сечение экрана кабеля по термической стойкости, которые соответственно равны:

$$F_{т.с.}^ж = 150 \text{ мм}^2 \text{ и } F_{т.с.}^э = 70 \text{ мм}^2 [18].$$

В таблицу 8.1 запишем площади термически устойчивых сечений кабелей, определенные по формулам (8.1) – (8.3).

Таблица 8.1 – Термически устойчивые сечения кабелей для I варианта

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 – ТП13	150	150	АПвПу-10 (3x150/70)
ТП13 – ТП14	70	150	АПвПу-10 (3x150/70)
ТП14 – ТП15	35	150	АПвПу-10 (3x150/70)

Так как наибольшее сечение кабельной линии на головном участке при магистральном соединении цеховых трансформаторных подстанций составляет 150 мм², а термически стойкое сечение кабеля составляет 150 мм², то несложно заметить, что сечение кабельных линий при радиальном подключении цеховых трансформаторных подстанции (вариант II) составит 150 мм².

8.2 Расчет потерь электроэнергии в кабельных линиях

Потери электрической энергии в кабельных линиях определяются по выражению

$$\Delta A_{л} = n \cdot (3 \cdot I_{р.л}^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot \tau), \quad (8.4)$$

где n – число кабельных линий;

$I_{р.л}$ – расчетный ток кабельной линии, А;

r_0 – удельное активное сопротивление кабельной линии, Ом/км;

L – расстояние от ГПП предприятия до ТП, км.

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

Годовое число часов максимальных потерь

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

где T_m – годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки, ч/год [5].

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4960}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 3367 \frac{\text{ч}}{\text{год}}.$$

Определим потери электрической энергии в кабельных линиях на примере кабельной линии ГПП–ТП13 (вариант I)

$$\Delta A_{\text{л}} = 2 \cdot (3 \cdot 142,4^2 \cdot 0,206 \cdot 0,338 \cdot 3367) = 28516 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год}.$$

Аналогичные расчеты по выражению (8.4) проводим для всех рассматриваемых кабельных линий, а результаты представим в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Расчет потерь электроэнергии в кабельных линиях

Наименование КЛ	n	$I_{\text{р.л}}, \text{А}$	$r_0, \text{Ом/км}$	$L, \text{км}$	$\Delta A_{\text{л}}, \frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{год}}$
Вариант I					
ГПП – ТП13	2	142,4	0,206	0,338	28516
ТП13 – ТП14	2	94,9	0,206	0,176	6599
ТП14 – ТП15	2	47,5	0,206	0,176	1650
Всего по варианту I					35116
Вариант II					
ГПП – ТП13	2	47,5	0,206	0,338	3168
ГПП – ТП14	2	47,5	0,206	0,514	4818
ГПП – ТП15	2	47,5	0,206	0,690	6468
Всего по варианту II					7987

8.3 Выбор электрооборудования

8.3.1 Выбор ячеек отходящих от ГПП кабельных линий

На ГПП устанавливаются ячейки двустороннего обслуживания типа К-104М. Конструктивной особенностью данных шкафов является размещение сборных шин в нижней части шкафов, а линейного отсека над ними. Такая компоновка позволяет оператору удобно работать с любым аппаратом, расположенным в линейном отсеке (измерительными трансформаторами тока, заземляющими разъединителями), а также удобно разделять и обслуживать силовые кабели [19].

Ячейки К-104М комплектуются вакуумными выключателями типа ВВЭ-10, трансформаторами тока ТЛК-10, трансформаторами тока нулевой последовательности ТЗЛМ-10.

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные ячеек К-104М представлены в таблице 8.3 на примере выбора ячейки отходящей кабельной линии ГПП-ТП13 (вариант I).

Таблица 8.3 – Выбор ячейки отходящей кабельной линии ГПП-ТП13

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные К-104М
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 284,8 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630,0 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} \geq i_y$	$i_y = 38,6 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$	$B_k = 140,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Аналогичные ячейки КРУ принимаются для остальных отходящих от ГПП кабельных линий как для варианта I, так и для варианта II.

8.3.2 Выбор ячеек, устанавливаемых на вводах цеховых ТП

На вводах магистрально подключенных цеховых ТП (вариант II) принимаем к установке камеры сборные одностороннего обслуживания серии КСО-366-4н-2УЗ, которые комплектуются выключателями нагрузки с предохранителями типа ВНР-10 (с ручным приводом ПР-17) и разъединителями серии РВ-10 [20].

Рассмотрим выбор указанных выше коммутационных аппаратов для ТП-13, на которой установлено два трансформатора типа ТМГ-1000.

Рабочий ток в утяжеленном режиме для трансформатора ТМГ-1000:

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

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

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные выключателей нагрузки с предохранителями [20] представлены в таблицах 8.4 и 8.5 соответственно.

Таблица 8.4 – Выбор выключателей нагрузки

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВНР-10/400
1	2	3
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$

Продолжение таблицы 8.4

1	2	3
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 80,8 \text{ A}$	$I_{\text{ном}} = 400,0 \text{ A}$
$i_{\text{дин}} \geq i_y$	$i_y = 38,6 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$	$B_k = 140,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 8.5 – Выбор предохранителей

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ПКТ103-10-100-20У3
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 80,8 \text{ A}$	$I_{\text{ном}} = 100 \text{ A}$
$I_{\text{ном.отк}} \geq I_k$	$I_k = 14,4, \text{ кА}$	$I_{\text{ном.отк}} = 20 \text{ кА}$

8.4 Определение технико-экономических показателей вариантов схем внутреннего электроснабжения предприятия

Годовые приведенные затраты находятся из выражения:

$$Z = \sum_i^n E_i \cdot k_i + C_3, \quad (8.5)$$

где E_i - общие ежегодные отчисления от капитальных вложений;

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

C_3 - стоимость годовых потерь электроэнергии.

$$E_i = E_n + E_{ai} + E_{oi}, \quad (8.6)$$

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

E_{ai} - отчисления на амортизацию;

E_{oi} - расходы на обслуживание.

При проектировании сетей электроснабжения промышленных предприятий стоимость потерь электроэнергии учитывается по двухставочному тарифу [21, 22]:

$$C_3 = \Delta A_{л} \cdot C_0', \quad (8.7)$$

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

$$C_0' = \delta \left(\frac{\alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right); \quad (8.8)$$

где δ - поправочный коэффициент;

α - основная ставка тарифа, $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{мес}}$;

β - стоимость одного кВт·ч электроэнергии, $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$;

$K_M = 1$ - отношение потерь активной мощности предприятия ΔP , в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям ΔP_M активной мощности предприятия;

$$C'_0 = 1,03 \left(\frac{1242,28 \cdot 12 \cdot 1}{3367} + 1,4705 \right) = 6,19 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Стоимость электрооборудования и кабельной продукция принимаем из [23, 24], а результаты технико-экономических расчетов по формулам (8.5) – (8.7) сведен в таблицу 8.6 и 8.7.

Таблица 8.6 – Техничко-экономические показатели I варианта

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Ст-сть ед-цы тыс.руб	k_i , тыс.руб	E_i , 1/год	$k_i \cdot E_i$, тыс.руб/год	Потери ΔA кВтч/год	C_0 , тыс.руб/год	Прив. затр., тыс.руб/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ячейка отходящих линий 10 кВ К-104М с вакуумным выключателем ВВЭ-10	шт	2	815	1630	0,193	315			
Камера КСО-366-4н-2У3 с выключателем нагрузки и предохранителями	шт	6	36	216	0,193	42			
Прокладка двухцепной кабельной линии (КЛ) ГПП-ТП13 марки АП-вПу-10 (3x150/70) в траншее	км	0,338	789	267	0,152	41	28516	177	
Прокладка двухцепной КЛ ТП13-ТП14 марки АП-вПу-10 (3x150/70) в траншее	км	0,176	789	139	0,152	21	6599	41	

Продолжение таблицы 8.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Прокладка двух-цепной КЛ ТП14-ТП15 марки АП-вПу-10 (3x150/70) в траншее	км	0,176	789	139	0,152	21	1650	41	
Всего по варианту				2390		439	36765	258	697

Таблица 8.7 – Технико-экономические показатели II варианта

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Ст-сть ед-цы тыс.руб	k_i , тыс.руб	E_i , 1/год	$k_i \cdot E_i$, тыс.руб/год	Потери ΔA кВтч/год	C_3 , тыс.руб/год	Прив. затр., тыс.руб/год
Ячейка отходящих линий 10 кВ К-104М с вакуумным выключателем ВВЭ-10	шт	6	815	4890	0,193	944			
Прокладка двух-цепной КЛ ГПП-ТП13 марки АП-вПу-10 (3x150/70) в траншее	км	0,338	789	267	0,152	41	3168	20	
Прокладка двух-цепной КЛ ГПП-ТП14 марки АП-вПу-10 (3x150/70) в траншее	км	0,514	789	406	0,152	62	4818	30	
Прокладка двух-цепной КЛ ГПП-ТП15 марки АП-вПу-10 (3x150/70) в траншее	км	0,690	789	544	0,152	83	6468	30	
Всего по варианту				6107		1129	14455	79	1208

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

$$\frac{1208 - 697}{1208} \cdot 100\% = 42,3\%$$

Выводы по разделу восемь

По результатам технико-экономического сравнения вариантов схем соединения цеховых трансформаторных подстанция, принят вариант магистрального соединения цеховых ТП, так как он получился дешевле на 42,3% в сравнении с вариантом радиального подключения цеховых ТП.

9 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

9.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП

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

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

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

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н.}} \cdot 2} \quad (9.1)$$

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 1616,6 \text{ А.}$$

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле

$$B_k = I_{\text{п.0}}^2 \cdot (t_{\text{р.з.}} + t_{\text{о.в.}} + T_a), \quad (9.2)$$

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

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

T_a – время протекания апериодической составляющей тока КЗ, с.

$$B_k = 14,4^2 \cdot (1,4 + 0,06 + 0,12) = 263,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Условия выбора, расчетные параметры сети по формулам (9.1) – (9.2) и каталожные данные ячеек КРУ [19] представлены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Выбор КРУ

Условия выбора [5]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные К-104М
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 1616,6 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500,0 \text{ А}$
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 38,6 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$	$B_k = 263,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

9.2 Выбор выключателей КРУ

Подробный выбор выключателя на вводе в КРУ рассмотрен в таблице 9.2. Секционный выключатель принимается того же типа, что и вводной.

В ячейках КРУ типа К-104М устанавливаются вакуумные выключатели типа ВВЭ-10-20/2500 УЗ [25].

Сравнение расчетных и каталожных данных для выбранных выключателей на вводе в КРУ представим в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВВЭ-10-20/2500 УЗ
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 1616,6 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500,0 \text{ А}$
$I_{\text{ном.отк}} \geq I_{\text{п,0}}$	$I_{\text{п,0}} = 14,4 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.отк}} = 20,0 \text{ кА}$
$i_{\text{ном}} \geq i_{\text{а,г}}$	$i_{\text{а,г}} = 5,8 \text{ кА}$	$i_{\text{а,ном.}} = 14,0 \text{ кА};$
$I_{\text{дин.}} \geq I_{\text{п,0}}$	$I_{\text{п,0}} = 14,4 \text{ кА}$	$I_{\text{дин.}} = 20,0 \text{ кА}$
$i_{\text{дин.}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 38,6 \text{ кА}$	$i_{\text{дин.}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 263,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

9.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ

В ячейках КРУ типа К-104М устанавливаются трансформаторы тока типа ТЛК-10-2000-0,5/10Р-УЗ [26]. 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 9.3.

Таблица 9.3 – Выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ТЛК-10-2000-0,5/10Р-УЗ
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 1616,6 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 38,6 \text{ кА}$	$i_{\text{у}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 263,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для проверки выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке составляем схему включения трансформаторов тока и измерительных приборов, представленную на рисунке 9.1.

В цепи устанавливаются следующие измерительные приборы: амперметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии, включенные по схеме неполной звезды (таблица 9.4).

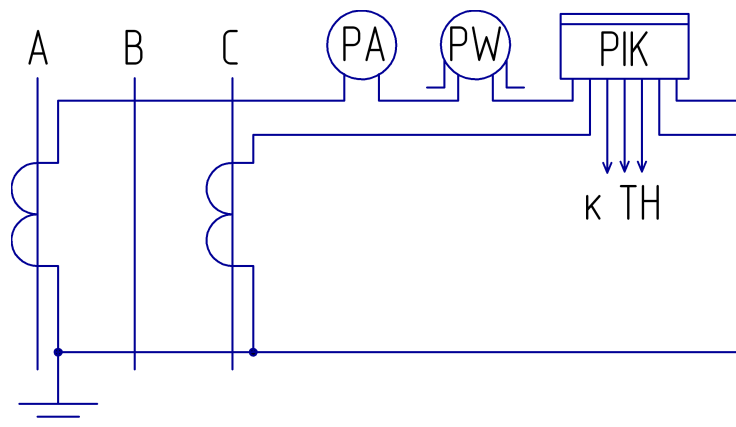


Рисунок 9.1 – Схема включения приборов в неполную звезду

Таблица 9.4 – Перечень измерительных приборов в цепи трансформаторов тока

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

Сопротивление приборов

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

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

Допустимое сопротивление проводов:

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

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

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

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

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

13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ

Лист

66

Сечение соединительных проводов при соединении в неполную звезду:

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

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

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель марки АКРВГ с сечением 4 мм².

Выбор выключателей и трансформаторов тока, устанавливаемых в ячейках отходящих линий, представлен в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Выбор выключателей и трансформаторов тока

Кабельные линии	U _{ном} , кВ	I _{max} , А	I _{п.0} , кА	i _у , кА	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
ГПП - ТП1	10	283,6	8,5	22,8	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-300-0,5/10Р У3
ГПП - ТП4	10	190,9	8,5	22,8	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-200-0,5/10Р У3
ГПП - ТП6	10	227,9	8,5	22,8	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-300-0,5/10Р У3
ГПП - ТП8	10	286,3	8,5	22,8	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-300-0,5/10Р У3
ГПП - ТП11	10	48,9	8,5	22,8	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3
ГПП - ТП12	10	33,8	8,5	22,8	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3
ГПП - ТП13	10	284,8	8,5	22,8	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-300-0,5/10Р У3
ГПП - ТП16	10	189,8	8,5	22,8	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-200-0,5/10Р У3
ГПП - ТП18	10	284,1	8,5	22,8	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-300-0,5/10Р У3
ГПП - ТП21	10	191,6	8,5	22,8	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-200-0,5/10Р У3
ГПП - ТП23	10	191,6	8,5	22,8	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-200-0,5/10Р У3
ГПП - ТП25	10	29,7	8,5	22,8	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-30-0,5/10Р У3
ГПП - ТП26	10	30,7	8,5	22,8	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3
ГПП - ТП27	10	179,2	8,5	22,8	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-200-0,5/10Р У3
ГПП - СД1	10	67,9	8,5	22,8	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-75-0,5/10Р У3
ГПП - СД2	10	54,3	8,5	22,8	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-75-0,5/10Р У3
ГПП - АД	10	45,5	8,5	22,8	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3
ГПП - ДСП	10	200	8,5	22,8	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-200-0,5/10Р У3

9.4 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.

Производителем ячеек К-104М предусматривается установка трансформаторов напряжения типа НАМИ-10У2 [19, табл. 5].

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим условиям:

– по напряжению

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} ; \quad (9.3)$$

– по конструкции и схеме соединения обмоток;

– по классу точности.

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

$$S_{2\text{ном}} \geq S_{\text{нагр}} ; \quad (9.4)$$

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

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

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПKN001-10У3и втычной разъединитель. Принципиальную схему подключения трансформаторов напряжения НАМИ-10У2 представим на рисунке 9.2.

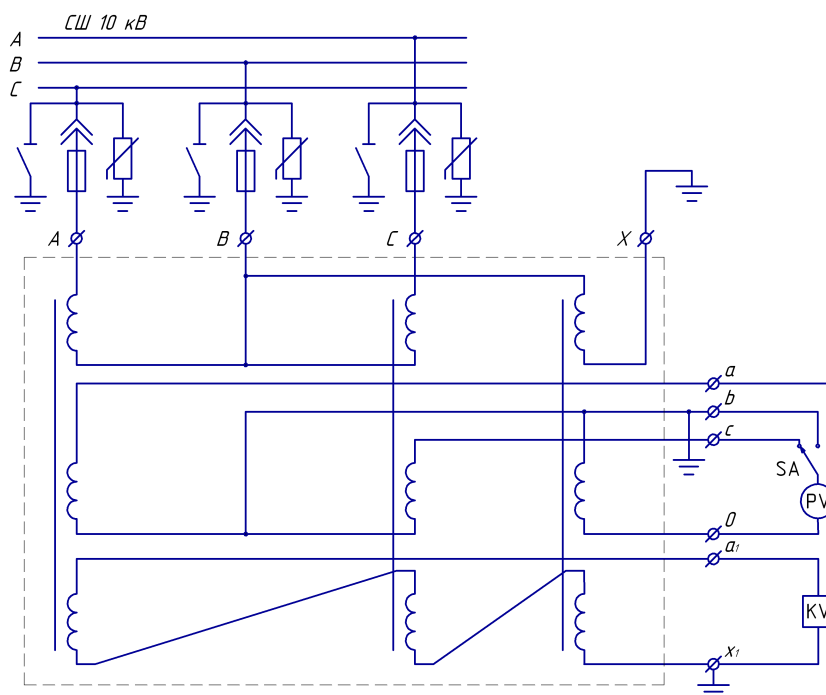


Рисунок 9.2 – Схема подключения трансформатора напряжения типа НАМИ-10У2 [27]

Выбор трансформаторов напряжения по выражениям (9.3) – (9.4), устанавливаемых в ячейках КРУ, представлен в таблице 9.6

Таблица 9.6 – 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	4,0	-
PW	Цепь силового тр-ра	Д-335	1,5	2	1,00	0,00	1	3,0	-
PIK	Цепь силового трансформатора и отходящих линий	СЭТ 4.ТМ	3,0	2	0,38	0,93	14	21,0	28,0
Итого								28,0	28,0
НАМИ-10У2 [27]		Трехфазный трансформатор напряжения						S _{2Σ} = 39,6 ВА	
U _{ном} = 10 кВ									
S _{2,кл.т.чн.0,5} = 75 ВА		S _{2ном} = 75 > S _{2Σ}							

9.5 Выбор ячеек, устанавливаемых на вводах цеховых ТП

На вводах магистрально подключенных цеховых ТП принимаем к установке камеры сборные одностороннего обслуживания серии КСО-366-4н-2У3, которые комплектуются выключателями нагрузки с предохранителями типа ВНР-10 (с ручным приводом ПР-17) и разъединителями серии РВ-10 [20].

Для примера рассмотрим выбор указанных выше коммутационных аппаратов для ТП-1, на которых установлены по два трансформатора типа ТМГ-1000.

Рабочий ток в утяжеленном режиме для трансформатора ТМГ-1000:

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

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

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные выключателей нагрузки с предохранителями [20] представлены в таблицах 9.7 и 9.8.

Таблица 9.7 – Выбор выключателей нагрузки

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВНР-10/400У3
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\max}$	$I_{\max} = 80,8 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 400,0 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 38,6 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 140,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 9.8 – Выбор предохранителей

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ПКТ103-10-100-20У3
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 80,8 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 100 \text{ А}$
$I_{\text{ном.отк}} \geq I_{\text{к}}$	$I_{\text{к}} = 14,4 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.отк}} = 20 \text{ кА}$

Аналогично выбираются выключатели нагрузки и предохранители на вводе других ТП. Результаты расчёта сведём в таблицу 9.9.

Таблица 9.9 – Выбор выключателей нагрузки с предохранителями

Номер ТП	$U_{\text{ном}}, \text{ кВ}$	$I_{\text{max}}, \text{ А}$	$I_{\text{отк.}}, \text{ кА}$	Тип предохранителя	Тип выключателя нагрузки
ТП-1	10	80,8	8,5	ПКТ102-10-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-2	10	80,8	8,5	ПКТ102-10-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-3	10	80,8	8,5	ПКТ102-10-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-4	10	80,8	8,5	ПКТ102-10-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-5	10	80,8	8,5	ПКТ102-10-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-6	10	80,8	8,5	ПКТ102-10-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-7	10	80,8	8,5	ПКТ102-10-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-8	10	80,8	8,5	ПКТ102-10-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-9	10	80,8	8,5	ПКТ102-10-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-10	10	80,8	8,5	ПКТ102-10-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-13	10	80,8	8,5	ПКТ102-10-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-14	10	80,8	8,5	ПКТ102-10-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-15	10	80,8	8,5	ПКТ102-10-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-16	10	80,8	8,5	ПКТ102-10-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-17	10	80,8	8,5	ПКТ102-10-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-18	10	80,8	8,5	ПКТ102-10-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-19	10	80,8	8,5	ПКТ102-10-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-20	10	80,8	8,5	ПКТ102-10-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-21	10	80,8	8,5	ПКТ102-10-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-22	10	80,8	8,5	ПКТ102-10-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-23	10	80,8	8,5	ПКТ102-10-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-24	10	80,8	8,5	ПКТ102-10-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-27	10	50,9	8,5	ПКТ102-10-80-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-28	10	50,9	8,5	ПКТ102-10-80-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-29	10	50,9	8,5	ПКТ102-10-80-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-30	10	32,3	8,5	ПКТ102-10-40-20У3	ВНР-10/400 У3

13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ

Лист

70

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

9.6 Выбор соединения силового трансформатора ГПП с РУ НН ГПП

В качестве токоведущей части, соединяющей силовые трансформаторы с КРУ, используем закрытый комплектный токопровод типа ТЗК-10-2500-81УХЛЗ [28].

Выбор токопровода представим в таблице 9.10.

Таблица 9.10 – Выбор токопровода

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 1616,6 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600,0 \text{ А}$
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 38,6 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 263,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 2977,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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

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

Максимальный допустимый ток короткого замыкания в течении времени $t_{\text{кз}}$ для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена определяется по выражению

$$\frac{I_{1.\text{доп}}}{\sqrt{t_{\text{кз}}}} \geq I_{\text{кз}}, \quad (9.5)$$

где $I_{1.\text{доп}}$ – допустимый ток односекундного короткого замыкания кабелей, кА;

$t_{\text{кз}}$ – длительность короткого замыкания, с.

После преобразования выражения (9.5), расчетное значение односекундного тока будет определяться по формуле

$$I_{1\text{р}} = I_{\text{кз}} \cdot \sqrt{t_{\text{кз}}} \leq I_{1.\text{доп}}. \quad (9.6)$$

Для определения длительности короткого замыкания на рисунке 9.3 изображим карту селективности.

Длительность короткого замыкания

$$t_{\text{кз}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{о.в}} + T_{\text{а}}, \quad (9.7)$$

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

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

$T_{\text{а}}$ – время протекания апериодической составляющей тока КЗ, с.

Рассчитаем длительность короткого замыкания для КЛ, питающей ТП, по формуле (9.7)

$$t_{к.з}^{ГПП-ТП} = 0,5 + 0,06 + 0,12 = 0,68 \text{ с.}$$

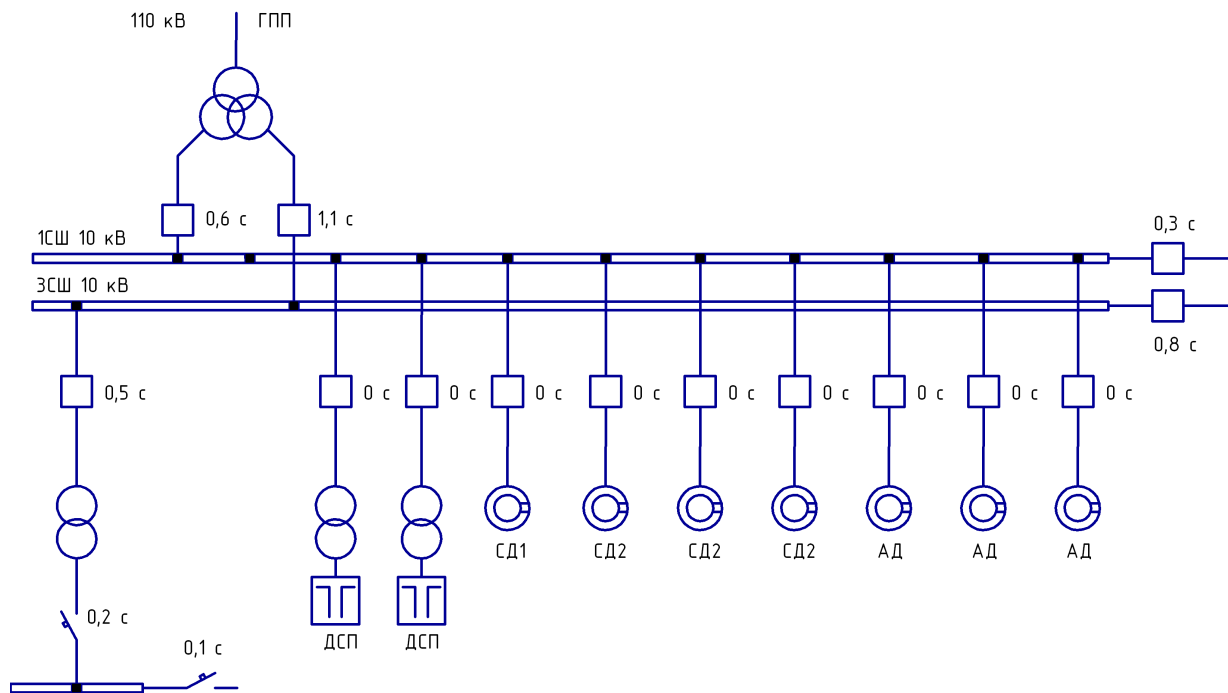


Рисунок 9.3 – Карта селективности

Тогда расчетное значение односекундного тока, определяемое по формуле (9.6) составит

$$I_{1р}^{ГПП-ТП} = 14,4 \cdot \sqrt{0,68} = 11,8 \text{ кА.}$$

По данному значению определим минимальное возможное сечение жилы и сечение экрана кабеля по термической стойкости, которые соответственно равны: $F_{т.с.}^ж = 150 \text{ мм}^2$ и $F_{т.с.}^э = 70 \text{ мм}^2$.

Расчет термических сечений кабелей, выполненный по формулам (9.5) – (9.7) сведем в таблицу 9.11.

Таблица 9.11 – Проверка кабелей на термическую стойкость

КЛ	$I_{к},$ кА	$t_{р.з.},$ с	$t_{о.в.},$ с	$T_a,$ с	$I_{1р}, \text{ А} \cdot \text{с}^{\frac{1}{2}}$	$I_{1.доп}^ж,$ кА	$F_{т.с.}^ж,$ мм ²	$I_{1.доп}^э,$ кА	$F_{т.с.}^э,$ мм ²
ГПП - ТП	14,4	0,6	0,06	0,12	11,8	14,2	150	13,4	70
ГПП – ДСП	14,4	0,0	0,06	0,12	6,1	6,6	70	6,7	35
ГПП – АД	14,4	0,0	0,06	0,12	6,1	6,6	70	6,7	35
ГПП – СД	14,4	0,0	0,06	0,12	6,1	6,6	70	6,7	35

В таблице 9.12 представим кабели, для которых произведено увеличение площади сечения, выбранной по условиям нормального и утяжеленного режимов работы, до термически устойчивого сечения.

Таблица 9.12 – 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
ТП1 - ТП2	70	150	АПвП-10 (3x150/70)
ТП2 - ТП3	35	150	АПвП-10 (3x150/70)
ГПП - ТП4	70	150	АПвП-10 (3x150/70)
ТП4 - ТП5	35	150	АПвП-10 (3x150/70)
ГПП - ТП6	70	150	АПвП-10 (3x150/70)
ТП6 - ТП7	35	150	АПвП-10 (3x150/70)
ТП7 - ТП30	16	150	АПвП-10 (3x150/70)
ТП8 - ТП9	70	150	АПвП-10 (3x150/70)
ТП9 - ТП10	35	150	АПвП-10 (3x150/70)
ГПП - ТП11	14	150	АПвП-10 (3x150/70)
ГПП - ТП12	20	150	АПвП-10 (3x150/70)
ТП13 - ТП14	70	150	АПвП-10 (3x150/70)
ТП14 - ТП15	35	150	АПвП-10 (3x150/70)
ГПП - ТП16	70	150	АПвП-10 (3x150/70)
ТП16 - ТП17	35	150	АПвП-10 (3x150/70)
ТП18 - ТП19	70	150	АПвП-10 (3x150/70)
ТП19 - ТП20	35	150	АПвП-10 (3x150/70)
ГПП - ТП21	70	150	АПвП-10 (3x150/70)
ТП21 - ТП22	35	150	АПвП-10 (3x150/70)
ГПП - ТП23	70	150	АПвП-10 (3x150/70)
ТП23 - ТП24	35	150	АПвП-10 (3x150/70)
ГПП - ТП25	16	150	АПвП-10 (3x150/70)
ГПП - ТП26	16	150	АПвП-10 (3x150/70)
ГПП - ТП27	50	150	АПвП-10 (3x150/70)
ТП27 - ТП28	35	150	АПвП-10 (3x150/70)
ТП28 - ТП29	16	150	АПвП-10 (3x150/70)
ГПП - СД1	35	70	АПвП-10 (3x70/35)
ГПП - СД2	35	70	АПвП-10 (3x70/35)
ГПП - АД	25	70	АПвП-10 (3x70/35)

9.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

Потребители собственных нужд подстанций делятся на ответственных и неответственных. Ответственными механизмами являются система охлаждения силовых трансформаторов, сети аварийного освещения, система пожаротушения, система подогрева приводов разъединителей и подогрева шкафов КРУ, система оперативного управления, связи и телемеханики.

Кроме того, потребителями собственных нужд подстанции являются освещение, отопление, вентиляция ЗРУ, освещение ОРУ также относится к потребителям собственных нужд. На двухтрансформаторной подстанции 110 кВ устанавливается не менее двух трансформаторов собственных нужд.

Мощность трансформаторов собственных нужд должна выбираться в соответствии с нагрузками собственных нужд в разных режимах работы подстанции с учетом коэффициентов одновременности и загрузки, а также с учетом перегрузочной способности трансформаторов в послеаварийном режиме.

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

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

$$S_{\text{тсн}} = \frac{0,1}{100} \cdot 40000 = 40 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Исходя из условий питания вспомогательных механизмов предприятия, выбираем два трансформатора типа ТСКС-40/10, которые подключаются к обмотке НН силовых трансформаторов ГПП через предохранители типа ПКТ-10.

9.9 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП

Выбранные цеховые трансформаторные подстанции укомплектованы автоматическими выключателями серии «Электрон» производства завода «Контактор» г.Ульяновск [29]. Выбор вводных и секционных автоматических выключателей на стороне низшего напряжения цеховых ТП представим в таблице 9.13.

Таблица 9.13 – Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП

Номер ТП	Место установки выключателя	$I_{\text{утяж}}$, А	$I_{\text{к}}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	Тип выключателя
1	2	3	4	5	6
ТП-1	Вводной	2020	8,5	22,8	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	1010	8,5	22,8	Э16В-1600УХЛ3
ТП-2	Вводной	2020	8,5	22,8	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	1010	8,5	22,8	Э16В-1600УХЛ3
ТП-3	Вводной	2020	8,5	22,8	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	1010	8,5	22,8	Э16В-1600УХЛ3
ТП-4	Вводной	2020	8,5	22,8	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	1010	8,5	22,8	Э16В-1600УХЛ3
ТП-5	Вводной	2020	8,5	22,8	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	1010	8,5	22,8	Э16В-1600УХЛ3
ТП-6	Вводной	2020	8,5	22,8	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	1010	8,5	22,8	Э16В-1600УХЛ3
ТП-7	Вводной	2020	8,5	22,8	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	1010	8,5	22,8	Э16В-1600УХЛ3
ТП-8	Вводной	2020	8,5	22,8	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	1010	8,5	22,8	Э16В-1600УХЛ3

Продолжение таблицы 9.13

1	2	3	4	5	6
ТП-9	Вводной	2020	8,5	22,8	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	1010	8,5	22,8	Э16В-1600УХЛ3
ТП-10	Вводной	2020	8,5	22,8	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	1010	8,5	22,8	Э16В-1600УХЛ3
ТП-11	Вводной	1272	8,5	22,8	Э16В-1600УХЛ3
	Секционный	636	8,5	22,8	Э06В-1000УХЛ3
ТП-12	Вводной	1272	8,5	22,8	Э16В-1600УХЛ3
ТП-13	Вводной	2020	8,5	22,8	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	1010	8,5	22,8	Э16В-1600УХЛ3
ТП-14	Вводной	2020	8,5	22,8	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	1010	8,5	22,8	Э16В-1600УХЛ3
ТП-15	Вводной	2020	8,5	22,8	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	1010	8,5	22,8	Э16В-1600УХЛ3
ТП-16	Вводной	2020	8,5	22,8	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	1010	8,5	22,8	Э16В-1600УХЛ3
ТП-17	Вводной	2020	8,5	22,8	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	1010	8,5	22,8	Э16В-1600УХЛ3
ТП-18	Вводной	2020	8,5	22,8	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	1010	8,5	22,8	Э16В-1600УХЛ3
ТП-19	Вводной	2020	8,5	22,8	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	1010	8,5	22,8	Э16В-1600УХЛ3
ТП-20	Вводной	2020	8,5	22,8	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	1010	8,5	22,8	Э16В-1600УХЛ3
ТП-21	Вводной	2020	8,5	22,8	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	1010	8,5	22,8	Э16В-1600УХЛ3
ТП-22	Вводной	2020	8,5	22,8	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	1010	8,5	22,8	Э16В-1600УХЛ3
ТП-23	Вводной	2020	8,5	22,8	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	1010	8,5	22,8	Э16В-1600УХЛ3
ТП-24	Вводной	2020	8,5	22,8	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	1010	8,5	22,8	Э16В-1600УХЛ3
ТП-25	Вводной	1272	8,5	22,8	Э16В-1600УХЛ3
ТП-26	Вводной	808	8,5	22,8	Э06В-1000УХЛ3
	Секционный	404	8,5	22,8	Э06В-1000УХЛ3
ТП-27	Вводной	1272	8,5	22,8	Э16В-1600УХЛ3
	Секционный	636	8,5	22,8	Э06В-1000УХЛ3
ТП-28	Вводной	1272	8,5	22,8	Э16В-1600УХЛ3
	Секционный	636	8,5	22,8	Э06В-1000УХЛ3
ТП-29	Вводной	1272	8,5	22,8	Э16В-1600УХЛ3
	Секционный	636	8,5	22,8	Э06В-1000УХЛ3
ТП-30	Вводной	808	8,5	22,8	Э06В-1000УХЛ3
	Секционный	404	8,5	22,8	Э06В-630УХЛ3

Выводы по разделу девять

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

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		75

10 РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

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

На рисунке 10.1 приведена схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности.

В таблице 10.1 приведены исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности.

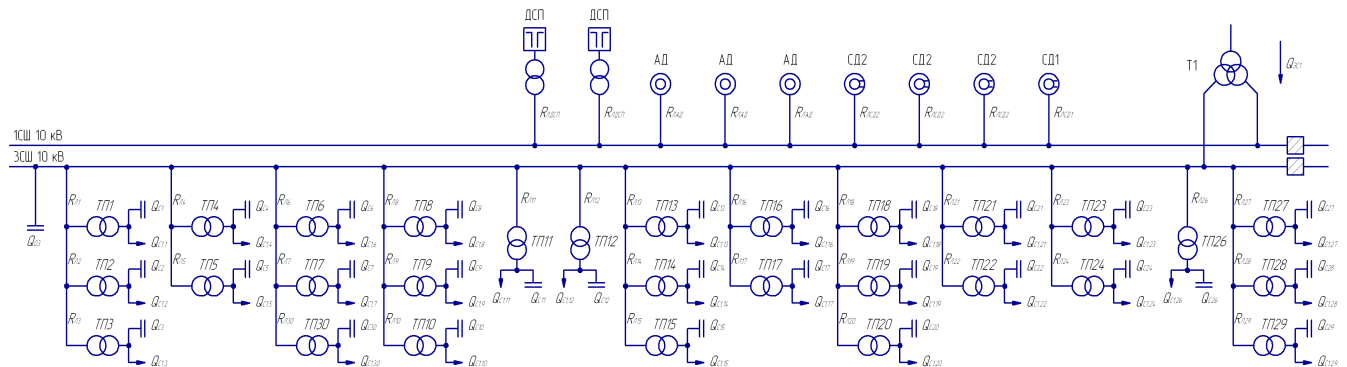


Рисунок 10.1 – Схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности

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

$$R_{\tau} = \frac{\Delta P_k \cdot U_{н.}^2}{S_{н.т.}^2}, \quad (10.1)$$

где ΔP_k – мощность короткого замыкания трансформатора, кВт;

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

$$R_{\tau 1} = \frac{10800 \cdot 10^2}{1000^2} = 1,08 \text{ Ом.}$$

Активные сопротивления кабельных линий найдем по формуле:

$$R_{л} = r_{0л} \cdot L. \quad (10.2)$$

$$R_{л 1} = 0,206 \cdot 0,314 = 0,06 \text{ Ом.}$$

Аналогичные расчеты проводятся для остальных ТП и линий по выражениям (10.1) – (10.2), результаты сведены в таблицу 10.1.

Таблица 10.1 - Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

Трансформаторная подстанция	$S_{н.т.і}$, кВ·А	$Q_{іі}$, квар	$\Delta Q_{ті}$, квар	$R_{ті}$, Ом	$R_{лі}$, Ом
ТП-1	1000	194	41	1,08	0,06
ТП-2	1000	194	41	1,08	0,03
ТП-3	1000	194	41	1,08	0,03
ТП-4	1000	356	41	1,08	0,02
ТП-5	1000	356	41	1,08	0,02
ТП-6	1000	356	41	1,08	0,07
ТП-7	1000	356	41	1,08	0,03
ТП-8	1000	356	41	1,08	0,10
ТП-9	1000	356	41	1,08	0,04
ТП-10	1000	356	41	1,08	0,04
ТП-11	630	252	18	1,91	0,04
ТП-12	630	256	32	1,91	0,05
ТП-13	1000	259	41	1,08	0,07
ТП-14	1000	259	41	1,08	0,04
ТП-15	1000	259	41	1,08	0,04
ТП-16	1000	259	41	1,08	0,12
ТП-17	1000	259	41	1,08	0,06
ТП-18	1000	221	41	1,08	0,09
ТП-19	1000	221	41	1,08	0,07
ТП-20	1000	221	41	1,08	0,02
ТП-21	1000	426	41	1,08	0,18
ТП-22	1000	426	41	1,08	0,04
ТП-23	1000	426	41	1,08	0,20
ТП-24	1000	426	41	1,08	0,04
ТП-26	400	105	12	3,69	0,27
ТП-27	630	138	26	1,91	0,19
ТП-28	630	138	26	1,91	0,02
ТП-29	630	138	26	1,91	0,02
ТП-30	400	73	16	3,69	0,13
Итого		7833	1061		

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

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной мощности

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

где δ – поправочный коэффициент;

$\alpha=1242,28 \cdot 12=14907,36$ руб/ кВт·год – основная ставка тарифа [21, 22];

$\beta=1,4705$ руб/ кВт·ч – стоимость одного кВт·ч электроэнергии [21, 22];

τ – время использования максимальных потерь, ч/год;
 K_M – отношение потерь активной мощности предприятия ΔP_3 в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям ΔP_M активной мощности предприятия.

$$C_0 = 1,05 \cdot (14907,36 \cdot 1 + 1,4705 \cdot 3367) = 20852 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}}.$$

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

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

где E - нормативные отчисления от стоимости БК, 1/лет;
 $K_{\text{БКН}}$ - удельная стоимость низковольтных батарей конденсаторов;
 $\Delta P_{\text{БКН}}$ - удельные потери в низковольтных конденсаторах, кВт/Мвар;
 $\alpha_{\text{изм}}$ - индекс изменения сметной стоимости [30].

Тогда

$$Z_{\text{Г.КН}} = 0,223 \cdot 12000 \cdot 75,96 + 20852 \cdot 0,45 = 212652 \text{ руб/Мвар}.$$

Затраты на генерацию реактивной мощности высоковольтными БК (10 кВ)

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

где $K_{\text{БКВ}}$ - удельная стоимость высоковольтных батарей конденсаторов,
 $\Delta P_{\text{БКВ}}$ - удельные потери в высоковольтных конденсаторах, кВт/Мвар.

Тогда

$$Z_{\text{Г.КВ}} = Z_{10} = 0,223 \cdot 6000 \cdot 75,96 + 20852 \cdot 0,15 = 10462 \text{ руб/Мвар}.$$

Также в составе электроприемников имеются синхронные двигатели. Данные о двигателях приведены в таблице 10.2.

Таблица 10.2 – Данные о двигателях

Наименование	Тип двигателя	U_n , кВ	$P_{\text{Д.ном.}i}$, МВт	$Q_{\text{Д.ном.}i}$, Мвар	N_i , шт	n_i , об/мин	D_{1i} , кВт	D_{2i} , кВт
СД1	СТД	10	1,0	0,457	2	3000	2,84	4,69
СД2	СТД	10	0,8	0,408	6	3000	2,47	4,46

Располагаемая реактивная мощность СД:

$$Q_{\text{СД.}mi} = \alpha_m \cdot N_i \cdot \sqrt{P_{\text{СД.ном.}i}^2 + Q_{\text{СД.ном.}i}^2}. \quad (10.3)$$

Затраты на генерацию реактивной мощности синхронными двигателями:

$$Z_{1Г.СДі} = C_0 \cdot \frac{D_{1i}}{Q_{СД.н.і}} \quad (10.4)$$

$$Z_{2Г.СДі} = C_0 \cdot \frac{D_{2i}}{N_i \cdot Q_{СД.н.і}^2}, \quad (10.5)$$

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

$$Q_{СДі} = \frac{Z_{10} - Z_{1Г.СДі}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{э.СДі}}, \quad (10.6)$$

$$R_{э.СДі} = \frac{R_{л.СДі}}{N_1} + \frac{Z_{2Г.СДі}}{a \cdot C_0}. \quad (10.7)$$

Результаты расчета по формулам (10.3) – (10.7) сведены в таблицу 10.3.

Таблица 10.3

Наименование	$Q_{СД.мі}$, Мвар	$Z_{1Г.СДі}$, руб/Мвар	$Z_{2Г.СДі}$, руб/Мвар ²	$R_{э.СДі}$, Ом	$Q_{сді}$, Мвар
СД1	1,32	125092	226016	1,15	0 (-0,05)
СД2	3,23	121861	89886	0,46	0 (-0,11)
Итого	4,55				0

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

Для ТП, питающихся по радиальным линиям, (рисунок 10.2) эквивалентное сопротивление составит

$$R_{э3} = r_3 = R_{л3} + R_{т3}. \quad (10.8)$$

$$R_{э3} = r_3 = 0,10 + 1,08 = 1,18 \text{ Ом.}$$

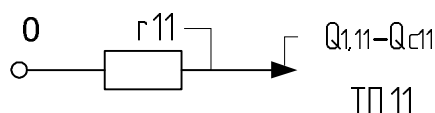


Рисунок 10.2 – Схема замещения радиальной линии

Для ТП, питающихся по магистральной линии (рисунок 10.3), например, ТП-4 и ТП-5, эквивалентная проводимость точки 1 схемы определяется формулой

$$\frac{1}{R_{т1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2}. \quad (10.9)$$

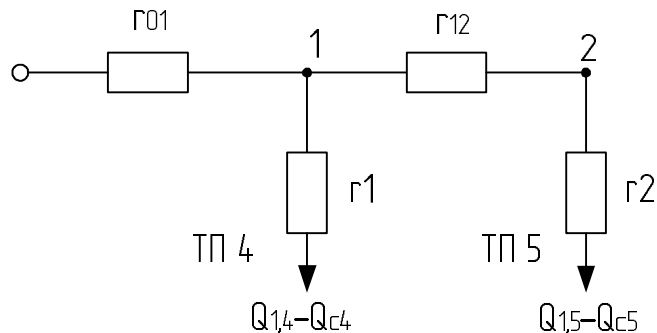


Рисунок 10.3 – Схема замещения магистральных линий

$$\frac{1}{R_{\tau 1}} = \frac{1}{1,08} + \frac{1}{0,02 + 1,08} = 1,83.$$

Эквивалентные сопротивления присоединений:

$$R_{\sigma 1} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\tau 1}}\right) r_1. \quad (10.10)$$

$$R_{\sigma 2} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\tau 1}}\right) \cdot (r_{12} + r_2). \quad (10.11)$$

$$R_{\sigma 1} = \left(1 + \frac{0,02}{0,55}\right) \cdot 1,08 = 1,13 \text{ Ом.}$$

$$R_{\sigma 2} = \left(1 + \frac{0,02}{0,55}\right) \cdot (0,02 + 1,08) = 1,15 \text{ Ом.}$$

Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП, определяем в предположении, что к шинам ГПП подключена высоковольтная БК (при этом коэффициент Лагранжа $\lambda = 3_{10}$):

$$Q_{cl} = Q_{li} + \Delta Q_{\tau i} + \frac{z}{R_{\sigma i}}, \quad (10.12)$$

$$z = \frac{3_{10} - 3_{1Г.КН}}{2 \cdot a \cdot C_0}. \quad (10.13)$$

$$z = \frac{104654 - 212327}{2 \cdot 10 \cdot 20852} = -0,259 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом}.$$

$$Q_{cl} = 0,194 + 0,041 - \frac{0,259}{1,27} = 0,031 \text{ Мвар}.$$

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

13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ

Результаты расчета по формулам (10.3) – (10.13) мощностей Q_{ci} остальных низковольтных БК сводим в таблицу 10.4. Если $Q_c < 0$ Мвар, то принимаем $Q_c = 0$ Мвар, так как Q_c является экономически нецелесообразной.

Таблица 10.4 – Расчёт мощности БК

Место установки БК	$R_{\text{зи}}$, Ом	Q_{ci} , Мвар		$Q_{\text{квп}}$, квар	$Q_{\text{квп}} + Q_{ci}$, квар	Тип принятой стандартной БК [31]	$Q_{\text{сн}}$, квар
		расч.	прин.				
ТП-1	1,27	0,031	0,031	449	479	КРМ-0,4-500-50 У3	500
ТП-2	1,33	0,040	0,040	449	489	КРМ-0,4-500-50 У3	500
ТП-3	1,36	0,044	0,044	449	493	КРМ-0,4-500-50 У3	500
ТП-4	1,13	0,167	0,167	286	453	КРМ-0,4-450-50 У3	450
ТП-5	1,15	0,172	0,172	286	457	КРМ-0,4-450-50 У3	450
ТП-6	1,24	0,189	0,189	286	474	КРМ-0,4-450-50 У3	450
ТП-7	1,29	0,196	0,196	286	482	КРМ-0,4-500-50 У3	500
ТП-8	1,36	0,207	0,207	286	493	КРМ-0,4-500-50 У3	500
ТП-9	1,46	0,221	0,221	286	506	КРМ-0,4-500-50 У3	500
ТП-10	4,54	0,340	0,340	286	626	КРМ-0,4-600-50 У3	600
ТП-11	1,95	0,137	0,137	0	137	КРМ-0,4-150-25 У3	150
ТП-12	1,96	0,156	0,156	0	156	КРМ-0,4-150-25 У3	150
ТП-13	1,28	0,098	0,098	422	520	КРМ-0,4-500-50 У3	500
ТП-14	1,36	0,110	0,110	422	533	КРМ-0,4-550-50 У3	550
ТП-15	1,41	0,116	0,116	422	539	КРМ-0,4-550-50 У3	550
ТП-16	1,32	0,104	0,104	422	526	КРМ-0,4-550-50 У3	550
ТП-17	1,38	0,113	0,113	422	536	КРМ-0,4-550-50 У3	550
ТП-18	1,32	0,066	0,066	506	572	КРМ-0,4-550-50 У3	550
ТП-19	1,48	0,087	0,087	506	593	КРМ-0,4-600-100 У3	600
ТП-20	1,51	0,091	0,091	506	596	КРМ-0,4-600-100 У3	600
ТП-21	1,43	0,287	0,287	130	417	КРМ-0,4-400-100 У3	400
ТП-22	1,48	0,293	0,293	130	423	КРМ-0,4-400-100 У3	400
ТП-23	1,48	0,292	0,292	130	422	КРМ-0,4-400-100 У3	400
ТП-24	1,53	0,298	0,298	130	428	КРМ-0,4-450-100 У3	450
ТП-26	3,95	0,051	0,051	0	51	КРМ-0,4-50-25 У3	50
ТП-27	2,47	0,059	0,059	217	276	КРМ-0,4-275-25 У3	275
ТП-28	2,53	0,061	0,061	217	278	КРМ-0,4-275-25 У3	275
ТП-29	2,56	0,062	0,062	217	280	КРМ-0,4-275-25 У3	275
ТП-30	4,54	0,032	0,032	159	191	КРМ-0,4-200-25 У3	200
Итого	-	-	4,120	8304	12424	-	12425

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

$$Q_0 = \frac{1}{2} Q_{\text{р.п}} + \frac{1}{2} \cdot \Delta Q_{\text{т.гпп}} - \sum_{i=1}^n Q_{\text{ст.ни}} - \frac{\sum_{i=1}^n Q_{\text{сдi}}}{2} - \frac{Q_{\text{эс}}}{2}. \quad (10.14)$$

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

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

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

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

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

$$Q'_{эс} = 47627 \cdot 0,5 = 23814 \text{ квар.}$$

Располагаемая реактивная мощность СД

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

где α_m – коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности.

$$Q_{СД.м1} = 0,6 \cdot 2 \cdot \sqrt{1000^2 + 457^2} = 1320 \text{ квар.}$$

$$Q_{СД.м2} = 0,6 \cdot 6 \cdot \sqrt{800^2 + 408^2} = 3230 \text{ квар.}$$

Реактивная мощность на шинах ГПП

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

$$Q_{р.п.} = 0,85 \cdot (30653 + (4648 + 1985) + 6628) + 2031 = 39358 \text{ квар.}$$

Тогда

$$Q''_{эс} = 39358 - \frac{0,7}{0,85} \cdot (1320 + 3230) = 35611 \text{ квар.}$$

Окончательно принимаем

$$Q_{эс} = Q'_{эс} = 23814 \text{ квар.}$$

Коэффициент реактивной мощности, задаваемый предприятию энергосистемой

$$\operatorname{tg}\varphi_3 = \frac{Q_{эс}}{P_{р.п.}}$$

$$\operatorname{tg}\varphi_3 = \frac{23814}{47627} = 0,50.$$

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		82

Необходимую мощность ВБК, приходящуюся на один трансформатор ГПП, определим по формуле (10.14)

$$Q_0 = \frac{1}{2} \cdot 39358 + \frac{4027}{2} - 12425 - 0 - \frac{23814}{2} = -2640 < 0 \text{ квар.}$$

Это говорит о нецелесообразности установки высоковольтной БК на сборных шинах ГПП, т.е. имеется избыток реактивной мощности, обусловленный внутренними источниками. Чтобы при этом сохранить оптимальные мощности источников и обеспечить баланс реактивных мощностей на сборных шинах ГПП, нужно воспользоваться коэффициентом Лагранжа.

Определим коэффициент Лагранжа

$$\lambda = \frac{2aC_0Q' + \sum_{i=1}^n \frac{Z_{\text{Г.КН}i}}{R_{\text{э}i}} + \sum_{i=1}^m \frac{Z_{\text{Г.СД}i}}{R_{\text{э.СД}i}}}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{R_{\text{э}i}} + \sum_{i=1}^m \frac{1}{R_{\text{э.СД}i}}}, \quad (10.15)$$

где Q' – это реактивная мощность, в которую входят реактивная нагрузка, подключенная к СШ ГПП, потери в трансформаторе ГПП, реактивные нагрузки ТП, подключенные к СШ ГПП, на которых установка низковольтных БК оказалась нецелесообразной, за вычетом реактивной мощности, поступающей из энергосистемы;

$Z_{\text{Г.КН}i}$, $Z_{\text{Г.СД}i}$ – затраты, относящиеся только к источникам реактивной мощности, подключенным к СШ ГПП, мощности, которых оказались больше нуля.

$$Q' = 0,5 \cdot (39358 + 4027) - 0,5 \cdot 23814 = 9788 \text{ квар.}$$

$$\lambda = \frac{2 \cdot 10 \cdot 20129 \cdot 9,788 + \left(\frac{212327}{1,27} + \dots + \frac{212327}{4,54} \right) + \frac{129583}{1,15} + \frac{126236}{0,46}}{\left(\frac{1}{1,27} + \dots + \frac{1}{4,54} \right) + \frac{1}{1,15} + \frac{1}{0,46}} = 33847 \frac{\text{руб}}{\text{Мвар}}$$

Пересчитаем реактивные мощности источников, подключенных к СШ ГПП

$$Q_{\text{СД}} = \frac{\lambda - Z_{\text{Г.СД}}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{\text{э.СД}}}, \quad (10.16)$$

$$Q_{\text{СД}1} = \frac{33847 - 125092}{2 \cdot 10 \cdot 20852 \cdot 1,15} = -0,20 \text{ Мвар.}$$

Результаты расчетов, выполненные по формулам (10.15) – (10.16), представим в таблице 10.5.

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		83

Таблица 10.5

Наименование	$Q_{\text{СДмi}},$ Мвар	$З_{\text{Г.СДi}},$ руб/Мвар	$З_{2\text{Г.СДi}},$ руб/Мвар ²	$R_{\text{э.СДi}},$ Ом	$Q_{\text{СДi}},$ Мвар
СД1	1,32	125092	226016	1,15	0 (-0,20)
СД2	3,23	121861	89886	0,46	0 (-0,48)
Итого	4,55				0

Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП:

$$Q_{\text{cl}} = Q_{\text{li}} + \Delta Q_{\text{ти}} + \frac{z_1}{R_{\text{эi}}}. \quad (10.17)$$

$$z_1 = \frac{\lambda - 3_{\text{Г.КН}}}{2 \cdot a \cdot C_0}. \quad (10.18)$$

$$z_1 = \frac{33847 - 212327}{2 \cdot 10 \cdot 20852} = -0,429 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом}.$$

Оптимальная реактивная мощность БК, подключенная к ТП-1

$$Q_{\text{cl}} = 0,194 + 0,041 + \frac{-0,429 \cdot 10^3}{1,27} = -0,104 \text{ Мвар}.$$

Результаты расчета по формулам (10.17) – (10.18) для остальных низковольтных БК сводим в таблицу 10.6.

Таблица 10.6 – Скорректированные мощности БК по коэффициенту Лагранжа

Место установки БК	$R_{\text{эi}},$ Ом	$Q_{\text{ci}}(\lambda),$ Мвар		$Q_{\text{куi}},$ квар	$Q_{\text{куi}} + Q_{\text{ci}},$ квар	Тип принятой стандартной БК	$Q_{\text{сгi}},$ квар
		расч.	прин.				
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП-1	1,27	-0,104	0,000	449	449	КРМ-0,4-450-50	450
ТП-2	1,33	-0,088	0,000	449	449	КРМ-0,4-450-50	450
ТП-3	1,36	-0,081	0,000	449	449	КРМ-0,4-450-50	450
ТП-4	1,13	0,016	0,016	286	302	КРМ-0,4-300-50	300
ТП-5	1,15	0,024	0,024	286	309	КРМ-0,4-300-50	300
ТП-6	1,24	0,052	0,052	286	337	КРМ-0,4-350-50	350
ТП-7	1,29	0,064	0,064	286	350	КРМ-0,4-350-50	350
ТП-8	1,36	0,082	0,082	286	368	КРМ-0,4-350-50	375
ТП-9	1,46	0,104	0,104	286	390	КРМ-0,4-400-50	400
ТП-10	4,54	0,303	0,303	286	588	КРМ-0,4-600-50	600
ТП-11	1,95	0,050	0,050	0	50	КРМ-0,4-50-10	50
ТП-12	1,96	0,069	0,069	0	69	КРМ-0,4-75-25	75
ТП-13	1,28	-0,035	0,000	422	422	КРМ-0,4-450-50	450
ТП-14	1,36	-0,014	0,000	422	422	КРМ-0,4-450-50	450
ТП-15	1,41	-0,004	0,000	422	422	КРМ-0,4-450-50	450

13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ

Лист

84

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

Продолжение таблицы 10.6

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП-16	1,32	-0,025	0,000	422	422	КРМ-0,4-450-50	450
ТП-17	1,38	-0,010	0,000	422	422	КРМ-0,4-450-50	450
ТП-18	1,32	-0,062	0,000	506	506	КРМ-0,4-500-50	500
ТП-19	1,48	-0,028	0,000	506	506	КРМ-0,4-500-50	500
ТП-20	1,51	-0,022	0,000	506	506	КРМ-0,4-500-50	500
ТП-21	1,43	0,168	0,168	130	298	КРМ-0,4-300-50	300
ТП-22	1,48	0,178	0,178	130	308	КРМ-0,4-300-50	300
ТП-23	1,48	0,177	0,177	130	307	КРМ-0,4-300-50	300
ТП-24	1,53	0,186	0,186	130	316	КРМ-0,4-300-50	300
ТП-26	3,95	0,008	0,008	0	8	-	0
ТП-27	2,47	-0,010	0,000	217	217	КРМ-0,4-225-25	225
ТП-28	2,53	-0,006	0,000	217	217	КРМ-0,4-225-25	225
ТП-29	2,56	-0,004	0,000	217	217	КРМ-0,4-225-25	225
ТП-30	4,54	-0,006	0,000	159	159	КРМ-0,4-150-25	150
Итого	-	-	1,482	8304	9786		9925

Проверим баланс реактивных мощностей на СШ 10 кВ ГПП

$$Q_{pl} = \frac{1}{2} (Q_{p.n} + \Delta Q_{т.гпп})$$

$$Q_{pl} = \frac{1}{2} \cdot (39358 + 4027) = 21693 \text{ квар.}$$

$$Q_{r1} = \sum_{i=1}^m Q_{ст.н.i} + \frac{\sum_{j=1}^n Q_{сдj}}{2} + \frac{Q_{эс}}{2}$$

$$Q_{r1} = 9925 + 0 + \frac{23814}{2} = 21832 \text{ квар.}$$

Небольшое отклонение в балансе реактивных мощностей объясняется дискретностью шкалы комплектных конденсаторных батарей, устанавливаемых на стороне низкого напряжения цеховых трансформаторных подстанций.

Определим расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе ГПП, без учета реактивной мощности, поступающей из энергосистемы

$$\text{tg}\varphi_p = \frac{Q_{pl} - \sum_{i=1}^m Q_{ст.н.i} - 0,5 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{сдi}}{0,5 \cdot P_p}$$

$$\operatorname{tg}\varphi_p = \frac{21693 - 9925 - 0}{0,5 \cdot 47627} = 0,50.$$

Резерв реактивной мощности

$$Q_{\text{рез}\%} = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{\text{сд.ми}} - Q_{\text{сди}})}{Q_{\text{р.п}}} \cdot 100\%.$$

$$Q_{\text{рез}\%} = \frac{4550 - 0}{39358} \cdot 100\% = 11,6\%.$$

Выводы по разделу десять

В данном разделе решены вопросы компенсации реактивной мощности на шинах 10 кВ главной понизительной подстанции и на шинах 0,4 кВ цеховых трансформаторных подстанций.

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		86

11 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС

11.1 Расчет коэффициента искажения синусоидальности напряжения

Рассмотрим принципиальную схему для расчета коэффициента искажения синусоидальности напряжения, представленную на рисунке 11.1

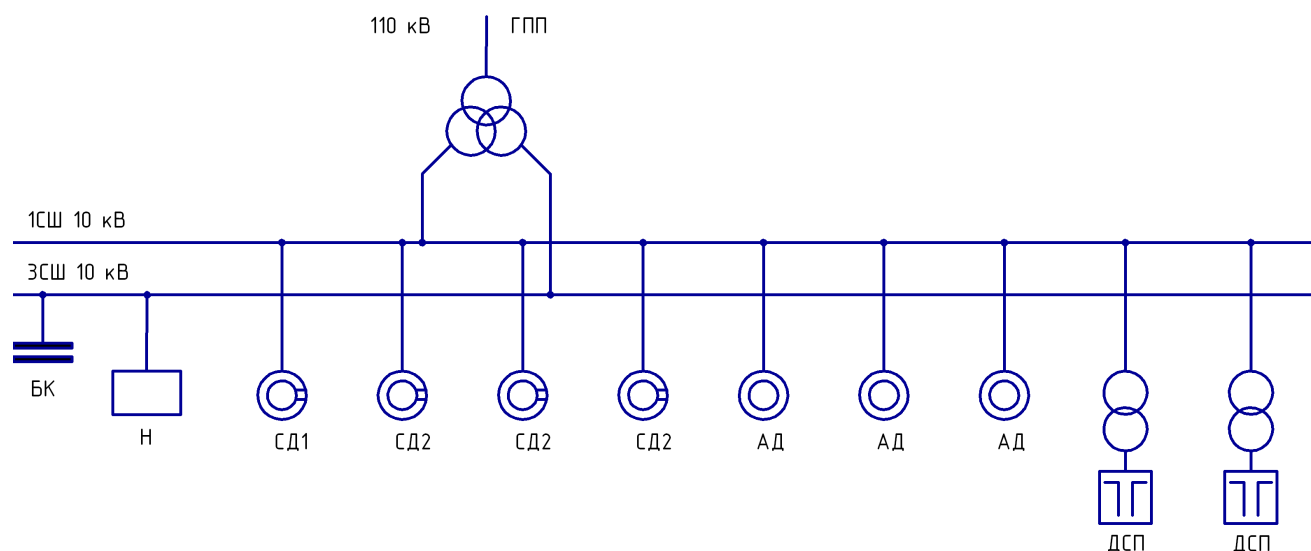


Рисунок 11.1 – Принципиальная схема

Изобразим на рисунке 11.2 схему замещения для принципиальной схемы, представленной на рисунке 11.1.

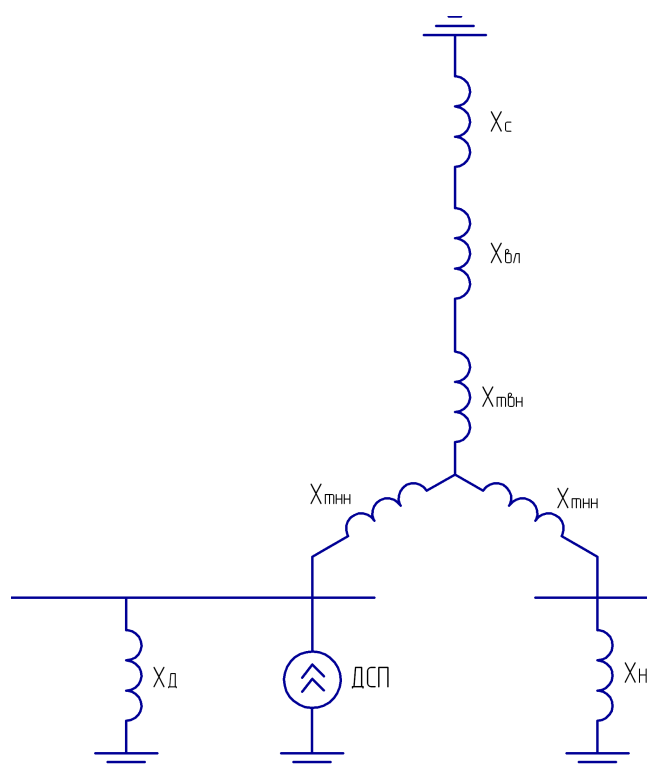


Рисунок 11.2 – Схема замещения

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ

Произведем расчет параметров элементов схемы замещения, изображенной на рисунке 11.2.

Сопротивление энергетической системы

$$x_{cv} = 0,65 \cdot v \cdot \frac{U_{ст}^2}{S_k}, \quad (11.1)$$

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

$$x_{cv} = 0,65 \cdot \frac{10500^2}{3500 \cdot 10^6} \cdot v = 0,02 \cdot v.$$

Сопротивление воздушной линии

$$x_{lv} = x_0 \cdot L \cdot \frac{U_{ст}^2}{U_{ном}^2} \cdot v, \quad (11.2)$$

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

L – длина воздушной линии, км;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение линии, В.

$$x_{lv} = 0,43 \cdot 2,2 \cdot \frac{10,5^2}{115^2} \cdot v = 0,01 \cdot v.$$

Сопротивление силового трансформатора

$$x_{tv} = \frac{U_k \cdot U_{ст}^2}{100 \cdot S_{т.ном}} \cdot v, \quad (11.3)$$

где U_k – напряжение КЗ трансформатора, %;

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

$$x_{tv} = \frac{10,5 \cdot 10500^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} \cdot v = 0,29 \cdot v.$$

Сопротивление обмотки высокого напряжения

$$x_{твнв} = 0,125 \cdot x_{tv}. \quad (11.4)$$

$$x_{твнв} = 0,125 \cdot 0,29 \cdot v = 0,04 \cdot v.$$

Сопротивление обмотки низкого напряжения

$$x_{тннв} = 1,75 \cdot x_{tv}. \quad (11.5)$$

$$x_{тннв} = 1,75 \cdot 0,29 \cdot v = 0,51 \cdot v.$$

Сопротивление высоковольтных двигателей

$$x_{дв} = \frac{17 \cdot v}{S_{дс}}, \quad (11.6)$$

где $S_{дс}$ – суммарная мощность высоковольтных двигателей, МВА.

$$x_{дв} = \frac{17 \cdot v}{10,67} = 1,59 \cdot v.$$

Общее сопротивление «спокойной» нагрузки «Н»

$$x_{нв} = \frac{U_{ст}^2}{S_{н}} \cdot v. \quad (11.7)$$

$$x_{нв} = \frac{10500^2}{\sqrt{38244^2 + 17856^2}} \cdot v = 2,61 \cdot v.$$

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

Эквивалентные токи гармоник, генерируемые электрическими печами

$$I_{v1} = \frac{\sqrt[4]{N} \cdot S_{п.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ст} \cdot v^2}. \quad (11.8)$$

где $S_{п.т}$ – мощность ДСП, кВА.

N – количество ДСП.

$$I_v = \frac{\sqrt[4]{4} \cdot 2500 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot v^2} = \frac{137}{v^2}.$$

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

Результаты расчета по формулам (11.1) – (11.8) представим в таблице 11.1.

Таблица 11.1

v	x_{cv}	$x_{дв}$	$x_{тнв}$	$x_{тнв}$	$x_{дв}$	$x_{нв}$	I_v
1	0,02	0,01	0,04	0,51	1,59	2,61	
2	0,04	0,02	0,07	1,01	3,19	5,22	15,27
3	0,06	0,02	0,11	1,52	4,78	7,84	15,27
5	0,10	0,04	0,18	2,53	7,97	13,06	5,50
7	0,14	0,06	0,25	3,55	11,15	18,28	2,81
11	0,23	0,09	0,40	5,57	17,53	28,73	1,14
13	0,27	0,10	0,47	6,58	20,71	33,96	0,81

Преобразование схемы замещения, изображенной на рисунке 11.2, представим на рисунке 11.3.

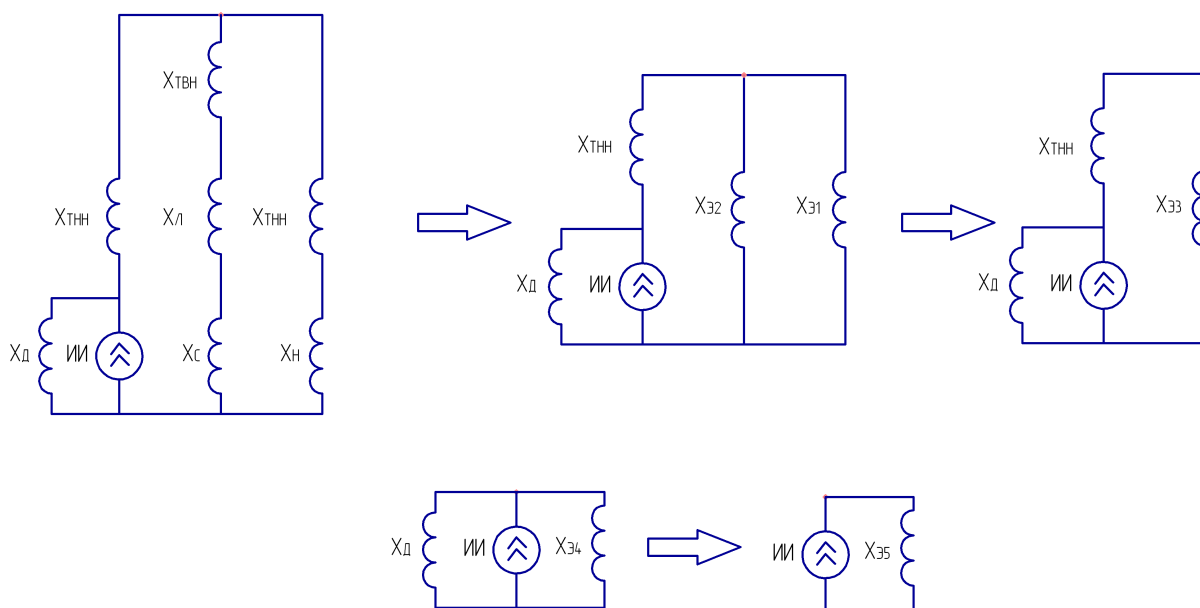


Рисунок 11.3 –Преобразование схемы замещения

Рассчитаем параметры схем замещения, представленных на рисунке 11.3

$$X_{\text{э1v}} = X_{\text{тннv}} + X_{\text{нv}} \cdot \quad (11.12)$$

$$X_{\text{э2v}} = X_{\text{cv}} + X_{\text{лv}} + X_{\text{тннv}} \cdot \quad (11.13)$$

$$X_{\text{э3v}} = \frac{X_{\text{э2v}} \cdot X_{\text{э1v}}}{X_{\text{э2v}} + X_{\text{э1v}}} \cdot \quad (11.14)$$

$$X_{\text{э4v}} = X_{\text{тннv}} + X_{\text{э3v}} \cdot \quad (11.15)$$

$$X_{\text{э5v}} = \frac{X_{\text{э4v}} \cdot X_{\text{дv}}}{X_{\text{э4v}} + X_{\text{дv}}} \cdot \quad (11.16)$$

Напряжение на СШ1и СШ3 определим соответственно по формулам

$$U_{\text{СШ1v}} = I_{\text{v}\Sigma} \cdot X_{\text{э5v}} \cdot \quad (11.17)$$

$$U_{\text{СШ3v}} = U_{\text{СШ1v}} \cdot \frac{X_{\text{нv}} \cdot X_{\text{э3v}}}{X_{\text{э1v}} \cdot X_{\text{э4v}}} \cdot \quad (11.18)$$

Коэффициент искажения синусоидальности напряжения

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{13} U_v^2}}{U_\phi} \cdot 100\% \cdot \quad (11.19)$$

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

Результаты расчета по формулам (11.11) – (11.19) представим в таблице 11.2.

Таблица 11.2

v	X _{э1v}	X _{э2v}	X _{э3v}	X _{э4v}	X _{э5v}	U _{сш1v}	U _{сш3v}	K _U ^{СШ1}	K _U ^{СШ3}
1	3,12	0,06	0,06	0,57	0,42				
2	6,24	0,13	0,13	1,14	0,84	12,82	1,19	1,04%	0,10%
3	9,36	0,19	0,19	1,71	1,26	19,23	1,79		
5	15,59	0,32	0,32	2,85	2,10	36,55	3,40		
7	21,83	0,45	0,44	3,99	2,94	33,58	3,12		
11	34,30	0,71	0,70	6,27	4,62	22,10	2,05		
13	40,54	0,84	0,82	7,41	5,46	21,50	2,00		

Из таблицы 11.2 видно, что значения коэффициента искажения синусоидальности напряжения лежат в рамках допустимых значений, регламентированных [32], а именно: $K_U^{СШ1} = 1,04 < K_{U,доп} = 5\%$, $K_U^{СШ3} = 0,10 < K_{U,доп} = 5\%$.

11.2 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 на шинах СШ1

$$\delta U_{t,СШ1} = \frac{\sqrt[4]{N} \cdot S_{п.т}}{S_{к.з}} \cdot 100\%.$$

где $S_{к.з}$ – мощность КЗ на шинах ГПП, МВА.

$$\delta U_{t,СШ1} = \frac{\sqrt[4]{4} \cdot 2,5}{261} \cdot 100\% = 1,35\%.$$

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.

Определим размах изменения колебаний напряжения на шинах СШ3

$$\partial U_{t,СШ3} = \partial U_{t,СШ1} \cdot \frac{X_{HV} \cdot X_{э3v}}{X_{э1v} \cdot X_{э4v}}.$$

$$\partial U_{t,СШ3} = 1,35 \cdot \frac{2,61 \cdot 0,06}{3,12 \cdot 0,57} = 0,11\%.$$

Как видно, значение размаха колебаний напряжения на шинах СШЗ не превышает допустимое значение колебаний напряжения $\delta U_{\text{доп}} = 1\%$.

11.3 Несимметрия напряжения

Рассчитаем коэффициент несимметрии по напряжению обратной последовательности:

$$k_{2U} = \frac{U_2}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% \leq 2\%; \quad (11.20)$$

где U_2 – напряжение обратной последовательности, кВ;

I_2 – ток обратной последовательности, А.

Напряжение обратной последовательности

$$U_2 = I_2 \cdot x_{\text{кз}}. \quad (11.21)$$

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

Из расчётов тока короткого замыкания (п.6 пояснительной записки) известно сопротивление КЗ в точке подключения ДСП к распределительной сети в относительных единицах $x'_{\text{кз}} = 8,31$, тогда в именованных единицах

$$x_{\text{кз}} = x'_{\text{кз}} \cdot \frac{U_6^2}{S_6}. \quad (11.22)$$

Ток обратной последовательности

$$I_2 = \frac{P_{\text{п}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi}. \quad (11.23)$$

где $P_{\text{п}}$ – пульсирующая мощность, Вт.

Пульсирующая мощность

$$P_{\text{п}} = P'_{\text{п}} + P''_{\text{п}}. \quad (11.24)$$

где $P'_{\text{п}}$ – мощности «мёртвой» фазы, Вт;

$P''_{\text{п}}$ – мощности «дикий» фазы, Вт.

Мощность «мёртвой» и «дикий» фазы соответственно

$$P'_{\text{п}} = P_{\text{ном}} \cdot \left(\frac{1}{3} - \frac{\xi_{\text{кз}}}{6} \right). \quad (11.25)$$

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		92

$$P_{\Pi}'' = P_{\text{НОМ}} \cdot \left(\frac{1}{3} + \frac{\xi_{\text{КС}}}{6} \right). \quad (11.26)$$

где $\xi_{\text{КС}} = 0,3$ – коэффициент неравномерности нагрузки.

Результаты расчета по формулам (11.20) – (11.26) представим в таблице 11.3.

Таблица 11.3

$x'_{\text{КЗ}}$, о.е.	$U_{\text{б}}$, кВ	$S_{\text{б}}$, МВА	$x_{\text{КЗ}}$, Ом	P_{Π} , кВт	P'_{Π} , кВт	P''_{Π} , кВт	I_2 , А	U_2 , В	k_{2U} , %
5,28	10,5	1000	0,58	1667	708	958	115	67	0,63

Из данных таблицы 11.3 видно, что значение коэффициента несимметрии напряжения по обратной последовательности лежит в рамках допустимых значений, регламентированных [32].

11.4 Расчет провала напряжения при пуске двигателей

Расчёт напряжения на зажимах ЭД (рисунок 11.1), подключенных к той или иной точке сети выполняют по схеме замещения, представленной на рисунке 11.4.

Активными сопротивлениями можно пренебречь и элементы СЭС представляют своими индуктивными сопротивлениями, приведенными к базисным значениям, расчет данных сопротивлений представлен в п.6 пояснительной записки.



Рисунок 11.4 – Схема замещения для расчета напряжения на зажимах ЭД

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключены ЭД

$$U_d = U_c \cdot \frac{X_{нэ}}{X_c + X_{нэ}},$$

где U_c – напряжение питающей сети, кВ;

$X_{нэ}$ – эквивалентное сопротивление узла, о.е.;

X_c – суммарное сопротивление питающей сети до СШ, к которым подключен ЭД, о.е.

Эквивалентное сопротивление узла

$$x_{пз} = \frac{S_6 \cdot U_{ном}^2}{S_{п.э} \cdot U_6^2},$$

где S_6 – базисная мощность, МВА;

U_6 – базисное напряжение, кВ;

$S_{п.э}$ – суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла, МВА.

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла

$$S_{п.э} = \sqrt{(\sum P_n)^2 + (\sum S_n + \sum Q_n)^2},$$

где P_n – активная мощность нагрузки, подключенной к узлу и не участвующей в пуске, кВт;

S_n – расчетная пусковая мощность ЭД, кВА;

Q_n – реактивная мощность пусковой нагрузки, подключенной к узлу и не участвующей в пуске, кВт.

Расчетная пусковая мощность ЭД

$$S_n = \frac{P_{д.н} \cdot K_n}{\cos \varphi_n \cdot \eta_n};$$

где $P_{д.н}$ – номинальная мощность двигателя, кВт;

K_n – кратность пускового тока ЭД.

$$S_n = \frac{1000 \cdot 5}{0,90 \cdot 0,80} = 6944 \text{ кВА.}$$

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла

$$S_{п.э} = \sqrt{6993^2 + (6944 + 2126)^2} = 11453 \text{ кВА.}$$

Эквивалентное сопротивление узла

$$x_{пз} = \frac{1000 \cdot 10,5^2}{11,453 \cdot 10,5^2} = 87,3.$$

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключены ЭД

$$U_d = 10,5 \cdot \frac{87,3}{5,28 + 87,3} = 9,90 \text{ кВ.}$$

При запуске синхронных двигателей допускается провал напряжения не более 20% относительно номинального напряжения сети [33]

$$\Delta U_{\%} = \frac{U_c - U_d}{U_c} \cdot 100\%.$$

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		94

$$\Delta U_{\%} = \frac{10,5 - 9,90}{10,5} \cdot 100\% = 5,70 < 20\%.$$

Условие выполнено.

Выводы по разделу одиннадцать

В данном разделе рассчитаны следующие показатели: коэффициент искажения синусоидальности напряжения, несимметрия и колебания напряжения, а также провал напряжения при пуске двигателей. Расчет показал, что рассмотренные показатели качества электроэнергии не превышают допустимые показатели.

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		95

12 ОСВЕЩЕНИЕ КРАСКОЗАГОТОВИТЕЛЬНОГО ЦЕХА

12.1 Расчет рабочего освещения

Установка и расположение светильников определяется параметрами: расчетная высота, расстояние между соседними светильниками, расстояние от крайних светильников до стен.

Расчетная высота определяется по выражению

$$H_p = H - h - h_{\text{подв}}, \quad (12.1)$$

где H – высота потолка, м;

h – расстояние от пола до рабочей поверхности, м;

$h_{\text{подв}}$ – высота подвеса, м.

$$H_p = 8,0 - 0,8 - 1 = 6,2 \text{ м.}$$

Коэффициент использования светового потока η определяется по индексу помещения и принятым коэффициентам отражения поверхностей.

Определяем индекс помещения

$$i = \frac{A \cdot B}{H_p (A + B)}, \quad (12.2)$$

где A – длина помещения, м;

B – ширина помещения, м;

H_p – расчетная высота, м.

Таким образом, индекс помещения составит

$$i = \frac{40 \cdot 128}{6,2 \cdot (40 + 128)} = 4,92.$$

По индексу помещения и принятым коэффициентам отражения поверхностей помещения $\rho_{\text{пот}} = 50$, $\rho_{\text{ст}} = 50$, $\rho_{\text{п}} = 10$ определяем коэффициент использования светового потока $\eta = 0,88$ [7].

Расстояние между светильниками и расстояние от крайних светильников до стен находятся по формулам

$$L = (1,2 \dots 2,8) \cdot H_p. \quad (12.3)$$

$$L = 1,2 \cdot 6,2 = 7,4 \text{ м.}$$

Принимаем расстояние равным 7 м.

$$L_{\text{ст}} = (0,3 \dots 0,5) \cdot L. \quad (12.4)$$

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		96

$$L_{ст1} = 0,47 \cdot 7,0 = 3,3 \text{ м,}$$

$$L_{ст2} = 0,47 \cdot 7,0 = 3,3 \text{ м.}$$

Получим, что для освещения цеха необходимо 114 светильников. Световой поток светильников определяется формулой [7]

$$\Phi = \frac{E_n \cdot k_z \cdot S \cdot z}{N \cdot \eta}, \quad (12.5)$$

где E_n – нормируемая освещенность, лк;

k_z – коэффициент запаса;

S – площадь освещаемой поверхности, м^2 ;

z – отношение среднего значения освещенности к минимальному;

N – число светильников;

η – коэффициент использования светового потока.

Нормируемая освещенность определяется из [34] и составит для данного помещения $E_n = 200$ лк. Коэффициент запаса определяется из [34] и для данного помещения равен 1,5.

Коэффициент z , характеризующий неравномерность освещения, является функцией многих переменных и в наибольшей степени зависит от отношения расстояния между светильниками к расчетной высоте, данный коэффициент принимаем равным 1,1.

Тогда необходимый световой поток светильников составит

$$\Phi_p = \frac{200 \cdot 5120 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{114 \cdot 0,88} = 16842 \text{ лм.}$$

Светильников с таким световым потоком не существует, поэтому принимаем светильник с ближайшим возможным световым потоком, а именно светодиодный светильник ДСП15-160-001 со световым потоком 18255 лм [35].

Выбранный светильник по световому потоку не должна отличаться от расчетной по световому потоку более чем на минус 10 и плюс 20%.

Осуществим данную проверку:

$$-0,1 \leq \frac{\Phi_{ис} - \Phi_p}{\Phi_p} \leq 0,2. \quad (12.6)$$

$$-0,1 \leq \frac{18255 - 16842}{16842} \leq 0,2.$$

$$-0,1 \leq 0,08 \leq 0,2.$$

Результаты расчетов, выполненные по формулам (12.1) – (12.6), результаты расчетов представлены в светотехнической ведомости (таблица 12.1).

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		97

Таблица 12.1 – Светотехническая ведомость

Размеры, м				Коэф. отражения			E _н , лк	η	K _з	Тип, число светильников	Кол-во и мощность ламп	ΔP _{уд} , кВт/м ²	Φ _р , лм	Φ _{ис} , лм
a	b	S	H _р	ρ _п	ρ _{ст}	ρ _р								
40	128	5120	6,2	50	50	10	200	0,88	1,5	ДСП15-160-001	114x120	3,6	16842	18255

Определим расчетную нагрузку групп

$$P_{гр} = K_c \cdot n_{св.г} \cdot P_{св}, \quad (12.7)$$

где P_{св.г} – активная мощность светильника, Вт;

n_{св.г} – число светильников в группе;

K_с – коэффициент спроса.

Согласно [7] коэффициент спроса, при расчете групповой сети принимается равным 1.

Например, расчетная нагрузка группы №1 составит

$$P_{гр} = 1,0 \cdot 19 \cdot 160 = 3040 \text{ Вт.}$$

Реактивная расчётная мощность

$$Q_{гр} = P_{гр} \cdot \text{tg}\phi. \quad (12.8)$$

Коэффициент мощности для данного светильника равен 0,98, поэтому реактивная расчетная мощность составит

$$Q_p = 3040 \cdot \text{tg}(\arccos(0,98)) = 617 \text{ вар.}$$

Расчетный ток определяется выражением

$$I_{гр} = \frac{P_{гр}}{U_{ном} \cdot \cos\phi}, \quad (12.9)$$

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

$$I_{гр} = \frac{3040}{220 \cdot 0,98} = 14,1 \text{ А.}$$

Согласно [12] выбор сечения кабеля производим по длительно допустимому току

$$I_{гр} \leq I_{д.доп}. \quad (12.10)$$

Согласно требований [36] рекомендуется применять кабели не распространяющие горение, с низким дымо- и газовыделением (нг-LS). Наименьшее допустимое сечение кабелей с медными жилами групповых сетей равно 1,5 мм² [12, табл.7.1.1].

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		98

С учетом данного условия принимаем кабель ВВГнг-LS(3х1,5) (кабель с медными жилами, В – фазная изоляция из ПВХ пластиката, В – оболочка из ПВХ пластиката, Г – без наружного покрова поверх оболочки, нг-LS – наружный покров из негорючего ПВХ пластиката с низким дымо- газо-выделением) с длительно допустимым током $I_{д.доп} = 19 > 14,1$ А.

Проверим выбранный кабель по допустимой потере напряжения

$$\Delta U\% = \frac{2 \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot l_i}{\gamma \cdot U_{ном}^2 \cdot S} \cdot 100\% \quad (12.11)$$

Тогда получаем для группы №1

$$\Delta U_1 = \frac{2 \cdot 160 \cdot (20,1 + 23,4 + \dots + 79,5)}{55,6 \cdot 220^2 \cdot 1,5} \cdot 100 = 7,50\%.$$

Значение допустимой потери напряжения в осветительных сетях согласно [12, п.1.2.23] составляет $\Delta U_{доп} = 5\%$, поэтому принимаем решение увеличить площадь сечения кабеля, а именно: ВВГнг-LS(3х2,5) с длительно допустимым током $I_{д.доп} = 27$ А.

Выбираем ток уставки теплового расцепителя автомата

$$I_{уст\ т} \geq 1,25 \cdot I_{рг} \quad (12.12)$$

$$I_{уст\ т} = 1,25 \cdot 14,1 = 17,6 \text{ А.}$$

Поэтому принимаем автоматический выключатель Optimat E100 с номинальным током теплового расцепителя $I_{уст\ т}^{прин} = 20$ А.

Ток уставки электромагнитного расцепителя автомата выбираем по характеристике срабатывания, для данного автомата принимаем характеристику С, тогда получаем

$$I_{уст\ э/м} = 10 \cdot I_{уст\ т} \quad (12.13)$$

$$I_{уст\ э/м} = 10 \cdot 20 = 200 \text{ А.}$$

Ранее выбранное сечение кабеля необходимо согласовать с коммутационными возможностями аппаратов защиты

$$I_{д.доп} > I_{уст\ т}^{прин} \quad (12.14)$$

$$27 > 20 \text{ А.}$$

Как видно условие (12.14) справедливо.

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		99

Аналогичные расчёты по формулам (12.7) – (12.14) производятся для всех групп, и результаты расчётов заносятся в таблицы 12.2.

Таблица 12.2 – Электротехническая ведомость

Номер группы	Расчётные данные				Проводка			$\Delta U, \%$	Защитно-коммутационная аппаратура			Прим
	$P_p, \text{Вт}$	$Q_p, \text{вар}$	$\cos\varphi$	$I_p, \text{А}$	Способ прокладки	Марка, сечение	$I_{\text{д.доп}}, \text{А}$		Тип	$I_T, \text{А}$	$I_{\text{кз}}, \text{А}$	
1	3040	617	0,98	14,1	в лотках	ВВГнг-LS (3x2,5)	27	4,50	E100	20	200	A,PE,N
2	3040	617	0,98	14,1	в лотках	ВВГнг-LS (3x2,5)	27	3,90	E100	20	200	B,PE,N
3	3040	617	0,98	14,1	в лотках	ВВГнг-LS (3x2,5)	27	3,95	E100	20	200	C,PE,N
4	3040	617	0,98	14,1	в лотках	ВВГнг-LS (3x2,5)	27	4,17	E100	20	200	A,PE,N
5	3040	617	0,98	14,1	в лотках	ВВГнг-LS (3x2,5)	27	4,68	E100	20	200	B,PE,N
6	3040	617	0,98	14,1	в лотках	ВВГнг-LS (3x2,5)	27	4,84	E100	20	200	C,PE,N

Ввод щитка освещения выполняется трехфазным, тогда расчетная нагрузка щитка освещения определяется по наиболее загруженной фазе

$$P_{\text{рщ}} = K_c \cdot 3 \cdot P_{\text{р.м.ф}}; \quad (12.15)$$

где $P_{\text{р.м.ф}}$ – расчетная мощность наиболее загруженной фазы, Вт.

Согласно [7] коэффициент спроса принимаем равным 0,95, соответствующий производственным зданиям, состоящим из отдельных крупных пролетов, тогда расчетная нагрузка щитка освещения ЩО-1 составит

$$P_{\text{рщ}} = 0,95 \cdot 3 \cdot 6080 = 17328 \text{ Вт.}$$

Расчетный ток ввода щитка освещения определяется по выражению

$$I_{\text{рщ}} = \frac{P_{\text{рщ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi}. \quad (12.16)$$

$$I_{\text{рщ}} = \frac{17328}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,98} = 26,9 \text{ А.}$$

Результаты расчета по формулам (12.15) – (12.16) представлены в таблице 12.3.

Таблица 12.3 – Выбор щитка освещения

Обзор групп и щитков	Расчётные данные		Способ установки	Проводка		Защитно-коммутационная аппаратура			Прим
	$P_{рщ}$, Вт	I_p , А		Марка сечение	$I_{д.доп}$, А	Тип	I_T , А	$I_{кз}$, А	
ЩО-1	17328	26,9	навесной	ВВГнг-LS (5x4)	35	E100	32	320	A,B,C, PE,N

Принципиальные схемы щитков рабочего освещения, представлены на рисунке 12.1.

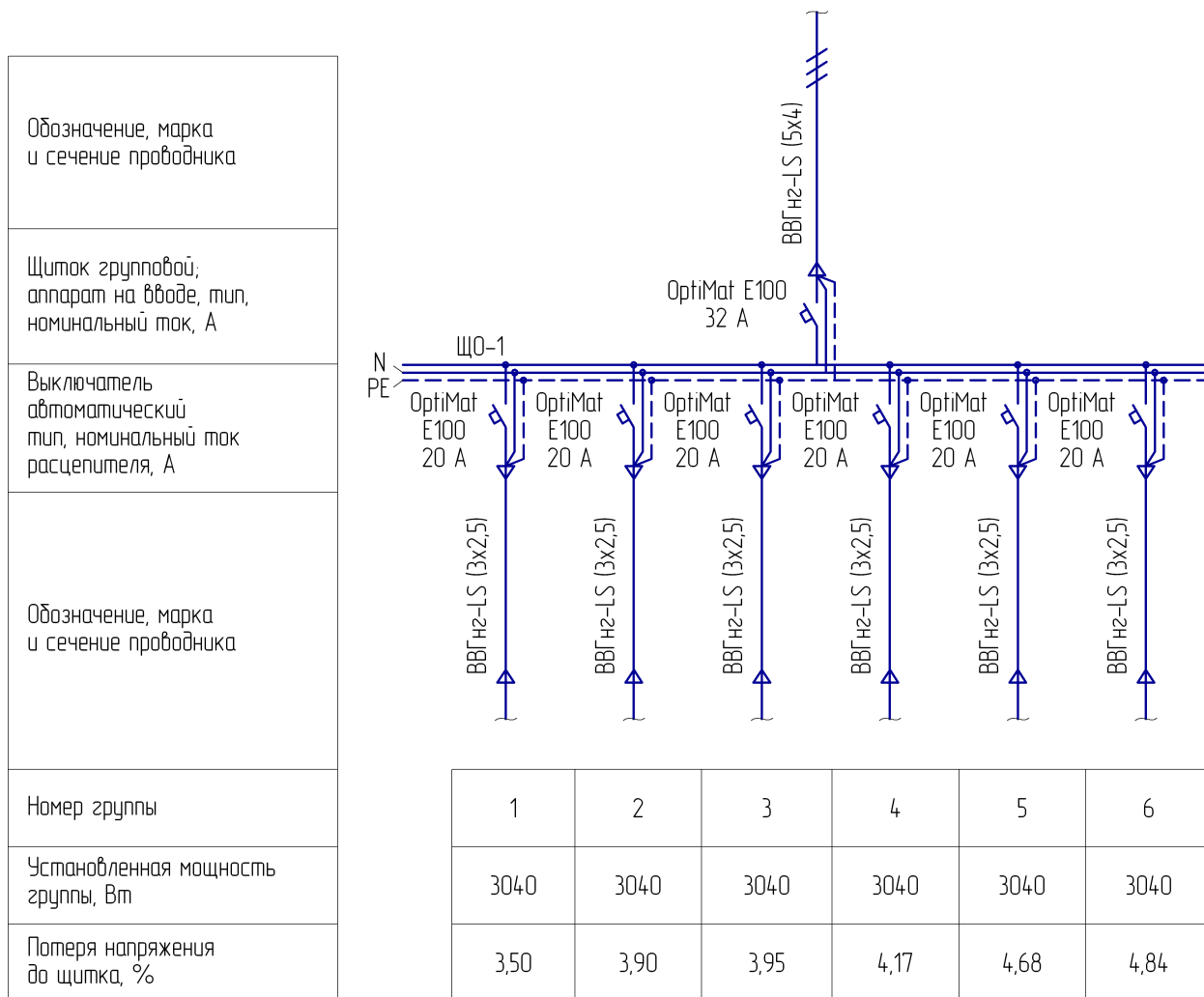


Рисунок 12.1 – Схема принципиальная щитка рабочего освещения

12.2 Расчет аварийного освещения

Произведем выбор аварийного освещения цеха методом использования светового потока [7]. Аварийное освещение необходимо для продолжения работы при временном погасании рабочего освещения в помещениях, когда отсутствие искусственного освещения может вызвать тяжелые последствия для людей, технологических процессов, оборудования и предприятия в целом.

Согласно [34] для аварийного освещения также возможно применение светодиодных источников света. Поэтому для аварийного освещения цеха будем применять светодиодные светильники ДСП-45-20-002 мощностью 20 Вт, со световым потоком 1743 лм.

Расчетная высота определяется по выражению (12.1)

$$H_p = 8,0 - 0 - 1 = 7,0 \text{ м.}$$

Коэффициент использования светового потока η определяется по индексу помещения и принятым коэффициентам отражения поверхностей.

Определяем индекс помещения по формуле (12.2)

$$i = \frac{40 \cdot 128}{7,0 \cdot (40 + 128)} = 4,35.$$

По индексу помещения и принятым коэффициентам отражения поверхностей помещения $\rho_{\text{пот}} = 50$, $\rho_{\text{ст}} = 50$, $\rho_{\text{п}} = 10$ определяем коэффициент использования $\eta = 0,82$ [7].

Расстояние между светильниками и расстояние от крайних светильников до стен находятся по формулам (12.3) – (12.4)

$$L = 1,4 \cdot 7,2 = 10,1 \text{ м,}$$

Принимаем расстояние равным 10 м.

$$L_{\text{ст1}} = 0,5 \cdot 10,0 = 5,0 \text{ м,}$$

$$L_{\text{ст2}} = 0,49 \cdot 10,0 = 4,9 \text{ м.}$$

Получим, что для аварийного освещения электроцеха необходимо 52 светильников.

Световой поток светильников аварийного освещения определяется по выражению (12.5), с учётом того, что при аварийном освещении освещенность должна быть не ниже 5% от рабочей общей освещенности, но не менее 2 лк внутри здания (но и не более 30 лк)

$$\Phi_p = \frac{15 \cdot 5120 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{32 \cdot 0,85} = 1911 \text{ лм.}$$

Поэтому принимаем светильники типа ДСП-45-20-002 со световым потоком 1911 лм и мощностью 20Вт [35]. Тогда необходимое количество светильников для аварийного освещения цеха составит

Выбранная лампа по световому потоку не должна отличаться от расчетной по световому потоку более чем на минус 10 и плюс 20%. Осуществим данную проверку по формуле (12.6)

$$-0,1 \leq \frac{1743 - 1911}{1911} \leq 0,2.$$

$$-0,1 \leq -0,09 \leq 0,2.$$

Выбранные светильники аварийного освещения представим в светотехнической ведомости (таблица 12.4).

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		102

Таблица 12.4 – Светотехническая ведомость

Размеры, м				Коэф. отражения			E _н , лк	η	K _з	Тип, число светильников	Кол-во и мощность ламп	ΔRуд ₂ , кВт/м ²	Φ _р , лм	Φ _{ис} , лм
a	b	S	H _р	ρ _п	ρ _{ст}	ρ _р								
40	128	5120	7,0	50	50	10	10	0,85	1,5	ДСП45-20-103	52x20	0,20	1911	1743

Стоит отметить, что согласно [7], при расчете аварийного освещения коэффициент спроса принимается равным 1.

Выбор питающих кабелей, коммутационных аппаратов щитка аварийного освещения произведены по выражениям (12.7) – (12.15) и занесены в таблицы 12.5 – 12.6.

Таблица 12.5 – Электротехническая ведомость аварийного освещения

Номер группы	Расчётные данные				Проводка			ΔU %	Защитно-коммутационная аппаратура			Прим
	R _р , Вт	Q _р , вар	cosφ	I _р , А	Способ прокладки	Марка сечение	I _{д.доп} , А		Тип	I _т , А	I _{кз} , А	
1а	260	85	0,95	1,2	на лотках	ВВГнг-LS-FR (3x1,5)	19	0,45	E100	6	60	A, PE,N
2а	260	85	0,95	1,2	на лотках	ВВГнг-LS-FR (3x1,5)	19	0,38	E100	6	60	A, PE,N
3а	260	85	0,95	1,2	на лотках	ВВГнг-LS-FR (3x1,5)	19	0,30	E100	6	60	A, PE,N
4а	260	85	0,95	1,2	на лотках	ВВГнг-LS-FR (3x1,5)	19	0,32	E100	6	60	A, PE,N

Таблица 12.6 – Выбор щитка аварийного освещения

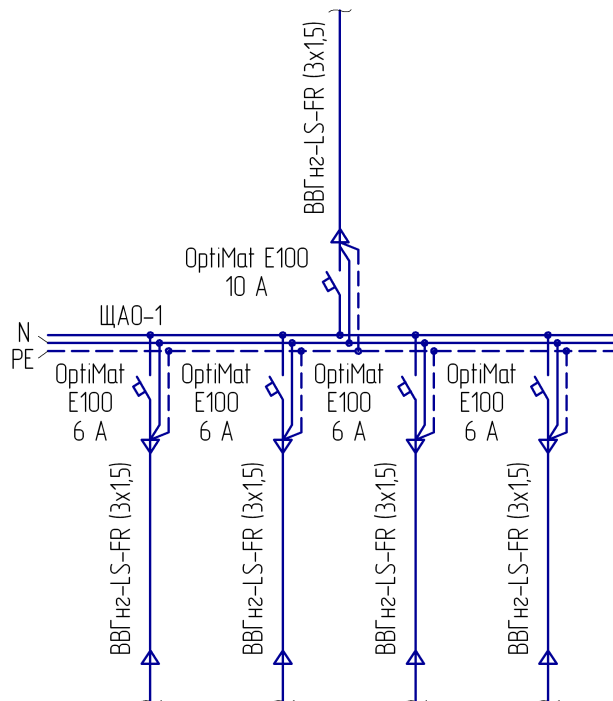
Обзор групп и щитков	Расчётные данные		Способ установки	Проводка		Защитно-коммутационная аппаратура			Прим
	R _р , Вт	I _р , А		Марка сечение	I _{д.доп} , А	Тип	I _т , А	I _{кз} , А	
ЩАО-1	1040	4,9	навесной	ВВГнг-LSFR (3x1,5)	19	E100	10	100	A,PE,N

Принципиальная схема щитка аварийного освещения, представлена на рисунке 12.2.

План размещения осветительной аппаратуры и щитков освещения представлен на листе 4 графической части. Графическое обозначение светодиодных светильников рабочего и аварийного освещения, выполнено в соответствии с [37].

Для организации аварийного и эвакуационного освещения с использованием потолочных светодиодных светильников, в щитах освещения монтируются источники бесперебойного питания типа ИДП-1-1/1-2-220-ТА [38], основные технические характеристики которого представлены в таблице 12.7.

Обозначение, марка и сечение проводника
Щиток групповой, аппарат на вводе, тип, номинальный ток, А
Выключатель автоматический тип, номинальный ток расцепителя, А
Обозначение, марка и сечение проводника
Номер группы
Установленная мощность группы, Вт
Потеря напряжения до щитка, %



1	2	3	4
260	260	260	260
0,45	0,38	0,30	0,32

Рисунок 12.2 – Схема принципиальная щитка аварийного освещения

Таблица 12.7 – Технические характеристики ИДП-1-1/1-2-220-ТА

Характеристика	Номинальное значение
Мощность	2000 ВА / 1600 Вт
Диапазон входного напряжения	от 160 до 280 В
Диапазон частоты	50/60 Гц
Коэффициент мощности	0,99
КПД	95%
Время работы при полной нагрузке	40 мин
Рабочая температура	от 0 до 40 °С

Выводы по разделу двенадцать

В данном разделе выполнен расчет освещения краскозаготовительного цеха. С учетом инновационных технологий, для рабочего и аварийного освещения цеха приняты светодиодные светильники, с целью бесперебойности освещения цеха применяются источники бесперебойного питания.

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

13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ

13 ЗАЩИТА РЕЛЕЙНАЯ ТРАНСФОРМАТОРА ЭТМПК-4000/10

Согласно ПУЭ [12] для трансформаторов электропечных установок предусматривают следующие виды защит:

- токовую защиту без выдержки времени от многофазных коротких замыканий;
- токовую защиту от перегрузок;
- защиту от однофазных замыканий на землю;
- защиту от перегрева;
- газовую защиту.

13.1 Мгновенная токовая защита

Мгновенная токовая защита от многофазных коротких замыканий с действием на отключение в трехрелейном исполнении устанавливается со стороны питания. Защита охватывает питающую линию и электропечной трансформатор. Мгновенная токовая защита осуществляется с помощью цифровых терминалов Seram T20 (код ANSI 51) [39].

Уставка по току срабатывания выбирается из условия отстройки от максимального рабочего тока [40]

$$I_{с.мгн} = I_{iQ5} \geq K_{отс} \cdot I_{max.раб}.$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки;

$I_{max.раб}$ – максимальный рабочий ток ДСП.

Определим максимальный рабочий ток печного трансформатора

$$I_{п.т.вн} = \frac{S_{п.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{вн}}.$$

$$I_{п.т.вн} = \frac{4000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 230,9 \text{ А}.$$

Тогда уставка мгновенной токовой защиты трансформатора ДСП равна

$$I_{с.мгн} = I_{iQ5} \geq 4 \cdot 230,9 \text{ А}.$$

$$I_{с.мгн} = I_{iQ5} \geq 924 \text{ А}.$$

Мгновенная токовая защита должна быть чувствительна к двухфазным КЗ на выводах обмотки ВН и НН печного трансформатора [41]

$$K_{ч}^{ВН} = \frac{I_{кз3}^{(2)}}{I_{с.мгн}} \geq 2,0.$$

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		105

$$K_{\text{ч}}^{\text{НН}} = \frac{I_{\text{кз5}}^{(2)}}{I_{\text{с.мгн}}} \geq 1,5.$$

$$K_{\text{ч}}^{\text{ВН}} = \frac{12,4 \cdot 10^3}{923,6} = 13,4 > 2,0.$$

$$K_{\text{ч}}^{\text{НН}} = \frac{1,98 \cdot 10^3}{923,6} = 2,1 > 1,5.$$

Следовательно, мгновенная токовая отсечка отвечает предъявляемым требованиям чувствительности.

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

13.2 Защита от перегруза

Учитывая возможность несимметрии токов фаз, защита от перегруза должна иметь трехфазное исполнение. Данная защита осуществляется с помощью цифровых терминалов Seram T20 (код ANSI 51). При выполнении защиты от перегруза с действием «на сигнал» используется времятоковая характеристика (ВТХ) с зависимой от тока выдержкой времени.

Ток срабатывания защиты от перегрузки отстраивается от максимального рабочего тока печного трансформатора на стороне ВН

$$I_{\text{г.}Q5} \geq \frac{K_{\text{н.о}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{п.т.вн}}$$

где $K_{\text{н.о}}$ – коэффициент надежности отстройки;

$K_{\text{в}}$ – коэффициент возврата защиты;

$I_{\text{п.т.вн}}$ – максимальный рабочий ток печного трансформатора на стороне ВН, А.

$$I_{\text{г.}Q5} \geq \frac{2,0}{0,935} \cdot 230,9.$$

$$I_{\text{г.}Q5} \geq 494 \text{ А.}$$

$$I_{\text{с}} \geq 494 \text{ А.}$$

Выдержка времени должна обеспечивать отстройку этой защиты от длительности протекания токов эксплуатационных КЗ (определяется временем подъема электродов) и принимается $t_r = 10$ с.

Рассчитаем зависимую времятоковую характеристику рассматриваемой защиты от перегруза.

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		106

При уставке тока $I_{r,Q5} = 494$ А кривая должна пройти через точку с координатами – уставка времени $t_{r,Q5} = 10$ с при токе $I_* = 10 \cdot I_{r,Q5} = 4940$ А.

Выбираем тип характеристики SIT.

Рассчитаем коэффициент T_{MS}

$$T_{MS} = \frac{t(I_*) \cdot [(I_*)^{0,02} - 1]}{0,14} \quad (13.1)$$

$$T_{MS} = \frac{10 \cdot [10^{0,02} - 1]}{0,14} = 3,37.$$

Определим время срабатывания защиты при кратности тока $I_* = 1,05$

$$t_r(I_*) = \frac{0,14 \cdot T_{MS}}{(I_*)^{0,02} - 1} \quad (13.2)$$

$$t_r(1,05) = \frac{0,14 \cdot 3,37}{1,05^{0,02} - 1} = 543 \text{ с.}$$

Дальнейшие расчеты точек защитной характеристики, выполненные по выражениям (13.1) – (13.2) сводим в таблицу 13.1.

Таблица 13.1

Выкл.	Защита от перегруза									
	Уставки времени		Тип кривой	T_{MS}^N	$t_{c,3}$ с, при разных I_* , А					
	t_r , с	$10 \cdot I_r$, А			1,05	2	3	6	10	28,8
Q5	10	4940	SIT	3,37	$\frac{247}{543}$	$\frac{33,8}{988}$	$\frac{21,2}{1482}$	$\frac{12,9}{2964}$	$\frac{10,0}{4940}$	$\frac{6,8}{14400}$

13.3 Защита от однофазных замыканий на землю

Для защиты от однофазных замыканий на землю используется ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с независимой от тока выдержкой времени. Защиту от однофазных замыканий на землю осуществим с помощью функции 51N устройства Seram T20.

Для кабеля марки АПвПу-10 (3х120) удельный емкостный ток однофазного замыкания на землю $I_{c0} = 1,904$ А/км.

Тогда ток нулевой последовательности линии, обусловленный током утечки составит

$$I_{0l} = I_{c0} \cdot L,$$

где L – длина кабельной линии, км.

$$I_{01} = 1,904 \cdot 0,288 = 0,548 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} = k_{н.с} \cdot k_{бр} \cdot I_{01},$$

где $k_{н.с} = 1,2$ – коэффициент надежности срабатывания;

$k_{н.с} = 2,5$ – коэффициент, учитывающий броски тока при перемежающихся дуговых замыканиях.

$$I_{сз} = 1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,548 = 1,645 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности определяется по выражению

$$k_q = \frac{I_{с.Σ}}{I_{с.сз}} \geq 1,5.$$

Суммарное значение емкостного тока сети предприятия

$$I_{с.Σ} = I_{с.кл.Σ} + I_{с.двΣ}.$$

Суммарный емкостный ток от кабельных линий предприятия

$$I_{с.кл.Σ} = \frac{U_{ном} \cdot L_{клΣ}}{10},$$

где $L_{клΣ}$ – суммарная протяженность кабельных линий предприятия, км.

$$I_{с.кл.Σ} = \frac{10 \cdot 8,764}{10} = 8,764 \text{ А.}$$

Найдем емкость фазы электродвигателя

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

$$C_{сд1} = \frac{0,0187 \cdot 1,0 \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot 0,9 \cdot 0,85 \cdot \sqrt{10 \cdot (1 + 0,08 \cdot 10)}} = 4,8 \cdot 10^{-9} \text{ Ф.}$$

$$C_{сд2} = \frac{0,0187 \cdot 0,8 \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot 0,9 \cdot 0,85 \cdot \sqrt{10 \cdot (1 + 0,08 \cdot 10)}} = 3,8 \cdot 10^{-9} \text{ Ф.}$$

$$C_{ад} = \frac{0,0187 \cdot 0,8 \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot 0,9 \cdot 0,80 \cdot \sqrt{10 \cdot (1 + 0,08 \cdot 10)}} = 3,2 \cdot 10^{-9} \text{ Ф.}$$

Тогда емкостный ток двигателя

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

$$I_{с.сд1} = 2\pi \cdot 50 \cdot 3 \cdot 4,8 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 0,026 \text{ А.}$$

$$I_{с.сд2} = 2\pi \cdot 50 \cdot 3 \cdot 3,8 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 0,021 \text{ А.}$$

$$I_{с.ад} = 2\pi \cdot 50 \cdot 3 \cdot 3,2 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 0,017 \text{ А.}$$

Определим суммарный емкостный ток от всех двигателей предприятия

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

$$I_{с.дв\Sigma} = 0,026 \cdot 2 + 0,021 \cdot 6 + 0,017 \cdot 6 = 0,282 \text{ А.}$$

Тогда суммарное значение емкостного тока сети предприятия

$$I_{с.\Sigma} = 8,764 + 0,282 = 9,046 \text{ А.}$$

Поэтому коэффициент чувствительности будет равен

$$k_{\chi} = \frac{9,046}{1,645} = 5,5 \geq 1,5.$$

Согласно ПТЭЭП [42, п.2.8.11] в сетях с изолированной нейтралью допускается работа кабельных линий электропередачи с замыканием на землю до устранения повреждения, поэтому защита от однофазных замыканий на землю выполняется с действием на сигнал.

13.4 Защита от перегрева

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

Защита от перегрева имеет две независимые уставки:

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

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

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		109

трансформатор, выполняется с помощью функции ANSI 49RMS на основе измерений фазных токов. Нагрев, выраженный в процентах, пропорционален квадрату протекающего по кабелю тока и вычисляется с помощью формулы

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

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

$$E = \left(\frac{230,9}{265} \right)^2 = 87\%.$$

Поэтому принимаем уставку аварийной сигнализации равной $E_{s1}=87\%$. Если нагрев кабеля превышает предельное значение, равное $E_{s2}=100\%$, то устройство защиты формирует сигнал на отключение.

В блоке расчета нагрева функции ANSI 49RMS задаются уставки:

- максимальный допустимый ток $I_s=I_{д.доп}=265$ А,
- постоянные нагрева $T_{нагр}$ и охлаждения $T_{охл}$ кабеля. Типовые значения постоянных времени для подземных кабелей составляют 20-60 минут.

13.5 Газовая защита

Газовая защита является основной защитой трансформаторов от витковых замыканий и других внутренних повреждений, сопровождаемых разложением масла и выделением газа. Данная защита реализуется с помощью функции ANSI 63 устройства Seram T20. Для защиты трансформаторов применяются устройства, чувствительные к выделению газа и перемещению масла в результате короткого замыкания между витками одной и той же фазной обмотки или вследствие межфазного короткого замыкания. 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, ввиду постоянного наличия в цехе оперативно-ремонтного персонала, нижняя пара контактов действует на отключение при бурном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла. Согласно ПТЭЭП [42, п.2.1.16] при срабатывании газового реле на сигнал должен быть произведен наружный осмотр трансформатора и отбор газа из реле для анализа и проверки на горючесть.

Выводы по разделу тринадцать

В данном разделе произведен расчет и выбор уставок релейной защиты электропечного трансформатора типа ЭТПК-4000/10 на базе микропроцессорных блоков Seram.

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		110

14 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Рассмотрим вопросы безопасности жизнедеятельности на примере главной понизительной подстанции (ГПП) Тольяттинского автозавода.

ГПП является одним из важнейших объектов системы электроснабжения, в то же время это объект повышенной опасности поражения обслуживающего персонала электрическим током.

Ввиду отсутствия агрессивной воздушной среды ГПП выполняется открытого типа.

14.1 Планировка и конструктивная часть ГПП

При выборе местоположения главной понизительной подстанции необходимо учитывать требования [12]. Для минимизации потерь электрической энергии при распределении по объектам предприятия, ГПП максимально приближена к центру электрических нагрузок с учетом застройки территории, рельефа и геологии местности, а также располагается с неветренной стороны (лист 1 графической части).

Открытое распределительное устройство (ОРУ) 110 кВ выполняется по схеме 110-4Н – два блока с выключателями. Распределительное устройство 110 кВ выполнено комплектным и состоит из стандартных блоков, которые представляют собой металлоконструкции с установленным на заводе-изготовителе оборудованием.

Расположение оборудования на ОРУ-110 кВ выполнено таким образом (лист 3 графической части), чтобы обеспечивались возможности организации монтажа и ремонта оборудования с применением машин и механизмов, транспортировки трансформаторов, проезда пожарных машин и передвижных лабораторий [12]. Для этого предусматривается проезд с габаритными размерами 4 м по ширине и высоте, а также рельсы для передвижения силового трансформатора.

Согласно Правилам устройства электроустановок для обеспечения безопасности работ и осмотров ОРУ-110 кВ (лист 3 графической части) принимаются следующие изоляционные расстояния[12]:

– от токоведущих частей или от элементов оборудования или изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций или постоянных внутренних ограждений – 2900 мм;

– между проводами разных фаз – 2500 мм.

Для обеспечения безопасности работ, производимых в ОРУ-110 кВ применяются механическая, оперативная, а также электромагнитная блокировки. На заземляющих ножах линейных разъединителей РГ-110/1000У1 со стороны линии установлена механическая блокировка с приводом разъединителя и приспособление для запираания заземляющих ножей замками в отключенном положении.

Питание цепей электромагнитной блокировки 110 кВ осуществляется выпрямленным напряжением с панели питания блокировки, которая имеет устройство контроля изоляции. Схема электромагнитной блокировки выполнена с учё-

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		111

том наличия у всех разъединителей электродвигательных приводов, а у всех заземляющих разъединителей ручных приводов. Блокировка осуществляется разрывом цепей управления привода при несоблюдении условий, при которых допустимо оперирование коммутационными аппаратами. Используемые электромагнитные блокировки должны быть с одинаковым по конструкции замком и одним электромагнитным ключом [43].

Механическая блокировка между разъединителями и заземляющими ножами выполнена в виде дисков с вырезами, насаженных на валы приводов этих разъединителей. Эта блокировка не допускает включения заземляющих ножей при включённых главных разъединителях и наоборот.

Распределительное устройство 10 кВ рекомендуется выполнять комплектным. Для удобства обслуживания необходимо ЗРУ-10 кВ проектировать с двухсторонним расположением ячеек КРУ типа К-104М. Данные ячейки комплектуются вакуумными выключателями типа ВВЭ-10-20/630 УЗ. Все ячейки КРУ К-104М имеют механические блокировки, которые исключают выкат тележки при включённом выключателе.

ЗРУ-10 необходимо располагать в отдельном помещении, которое имеет два выхода, расположенные с противоположенных торцов здания. Двери ЗРУ-10 должны быть оборудованы самозакрывающимися замками, открываемыми без ключа с внутренней стороны ЗРУ.

На всем электрооборудовании ОРУ и ЗРУ должны быть надписи, мнемосхемы, поясняющие назначение электрооборудования, а также предупреждающие плакаты. Токоведущие части должны быть окрашены в соответствии с [12]: фаза А – желтым цветом, фаза В – зеленым, фаза С – красным.

14.2 Требования безопасности в АКБ

Помещение, предназначенное для заряда аккумуляторных батарей (АКБ), относится к взрывоопасным класса В-Ia [12, п.4.4.2]. Поэтому светильники, устанавливаемые в АКБ, должны иметь взрывозащищенное исполнение, а один из светильников подключаться к сети аварийного освещения [12, п.4.4.13], а также расположение выключателей освещения необходимо предусматривать вне помещения, для предотвращения пожара и взрыва.

Аккумуляторные батареи выбраны комплектными и установлены на полках в шкафах и расположены в один ряд с шириной 0,8 м.

В помещении АКБ установлена общеобменная искусственная приточно-вытяжная вентиляция. Отсос газов производится как из верхней, так и из нижней части помещения со стороны, противоположной притоку свежего воздуха. Вентиляционные короба расположены рядом с аккумуляторными батареями. Кроме того, выполнена естественная вытяжная вентиляция, которая обеспечивает однократный обмен воздуха в час [12, п.4.4.40].

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		112

Вся система вентиляции должна выполняться автономной от других систем. Электродвигатель привода вентилятора установлен вне помещения АКБ. Выброс воздуха осуществлен через шахту, превышение которой над кровлей составляет 2 м. На дверях АКБ должны быть надписи: «Аккумуляторная», «Огнеопасно», «С огнем не входить», «Курение запрещается».

14.3 Обеспечение промышленной и взрывной безопасности при эксплуатации элегазовых выключателей

ГПП – относится к опасным производственным объектам, так как на данном объекте применяются элегазовые выключатели типа ВЭБ-110-40/1250, работающие под давлением более $0,7 \text{ кг/см}^2$, согласно Федеральному закону от 21.07.97 г. №116-ФЗ (в ред.2013 г.) « О промышленной безопасности опасных производственных объектов». Данные по давлению элегаза при эксплуатации выключателя приведены в таблице 14.1.

Таблица 14.1 – Данные по давлению элегаза для ВЭБ-110-40/1250У1

Наименование параметра	Значение
1 Верхний предел избыточного давления (давление заполнения) элегаза, МПа (кгс/см^2)/плотность элегаза, кг/м^3	0,45 (4,5)/35,4
2 Нижний предел избыточного давления элегаза, МПа (кгс/см^2)/плотность элегаза, кг/м^3	0,35 (3,5)/28,5
3 Минимальное избыточное давление элегаза, при котором сохраняется номинальный уровень изоляции, МПа (кгс/см^2)/плотность элегаза, кг/м^3	0,35 (3,5)/28,5
4 Избыточное давление сигнализации, МПа (кгс/см^2 / плотность элегаза, кг/м^3 : предупредительной уставки аварийной уставки	0,4 (4,0)/32 0,36 (3,6)/29

Монтаж, наладка, регулирование, испытания и эксплуатация выключателя в части требований безопасности производятся в соответствии с [44]. Согласно данным нормам и правилам все работы производятся специально подготовленным персоналом, ознакомленным с устройством выключателя, испытательного, ремонтного и другого оборудования, правилами техники безопасности и прошедшими соответствующий инструктаж.

При наладке и испытаниях выключателя под давлением на участке где проводятся испытания, не должно быть посторонних лиц, не связанных испытаниями. Допускается проводить работы под давлением элегаза только при проверке герметичности элементов выключателя с целью определения мест утечки. Запрещается разгерметизация объемов, а также устранение утечек при наличии в элементах выключателя элегаза под давлением. Откачка элегаза производится при помощи вакуумно-компрессорной установки. Перед наполнением объемов элегазом проверяется, что весь крепеж газовых объемов завинчен до упора.

Согласно [44] техническое освидетельствование комбинированных сосудов находящихся в эксплуатации, проводится на отдельных составных частях. Освидетельствование сосудов, находящихся в эксплуатации предусматривает наружный и внутренний осмотры сосудов, их гидравлические испытания и проверку на герметичность, которые проводятся при сред них и капитальных ремонтах. Периодичность внутренних осмотров сосудов, находящихся и эксплуатации, совмещается со сроками проведения средних (капитальных ремонтов выключателя. Если при внутренних и наружных осмотрах сосудов в процессе ремонта не обнаружено повреждений сварных швов, трещин, следов коррозии и т.п. гидравлические испытания допускается не проводить. При обнаружении дефектов и после их устранения с применением сварки проводятся гидравлические испытания. Величина пробного давления при гидравлических испытаниях принимается равной 0,74 МПа (7,4 кгс/см²). Время выдержки сосуда под пробным давлением – 10 мин. При обнаружении в процессе монтажа или эксплуатации выключателя значительных утечек элегаза, кроме наружного осмотра, производится обследование сосудов течеискателем (или промывливанием) для установления места течи. Если место течи обнаружено на сварных швах (а не в разъемных соединениях), то разгерметизированный элемент демонтируется, ремонтируется и после ремонта вновь проходит гидравлические испытания.

Гидравлическое испытание допускается заменять пневматическим испытанием при условии контроля этого испытания методом акустической эмиссии. Пневматическое испытание сосуда проводится сжатым азотом, испытание сжатым воздухом не допускается. Величина пробного пневматического давления принимается равной величине пробного гидравлического давления. Время выдержки сосуда по пробным давлением должно быть не менее 5 мин. Затем давление в испытываемом сосуде должно быть снижено до расчетного произведен осмотр суда с проверкой герметичности его швов с помощью течеискателя. Для предотвращения вреда здоровью персонала при осмотрах элегазового оборудования и возможной утечке элегаза нужно использовать комплект средств защиты, состоящий из следующих предметов: респиратор, защитные перчатки, костюм химзащиты.

14.4 Устройства сигнализации и контроля изоляции

На ГПП предусматривается звуковая и световая сигнализация отключения вакуумных выключателей, выполненная в шкафах КРУ трансформаторов напряжения. Предусматривается передача аварийного сигнала на диспетчерские пункты. Сигнал передается на диспетчерский пункты (ОПУ). Также предусмотрены периодический и постоянный контроль изоляции. Периодический контроль производится в сроки, установленные [42] или при обнаружении дефектов. Постоянный контроль предусмотрен в течение всего времени работы электроустановки.

Устройство контроля изоляции подключено к секции сборных шин подстанции и фиксирует факт возникновения однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) в электрической сети.

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		114

Устройство контроля изоляции сети напряжением 10 кВ выполнено с использованием трехфазного трансформатора напряжения (ТВ) типа НАМИ-10. На рисунке 14.1 а приведена схема включения устройства контроля изоляции, выполненная с использованием трансформатора напряжения типа НАМИ-10.

Вторичная обмотка ТВ, соединенная по схеме «разомкнутого треугольника», является фильтром напряжения нулевой последовательности $3U_0$. В нормальном режиме работы сети при симметричных напряжениях фаз относительно земли U_A , U_B и U_C на выводах этой обмотки напряжение, пропорциональное напряжению нейтрали U_0 , практически отсутствует. При возникновении ОЗЗ, например, фазы А напряжение этой фазы относительно земли U_A становится равным нулю.

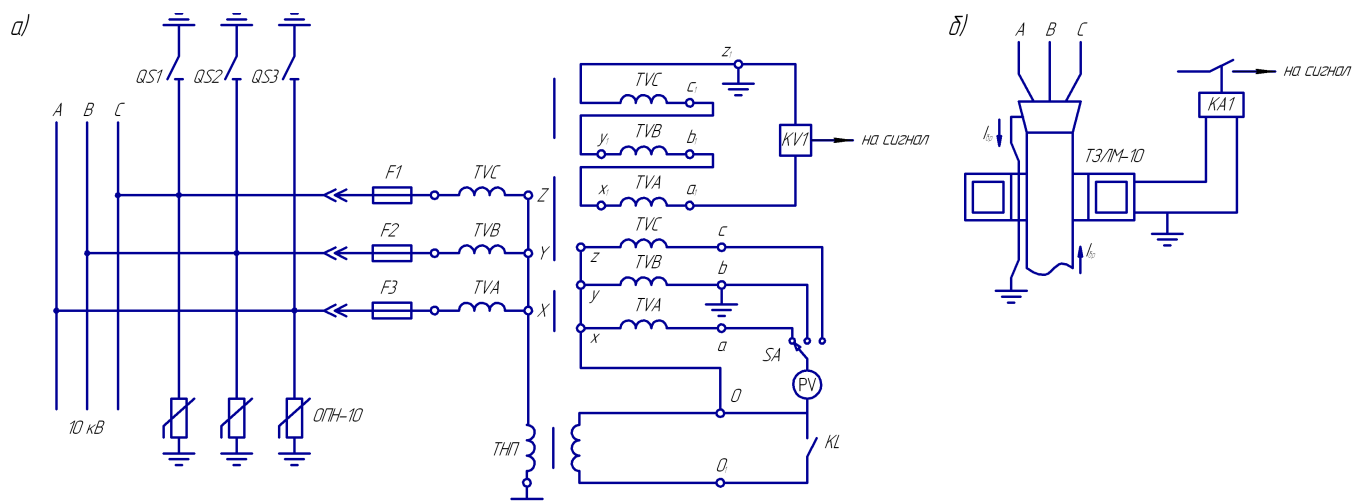


Рисунок 14.1 – Устройство контроля изоляции в сети 10 кВ:
а) принципиальная схема; б) схема устройства ОЗЗ

Напряжения неповрежденных фаз В и С относительно земли U_B и U_C увеличиваются с фазного значения до линейного, а напряжение на нейтрали сети становится равным значению фазного напряжения источника питания поврежденной фазы $U_0 = U_A$. При этом на обмотке, соединённой по схеме «разомкнутого треугольника» напряжение достигает 100 В и защита напряжения нулевой последовательности срабатывает на сигнал.

Вторичная обмотка ТВ, соединенная по схеме «разомкнутого треугольника», является фильтром напряжения нулевой последовательности $3U_0$. В нормальном режиме работы сети при симметричных напряжениях фаз относительно земли U_A , U_B и U_C на выводах этой обмотки напряжение, пропорциональное напряжению нейтрали U_0 , практически отсутствует. При возникновении ОЗЗ, например, фазы А напряжение этой фазы относительно земли U_A становится равным нулю. Напряжения неповрежденных фаз В и С относительно земли U_B и U_C увеличиваются с фазного значения до линейного, а напряжение на нейтрали сети становится равным значению фазного напряжения источника питания поврежденной фазы $U_0 = U_A$. При этом на обмотке, соединённой по схеме «разомкнутого треугольника» напряжение достигает 100 В и защита напряжения нулевой последовательности срабатывает на сигнал.

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

13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ

Для защиты кабельных сетей (рисунок 14.1 б) выбран трансформатор тока нулевой последовательности ТЗЛМ-10, магнитопровод которого надевается на трехфазный кабель. Ко вторичной обмотке трансформатора тока ТЗЛМ-10 подключены устройства защиты и сигнализации КА1. По металлическим оболочкам или броне кабелей могут протекать блуждающие токи $I_{\text{б}}$, проходя при этом через ТЗЛМ-10. Для предотвращения возможных ложных срабатываний защиты защитное заземление концевой муфты (разделки) кабеля должно выполняться изолированным проводом, пропущенным через окно ТЗЛМ-10 и заземленным ниже его. В результате ток $I_{\text{б}}$ проходит через ТЗЛМ-10 дважды: сначала по броне или оболочке кабеля в одном направлении, а потом возвращается по заземляющему проводнику и погрешность от этого тока исчезает.

14.5 Пожарная безопасность

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

- на каждом уровне системы электроснабжения выбраны устройства релейной защиты и автоматики, которые представлены в разделе «13 Релейная защита»;
- произведена проверка кабелей по термической стойкости к токам короткого замыкания (п.9.7);
- силовые трансформаторы, выбраны с учётом допустимой перегрузочной способности, предусмотренной ПУЭ [12], и представлены в таблице 3.3;
- в схеме внешнего электроснабжения приняты к установке элегазовые выключатели ВЭБ-110-40/1250 (п.5.4)

Конструктивные элементы ЗРУ необходимо выполнять из негорючих материалов: железобетон, металл [45].

Для предотвращения пожара на ОРУ-110/10 должны выполняться следующие меры [46]:

- следить за чистотой маслоприемных устройств под трансформаторами, для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения;
- содержать гравийную подсыпку в пределах бортовых ограждений маслоприемника в чистом состоянии и не реже одного раза в год промывать;
- вводы кабельных линий в шкафы управления защиты и автоматики, а также в разветвительные коробки на трансформаторах тщательно уплотнять водостойким негорючим материалом;
- трансформаторы ГПП должны быть оборудованы стационарной установкой пожаротушения, система трубопроводов и запорная арматура данной установки окрашивается в красный цвет;
- при возникновении пожара на трансформаторе, он должен быть отключен от сети всех напряжений, если не отключился от действия релейной защиты, и заземлен, персонал должен проконтролировать включение стационарной установки пожаротушения, и вызвать пожарную охрану.

Так как мощность силовых трансформаторов, устанавливаемых в ЗРУ, не превышает 63 МВА, то согласно ПУЭ [12, п.4.2.214] разрешается не устанавливать автоматические установки пожаротушения, поэтому используется ручное управление, а именно: при пожаре срабатывает звуковой и световой сигнал в ОПУ и диспетчер приводит систему пожаротушения в действие.

В ЗРУ-10 кВ предусматривается автоматическая система пожарной сигнализации предназначенная для раннего обнаружения и определения очага пожара в контролируемых помещениях, выдачи сигналов «Пожар» и «Неисправность» дежурному персоналу на пост постоянного дежурства. Система пожарной сигнализации и оповещения включает в себя извещатели автоматической и ручной пожарной сигнализации интегрированной системы охраны «Орион», а также звуковые оповещатели, установленные в соответствии с требованиями нормативной документации [47].

Для локализации очагов пожара на ГПП выбираются следующие первичные средства пожаротушения:

1 ЗРУ-110 кВ:

– пожарный щит ЩП-Е с принадлежностями (багор – 1шт; комплект для резки электропроводов: ножницы диэлектрические, боты диэлектрические, коврик – 1 комп; противопожарное полотно – 1шт; лопата совковая – 1шт; ящик для песка ЯП-0,5 – 1шт, огнетушитель ОП-8 – 4 шт).

– ящик с песком у каждого трансформатора.

2 ЗРУ-10 кВ: ящик с песком, пожарный щит ЩП-Е с принадлежностями.

14.6 Освещение ОРУ 110/10 кВ

Площадь ОРУ-110 кВ:

$$S = L \cdot h,$$

где L – длина территории ОРУ-110/10 кВ, м;

h – ширина территории ОРУ-110/10 кВ, м.

$$S = 54,2 \cdot 34,8 = 1886 \text{ м}^2.$$

Норма освещённости $E_n = 10,0$ лк [48].

Суммарный световой поток [49]

$$\sum \Phi = E_n \cdot S \cdot k_z \cdot k_n,$$

где $k_z = 1,5$ - коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнение отражателя, защитного стекла, лампы;

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

$$\sum \Phi = 10 \cdot 1886 \cdot 1,5 \cdot 1,5 = 42435 \text{ лк}.$$

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		117

Для освещения принимаем светильники марки РКУ37-250-001У1 с технической характеристиками [49]:

- тип лампы – ДРЛ-250;
- КПД светильника $\eta = 0,60$;
- максимальная сила света $I_{\max} = 16000$ кд;
- световой поток лампы прожектора $\Phi_{\Pi} = 18000$ лм.

Необходимое число прожекторов:

$$N_{\text{пр}} = \frac{\sum \Phi}{\Phi_{\Pi} \cdot \eta_{\text{пр}}}.$$

$$N_{\text{пр}} = \frac{42435}{18000 \cdot 0,60} = 3,93.$$

Принимаем число светильников равное 4.

Определим высоту установки прожектора:

$$H = \sqrt{\frac{I_{\max}}{700}}.$$

Согласно [48, табл. 10] – нормируемой освещенности 10 лк соответствует величина $I_{\max} / H^2 = 700$.

Поэтому получаем

$$H = \sqrt{\frac{16000}{700}} = 4,8 \text{ м.}$$

Четыре светильника устанавливаем на мачтах освещения на четырех сторонах ОРУ-110 кВ.

14.7 Молниезащита ГПП

Молниезащита ГПП осуществляется в соответствии с [50]. Территория ГПП находится в районе с грозовой деятельностью до 40 часов в год.

Устанавливаем 4 молниеотвода: два на линейные порталы и два на порталы рядом с силовыми трансформаторами.

Около конструкции с молниеотводом эти кабели должны быть проложены непосредственно в земле на протяжении не менее 10 метров.

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

Расположение выбранных молниеотводов М1 – М4, с указанием границ зон защит на уровне защищаемых объектов представлено на рисунке 14.2.

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		118

Высота молниеотвода определяется по выражению [50]:

$$h = \frac{r_x + 1,63 \cdot h_x}{1,5}$$

где h_x – высота защищаемого объекта, м;

r_x – радиус зоны защиты молниеотвода на высоте h_x , м.

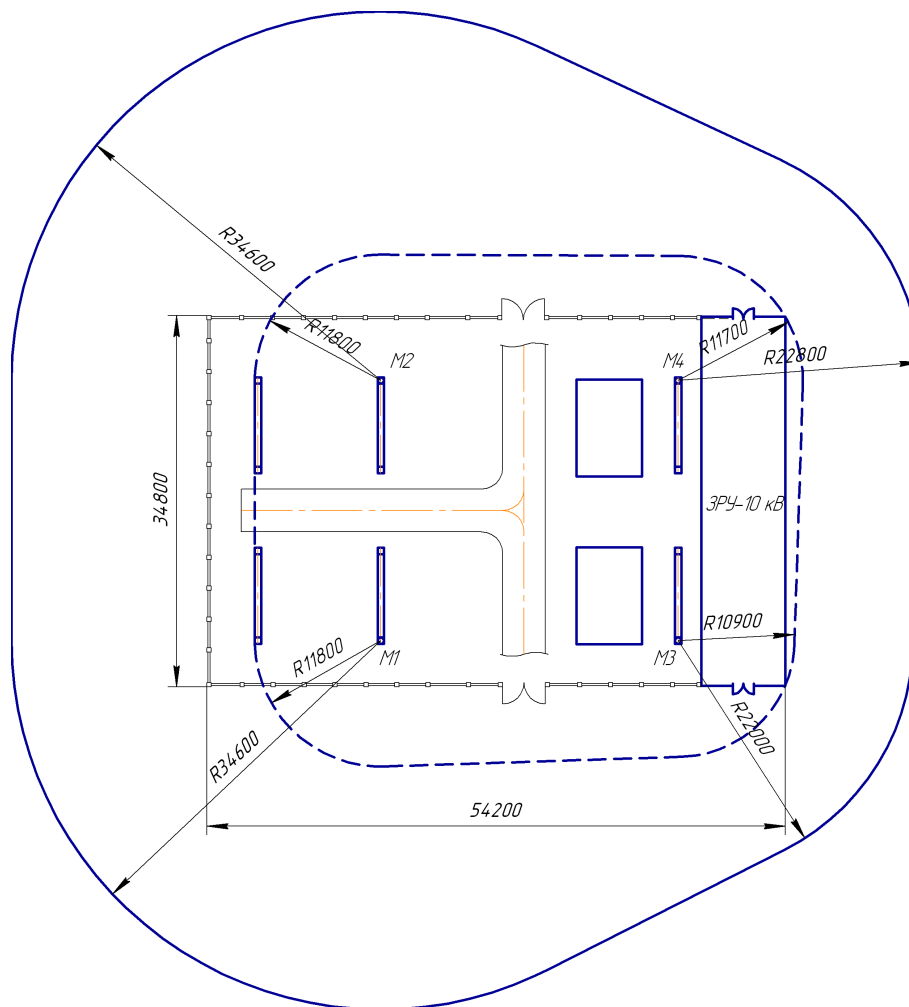


Рисунок 14.2 – Молниезащита ГПП

Высота молниеотводов M1 и M2

$$h_1 = h_2 = \frac{11,8 + 1,63 \cdot 14,0}{1,5} = 23,1 \text{ м.}$$

Высота молниеотводов M3 и M4

$$h_3 = \frac{10,9 + 1,63 \cdot 6,8}{1,5} = 14,7 \text{ м.}$$

$$h_4 = \frac{11,7 + 1,63 \cdot 6,8}{1,5} = 14,0 \text{ м.}$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ

Высота зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода:

$$h_0 = 0,92 \cdot h.$$

Высота зоны защиты молниеотводов М1 и М2

$$h_{01} = h_{02} = 0,92 \cdot 23,1 = 21,2 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты молниеотводов М3 и М4

$$h_{03} = 0,92 \cdot 14,7 = 13,5 \text{ м.}$$

$$h_{04} = 0,92 \cdot 15,2 = 14,0 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода на уровне земли

$$r_0 = 1,5 \cdot h$$

Радиус зоны защиты молниеотводов М1 и М2

$$r_{01} = r_{02} = 1,5 \cdot 23,1 = 34,6 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты молниеотводов М3 и М4

$$r_{03} = 1,5 \cdot 14,7 = 22,0 \text{ м.}$$

$$r_{04} = 1,5 \cdot 15,2 = 22,8 \text{ м.}$$

Габаритные размеры внутренней области зоны защиты двух одиночных стержневых молниеотводов определяются по формуле:

$$h_c = \frac{(h_{c1} + h_{c2})}{2}.$$

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

Габаритные размеры внутренних областей между молниеотводами М1 и М3

$$h_{c13} = \frac{(21,2 + 13,5)}{2} = 17,4 \text{ м.}$$

$$r_{c13} = \frac{(34,6 + 22,0)}{2} = 28,3 \text{ м.}$$

Габаритные размеры внутренних областей между молниеотводами М2 и М4

$$h_{c24} = \frac{(21,2 + 14,0)}{2} = 17,6 \text{ м.}$$

$$r_{c24} = \frac{(34,6 + 22,8)}{2} = 28,7 \text{ м.}$$

Габаритные размеры внутренних областей между молниеотводами М3 и М4

$$h_{c34} = \frac{(13,5 + 14,0)}{2} = 13,7 \text{ м.}$$

$$r_{c34} = \frac{(22,0 + 22,8)}{2} = 22,4 \text{ м.}$$

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		120

14.8 Расчёт защитного заземления

Грунт в месте сооружения подстанции – суглинок;

Площадь территории подстанции $S = 1886 \text{ м}^2$;

Удельное сопротивление грунта: $\rho_1 = 60 \text{ Ом/м}$; $L = 2 \text{ м}$; $\rho_2 = 80 \text{ Ом/м}$;

Время действия релейной защиты $t_{\text{пр}} = 0,12 \text{ с}$; $t_{\text{об}} = 0,07 \text{ с}$;

Исходная схема для расчёта тока однофазного замыкания на землю перед трансформатором ГПП ТРДН-40000/110/10/10 представлена на рисунке 14.3.
ТРДН-40000/110/10/10

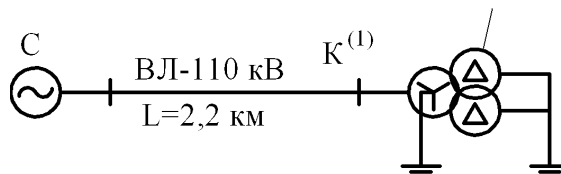


Рисунок 14.3 – Расчётная схема

Расчётный ток однофазного замыкания на землю определим по формуле:

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

где S_6 – базисная мощность ($S_6 = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$);

U_6 – базисное напряжение ($U_6 = 115 \text{ кВ}$);

x_3 – эквивалентное сопротивление.

При однофазном замыкании на землю эквивалентное сопротивление определяется по формуле:

$$x_3 = x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma};$$

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

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

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

Схема для расчёта сопротивлений прямой и обратной последовательности приведена на рисунке 14.4.

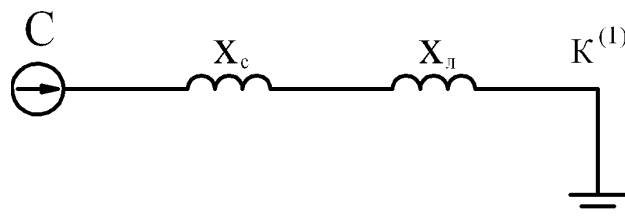


Рисунок 14.4 – Схема замещения для расчёта сопротивлений прямой и обратной последовательности

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ

Лист

121

Для расчёта сопротивления нулевой последовательности составим схему замещения (рисунок 14.5).

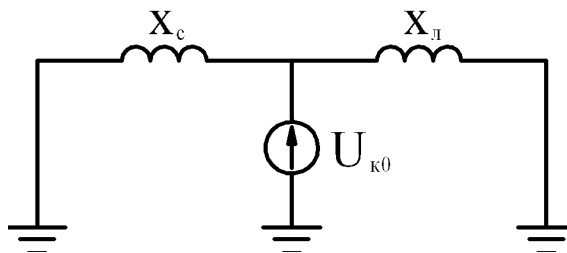


Рисунок 14.5 – Схема замещения для расчёта сопротивления нулевой последовательности

Сопротивления системы и ВЛ были определены и равны соответственно:

$$x_c = 0,29; x_{л1} = 0,07.$$

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

$$x_{л0} = 9 \cdot x_{л1}.$$

$$x_{л0} = 9 \cdot 0,07 = 0,63.$$

Сопротивление трансформатора определим по выражению

$$x_{т0} = 1,875 \cdot \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном}}.$$

$$x_{т0} = 1,875 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 4,92.$$

Суммарное сопротивление нулевой последовательности

$$x_{0\Sigma} = \frac{0,63 \cdot 4,92}{0,63 + 4,92} = 0,56.$$

Определим эквивалентное сопротивление

$$x_3 = 0,36 + 0,36 + 0,56 = 1,28.$$

Определим ток однофазного замыкания на землю:

$$I_k^{(1)} = \frac{3 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 1,28} = 11,7 \text{ кА}.$$

За расчётный ток принимаем ток, стекающий с заземлителя при однофазном замыкании:

$$I_3 = I_{033} \cdot \left(1 - \frac{x_0}{x_T} \right);$$

где x_0 – сопротивление нулевой последовательности до места КЗ, Ом;

x_T – сопротивление нулевой последовательности трансформатора, Ом.

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

13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ

Лист

122

$$I_3 = 11,7 \cdot \left(1 - \frac{0,56}{4,92}\right) = 10,37 \text{ кА.}$$

Расчётная длительность воздействия тока на человека:

$$\tau_B = t_{p.з} + t_{o.в},$$

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

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

$$\tau_B = 0,12 + 0,07 = 0,19 \text{ с.}$$

Допустимое напряжение прикосновения $U_{пр.доп} = 400 \text{ В}$ [51].

Коэффициент прикосновения

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

где M – параметр, зависящий от соотношения ρ_1 / ρ_2 ;

L_r – длина горизонтальных заземлителей, м;

l_B – длина вертикального заземлителя, м;

a – расстояние между вертикальными заземлителями;

β – коэффициент, учитывающий сопротивление стекания тока на землю.

Коэффициент, учитывающий сопротивление стекания тока на землю

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c}$$

где R – сопротивление тела человека, Ом.

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 1060} = 0,38.$$

$$K_{п} = \frac{0,5 \cdot 0,38}{\left(\frac{5 \cdot 360}{10 \cdot \sqrt{1886}}\right)^{0,45}} = 0,04$$

Потенциал на земле:

$$U_3 = \frac{U_{пр.доп.}}{K_{п}}.$$

$$U_3 = \frac{400}{0,04} = 10000 \text{ В.}$$

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

13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ

Лист

123

Сопrotивление заземляющего устройства:

$$R_3 = \frac{U_3}{I_3}.$$

$$R_3 = \frac{10000}{10370} = 0,96 \text{ Ом.}$$

Число вертикальных заземлителей:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{2 \cdot l_B}.$$
$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{1886}}{2 \cdot 5} = 17,4.$$

Принимаем $n_B = 18$ шт.

Число ячеек по сторонам квадрата:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1.$$
$$m = \frac{360}{2 \cdot \sqrt{1886}} - 1 = 3,9.$$

Принимаем $m = 4$.

Длина полос в расчётной модели:

$$L'_r = 2\sqrt{S} \cdot (m+1).$$
$$L'_r = 2 \cdot \sqrt{1886} \cdot (4+1) = 434,3 \text{ м.}$$

$$L_B = l_B \cdot n_B.$$

$$L_B = 5 \cdot 18 = 90 \text{ м.}$$

Длина стороны ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}.$$
$$b = \frac{\sqrt{1886}}{4} = 10,9 \text{ м.}$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ

Лист
124

Относительная глубина:

$$\frac{l_b + t}{\sqrt{S}} \geq 0,1.$$

$$\frac{5 + 0,7}{\sqrt{1886}} = 0,13 \geq 0,1 \text{ м.}$$

Тогда

$$A = 0,434 - 0,25 \cdot 0,13 = 0,40.$$

При $\frac{\rho_1}{\rho_2} = 0,75$; $a/l_b = 2$ определяем:

$$\frac{1-t}{l_b} = \frac{2-0,7}{5} = 0,26.$$

$$R_3 = 1 \cdot \rho_2,$$

$$R_3 = 1 \cdot 80 = 80 \text{ Ом/м.}$$

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = A \cdot \frac{R_3}{\sqrt{S}} + \frac{R_3}{L_r},$$

$$R_3 = 0,40 \cdot \frac{80}{\sqrt{1886}} + \frac{80}{434,3} = 0,92 \text{ Ом.}$$

$$U_{\text{пр}} = K_{\text{п}} \cdot I_3 \cdot R_3.$$

$$U_{\text{пр}} = 0,04 \cdot 10370 \cdot 0,92 = 381,6 \text{ В.}$$

$$U_{\text{пр}} = 381,6 \text{ В} < U_{\text{пр.доп.}} = 400 \text{ В.}$$

Выводы по разделу четырнадцать

В данном разделе рассмотрено вопросы безопасности жизнедеятельности на примере главной понизительной подстанции предприятия, особое внимание уделено вопросам электробезопасности, в частности выбраны защитные средства, рассмотрено устройство сигнализации и контроля изоляции, произведен расчет молниезащиты, защитного заземления и освещения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе выполнен расчет электрических нагрузок группы цехов Тольяттинского автозавода, согласно усовершенствованному методу упорядоченных диаграмм, который позволил разработать схемы внешнего и внутреннего электроснабжения.

Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения оценивался по формуле Стилла, расчет показал, что оптимальным напряжением для внешнего электроснабжения является 110 кВ.

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 50, 70, 95, 120 мм².

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 разделе релейная защита приведено подробное описание и расчет уставок релейной защиты электропечного трансформатора типа ЭТМПК-4000/10. На чертеже представлены принципиальная и оперативная схема релейной защиты трансформатора и её характеристики.

Приведены основные положения по безопасности жизнедеятельности в отношении действующих электроустановок, произведён расчет молниезащиты, защитного заземления и освещения главной понизительной подстанции предприятия.

В результате проведенных расчетов была спроектирована система электроснабжения группы цехов Тольяттинского автозавода, отвечающая всем требованиям по качественному и надёжному электроснабжению.

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		126

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Состояние и перспективы развития вакуумных и элегазовых выключателей. – <http://forca.ru/stati/podstancii/sostoyanie-i-perspektivy-razvitiya-vakuumnyh-i-elegazovyh-vyklyuchateley.html>.
- 2 Каталог. Выключатель элегазовый баковый типа ВЭБ-110.– http://www.uetm.ru/fi-les/katalog_VEB-11.pdf.
- 3 Экспертное заключение на предмет подтверждения соответствия функциональных показателей элегазовых выключателей типа ЗАР1DT-145/ЕК. – <http://www.fsk-ees.ru/common/img/uploaded/fsk/perechni2017/11ez.pdf>.
- 4 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин.– М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 352 с.
- 5 Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
- 6 РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 12 с.
- 7 Справочная книга для проектирования электрического освещения / под ред. Г.М. Кнорринга. – СПб.: Энергоатомиздат, 1992. – 448 с.
- 8 Липкин, Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок / Б.Ю. Липкин. – М.: Высшая школа, 1990. – 359 с.
- 9 Киреева, Э.А. Справочник электрика / Э.А. Киреева, С.А. Цырук. – М: Колос, 2007. – 464 с.
- 10 Рекомендации по проектированию систем внутрицехового электроснабжения с параллельной работой трансформаторов КТП. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 24 с.
- 11 ГОСТ Р 52719-2007. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. – М.: Стандартинформ, 2007. – 68 с.
- 12 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 848 с.
- 13 Разъединители серии РГ на напряжение 35 – 500 кВ. – http://www.ues-su/product_img/razyed/rg35/ues_zeto_catalog_rg35.pdf
- 14 Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М.– http://www.nzif.ru/uploads/sel/psch4tm03m/ruk_03_02_m.pdf
- 15 Трансформаторы напряжения типа ЗНОГ-110. – http://www.vit.zp.ua/documents/oelo/ru/znog-110_ru.pdf.
- 16 Ограничители перенапряжения нелинейные. – http://www.uik.ru/net-cat_files/696/638/h_4d82627dfea00289f4895db29b4c87fe.
- 17 НТП ЭПП-94. Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Изд-во стандартов, 1994. – 48 с.
- 18 Каталог продукции. Кабели и провода. – <https://www.holdcable.com/production/cat>.
- 19 Комплектные распределительные устройства внутренней установки 6-10 кВ. – http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/2_kru2006.pdf.

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		127

- 20 Камеры (ячейки) КСО. – https://www.chelzeo.ru/catalog/kamery_kso/kameri_sbornie_odnostoronnego_obs_luzhivaniya_serii_kso-366.
- 21 Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Самарской области от 28 декабря 2016 г. №833 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Самарской области на 2017 год (с изменениями на: 25.07.2017). – <http://docs.cntd.ru/document/434610505>.
- 22 Информация на сайте ООО «ТольяттиЭнергоСбыт», для юридических лиц, в разделе «Тарифы», в разделе «Цена на потребляемую электрическую энергию за 2017 год». – <http://www.tltes.ru/index.php/tarify-dlya-yuridicheskikh-lits>.
- 23 Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанции и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК». – М.: МРСК, 2012. – 72 с.
- 24 Товары и услуги TIU.RU. Камера КСО-366. – <http://chelyabinsk.tiu.ru/p28965000-kamera-kso-366.html>
- 25 Вакуумные выключатели типа ВВЭ. – <http://www.konstalin.ru/?star-tid=3-&id=161>.
- 26 Измерительные трансформаторы тока. – http://www.czt.ru/transformator_to-ka.html.
- 27 Трансформаторы напряжения НАМИ трехфазные антирезонансные трехобмоточные на напряжение 6 и 10 кВ. – http://www.elektrozavod.ru/production/3_5.
- 28 Комплектные токопроводы и шинопроводы. – http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/3_compl_tokopr_shinoprovo2007.pdf.
- 29 Автоматические выключатели серия «Электрон». – http://www.kontaktor.ru/auto_breakers/detail_page.php?ID=201.
- 30 Приложение 5 «Индексы изменения сметной стоимости на 3 квартал 2017 г.» к письму Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 05.10.2017 г. №35948-ХМ/09.
- 31 Комплектные конденсаторные установки от 0,4 до 10 кВ. – http://slavenergo.ru/kondensatornaja_ustanovka.
- 32 ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Изд-во стандартов, 2013. – 26 с.
- 33 Овчаренко, А.С. Повышение эффективности электроснабжения промышленных предприятий: учебник / А.С. Овчаренко.– Киев.: Техника, 1989. – 287 с.
- 34 СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. – М.: Изд-во стандартов, 2011. – 116 с.
- 35 Каталог продукции «Ардатовский светотехнический завод». – <http://www.astz.ru/ru/production/catalogs>.
- 36 ГОСТ 31565-2012 – Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности.– М.: Изд-во стандартов, 2014. – 22 с.
- 37 ГОСТ 21.210-2014. Условные графические изображения электрооборудования и проводок на планах.– М.: Стандартиформ, 2015. – 13 с.

38 Каталог продукции Группа «РУСЭЛТ» ЗАО «Электромаш». Источники бесперебойного питания. – <https://www.ruselt.ru/re/idp1.pdf>.

39 Микропроцессорное устройство релейной защиты серия Sepam 20. – <https://www.schneider-electric.ru/ru/product-range/933-серия-sepam-20>.

40 Техническая коллекция Schneider Electric. Выпуск №3. Методика расчета уставок защит Sepam. – http://www.pro-schneider.ru/technical_support/technical_collection/3/.

41 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика СЭС: учебник для ВУЗов / В.А. Андреев. – 3-е изд. – М.: ВШ, 2006. – 412 с.

42 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2003. – 273 с.

43 ГОСТ Р 12.0.010-2009. ССБТ. Определение опасностей и оценка рисков. – М.: Изд-во стандартов, 2009. – 15 с.

44 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением». – М.: Ростехнадзор, 2014. – 107 с.

45 СНиП 21-07-97. Классификация зданий по степени огнестойкости, конструктивной и функциональной пожарной опасности. – М.: Энергоатомиздат, 1997. – 22 с.

46 РД 153-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 64 с.

47 СП 5.13130.2009. Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Норма и правила проектирования. – М.: Изд-во стандартов, 2009. – 32 с.

48 СНиП 23-05-10. Естественное и искусственное освещение. – М.: Изд-во стандартов, 2010. – 32 с.

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

50 СО 153-343.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, строений и промышленных коммуникаций. – М.: Энергоатомиздат, 2003 – 48 с.

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

					13.03.02.2018.204.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		129