

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующая кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова
(подпись)

«__» _____ 2017 г.

Электроснабжение группы цехов обогатительной фабрики
по переработке медной руды

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной защите
старший преподаватель

_____ И.П. Титов
«__» _____ 201__ г.

Руководитель проекта
к.ф-м.н., доцент

_____ В.И. Сафонов
«__» _____ 201__ г.

Автор проекта
Студент группы ПЗ-575

_____ Е.В. Литвиненко
«__» _____ 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

«___» _____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента
Литвиненко Евгения Валерьевича

Группа ПЗ-575

1 Тема работы

Электроснабжение группы цехов обогатительной фабрики по переработке
медной руды

утверждена приказом по университету от 15 декабря 2016 г. № 2195.

2 Срок сдачи студентом законченной работы _____ 4 января 2017 г.

3 Исходные данные к работе

Из архива кафедры СЭС

5 Перечень графического материала

1 План генеральный группы цехов обогатительной фабрики по переработке медной руды	- 1 лист
2 Схема электрическая принципиальная электроснабжения группы цехов обогатительной фабрики по переработке медной руды	- 1 лист
3 Чертеж конструктивный главной понизительной подстанции	- 1 лист
4 Схема электрическая принципиальная электроснабжения электроремонтного цеха	- 1 лист
5 Сравнение технико-экономическое вариантов схем внутреннего электроснабжения	- 1 лист
6 Защита релейная синхронного двигателя	- 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		

7 Дата выдачи задания 03 октября 2016 г.

Руководитель В.И. Сафонов

Задание принял к исполнению Е.В. Литвиненко

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
1 Введение	03.10.16 – 05.10.16	
2 Сравнение отечественных и зарубежных технологий	05.10.16 – 09.10.16	
3 Расчёт электрических нагрузок	09.10.16 – 16.10.16	
4 Выбор силовых трансформаторов на предприятии	16.10.16 – 22.10.16	
5 Расчет схемы внешнего электроснабжения	24.10.16 – 01.11.16	
6 Выбор величины напряжения и схемы внутреннего электроснабжения. Расчет питающих линий	01.11.16 – 07.11.16	
7 Расчет токов короткого замыкания	07.11.16 – 15.11.16	
8 Техничко-экономическое сравнение вариантов схем внутреннего электроснабжения	15.11.16 – 20.11.16	
9 Выбор электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения	20.11.16 – 26.11.16	
10 Расчет и выбор устройств компенсации реактивной мощности	26.11.16 – 30.11.16	
11 Расчет показателей качества напряжения в узлах СЭС	30.11.16 – 04.12.16	
12 Релейная защита синхронного двигателя СТД-9000	04.12.16 – 09.12.16	
13 Безопасность жизнедеятельности	09.12.16 – 14.12.16	
14 Заключение	14.12.16 – 15.12.16	
15 Библиографический список	15.12.16 – 16.12.16	
16 Оформление пояснительной записки	16.12.16 – 20.12.16	
17 Оформление графической части	20.12.16 – 24.12.16	

Заведующая кафедрой

(подпись)

И.М. Кирпичникова

Руководитель работы

(подпись)

В.И. Сафонов

Студент

(подпись)

Е.В. Литвиненко

Литвиненко Е.В. Электроснабжение группы цехов обогатительной фабрики по переработке медной руды – Челябинск, ЮУрГУ, ПЗ, 2017, 113 с, 24 ил., 28 табл., библиогр. список 40 наим., 6 листов чертежей ф. А1

В выпускной квалификационной работе представлен проект системы электроснабжения группы цехов обогатительной фабрики по переработке медной руды.

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 предприятия.

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

13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ

					13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ					
Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата						
Разраб.	Литвиненко				Электроснабжение группы цехов обогатительной фабрики по переработке медной руды	Лит.	Лист	Листов		
Пров.	Сафонов					В	К	Р	3	113
Реценз.						ФГАОУ ВО ЮУрГУ (НИУ) Кафедра ЭССиСЭ				
Н. контр.	Аверина									
Утв.	Кирпичникова									

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	
Характеристика производства	6
Технический паспорт	8
СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ.....	8
1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	
1.1 Расчёт нагрузок по ремонтно-механическому цеху	12
1.2 Расчёт электрических нагрузок по предприятию	16
1.3 Расчёт картограммы электрических нагрузок	19
2 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПРЕДПРИЯТИИ	
2.1 Выбор трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций.....	23
2.2 Выбор напряжения и трансформаторов ГПП предприятия	24
3 РАСЧЕТ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	30
3.1 Выбор ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия	31
3.2 Расчет токов короткого замыкания	31
3.3 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры	33
4 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ. РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ	
4.1 Выбор напряжения и схемы внутреннего электроснабжения.....	37
4.2 Выбор кабельных линий	38
5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	41
6 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ СХЕМ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	54
6.1 Выбор кабельных линий	55
6.2 Расчет потерь электроэнергии в кабельных линиях.....	51
6.3 Выбор электрооборудования	56
6.3.1 Выбор ячеек отходящих от ГПП кабельных линий.....	56
6.3.2 Выбор ячеек, устанавливаемых на вводах цеховых ТП.....	57
6.4 Определение технико-экономических показателей вариантов схем внутреннего электроснабжения предприятия	57
7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	
7.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП ..	60
7.2 Выбор выключателей КРУ	61
7.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ	61
7.4 Выбор трансформаторов напряжения	63
7.5 Выбор ячеек, устанавливаемых на вводе цеховых ТП.....	65
7.6 Выбор соединения силового трансформатора ГПП с РУ НН ГПП ..	66

7.7	Проверка кабелей 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания.....	66
7.8	Выбор трансформаторов собственных нужд.....	68
7.9	Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУНН ТП.....	68
7.10	Выбор кабельной и коммутационной аппаратуры для электроприемников электроремонтного цеха.....	69
8	РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	74
9	РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС	83
10	РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА СИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ СТД-1600	
10.1	Продольная дифференциальная защита	87
10.2	Защита от перегрузок	89
10.3	Защита минимального напряжения	90
10.4	Защита от асинхронного режима и перегрева.....	92
10.5	Релейная защита кабельной линии, питающей двигатель.....	93
10.5.1	Токовая отсечка кабельной линии	93
10.5.2	Максимальная токовая защита кабельной линии	94
10.5.3	Защита от однофазных замыканий на землю	95
11	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	
11.1	Защитные меры от поражения электрическим током	98
11.2	Молниезащита ГПП.....	101
11.3	Расчет заземления.....	103
11.4	Освещение ОРУ-110/10 кВ	108
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	110
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	111

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

На обогатительной фабрике по переработке медной руды производство меди из руды осуществляют гидрометаллургическим методом. Данный метод используется для обработки окисленной или самородной руды с бедным содержанием меди, также очень эффективен для подвергающихся обогащению руд.

					13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		6

Основной операцией такого процесса производства меди служит плавка. При ее производстве используют медные руды или их обожженные концентраты. В ходе подготовки к данной операции схемой производства меди предусмотрено их обогащение способом флотации. При этом руды, содержащие наряду с медью ценные элементы: теллур или селен, золото с серебром, стоит обогащать в целях одновременного перехода данных элементов в медный концентрат. Образованный таким методом концентрат может содержать до 35% меди, столько же железа, до 50% серы, а также пустую породу. Обжигу он подвергается в целях снижения до приемлемого содержания в нем серы.

Концентрат обжигается в преимущественно окислительной среде, что позволяет удалить примерно половины содержания серы. Полученный таким образом концентрат при переплавке дает довольно содержательный штейн. Еще обжиг помогает снизить вдвое расход топлива отражательной печью. Достигается это при качественном смешении состава шихты, обеспечивающем ее нагревание до 600°C. Но богатые медью концентраты лучше перерабатывать, не обжигая, так как после этого возрастают утраты меди с пылью и в шлаке.

Итогом такой последовательности производства меди является деление объема расплава надвое: на штейн-сплав и шлак-сплав. Первую жидкость, как правило, составляют медные сульфиды и железные, вторую – окислы кремния, железа, алюминия и кальция.

Группа цехов завода по переработке медной руды занимает 131 тыс. м² территории. Включает в себя 8 цехов с суммарной установленной мощностью 42,6 МВт, значительная часть нагрузки из приходится высоковольтные синхронные и работающие в продолжительном режиме. Учитывая особенности технологического процесса и его энергоемкость, завод, в целом, относится ко второй категории потребителей по надежности электроснабжения.

Деятельность таких цехов, как: цех разделения воздуха, цех сжигания серы, компрессорный цех, насосная оборотного водоснабжения, насосная промстоков, центральная котельная лежит в основе производственного цикла предприятия, перерыв в электроснабжении которых приводит к массовому недоотпуску продукции, поэтому данные цеха относятся ко 2-ой категории по надежности электроснабжения.

Кроме того, ко второй категории относятся цеха, остановка в работе которых приводит к простою основных производственных цехов, а именно цех химводоочистки. Также ко 2-ой категории следует отнести электроремонтный цех, в составе электроприемников которого имеются термические, индукционные, шахтные печи, прессы перерыв в электроснабжении которых, приводит к возникновению брака и недоотпуску продукции. На предприятии достаточное количество цехов 3-ей категории, но они не вошли в рассматриваемую группу цехов.

Предприятие имеет возможность получать питание от энергосистемы, удаленной на расстоянии 7,0 км, с существующими напряжениями: 35 и 110 кВ и мощностями трехфазного короткого замыкания – 870 и 2570 МВА. Годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки предприятия составляет 4355 часов. На предприятии установлен трехсменный график работы.

					13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		7

Технический паспорт проекта

1 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1 кВ – 7319 кВт.

2 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением свыше 1 кВ – 35280 кВт.

3 Категория основных потребителей по надёжности электроснабжения – II.

4 Активная расчётная мощность на шинах главной понизительной подстанции: 28478 кВт.

5 Коэффициент реактивной мощности: естественный $\text{tg}\varphi=0,20$; расчетный $\text{tg}\varphi=0,17$; заданный энергосистемой $\text{tg}\varphi=0,50$.

6 Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.

7 Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 2570 МВ·А, тип и сечение питающих линий ВЛ 110 кВ – АС-70/11.

8 Расстояние от предприятия до питающей подстанции 7,0 км.

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

10 Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия 10 кВ.

11 На территории устанавливаются трансформаторные подстанции с трансформаторами типов ТМГ, мощностью 160, 250, 400, 630 кВ·А.

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

13 Число часов использования максимума нагрузки 4355 ч/год.

14 Тип и сечение кабельных линий: АПвПуг-10 с сечением 95, 185, 240 мм².

					13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		8

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 менять 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;

					13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		9

- 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.

Внедрение элегазовых выключателей в мире приведено в таблице А.

Таблица А – Внедрение элегазовых выключателей в странах мира

Страна, фирма, наименование выключателя	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный ток отключения, кА	Номинальный ток, А
Россия, «Уралэлектротяжмаш», ВГТ-110-40/1250 У1	126	40	1250
Германия, «ABB», 121PM40-20B	126	40	2000
США, «Alstom» DT1-123	126	40	2000
Япония, «Mitsubishi Electric», 100-SFMT-40E	126	40	2000
Германия, «Siemens», 3AP1DT-145EK	126	40	2500

Выводы по разделу

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

1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Для расчета электрических нагрузок на предприятии будем использовать усовершенствованный метод упорядоченных диаграмм [2]. Расчет электрических нагрузок ведется последовательно от низших к высшим ступеням СЭС.

1.1 Расчет нагрузок по электроремонтному цеху

К I уровню относятся отдельные электроприемники напряжением 380 В. Расчетная активная нагрузка на I уровне

$$p_p^I = k_{и.а} \cdot p_{ном} \quad (1.1)$$

где $k_{и.а}$ – коэффициент использования по активной мощности [3].

Расчетная реактивная нагрузка на I уровне

$$q_p^I = k_{и.а} \cdot p_{ном} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{ном} \quad (1.2)$$

где $\operatorname{tg}\varphi_{ном}$ – коэффициент реактивной мощности электроприемника.

Ко II уровню относится группа электроприемников напряжением 380 В. Расчетная активная нагрузка на II уровне

$$P_p^{II} = K_{ра} \cdot \sum_{i=1}^n k_{и.аi} \cdot p_{номi} \quad (1.3)$$

где $K_{ра}$ – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, приводится в [4] в зависимости от эффективного числа электроприемников и средневзвешенного коэффициента использования по активной мощности.

Расчетная реактивная нагрузка на II уровне

$$Q_p^{II} = K_{pp} \cdot \sum_{i=1}^n k_{и.аi} \cdot p_{номi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i \quad (1.4)$$

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

Эффективное число электроприемников

$$n_э = \frac{\left(\sum_{i=1}^n p_{номi} \right)^2}{\sum_{i=1}^n p_{номi}^2} \quad (1.5)$$

					13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		12

Далее определяем средневзвешенное значение коэффициента использования, установленной мощности электроприемников:

$$K_{\text{иа}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot P_{\text{ном}i}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i}}; \quad (1.6)$$

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

Средневзвешенное значение коэффициента реактивной мощности определяем аналогично:

$$\text{tg}\varphi = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot P_{\text{ном}i} \cdot \text{tg}\varphi_i}{\sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot P_{\text{ном}i}}, \quad (1.7)$$

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

Полная расчетная нагрузка группы трехфазных электроприемников определяется выражением

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (1.8)$$

Расчетный ток

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (1.9)$$

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

Так как в электроремонтном цехе имеются однофазные электроприемники (ОЭП), включенные на линейное и фазное напряжение, то для них следует провести расчет отдельно.

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 [3].

Запишем выражения для определения средней активной и реактивной мощности соответственно:

$$P_{\text{срА}} = k_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{АВ})} \cdot k_{\text{АВ}(\text{А})} + k_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{СА})} \cdot k_{\text{СА}(\text{А})} + k'_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{А0})}; \quad (1.10)$$

$$Q_{срА} = k_{иа} \cdot P_{(AB)} \cdot q_{AB(A)} + k_{иа} \cdot P_{(CA)} \cdot q_{CA(A)} + k'_{иа} \cdot P_{(A0)} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (1.11)$$

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

$P_{(AB)}$ - нагрузка, присоединенная на линейное напряжение между А и В, кВт;

$P_{(CA)}$ - нагрузка, присоединенная на линейное напряжение между А и С, кВт;

$P_{(A0)}$ - нагрузка, присоединенная на напряжение А, кВт.

Условная трёхфазная мощность от ОЭП для наиболее загруженной фазы:

$$P_c = 3 \cdot P_{с.ф.маx} \cdot \quad (1.12)$$

$$Q_c = 3 \cdot Q_{с.ф.маx} \cdot \quad (1.13)$$

Тогда коэффициент использования, если наиболее загруженной является фаза А:

$$K_{иа} = \frac{P_A}{\frac{1}{2}(P_{(AB)} + P_{(CA)}) + P_{A0}} \cdot \quad (1.14)$$

Результаты расчетов однофазной нагрузки, произведенных по формулам (1.11) – (1.14) представлены в таблице 1.1.

Далее перейдём к расчету нагрузок III уровня, к которому относятся электроприемники, подключенные к секциям сборных шин напряжением 380 В цеховой трансформаторной подстанции (ТП).

Расчетные нагрузки на III уровне определяются по выражениям

$$P_p^{III} = K_{ра} \cdot \sum_{i=1}^n k_{иаi} \cdot p_{номи} \cdot \quad (1.15)$$

$$Q_p^{III} = K_{ра} \cdot \sum_{i=1}^n k_{иаi} \cdot p_{номи} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i \cdot \quad (1.16)$$

Чтобы получить полную расчетную мощность цеха, необходимо учесть осветительную нагрузку

$$P_{р.осв} = k_{с.осв} \cdot P_{у.осв} \cdot F_{ц} \cdot \quad (1.17)$$

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

$P_{у.осв}$ – удельная осветительная нагрузка [5], Вт/ м²;

$F_{ц}$ – поверхность пола цеха, м².

Таблица 1.1 – Расчет нагрузок однофазных электроприемников по электроремонтному 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 _c , кВт			Q _c , квар					
																	a	b	c	a	b	c			
Термический участок																									
ОЭП, подключенные на U _л :																									
44 Печь сопротивления однофазная, U _{ном} = 380 В	20,0	40,0	2	800	45,0			a	0,60	-0,12	27,0			0,60	0,95	0,34	16,2			-3,2					
47 Печь шахтная однофазная, U _{ном} = 380 В	25,0	50,0	2	1250				b	0,40	0,46		18,0									10,8			12,4	
								b	0,60	-0,12		12,0									7,2			-1,4	
							20,0	c	0,40	0,46			8,0										4,8		5,5
							25,0	c	0,60	-0,12			15,0										9,0		-1,8
							a	0,40	0,46	10,0							6,0			6,9					
46 Печь индукционная однофазная, U _{ном} = 380 В	40,0	80,0	2	3200	40,0			a	1,27	1,05	50,8			0,70	0,35	2,68	35,6			29,4					
								b	-0,27	1,63		-10,8											-7,6		45,6
							0,0	b	1,27	1,05		0,0											0,0		0,0
								c	-0,27	1,63			0,0										0,0		0,0
							40,0	c	1,27	1,05			50,8										35,6		29,4
Итого по ОЭП, подключенные на U _л :		170,0	6	5250	85,0	20,0	65,0										50,2	10,4	49,4	78,7	56,6	33,1			
ОЭП, подключенные на U _ф :																									
43 Электропечь ванная однофазная, U _{ном} = 220 В	10,0	30,0	3	300							0,0	30,0	0,0	0,60	0,95	0,34	0,0	18,0	0,0	0,0	6,1	0,0			
Итого по ОЭП, подключенные на U _ф :		30,0	3	300							0,0	30,0	0,0				0,0	18,0	0,0	0,0	6,1	0,0			
Всего по ОЭП:	10,0-40,0	200,0	9	5550	85,0	20,0	65,0				0,0	30,0	0,0	0,67	0,54	1,57	50,2	28,4	49,4	78,7	62,7	33,1			

Расчетная реактивная мощность осветительной нагрузки

$$Q_{p.осв} = P_{p.осв} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{осв}, \quad (1.18)$$

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

Полная расчетная низковольтная нагрузка цеха

$$S_{p.ц} = \sqrt{(P_p^{\text{III}} + P_{p.осв})^2 + (Q_p^{\text{III}} + Q_{p.осв})^2}. \quad (1.19)$$

Результаты расчета по формулам (1.1) – (1.19) представим в таблице 1.2.

1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

К IV уровню относятся электроприемники, подключенные к распределительному пункту напряжением 10 кВ.

Расчетные нагрузки на IV уровне определяются по выражениям

$$P_p^{\text{IV}} = K_{ом} \cdot \left[\sum_1^m P_{pi}^{\text{III}} + \sum_1^N k_{иаи} \cdot P_{номи} + \sum_1^L \Delta P_{ти} \right], \quad (1.20)$$

$$Q_p^{\text{IV}} = K_{ом} \cdot \left[\sum_1^m Q_{pi}^{\text{III}} + \sum_1^N k_{иаи} \cdot P_{номи} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i + \sum_1^L \Delta Q_{ти} \right], \quad (1.21)$$

где $K_{ом}$ – коэффициент одновременности максимумов нагрузки [4];

m – число узлов (ТП) третьего уровня, питающихся от РП (узла четвертого уровня);

N – число высоковольтных электроприёмников, подключенных к РП;

L , $\Delta P_{т}$ и $\Delta Q_{т}$ – число трансформаторов цеховых ТП и потери активной и реактивной мощности в них соответственно.

К V уровню относятся секции сборных шин напряжением 10 кВ ГПП.

Расчетные нагрузки на V уровне определяются по выражениям

$$P_p^{\text{V}} = K_{ом} \cdot \left[\sum_1^{m_1} P_{pi}^{\text{III}} + \sum_1^{N_1} k_{иаи} \cdot P_{номи} + \sum_1^M P_{pi}^{\text{IV}} + \sum_1^{L_1} \Delta P_{ти} \right] + P_{осв}. \quad (1.22)$$

$$Q_p^{\text{V}} = K_{ом} \cdot \left[\sum_1^{m_1} Q_{pi}^{\text{III}} + \sum_1^{N_1} k_{иаи} \cdot P_{номи} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i + \sum_1^M Q_{pi}^{\text{IV}} + \sum_1^{L_1} \Delta Q_{ти} \right] + Q_{осв}. \quad (1.23)$$

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

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

M – число узлов СЭС четвертого уровня (РП), питающихся от СШ 10 кВ ГПП;

L_1 – число трансформаторов цеховых ТП, питающихся от СШ 10 кВ ГПП;

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

					13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		16

Таблица 1.2 – Расчет электрических нагрузок по электроремонтному цеху

Исходные данные				Расчетные величины			Расчетная мощность			I _p , А						
По заданию технологов			Справочные данные			k _{на} ·P _{ном} , кВт	k _{на} ·P _{ном} ·tgφ, квар	n·p ² _{ном}	n _э		K _{ра}	K _{pp}	K _{ра} ·k _{на} ·P _{ном} , кВт	K _{pp} ·k _{на} ·P _{ном} ·tgφ, квар	S _p , кВА	
Наименование электроприемников и узлов	N _{Эп}	Номинальная мощность, приведенная к длительному режиму		k _{на}	cosφ											tgφ
		P _{ном} , кВт	P _{ном} , кВт													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ШР-1																
1 Тепловая завеса	2	30,00	60,0	0,80	0,80	0,75	48,0	36,0	1800							
2 Станок долбежный	4	6,70	26,8	0,12	0,45	1,98	3,2	6,4	180							
3 Станок поперечно-строгальный	3	14,00	42,0	0,14	0,50	1,73	5,9	10,2	588							
4 Станок заточной	5	0,75	3,8	0,13	0,45	1,98	0,5	1,0	3							
5 Станок токарный	5	11,00	55,0	0,17	0,65	1,17	9,4	10,9	605							
6 Кран-балка	2	8,50	17,0	0,25	0,50	1,73	4,3	7,4	145							
Итого силовой нагрузки по ШР-1	21	0,75-30,00	204,6	0,35	0,70	1,01	71,2	71,8	3320	13	1,05	1,05	74,7	75,2	106,0	161,1
ШР-2																
7 Станок зубонарезной	5	11,70	58,5	0,17	0,65	1,17	9,9	11,6	684							
8 Станок вертикальный фрезерный	4	13,00	52,0	0,20	0,65	1,17	10,4	12,2	676							
9 Станок шлифовальный	4	14,00	56,0	0,14	0,45	1,98	7,8	15,6	784							
10 Станок токарный	5	16,00	80,0	0,18	0,65	1,17	14,4	16,8	1280							
11 Станок горизонтально-расточной	3	29,00	87,0	0,18	0,65	1,17	15,7	18,3	2523							
12 Станок радиально-сверлильный	4	6,90	27,6	0,12	0,50	1,73	3,3	5,7	190							
13 Пила дисковая	4	8,90	35,6	0,13	0,45	1,98	4,6	9,2	317							
14 Пила ножовочная	5	1,70	8,5	0,13	0,50	1,73	1,1	1,9	14							
15 Тележка вспомогательная	4	1,40	5,6	0,12	0,50	1,73	0,7	1,2	8							
16 Тепловая завеса	2	1,40	2,8	0,80	0,80	0,75	2,2	1,7	4							
Итого силовой нагрузки по ШР-2	40	1,40-29,00	413,6	0,17	0,60	1,34	70,2	94,2	6481	26	1,21	1,03	84,9	97,2	129,1	196,2
ШР-3																
17 Станок универсально-заточной	4	4,50	18,0	0,17	0,65	1,17	3,1	3,6	81							
18 Станок карусельный	3	50,00	150,0	0,20	0,65	1,17	30,0	35,1	7500							
19 Станок радиально-сверлильный	6	6,90	41,4	0,12	0,45	1,98	5,0	9,9	286							
20 Станок центrovальный	5	1,70	8,5	0,12	0,50	1,73	1,0	1,8	14							
21 Машина наплавочная	3	11,70	35,1	0,60	1,00	0,00	21,1	0,0	411							
22 Пресс гидравлический	4	2,80	11,2	0,20	0,65	1,17	2,2	2,6	31							
23 Станок токарно-винторезный	3	15,00	45,0	0,18	0,65	1,17	8,1	9,5	675							
24 Ножницы гильотинные	4	7,00	28,0	0,14	0,50	1,73	3,9	6,8	196							
Итого силовой нагрузки по ШР-3	32	1,70-50,00	337,2	0,22	0,73	0,93	74,4	69,2	9194	12	1,28	1,05	95,2	72,4	119,6	181,7
РЦ-1																
25 Станок токарно-винторезный	4	7,50	30,0	0,17	0,65	1,17	5,1	6,0	225							
26 Станок универсально-фрезерный	5	3,00	15,0	0,20	0,65	1,17	3,0	3,5	45							
27 Станок точильный	4	1,00	4,0	0,14	0,45	1,98	0,6	1,1	4							
28 Станок сверлильный	3	10,00	30,0	0,13	0,50	1,73	3,9	6,8	300							
29 Станок долбежный	3	6,80	20,4	0,14	0,50	1,73	2,9	4,9	139							
Итого силовой нагрузки по РЦ-1	19	1,00-10,00	99,4	0,16	0,57	1,45	15,4	22,3	713	14	1,45	1,04	22,4	23,3	32,3	49,0
ШР-4																
30 Пресс-ножницы	3	9,50	28,5	0,20	0,65	1,17	5,7	6,7	271							

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
31 Вальцы	3	9,00	27,0	0,14	0,50	1,73	3,8	6,5	243							
32 Станок вертикально-сверлильный	4	9,60	38,4	0,13	0,45	1,98	5,0	9,9	369							
33 Ножницы гильотинные	3	9,00	27,0	0,14	0,50	1,73	3,8	6,5	243							
34 Преобразователь сварочный	2	14,00	28,0	0,40	0,50	1,73	11,2	19,4	392							
35 Трансформатор сварочный	3	15,00	45,0	0,40	0,50	1,73	18,0	31,2	675							
36 Кран-балка	2	16,50	33,0	0,35	0,50	1,73	11,6	20,0	545							
Итого силовой нагрузки по ШР-4	20	9,00-16,50	226,9	0,26	0,51	1,70	59,0	100,2	2737	19	1,08	1,04	63,7	104,1	122,1	185,4
ШР-5																
37 Печь термическая	2	90,00	180,0	0,80	0,95	0,33	144,0	47,3	16200							
38 Молот	2	35,00	70,0	0,24	0,65	1,17	16,8	19,6	2450							
39 Станок гибочный	3	1,70	5,1	0,12	0,45	1,98	0,6	1,2	9							
40 Станок продольно-строгальный	2	46,00	92,0	0,17	0,65	1,17	15,6	18,3	4232							
41 Установка термообработки колес	2	25,00	50,0	0,80	0,95	0,33	40,0	13,1	1250							
42 Кран укосина (ПВ=25%), Р _{пасп} = 1 кВт	1	0,50	0,5	0,15	0,50	1,73	0,1	0,1	0							
Итого силовой нагрузки по ШР-5	12	1,00-90,00	397,6	0,55	0,91	0,46	217,1	99,7	24141	7	1,07	1,07	232,3	106,2	255,5	388,1
ШР-6																
43, 44, 46, 47 Однофазная нагрузка	9	10,0-40,0	200,0	0,67	0,54	1,57	150,6	236,1	5550							
45 Тельфер (ПВ=25%), Р _{пасп} = 2 кВт	2	1,00	2,0	0,25	0,50	1,73	0,5	0,9	2							
48 Печь термическая	3	30,00	90,0	0,60	0,95	0,33	54,0	17,7	2700							
49 Вентилятор	2	7,00	14,0	0,65	0,80	0,75	9,1	6,8	98							
Итого силовой нагрузки по ШР-6	16	1,00-40,00	306,0	0,70	0,63	1,22	214,2	261,5	8350	11	1,00	1,05	214,2	274,6	348,2	529,1
РЦ-2																
50 Станок универсально-заточной	4	1,00	4,0	0,12	0,45	1,98	0,5	1,0	4							
51 Станок вертикально-фрезерный	4	5,60	22,4	0,20	0,65	1,17	4,5	5,2	125							
52 Наждак	2	2,80	5,6	0,14	0,50	1,73	0,8	1,4	16							
53 Станок сверлильный	4	1,00	4,0	0,13	0,45	1,98	0,5	1,0	4							
54 Станок токарно-винторезный	3	11,00	33,0	0,18	0,65	1,17	5,9	6,9	363							
55 Станок горизонтально-фрезерный	3	8,80	26,4	0,17	0,65	1,17	4,5	5,2	232							
56 Наждак	3	2,80	8,4	0,12	0,45	1,98	1,0	2,0	24							
Итого силовой нагрузки по РЦ-2	23	1,00-11,00	103,8	0,17	0,61	1,29	17,7	22,8	768	14	1,41	1,04	25,0	23,8	34,5	52,4
Электроремонтный цех																
1 ШР-1	21	0,75-30,00	204,6	0,35	0,70	1,01	71,2	71,8	3320							
2 ШР-2	40	1,40-29,00	413,6	0,17	0,60	1,34	70,2	94,2	6481							
3 ШР-3	32	1,70-50,00	337,2	0,22	0,73	0,93	74,4	69,2	9194							
4 РЦ-1	19	1,00-10,00	99,4	0,16	0,57	1,45	15,4	22,3	713							
5 ШР-4	20	9,00-16,50	226,9	0,26	0,51	1,70	59,0	100,2	2737							
6 ШР-5	12	1,00-90,00	397,6	0,55	0,91	0,46	217,1	99,7	24141							
7 ШР-6	16	1,00-40,00	306,0	0,70	0,63	1,22	214,2	261,5	8350							
8 РЦ-2	23	1,00-11,00	103,8	0,17	0,61	1,29	17,7	22,8	768							
Всего силовой нагрузки по электроремонтно-му цеху	183	0,75-90,00	2089,1	0,35	0,71	1,00	739,2	741,7	55703	78	0,70	0,70	517,4	519,2	733,0	1113,7
Освещение Р _{уд} =15 Вт/м ² , К _{с.о.} =0,9, F _ц =7200 м ²			108,0	0,90	0,95	0,33							97,2	31,9	102,3	
Итого с учетом освещения	183	0,75-90,00	2197,1	0,35	0,71	1,00	739,2	741,7	55703	78	-	-	614,6	551,2	825,6	1254,3

Расчетные нагрузки на VI уровне определяются по выражениям

$$P_p^{VI} = P_p^V + \Delta P_{т.гпп}, \quad (1.24)$$

$$Q_p^{VI} = Q_{\text{ЭС1}} = P_p^{VI} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{норм}} \approx P_p^V \cdot \text{tg}\varphi_{\text{норм}}, \quad (1.25)$$

где $\text{tg}\varphi_{\text{норм}}$ – нормированная величина коэффициента реактивной мощности.

Результаты расчёта по формулам (1.20) – (1.25) представим в таблице 1.3.

1.3 Расчет картограммы электрических нагрузок

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

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

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (1.26)$$

$$\alpha_{н/вi} = 360 \frac{P_{р.н/вi}}{P_{pi}}, \quad (1.27)$$

$$\alpha_{в/вi} = 360 \frac{P_{р.в/вi}}{P_{pi}}, \quad (1.28)$$

$$\alpha_{осв/вi} = 360 \frac{P_{р.освi}}{P_{pi}}, \quad (1.29)$$

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 5 мм:

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

$$m = \frac{315}{3,14 \cdot 5^2} = 4,01 \text{ кВт/мм}^2.$$

					13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		19

Таблица 1.3 – Расчет электрических нагрузок по группе цехов обогатительной фабрики по переработке медной руды

Наименование цехов и узлов СЭС	$P_{ном},$ кВт	$n_{эф}$	$P_{ном},$ кВт	$k_{на}$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$P_c,$ кВт	$Q_c,$ квар	$K_{ра}$	$P_p,$ кВт	$Q_p,$ квар	$F_{ц,2}$ м ²	$P_{уд.осв.},$ кВт	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$K_{соев}$	$P_{росв.},$ кВт/м ²	$Q_{росв.},$ квар	$P_p + P_{росв.},$ кВт	$Q_p + Q_{росв.},$ кВт	$S_p,$ кВА
Нагрузка 0,4 кВ																					
1 Цех разделения воздуха		53	800	0,76	0,85	0,62	608	377	0,80	486	301	11775	0,020	0,95	0,3	0,90	212	64	698	365	788
2 Цех сжигания серы		297	1780	0,70	0,80	0,75	1246	935	0,80	997	748	10508	0,015	0,95	0,3	0,90	142	43	1139	790	1386
3 Компрессорный цех		15	130	0,80	0,85	0,62	104	64	0,90	94	58	6500	0,015	0,95	0,3	0,90	88	26	181	84	200
4 Насосная оборотного водо-снабжения		25	300	0,80	0,85	0,62	240	149	0,90	216	134	10366	0,015	0,95	0,3	0,80	124	37	340	171	381
5 Насосная промстоков		10	200	0,80	0,85	0,62	160	99	0,90	144	89	10658	0,020	0,95	0,3	0,80	171	51	315	140	344
6 Центральная котельная		48	1450	0,85	0,85	0,62	1233	764	0,85	1048	649	10220	0,020	0,95	0,3	0,80	164	49	1211	698	1398
7 Химводоочистка		35	570	0,80	0,85	0,62	456	283	0,85	388	240	7300	0,020	0,95	0,3	0,80	117	35	504	275	575
8 Электроремонтный цех		78	2089	0,35	0,71	1,00	739	742	0,70	517	519	7200	0,015	0,95	0,3	0,90	97	32	615	551	826
Освещение территории												131105	0,001	0,95	0,3	1,00	131	39	131	39	137
Итого по нагрузке 0,4 кВ		382	7319	0,65	0,81	0,71	4786	3412	0,80	3829	2729						1245	376	5074	3106	5949
Нагрузка 10 кВ																					
1 Цех разделения воздуха																					
Синхронные двигатели (СД1)	320	4	1280	0,75	0,85	-0,62	960	-595	1,00	960	-595										
Синхронные двигатели (СД2)	1000	3	3000	0,75	0,85	-0,62	2250	-1394	1,00	2250	-1394										
Синхронные двигатели (СД3)	9000	1	9000	0,80	0,85	-0,62	7200	-4462	1,00	7200	-4462										
Синхронные двигатели (СД4)	10000	1	10000	0,80	0,85	-0,62	8000	-4958	1,00	8000	-4958										
3 Компрессорный цех																					
Синхронные двигатели (СД5)	1500	4	6000	0,85	0,90	-0,48	5100	-2470	1,00	5100	-2470										
4 Насосная оборотного водо-снабжения																					
Синхронные двигатели (СД6)	630	4	2520	0,80	0,85	-0,62	2016	-1249	1,00	2016	-1249										
6 Центральная котельная																					
Синхронные двигатели (СД7)	320	3	960	0,75	0,85	-0,62	720	-446	1,00	720	-446										
Синхронные двигатели (СД8)	630	4	2520	0,75	0,85	-0,62	1890	-1171	1,00	1890	-1171										
Итого по нагрузке 10 кВ		24	35280	0,80	0,86	-0,60	28136	-16746		28136	-16746										
Итого по предприятию			42599	0,77	0,93	-0,41	32922	-13335	0,85	27983	-11334						1245	376	29229	-10958	31215

Центр электрических нагрузок предприятия является символическим центром потребления электрической энергии (активной мощности) предприятия, координаты которого находятся по выражениям [6]:

$$X_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}} \quad (1.30)$$

$$Y_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, \quad (1.31)$$

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

Результаты расчета по формулам (1.26) – (1.31) представим в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – 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 Цех разделения воздуха	19108	486	212	18410	53	284	39	9	4	347
2 Цех сжигания серы	1139	997	142		396	327	10	315	45	0
3 Компрессорный цех	5281	94	88	5100	220	238	20	6	6	348
4 Насосная оборотного водоснабжения	2356	216	124	2016	67	121	14	33	19	308
5 Насосная промстоков	315	144	171		196	122	5	165	195	0
6 Центральная котельная	3821	1048	164	2610	318	122	17	98	16	246
7 Химводоочистка	504	388	117		492	112	6	277	83	0
8 Электроремонтный цех	615	517	97		492	29	7	303	57	0
Итого	33139	3889	1114	28136	139	239				

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: $x_{ГПП} = 138$ м; $y_{ГПП} = 179$ м.

Выводы по разделу один

В данном разделе, используя усовершенствованный метод упорядоченных диаграмм, определена расчетная нагрузка по электроремонтному цеху, а также по всему предприятию в целом, по результатам которого полная расчетная нагрузка электроремонтного цеха составила 1254,3 кВ·А, а предприятия – 31215 кВ·А. Кроме того, определены координаты символического центра электрических нагрузок предприятия и местоположение главной понизительной подстанции.

					13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		22

2 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПРЕДПРИЯТИИ

2.1 Выбор трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций

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

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

Таблица 2.1

Плотность электрической нагрузки цеха, кВА/м ² .	0,05	0,08	0,15	0,25	0,35
Экономически целесообразная мощность одного трансформатора цеховой подстанции, кВА	400	630	1000	1600	2500

Плотность электрической нагрузки цеха определяется по формуле:

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

где S_p – расчетная электрическая нагрузка цеха, кВА;

$F_{ц}$ – 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:

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

где P_p – расчетная активная нагрузка цеха, кВт;

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

Наибольшая реактивная мощность, которую трансформаторы могут пропустить из сети 10 кВ в сеть 0,4 кВ:

$$Q_{1р} = \sqrt{(N_i \cdot k_{з,доп} \cdot S_{н.т.i})^2 - P_p^2}, \quad (2.3)$$

где N_i - число трансформаторов цеховой трансформаторной подстанции.

Величина Q_{1p} , является расчетной, поэтому в общем случае реактивная нагрузка трансформаторов Q_1 , не равна ей

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{1pi}, & \text{если } Q_{1pi} < Q_{li} \\ Q_{pi}, & \text{если } Q_{1pi} \geq Q_{li} \end{cases}, \quad (2.4)$$

где Q_{pi} - расчетная реактивная нагрузка трансформаторной подстанции, квар.

При $Q_{1pi} < Q_{pi}$ трансформаторы ТП не могут пропустить всю реактивную нагрузку и поэтому часть ее должна быть скомпенсирована с помощью батарей конденсаторов на стороне низшего напряжения данной трансформаторной подстанции. Мощность этих конденсаторов будет составлять:

$$Q_{ki} = Q_{pi} - Q_{li}. \quad (2.5)$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах будут соответственно равны

$$K_{з.н.} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{li}^2}}{n_i \cdot S_{н.т.i}}, \quad (2.6)$$

$$K_{з.п.} = \frac{S_{p.тi} \cdot n_i}{(n_i - 1) \cdot S_{н.т.i}}. \quad (2.7)$$

Выбор цеховых ТП по выражениям (2.1) – (2.7) представлен в таблице 2.2.

Трансформаторные подстанции используются внутрицеховые встроенные. Располагаем их как можно ближе к центру электрических нагрузок, где это возможно, так как это экономично, с точки зрения расхода проводникового материала, потерь электроэнергии. Для данного предприятия применяются трансформаторы типа ТМГ мощностью 160; 250; 400; 630 кВА [8].

2.2 Выбор напряжения и трансформаторов на 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 [3]:

$$U_{рац} = 4,34 \sqrt{L + 0,016 \cdot P_p^V}, \quad (2.8)$$

где $L = 7,0$ – длина питающей ГПП воздушной линии, км;

					13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		24

Таблица 2.2 – Выбор числа и мощности трансформаторных подстанций

Наименование цехов, подразделений	Кат. над.	P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА	F _{ц₂} , м ²	σ, кВА/м ²	S _{эт} , кВА	Номер ТП	тип тр-ра	S _{ном} , кВА	N _{тр} в ТП	N _{ТП}	K _{эт} доп	Q _{1р} , квар	Q ₁ , квар	Q _{ку} , квар	K _{эт-н}	K _{эт-п/а}	ΔP _{xx} , кВт	ΔP _{кз} , кВт	I _{xx} , %	U _{кз} , %	ΔP _т , кВт	ΔQ _т , квар	P _р +ΔP _т , кВт	Q ₁ +ΔQ _т , квар	S _р , кВА	
1 Цех разделения воздуха	2	698	365	788	11775	0,08	630																					
Итого по ТП-1:		698	365	788	11775	0,08	630	1	ТМГ	630	2	1	0,8	727	365	0	0,63	1,26	1,00	7,6	0,6	5,5	8	35	706	400	812	
2 Цех сжигания серы	2	1139	790	1386	10508	0,13	630																					
Итого по ТП-2 – ТП-3:		1139	790	1386	10508	0,13	630	2-3	ТМГ	400	2	2	0,8	585	585	205	0,80	1,40*	0,72	5,9	1,0	4,5	18	62	1157	647	1325	
3 Компрессорный цех	2	181	84	200	6500	0,03	250																					
Итого по ТП-4:		181	84	200	6500	0,03	250	4	ТМГ	160	2	1	0,8	181	84	0	0,62	1,24	0,40	2,9	1,4	4,5	3	10	184	94	207	
4 Насосная обратного водоснабжения	2	340	171	381	10366	0,04	250																					
Итого по ТП-5:		340	171	381	10366	0,04	250	5	ТМГ	250	2	1	0,8	210	171	0	0,76	1,40*	0,47	4,2	1,2	4,5	6	19	346	190	395	
5 Насосная промстоков	2	315	140	344	10658	0,03	250																					
Итого по ТП-6:		315	140	344	10658	0,03	250	6	ТМГ	250	2	1	0,8	247	140	0	0,69	1,38	0,47	4,2	1,2	4,5	5	17	319	157	356	
6 Центральная котельная	2	1211	698	1398	10220	0,14	630																					
Итого по ТП-7 – ТП-8:		1211	698	1398	10220	0,14	630	7-8	ТМГ	400	2	2	0,8	414	414	284	0,80	1,40*	0,72	5,9	1,0	4,5	18	62	1229	476	1318	
7 Химводоочистка	2	504	275	575	7300	0,08	630																					
Итого по ТП-9:		504	275	575	7300	0,08	630	9	ТМГ	400	2	1	0,8	394	275	0	0,72	1,40*	0,72	5,9	1,0	4,5	8	27	512	302	594	
8 Электроремонтный цех	2	615	551	826	7200	0,11	630																					
Итого по ТП-10:		615	551	826	7200	0,11	630	10	ТМГ	400	2	1	0,8	178	178	373	0,80	1,40*	0,72	5,9	1,0	4,5	9	31	624	209	658	
Итого по предприятию:																							74	262	5078	2476		

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

Сборные шины 10 кВ ГПП относятся к системе пятого уровня, тогда по выражению (1.22) расчетная активная нагрузка предприятия составит

$$P_p^V = 0,85 \cdot (3829 + 28136 + 74) + 1245 = 28478 \text{ кВт.}$$

Тогда рациональное напряжение по выражению (2.8) составит

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{7 + 0,016 \cdot 28478} = 93 \text{ кВ.}$$

Предприятие имеет возможность получать питание от районной подстанции с существующими классами напряжений: 35 и 110 кВ. Так как $U_{\text{рац}} = 93 \gg 35$ кВ, поэтому, не проводя технико-экономического сравнения вариантов внешнего электроснабжения на 35 и 110 кВ, принимаем напряжение внешнего электроснабжения предприятия равным 110 кВ.

Теперь перейдем к выбору трансформаторов главной понизительной подстанции предприятия.

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

$$S_p^V = \sqrt{(P_p^V)^2 + (Q_{\text{эс}} - \Delta Q_{\text{т.ГПП}})^2}, \quad (2.9)$$

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

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

$$Q_{\text{эс}} = P_p^V \cdot \text{tg}\varphi_{\text{норм}}, \quad (2.10)$$

где $\text{tg}\varphi_{\text{норм}} = 0,5$ – нормируемый $\text{tg}\varphi$ для данного уровня напряжения.

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП

$$\Delta Q_{\text{т.ГПП}} = 0,07 \sqrt{(P_p^V)^2 + Q_{\text{эс}}^2}. \quad (2.11)$$

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

Номинальная мощность каждого трансформатора определяется из формулы:

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{S_p^V}{n \cdot k_{\text{з.н}}}, \quad (2.12)$$

где $n = 2$ – число трансформаторов ГПП;

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

					13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		26

Коэффициент загрузки выбранных трансформаторов

$$k_{з.н.} = \frac{S_p^V}{n \cdot S_{н.т.}} \quad (2.13)$$

Расчеты по выражениям (2.9) – (2.13) представим в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Выбор трансформаторов ГПП

$U_{ном}$, кВ	S_p^V , кВА	$Q_{эс}$, квар	$\Delta Q_{гпп}$, квар	$S_{т.расч.}$, кВА	$S_{т.прин.}$, кВА	$k_{з.н.}$
110	30907	14239	2229	22079	25000	0,62

Таким образом, принимаем трансформатор ТРДН-25000/110/10/10, технические характеристики которого представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Технические характеристики трансформатора на ГПП

S_T , МВА	$U_{вн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	$\Delta P_{кз}$, кВт	$\Delta P_{хх}$, кВт	$U_{кз}$, %	$I_{хх}$, %
25	110	10/10	120	22	10,5	0,3

Выбранный трансформатор выполняется с расщепленной обмоткой и регулированием напряжения под нагрузкой. Расщепленная обмотка позволяет разделить цеховые трансформаторные подстанции и высоковольтные двигатели на разные секции сборных шин, с целью ограничения провалов напряжения на секции, от которой запитаны цеховые ТП.

Ввиду того, что на предприятии значительную часть нагрузки составляют двигатели, то отклонения напряжения на зажимах двигателей приводит к снижению скорости вращения двигателя и, как следствие, увеличению тока ротора и статора, что, в конечном счете, ведет к перегреву обмоток двигателя и сокращению срока службы его изоляции. Весьма чувствительны к отклонениям напряжения также осветительные установки. Наличие у трансформаторов ГПП устройства регулирования напряжения под нагрузкой позволяет уменьшить данные негативные последствия.

Необходимость и достаточность установки РПН осуществляется следующим образом.

Определяем потери напряжения в трансформаторах

$$\Delta U_T = \frac{r_T \cdot (P_p^V + \Delta P_{т.гпп}) + x_T \cdot (Q_{эс} - \Delta Q_{т.гпп})}{U_{ном}} \quad (2.14)$$

где r_T – активное сопротивление трансформаторов ГПП, Ом;

x_T – реактивное сопротивление трансформаторов ГПП, Ом;

$\Delta P_{\text{т.гпп}}$ – потери активной мощности в трансформаторах ГПП, кВт;
 $\Delta Q_{\text{т.гпп}}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, кВт;

Активное и реактивное сопротивление трансформатора

$$r_{\text{т}} = 2 \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{н.т}}^2}, \quad (2.15)$$

$$x_{\text{т}} = 2 \cdot \frac{U_{\text{кз}} \cdot U_{\text{ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{н.т}}}, \quad (2.16)$$

где $\Delta P_{\text{кз}}$ – потери короткого замыкания, кВт (таблица 2.4);

$S_{\text{н.т}}$ – полная номинальная мощность трансформатора, кВ·А(таблица 2.4);

$I_{\text{хх}}$ – ток холостого хода трансформатора, % (таблица 2.4);

$U_{\text{к}}$ – напряжение короткого замыкания, % (таблица 2.4);

$U_{\text{ном}} = 110$ – номинальное напряжение сети, кВ.

Потери активной мощности в трансформаторах

$$\Delta P_{\text{т}} = n \left(\Delta P_{\text{хх}} + k_{\text{з.н.}}^2 \Delta P_{\text{кз}} \right), \quad (2.17)$$

где n – число трансформаторов ГПП;

$\Delta P_{\text{хх}}$ – потери холостого хода, кВт (таблица 2.4);

$\Delta P_{\text{кз}}$ – потери короткого замыкания, кВт (таблица 2.4).

Потери реактивной мощности в трансформаторах

$$\Delta Q_{\text{т}} = n \left(\frac{I_{\text{хх}}}{100} S_{\text{н.т}} + k_{\text{з.н.}}^2 \frac{U_{\text{к}}}{100} S_{\text{н.т}} \right), \quad (2.18)$$

где $I_{\text{хх}}$ - ток холостого хода трансформатора, % (таблица 2.4);

$U_{\text{к}}$ - напряжение короткого замыкания, % (таблица 2.4).

Определяем расчетное число ответвлений

$$n_{\text{отв.р}} = \frac{\Delta U_{\text{т}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%. \quad (2.19)$$

Полученное значение округляем до ближайшего паспортного числа из расчета, что шаг одного ответвления составляет 1,78%, а число ответвлений трансформатора равно ± 9 .

Выбор ответвлений трансформаторов выполненный по выражениям (2.14) – (2.19) представим в таблице 2.5.

Таблица 2.5 –Выбор ответвлений трансформаторов

$U_{ном}$, кВ	r_T , Ом	x_T , Ом	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , квар	ΔU_T , кВ	$n_{отв.р}$, %	$n_{отв.пасп}$, %
110	4,65	101,64	136	2156	3,59	3,26	$2 \cdot 1,78 = 3,56$

Выводы по разделу два

В данном разделе по результатам расчета электрических нагрузок выбрано 10 трансформаторных подстанций на базе трансформаторов ТМГ мощностью 160, 250, 400 и 630 кВ·А, а также по формуле Стилла определено рациональное напряжение внешнего электроснабжения предприятия $U_{рац} = 93$ кВ, поэтому, не проводя технико-экономического сравнения вариантов внешнего электроснабжения на 35 и 110 кВ, принято напряжение внешнего электроснабжения равным 110 кВ.

3 РАСЧЕТ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

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

На рисунке 3.1 изобразим схему внешнего электроснабжения предприятия на напряжение 110 кВ.

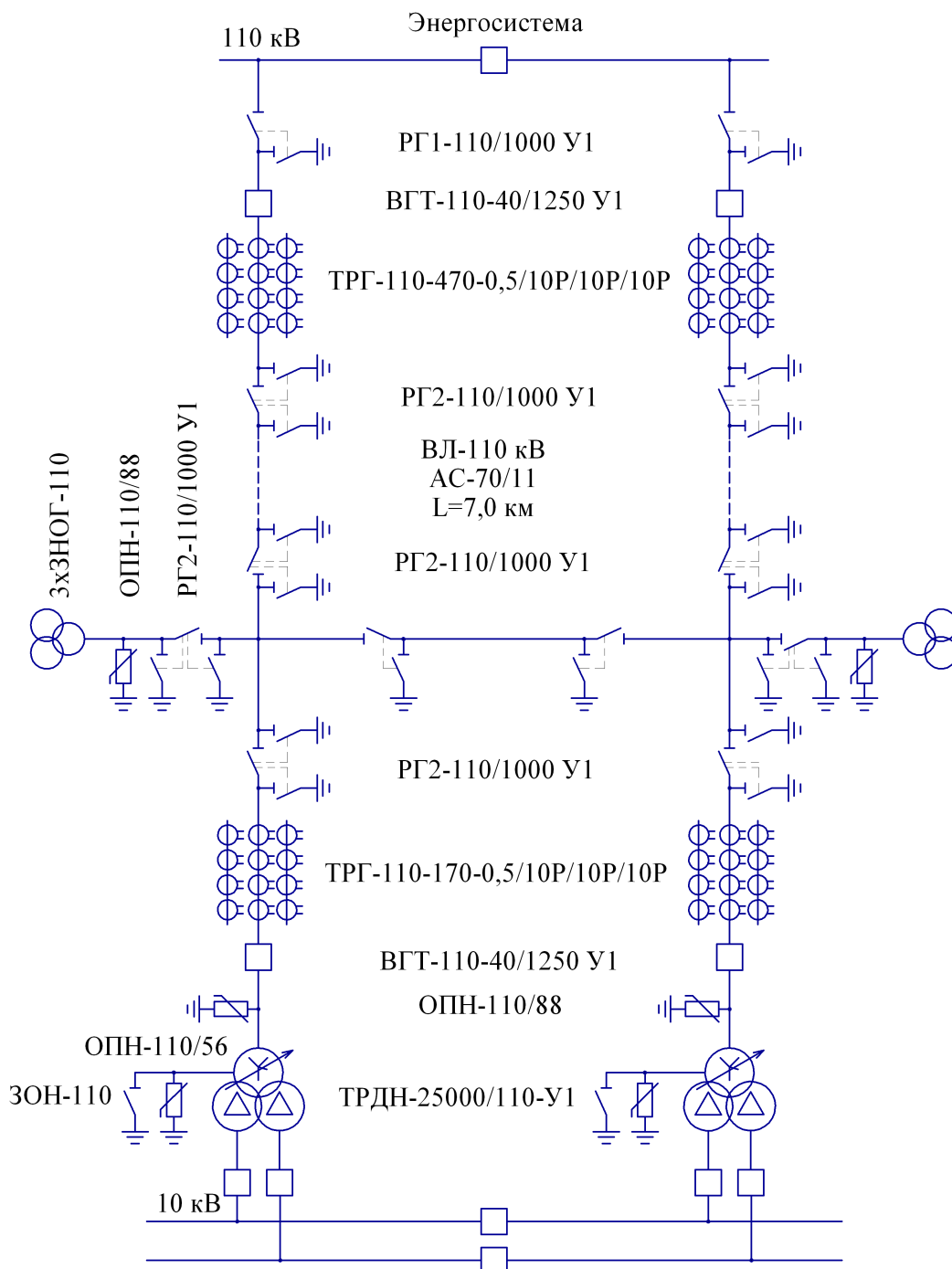


Рисунок 3.1 – Схема внешнего электроснабжения предприятия

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ

3.1 Выбор ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия Нагрузка в начале линии

$$S_{р.л.} = \sqrt{(P_{р.п.} + \Delta P_T)^2 + Q_{эс}^2} \quad (3.1)$$

Расчетный ток одной цепи линии

$$I_{р.л.} = \frac{S_{р.л.}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_{ном}} \quad (3.2)$$

Ток в послеаварийном режиме

$$I_{п} = 2 \cdot I_{р.л.} \quad (3.3)$$

Сечение проводов находим по экономической плотности тока

$$F_э = \frac{I_{р.л.}}{j_э} \quad (3.4)$$

где $j_э$ – экономическая плотность тока, в нашем случае $j_э = 1,1 \text{ А/мм}^2$ при годовом числе часов использования получасового максимума активной нагрузки $T_m = 4355 \text{ ч/год}$ [3, 9].

Выбор ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия, выполненный по формулам (3.1) – (3.4), представим в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Выбор ЛЭП

$U_{ном},$ кВ	$S_{р.п.},$ кВА	$I_{р.л.},$ А	$I_{п},$ А	$F_э,$ мм ²	$F_{ст},$ мм ²	$I_{д.доп.},$ Ом/км	$r_0,$ Ом/км	$L,$ км
110	31961	84	168	76	70	265	0,43	7,0

3.2 Расчет токов короткого замыкания

Исходная схема и схема замещения для расчёта токов короткого замыкания представлена на рисунке 3.2.

Сопротивление системы

$$x_1 = x_c = \frac{S_б}{S_k} \quad (3.5)$$

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

$S_k = 2570$ – мощность короткого замыкания, МВ·А.

					13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		31

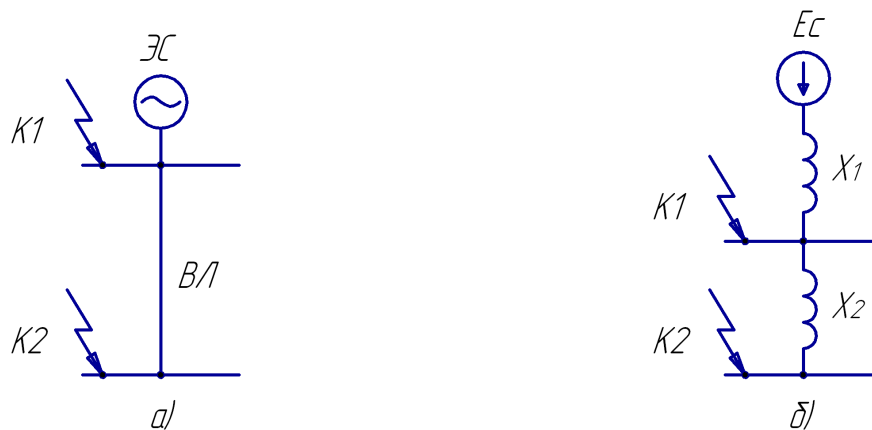


Рисунок 3.2 – Схемы для расчёта токов короткого замыкания:
 а) принципиальная схема; б) схема замещения

Определим сопротивление элементов схемы замещения.

При питании КЗ от энергосистемы в результате неизменности напряжения на шинах системы амплитуды периодической слагающей тока короткого замыкания во времени не изменяются, и её действующее значение в течении всего процесса КЗ остается неизменным [3, п.9.2], тогда ток короткого замыкания в точке K_1

$$I_{k1} = I_{nt1} = I_{n01} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot x_1} \quad (3.6)$$

Ударный ток короткого замыкания в точке 1:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1} \cdot I_{k1} \quad (3.7)$$

где $k_{уд1} = 1,72$ – ударный коэффициент [3].

Сопротивление воздушной линии

$$x_2 = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2} \quad (3.8)$$

где $x_0 = 0,44$ – удельное реактивное сопротивление воздушной линии, Ом/км [3];
 $U_6 = 115$ – базисное напряжение, кВ.

Ток короткого замыкания в точке K_2

$$I_{k2} = I_{nt2} = I_{n02} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot (x_1 + x_2)} \quad (3.9)$$

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

Ударный ток короткого замыкания в точке 2:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot k_{уд2} \cdot I_{к2}. \quad (3.10)$$

где $k_{уд2} = 1,8$ – ударный коэффициент [3].

Результаты расчета по формулам (3.5) – (3.10) представим в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Расчет токов короткого замыкания

$U_{ном}$, кВ	$S_{б}$, МВА	$U_{б}$, кВ	$S_{к}$, МВА	x_1 , о.е.	x_2 , о.е.	$I_{к1}$, кА	$I_{к2}$, кА	$i_{уд1}$, кА	$i_{уд2}$, кА
110	1000	115	2570	0,39	0,23	12,9	8,1	31,4	20,5

3.3 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры

Выключатели выбираются по условиям [3]:

– по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (3.11)$$

– по номинальному току

$$I_{ном} \geq I_{max}; \quad (3.12)$$

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

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

$$I_{п,т} \leq I_{отк.ном}; \quad (3.13)$$

– по электродинамической стойкости

$$I_{п,0} < I_{пр.скв.} = I_{дин.}; \quad (3.14)$$

$$i_y \leq i_{пр.скв.} = i_{дин.}; \quad (3.15)$$

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

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

$$i_{а,т} \leq i_{а,ном}; \quad (3.16)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ вычисляется по формуле:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (3.17)$$

где τ – момент начала расхождения дугогасительных контактов коммутационного аппарата, с;

$T_a = 0,05$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, с [3].

Расчетное время

$$\tau = t_{р.з.min} + t_{с.в}, \quad (3.18)$$

где $t_{с.в} = 0,035$ – собственное время отключения выключателя, с [10].

Завод-изготовитель гарантирует выключателю апериодическую составляющую в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк,ном}. \quad (3.19)$$

где $\beta_n = 0,4$ – номинальное относительное содержание апериодической составляющей [10].

– по термической стойкости к тепловому импульсу тока КЗ:

$$W_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (3.20)$$

где W_k – полный тепловой импульс КЗ, $кА^2 \cdot с$;

$I_{тер} = 40$ – ток термической стойкости, кА [10];

$t_{тер} = 3$ – время протекания тока термической стойкости, с [10].

Полный тепловой импульс

$$W_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (3.21)$$

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

Время от начала короткого замыкания до его отключения

$$t_{отк} = t_{р.з.} + t_{о.в.}, \quad (3.22)$$

где $t_{р.з.} = 2,2$ – время действия МТЗ воздушной линии (рисунок 5.1), с;

$t_{о.в.} = 0,055$ – полное время отключения выключателя, с [10].

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [10] выбранных выключателей по выражениям (3.11) – (3.22) представим в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Выбор выключателей

Условия выбора [3]	Расчетные данные	Каталожные данные [10] ВГТ-110-40/1250 У1
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} ;$	$U_{\text{уст}} = 110,0 \text{ кВ};$	$U_{\text{ном}} = 110,0 \text{ кВ};$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}} ;$	$I_{\text{мах}} = 168,0 \text{ А};$	$I_{\text{ном}} = 1250,0 \text{ А};$
$I_{\text{отк. ном}} \geq I_{\text{п,т}} ;$	$I_{\text{п,т}} = 12,9 \text{ кА};$	$I_{\text{отк}} = 40,0 \text{ кА};$
$i_{\text{а, ном}} \geq i_{\text{а, т}} ;$	$i_{\text{а, т}} = 5,2 \text{ кА};$	$i_{\text{а, ном}} = 22,6 \text{ кА};$
$I_{\text{пр. скв.}} \geq I_{\text{п,0}} ;$	$I_{\text{п,0}} = 12,9 \text{ кА};$	$I_{\text{пр. скв}} = 40,0 \text{ кА};$
$i_{\text{пр. скв.}} \geq i_{\text{дин.}} ;$	$i_{\text{у}} = 20,5 \text{ кА};$	$i_{\text{дин}} = 102,0 \text{ кА};$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} .$	$B_{\text{к}} = 331,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

Разъединители выбираются, согласно условиям [3]:

- по конструкции, роду установки;
- по номинальному напряжению

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} ; \quad (3.23)$$

- по номинальному току

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}} ; \quad (3.24)$$

- по электродинамической стойкости:

$$I_{\text{п,0}} < I_{\text{пр. скв.}} = I_{\text{дин.}} ; \quad (3.25)$$

$$i_{\text{у}} \leq i_{\text{пр. скв.}} = i_{\text{дин.}} ; \quad (3.26)$$

- по термической стойкости:

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} ; \quad (3.27)$$

где $B_{\text{к}}$ – полный тепловой импульс КЗ, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$;

$I_{\text{тер}} = 40$ – ток термической стойкости, кА [11];

$t_{\text{тер}} = 3$ – время протекания тока термической стойкости, с [11].

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [11] выбранных разъединителей по выражениям (3.23) – (3.27) представим в таблице 3.5.

Таблица 3.4 – Выбор разъединителей

Условия выбора [3]	Расчетные данные	Каталожные данные [11] РГ-110/1000УХЛ1
$U_{ном} \geq U_{уст}$;	$U_{уст} = 110,0$ кВ;	$U_{ном} = 110$ кВ;
$I_{ном} \geq I_{max}$;	$I_{max} = 168,0$ А;	$I_{ном} = 1000$ А;
$i_{пр.скв.} \geq i_{дин.}$;	$i_y = 31,4$ кА;	$i_{дин} = 100$ кА;
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$.	$B_k = 331,3$ кА ² · с ;	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ кА ² · с ;

Выбор трансформаторов напряжения представим в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – 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	Цепи питающих линий	СЭТ-4ТМ.03М [12]	1,5	2	0,8	0,6	1	0,8	0,6
Итого								3,8	3,6
ЗНОГ-110У1 [13]								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 [14] следующие ограничители перенапряжения: ОПН-110/56, ОПН-110/88.

Выводы по разделу три

В данном разделе произведен выбор проводов воздушных линий и коммутационно-измерительной аппаратуры для реализации схемы внешнего электро-снабжения, именно: провода воздушной линии приняты типа АС-70/11, коммутационно-измерительная аппаратура с элегазовой изоляцией выбрана типа ВГТ-110-40/1250УЗ, РГ-110/1000УХЛ1, ЗНОГ-110У1.

4 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.

4.1 Выбор напряжения и схемы внутреннего электроснабжения

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

Распределительное устройство (РУ) 10 кВ двухтрансформаторной ГПП выполняем двумя одиночными секционированными выключателями системами шин, подключаемых к расщепленным обмоткам понижающих трансформаторов [15, п.6.3.3].

Синхронные двигатели и цеховые трансформаторные подстанции подключаем к разным ветвям расщепленной обмотки низкого напряжения сетевого трансформатора [15, п.6.3.13.3; п.6.3.13.4]. Для снижения провала напряжения при пуске двигателей – применим тиристорное устройство плавного пуска.

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 [15, п.6.3]. Радиальные схемы распределения электроэнергии применяются при нагрузках, расположенных в различных направлениях [15, п.6.3.10].

Схему строим так, чтобы все её элементы постоянно находились под нагрузкой, а при аварии на одном из них оставшиеся в работе могли перенести на себя его нагрузку путём перераспределения её между собой с учётом допустимой перегрузки. Принципиальная схема внутреннего электроснабжения предприятия представлена на плакате формата А1.

Выбор способа распределения электроэнергии зависит от величины электрических нагрузок и их размещения, плотности застройки предприятия, конфигурации технологических, транспортных и других коммуникаций, типа грунта на территории предприятия. Распределительные сети предприятия напряжением 10 кВ выполним кабельными линиями. В качестве основного способа прокладки выбираем прокладку кабелей в траншее (в одной траншее допускается прокладка не более шести кабелей [9]).

					13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		37

Поскольку грунт предприятия имеет среднюю коррозионную активность, в грунте завода присутствуют блуждающие токи, но нет колебаний и растягивающих усилий, то выбираем кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена типа АП-вПуг-10: А – алюминий (материал жилы); Пв – вулканизированный полиэтилен (фазная изоляция); Пу – полиэтиленовая усиленная оболочка, г – герметизация.

4.2 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 [9].

Расчетный ток, протекающий по кабельной линии в нормальном режиме

$$I_{p.k} = \frac{S_{p.k}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (4.1)$$

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

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

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

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

Сечение кабельной линии первоначально определяется по экономической плотности тока

$$F_3 = \frac{I_{p.k}}{j_3}, \quad (4.2)$$

где j_3 – экономическая плотность тока, зависящая от типа кабеля и продолжительности использования максимума нагрузки, А/мм².

Для кабелей с алюминиевыми жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена при числе часов использования максимума нагрузки $T_m=4355$ ч/год [3] экономическая плотность тока равна $j_3=1,7$ А/мм². По результату расчета выбирается кабель, имеющий ближайшее стандартное сечение по отношению к F_3 .

Фактический допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки равен

$$I_{доп.ф} = K_n \cdot K_t \cdot I_{доп} > \frac{I_{p.k}}{n_k}; \quad (4.3)$$

где K_n – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [9];

					13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		38

K_t – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [9];

n_k – число запараллеленных кабелей в кабельной линии.

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

$$I_{ав} = 2 \cdot I_{р.к}. \quad (4.4)$$

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I'_{ав} = K_{ав} \cdot I_{доп.ф}, \quad (4.5)$$

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

$$K_3 = \frac{I_{р.к.}}{I'_{доп}}. \quad (4.6)$$

Осуществим проверку по току перегрузки:

$$I'_{ав} \geq \frac{I_{ав}}{n_k}, \quad (4.7)$$

Значит, выбранный кабель проходит проверку по току перегрузки.
Потеря напряжения в кабельной линии

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot L + Q_1 \cdot x_0 \cdot L}{n_k \cdot U_n^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{доп} = 5\% [9], \quad (4.8)$$

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

Расчет кабельных линий, произведенный по выражениям (4.1) – (4.8) представлен в таблице 4.1.

Выводы по разделу четыре

Внутризаводская схема электроснабжения выполнена по смешанной схеме, обеспечивающей оптимальные режимы работы электрической сети, надлежащее качество электроэнергии и надежность. Учитывая климатические условия, характеристики грунта было принято решение прокладывать кабельные линии преимущественно в траншеях.

					13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		39

Таблица 4.1 – Выбор кабельных линий

Конечные пункты кабельных линий	P _p , кВт	Q _p , квар	S _{рк} , кВА	I _{рк} , А	F _э , мм ²	F _т , мм ²	F _{ст2} , мм ²	Тип и кол-во кабелей	Способ про- кладки	Нагрузка на кабель, А		I _{доп} , А	K _п , о.е.	K _т , о.е.	Γ _{доп} , А	K _{ав} , о.е.	Γ _{ав} , А	L, км	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	Δu, %
										в норм. режиме	в п/ав. режиме										
ГПП - ТП1	353	200	406	23,4	14	70	70	2хАПвПуг-10 (3х70)	в траншее	23,4	46,8	195	0,85	1,00	165,8	1,25	207,2	0,138	0,55	0,12	0,06
ГПП - ТП4	671	371	766	44,2	26	70	70	2хАПвПуг-10 (3х70)	в траншее	44,2	88,5	195	0,87	1,00	169,7	1,25	212,1	0,058	0,55	0,12	0,05
ТП4 - ТП2	578	323	663	38,3	23	70	70	2хАПвПуг-10 (3х70)	в траншее	38,3	76,5	195	0,87	1,00	169,7	1,25	212,1	0,308	0,55	0,12	0,22
ТП2 - ТП3	289	162	331	19,1	11	70	70	2хАПвПуг-10 (3х70)	в траншее	19,1	38,3	195	0,93	1,00	181,4	1,25	226,7	0,072	0,55	0,12	0,03
ГПП - ТП5	173	95	198	11,4	7	70	70	2хАПвПуг-10 (3х70)	в траншее	11,4	22,8	195	0,85	1,00	165,8	1,25	207,2	0,128	0,55	0,12	0,03
ГПП - ТП6	160	79	178	10,3	6	70	70	2хАПвПуг-10 (3х70)	в траншее	10,3	20,6	195	0,93	1,00	181,4	1,25	226,7	0,072	0,55	0,12	0,01
ГПП - ТП7	615	238	659	38,1	22	70	70	2хАПвПуг-10 (3х70)	в траншее	38,1	76,1	195	0,85	1,00	165,8	1,25	207,2	0,144	0,55	0,12	0,11
ТП7 - ТП8	307	119	330	19,0	11	70	70	2хАПвПуг-10 (3х70)	в траншее	19,0	38,1	195	0,85	1,00	165,8	1,25	207,2	0,066	0,55	0,12	0,02
ГПП - ТП9	568	256	623	35,9	21	70	70	2хАПвПуг-10 (3х70)	в траншее	35,9	71,9	195	0,85	1,00	165,8	1,25	207,2	0,342	0,55	0,12	0,23
ТП9 - ТП10	312	105	329	19,0	11	70	70	2хАПвПуг-10 (3х70)	в траншее	19,0	38,0	195	0,85	1,00	165,8	1,25	207,2	0,106	0,55	0,12	0,04
ГПП - СД1	320	-198	376	21,7	13	95	95	АПвПуг-10 (3х95)	в траншее	21,7	-	230	0,85	1,00	195,5	-	-	0,172	0,41	0,12	0,02
ГПП - СД2	1000	-620	1176	67,9	40	95	95	АПвПуг-10 (3х95)	в траншее	67,9	-	230	0,85	1,00	195,5	-	-	0,084	0,41	0,12	0,03
ГПП - СД3	9000	-5578	10588	582,2	171	95	185	2хАПвПуг-10 (3х185)	в траншее	291,1	-	335	0,87	1,00	291,5	-	-	0,095	0,21	0,10	0,13
ГПП - СД4	10000	-6197	11765	646,9	190	95	240	2хАПвПуг-10 (3х240)	в траншее	323,4	-	385	0,87	1,00	335,0	-	-	0,129	0,16	0,10	0,13
ГПП - СД5	1500	-726	1667	96,2	57	95	95	АПвПуг-10 (3х95)	в траншее	96,2	-	230	0,87	1,00	200,1	-	-	0,054	0,41	0,12	0,03
ГПП - СД6	630	-390	741	42,8	25	95	95	АПвПуг-10 (3х95)	в траншее	42,8	-	230	0,85	1,00	195,5	-	-	0,102	0,41	0,12	0,02
ГПП - СД7	320	-198	376	21,7	13	95	95	АПвПуг-10 (3х95)	в траншее	21,7	-	230	0,85	1,00	195,5	-	-	0,242	0,41	0,12	0,03
ГПП - СД8	630	-390	741	42,8	25	95	95	АПвПуг-10 (3х95)	в траншее	42,8	-	230	0,85	1,00	195,5	-	-	0,196	0,41	0,12	0,04

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания в электрических сетях может производиться разными методами, с разными допущениями, в частности с использованием именованных или относительных единиц. В нашем проекте используется метод расчета, основанный на использовании относительных единиц, приведенных к базисным условиям [2].

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, то есть все электроприёмники питаются от одного трансформатора.

На рисунке 5.1 представим схему для расчёта токов КЗ и карту селективности с указанием времени срабатывания максимальной токовой защиты, исходя из принятых к установке автоматических выключателей и реле, а именно: для автоматических выключателей ступень селективности равна 0,1 с, а для статических реле – 0,4 с [3].

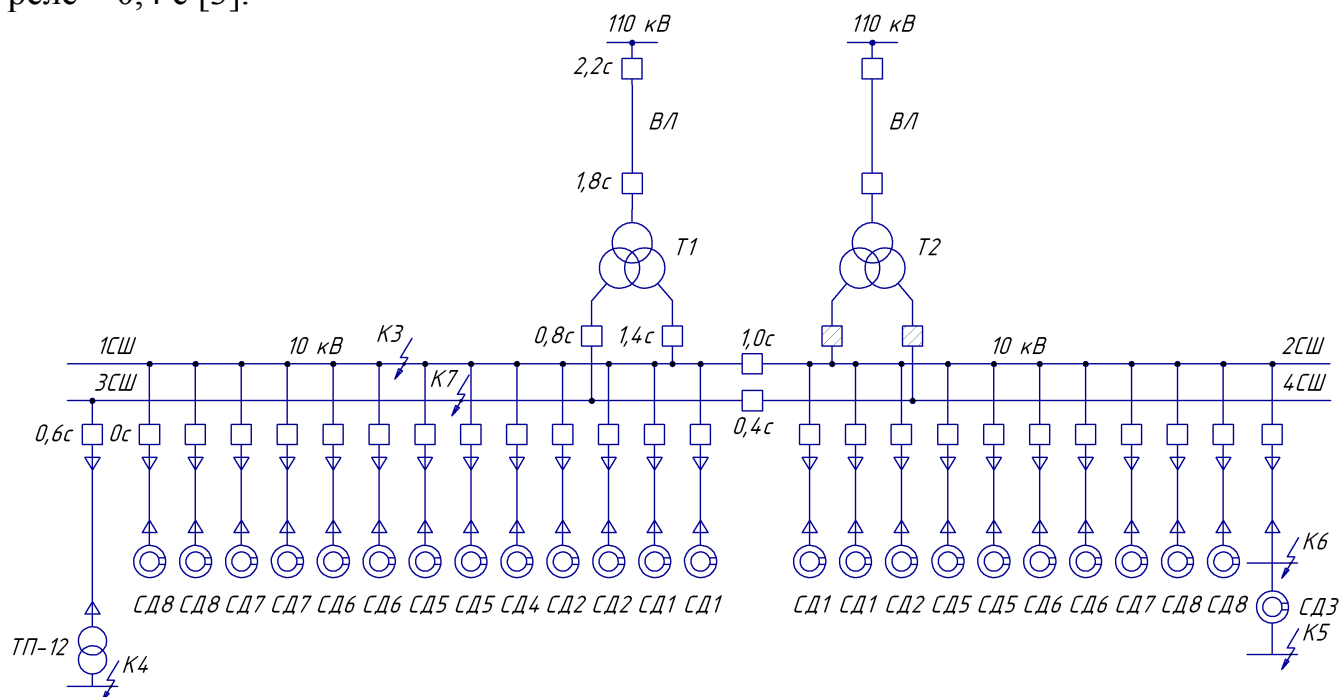


Рисунок 5.1 – Схема для расчетов токов короткого замыкания и карта селективности

Расчёт токов КЗ производим в следующих точках:

- K_1 и K_2 – в схеме внешнего электроснабжения;
- K_3 и K_7 – в РУ 10 кВ ГПП;
- K_4 – в сети напряжением 0,4 кВ;
- K_5 со стороны нулевой точки синхронного двигателя СД3;
- K_6 в точке подключения синхронного двигателя СД3;

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

13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ

Лист

41

При определении токов КЗ в точках K_1 и K_2 подпитку от синхронных двигателей можно не учитывать. В подпитке точки K_3 и K_6 участвуют синхронные двигатели, подключенные к обеим секциям.

При определении тока КЗ в точке K_4 , K_5 и K_7 в качестве источника рассматривается только энергосистема, а подпитка от электродвигателей напряжением 10 кВ не учитывается.

Для расчета токов КЗ по схеме электроснабжения предприятия (рисунок 5.1) составляется схема замещения (рисунок 5.2).

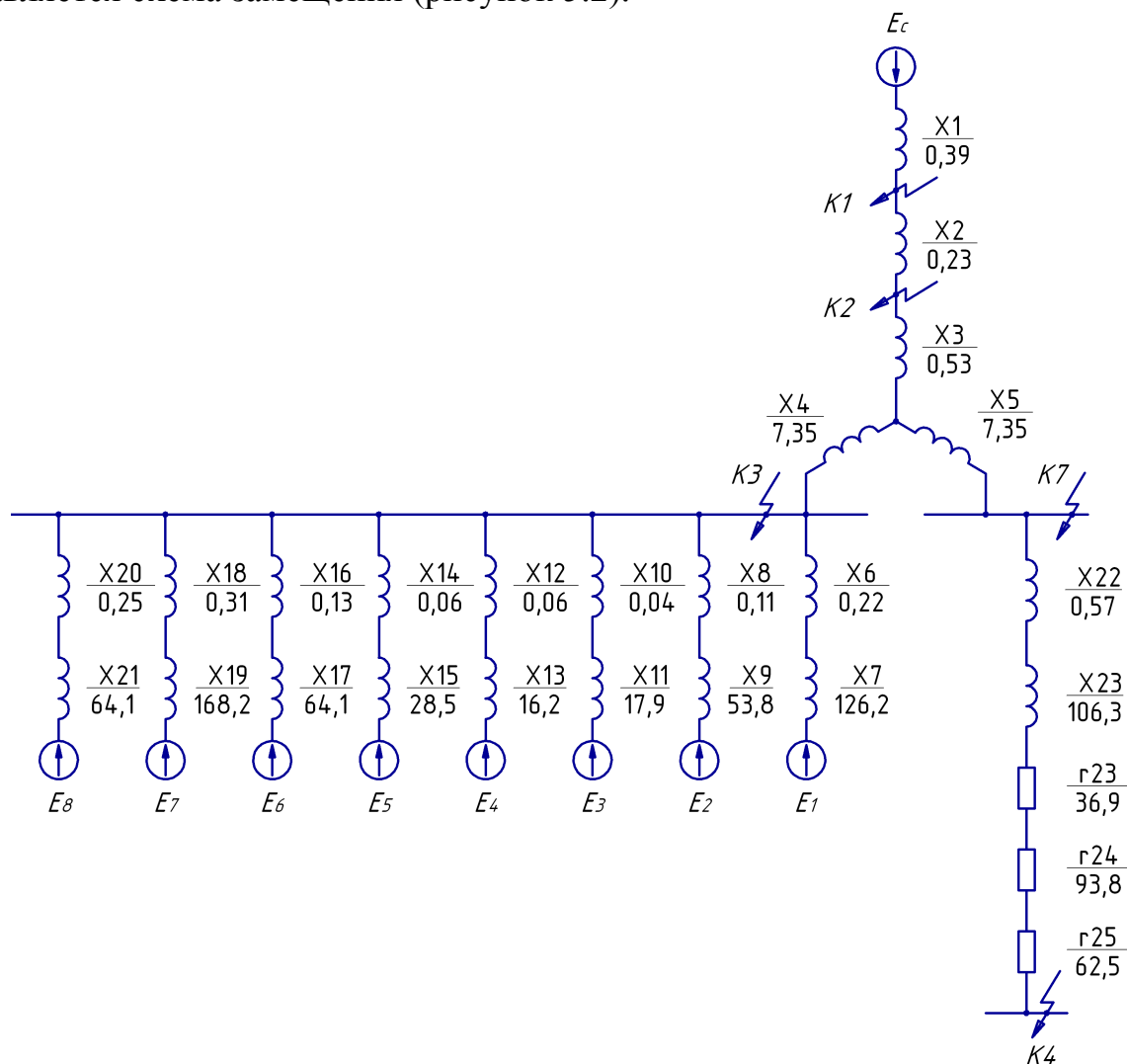


Рисунок 5.2 – Схема замещения для токов КЗ

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

Сопротивление системы

$$x_1 = x_c = \frac{S_6}{S_c}, \quad (5.1)$$

где $S_c = 2570$ – мощность короткого замыкания на шинах системы, МВ·А.

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

13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ

Сопrotивление воздушных линий (ВЛ)

$$x_2 = x_{л} = x_{0вл} \cdot L_{вл} \cdot \frac{S_б}{U_{ср1}^2}, \quad (5.2)$$

где $U_{ср1} = 115$ – среднее напряжение воздушной линии, кВ;

$L_{вл} = 7,0$ – длина ВЛ, км;

$x_{0вл} = 0,44$ – удельное реактивное сопротивление ВЛ, Ом/км;

$S_б = 1000$ – базисная мощность, МВ·А.

Сопrotивление трансформатора ГПП

$$x_т = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{н.т}}, \quad (5.3)$$

где U_k – напряжение короткого замыкания, % (таблица 3.2);

$S_{н.т}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А (таблица 3.2).

Сопrotивление обмотки высокого напряжения

$$x_3 = 0,125 \cdot x_т. \quad (5.4)$$

Сопrotивление обмоток низкого напряжения

$$x_4 = x_5 = 1,75 \cdot x_т. \quad (5.5)$$

Сопrotивление кабельной линии

$$x_{кл} = \frac{1}{n_{кл}} \cdot x_{0кл} \cdot L_{кл} \cdot \frac{S_б}{U_{ср2}^2}, \quad (5.6)$$

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

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

$L_{кл}$ – длина КЛ, км;

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

Результаты расчета, выполненного по формулам (5.1) – (5.6) представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1

X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₆	X ₈	X ₁₀	X ₁₂	X ₁₄	X ₁₆	X ₁₈	X ₂₀	X ₂₂
0,39	0,23	0,53	7,35	0,22	0,11	0,10	0,10	0,13	0,14	0,14	0,14	0,14

Аналогичным образом по выражению (5.6) рассчитываются сопротивления остальных кабельных линий, изображенных на рисунке 5.2, результаты расчета представлены в таблице 5.1.

Сопротивление синхронных двигателей:

$$x_d = \frac{1}{n_d} \cdot \frac{1}{I_{\text{пуск}}} \cdot \frac{S_6 \cdot \cos \varphi \cdot \eta}{P_d}, \quad (5.7)$$

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

P_d – номинальная активная мощность двигателя, кВт.

Результаты расчета сопротивлений, выполненного по формуле (5.7), представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Расчет сопротивлений двигателей

Наименование	x7	x9	x11	x13	x15	x17	x19	x21
P_d , кВт	320	1000	9000	10000	1500	630	320	630
n_d	4	3	1	1	4	4	3	4
$I_{\text{пуск}}$	5	5	5	5	5	5	5	5
$\cos \varphi$	0,85	0,85	0,85	0,85	0,90	0,85	0,85	0,85
η	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
x, о.е.	126,2	53,8	17,9	16,2	28,5	64,1	168,2	64,1

В сети напряжением ниже 1 кВ необходимо учитывать активные сопротивления.

Полное сопротивление трансформатора цеховой ТП:

$$z_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{н.т}}. \quad (5.8)$$

где U_k – напряжение короткого замыкания, % (таблица 2.2);

$S_{н.т}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А(таблица 2.2).

Активное сопротивление трансформатора цеховой ТП:

$$r_T = \Delta P_k \cdot \frac{S_6}{S_{н.т}^2}, \quad (5.9)$$

где ΔP_k – потери короткого замыкания трансформатора, Вт (таблица 2.2).

Индуктивное сопротивление трансформатора цеховой ТП:

$$x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2} \quad (5.10)$$

Согласно [15, п.8.6.1] для распределительных устройств цеховых ТП переходное сопротивление контактов можно принять $r_k = 0,015$ Ом, тогда

$$r_{24} = r_k \cdot \frac{S_6}{U_6^2} \quad (5.11)$$

Активное сопротивление дуги в месте КЗ

$$r_{25} = r_d \cdot \frac{S_6}{U_6^2} \quad (5.12)$$

где $r_d = 0,01$ – активное сопротивление дуги, Ом [3].

Результаты расчета, выполненного по формулам (5.8) – (5.12) представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3

x_{22}	x_{23}	r_{23}	r_{24}	r_{25}
0,57	106,3	36,9	93,8	62,5

Для расчета тока короткого замыкания в точке K_3 приведем схему замещения (рисунок 5.2) к виду рисунка 5.3.

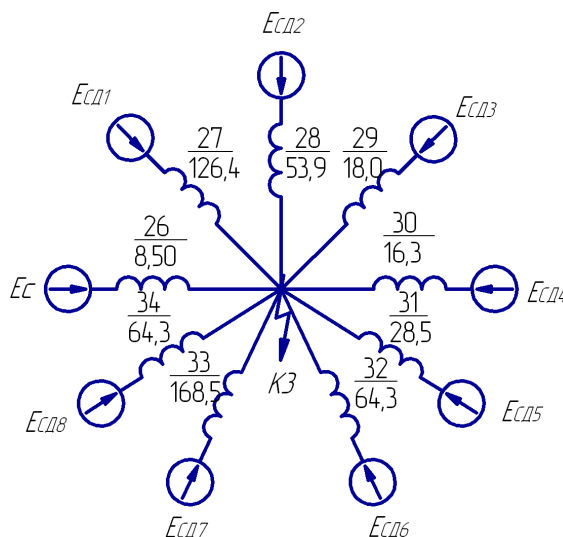


Рисунок 5.3 – Схема замещения для расчета КЗ в точке K_3

Сопровитвления элементов, представленных на схеме замещения, изображенной на рисунке 5.3, определим по выражениям

$$X_{26} = X_1 + X_2 + X_3 + X_4. \quad (5.13)$$

$$X_{27} = X_6 + X_7. \quad (5.14)$$

$$X_{28} = X_8 + X_9. \quad (5.15)$$

$$X_{29} = X_{10} + X_{11}. \quad (5.16)$$

$$X_{30} = X_{12} + X_{13}. \quad (5.17)$$

$$X_{31} = X_{14} + X_{15}. \quad (5.18)$$

$$X_{32} = X_{16} + X_{17}. \quad (5.19)$$

$$X_{33} = X_{18} + X_{19}. \quad (5.20)$$

$$X_{34} = X_{20} + X_{21}. \quad (5.21)$$

Результаты расчета, выполненного по формулам (5.13) – (5.21) представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4

X_{26}	X_{27}	X_{28}	X_{29}	X_{30}	X_{31}	X_{32}	X_{33}	X_{34}
8,50	126,4	53,9	18,0	16,3	28,5	64,3	168,5	64,3

Базисный ток

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}. \quad (5.22)$$

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви

$$I_c = \frac{E_c}{X_{26}} \cdot I_6. \quad (5.23)$$

где $E_1 = 1,0$ – ЭДС энергосистемы.

$$I_{CDi} = \frac{E_1}{X_{26+i}} \cdot I_6. \quad (5.24)$$

где $E_1 = 1,1$ – ЭДС синхронного двигателя,

$i = 1, 2 \dots 8$.

Начальное значение тока короткого замыкания в точке K_3

$$I_{кз3/0} = I_c + \sum_{i=1}^8 I_{CDi}. \quad (5.25)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k, \quad (5.26)$$

где $k_{уд} = 1,6$ – ударный коэффициент [3].

Мощность короткого замыкания в точке К₃

$$S_{кз3} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_k. \quad (5.27)$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точке К₃

$$I_{кз3}^{(2)} = \frac{S_{кз3}}{2 \cdot U_{cp}}. \quad (5.28)$$

Результаты расчета, выполненного по формулам (5.22) – (5.28) представлены в таблице 5.5.

Таблица 5.5

I ₆ , кА	I _с , кА	I _{сд1} , кА	I _{сд2} , кА	I _{сд3} , кА	I _{сд4} , кА	I _{сд5} , кА	I _{сд6} , кА	I _{сд7} , кА	I _{сд8} , кА	I _{кз} , кА	i _{уд3} , кА	S _{кз} , МВ·А	I _{кз3} ⁽²⁾ , кА
55,0	6,5	0,5	1,1	3,4	3,7	2,1	0,9	0,4	0,9	19,5	52,4	355	16,9

Определим ток короткого замыкания в точке К₇.

Суммарное индуктивное сопротивление

$$X_{\Sigma 7} = X_1 + X_2 + X_3 + X_5. \quad (5.29)$$

Мощность трехфазного короткого замыкания в точке К₇

$$S_{кз7} = \frac{S_6}{X_{\Sigma 7}}. \quad (5.30)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К₇

$$I_{к7} = \frac{S_{к7}}{\sqrt{3} \cdot U_6}. \quad (5.31)$$

Результаты расчета, выполненного по формулам (5.29) – (5.31) представлены в таблице 5.6.

Таблица 5.6

$x_{\Sigma 7}$	$S_{к7}, \text{МВ}\cdot\text{А}$	$I_{к7}, \text{кА}$	$i_{уд7}, \text{кА}$
8,50	117,7	6,5	17,4

Определим ток короткого замыкания в точке K_4 .

Суммарное активное сопротивление

$$r_{\Sigma 4} = r_{23} + r_{24} + r_{25}. \quad (5.32)$$

Суммарное индуктивное сопротивление

$$x_{\Sigma 4} = x_{22} + x_{23} + x_{26}. \quad (5.33)$$

Полное сопротивление

$$z_{\Sigma 4} = \sqrt{r_{\Sigma 4}^2 + x_{\Sigma 4}^2}. \quad (5.34)$$

Мощность короткого замыкания в точке K_4

$$S_{кз4} = \frac{S_6}{z_{\Sigma 4}}. \quad (5.35)$$

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

$$I_{к4} = \frac{S_{к4}}{\sqrt{3} \cdot U_6}. \quad (5.36)$$

Результаты расчета, выполненного по формулам (5.32) – (5.36) представлены в таблице 5.7.

Таблица 5.7

$r_{\Sigma 4}$	$x_{\Sigma 4}$	$z_{\Sigma 4}$	$S_{к4}, \text{МВ}\cdot\text{А}$	$I_{к4}, \text{кА}$	$i_{уд4}, \text{кА}$
193,1	115,4	225,0	4,4	6,4	14,5

Определим токи короткого замыкания в точке K_5 .

Суммарное индуктивное сопротивление

$$x_{\Sigma 5} = x_{10} + x_{11} + x_{26}. \quad (5.37)$$

Мощность короткого замыкания в точке K_5

$$S_{кз5} = \frac{S_6}{x_{\Sigma 5}}. \quad (5.38)$$

Ток короткого замыкания при базисном напряжении

$$I_{к5} = \frac{S_{к5}}{\sqrt{3} \cdot U_6}. \quad (5.39)$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точке K_5

$$I_{кз5}^{(2)} = \frac{S_{кз5}}{2 \cdot U_{cp}}. \quad (5.40)$$

Результаты расчета, выполненного по формулам (5.37) – (5.40) представлены в таблице 5.8.

Таблица 5.8

$x_{\Sigma 5}$	$S_{к5}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$I_{к5}, \text{кА}$	$i_{уд5}, \text{кА}$	$I_{кз3}^{(2)}, \text{кА}$
26,4	37,8	2,1	4,8	1,8

Для расчета тока короткого замыкания в точке K_6 приведем схему замещения (рисунок 5.2) к виду рисунка 5.4.

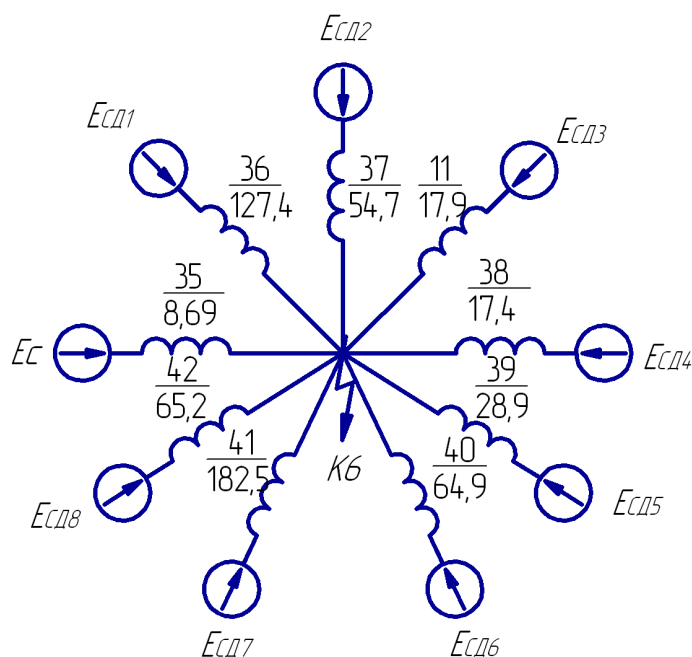


Рисунок 5.4 – Схема замещения для расчета КЗ в точке K_6

Определим эквивалентное сопротивление

$$X_9 = \frac{1}{\frac{1}{X_{26}} + \frac{1}{X_{27}} + \frac{1}{X_{28}} + \frac{1}{X_{30}} + \frac{1}{X_{31}} + \frac{1}{X_{32}} + \frac{1}{X_{33}} + \frac{1}{X_{34}}}. \quad (5.41)$$

Коэффициенты токораспределения

$$C_{1i} = \frac{X_9}{X_{26+i}}. \quad (5.42)$$

где $i = 1, 2 \dots 8$.

Результирующее сопротивление

$$X_{рез} = X_9 + X_{10}. \quad (5.43)$$

Результаты расчета, выполненного по формулам (5.41) – (5.43) представлены в таблице 5.9.

Таблица 5.9

X_9	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6	C_7	C_8	$X_{рез}$
3,61	0,42	0,03	0,07	0,21	0,13	0,06	0,02	0,06	3,65

Тогда, получаем

$$X_{35+i} = \frac{X_{рез}}{C_i}. \quad (5.44)$$

где $i = 1, 2 \dots 8$.

Результаты расчета, выполненного по формуле (5.44) представлены в таблице 5.10.

Таблица 5.10

X_{35}	X_{36}	X_{37}	X_{38}	X_{39}	X_{40}	X_{41}	X_{42}
8,69	127,4	54,7	17,4	28,9	64,9	182,5	65,2

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви

$$I'_c = \frac{E_c}{X_{35}} \cdot I_6. \quad (5.45)$$

$$I'_{CDi} = \frac{E_1}{X_{35+i}} \cdot I_6. \quad (5.46)$$

где $i = 1, 2 \dots 8$.

Начальное значение тока короткого замыкания в точке K_6

$$I_{кз6/0'} = I'_c + \sum_{i=1}^8 I'_{CDi}. \quad (5.47)$$

Мощность короткого замыкания в точке K_6

$$S_{кз6} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_{к6}. \quad (5.48)$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точке K_6

$$I_{к6}^{(2)} = \frac{S_{кз6}}{2 \cdot U_{cp}}. \quad (5.49)$$

Результаты расчета, выполненного по формулам (5.45) – (5.49) представлены в таблице 5.11.

Таблица 5.11

Γ'_c , кА	Γ'_{CD1} , кА	Γ'_{CD2} , кА	Γ'_{CD3} , кА	Γ'_{CD4} , кА	Γ'_{CD5} , кА	Γ'_{CD6} , кА	Γ'_{CD7} , кА	Γ'_{CD8} , кА	$I_{к6}$, кА	$i_{уд6}$, кА	$S_{к6}$, МВ·А	$I_{кз6}^{(2)}$, кА
6,3	0,5	1,1	3,4	3,5	2,1	0,9	0,3	0,9	19,0	51,6	346,0	16,5

Окончательные результаты расчета токов короткого замыкания представим в таблице 5.12.

Таблица 5.12 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	Напряжение U_{cp} расчетной точки, кВ	$I_k^{(2)}$, кА	$I_k^{(3)}$, кА	$i_{уд}$, кА	Мощность КЗ ступени, МВ·А
К1	115	11,2	12,9	27,2-31,4	2226,0-2570,0
К2	115	7,0	8,1	17,9-20,6	1396,9-1613,0
К3	10,5	16,9	19,5	45,4-52,4	307,4-355,0
К4	0,4	5,5	6,4	12,4-14,5	3,8-4,4
К5	10,5	1,8	2,1	4,1-4,8	32,7-37,8
К6	10,5	16,5	19,0	37,3-43,0	299,6-346,0
К7	10,5	5,6	6,5	15,1-17,4	101,9-117,7

Выводы по разделу пять

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

					13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		52

6 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ СХЕМ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Внутризаводское распределение электроэнергии может выполняться по радиальным, магистральным или смешанным схемам в зависимости от территориального размещения нагрузок, их величин, требуемой степени надежности питания.

Радиальные схемы целесообразны, когда потребители расположены в различных направлениях друг от друга. Магистральные линии рациональны при последовательном расположении групп электроприемников на территории предприятия. При магистральных схемах уменьшается число ячеек распределительных устройств ГПП, к которым подключают отходящие линии – в этом заключается одно из главных преимуществ магистральных схем распределения электроэнергии.

Для определения оптимального варианта схемы внутризаводского электрообеспечения проведем технико-экономическое сравнение вариантов подключения цеховых трансформаторных подстанций, а именно:

1 Магистральная схема подключения цеховых трансформаторных подстанций: ГПП–ТП9–ТП10, изображенная на рисунке 6.1.

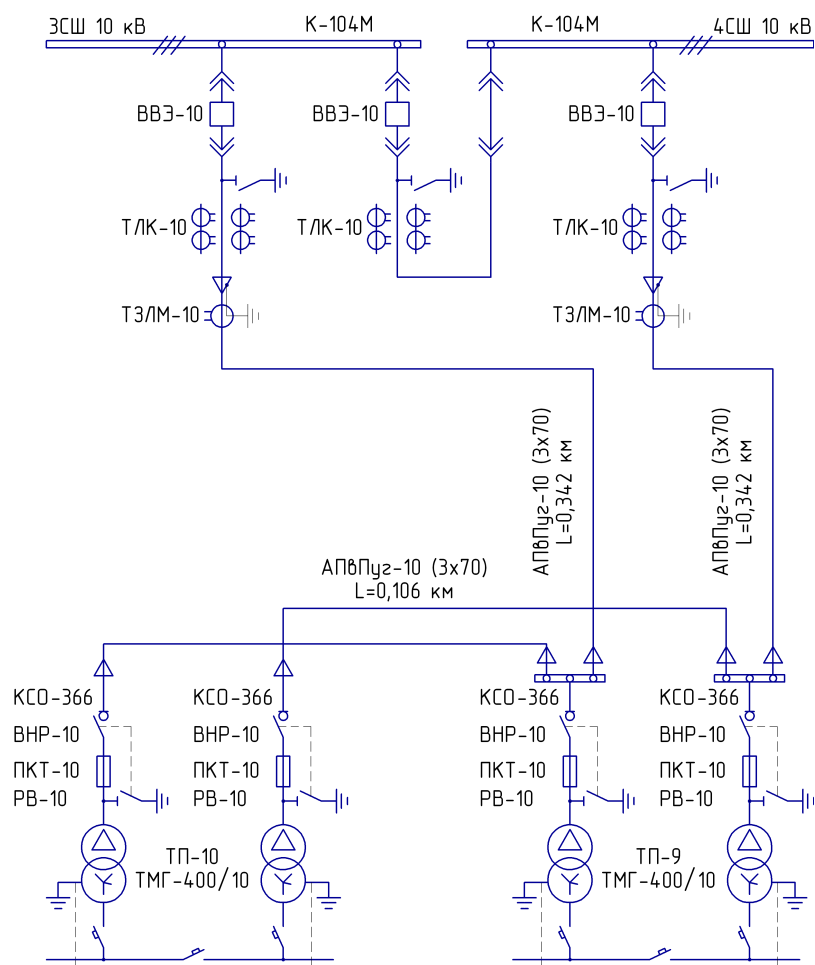


Рисунок 6.1 – Магистральная схема (I вариант)

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ

Лист

53

2 Радиальная схема подключения цеховых трансформаторных подстанций: ГПП–ТП9, ГПП–ТП10, изображенная на рисунке 6.2.

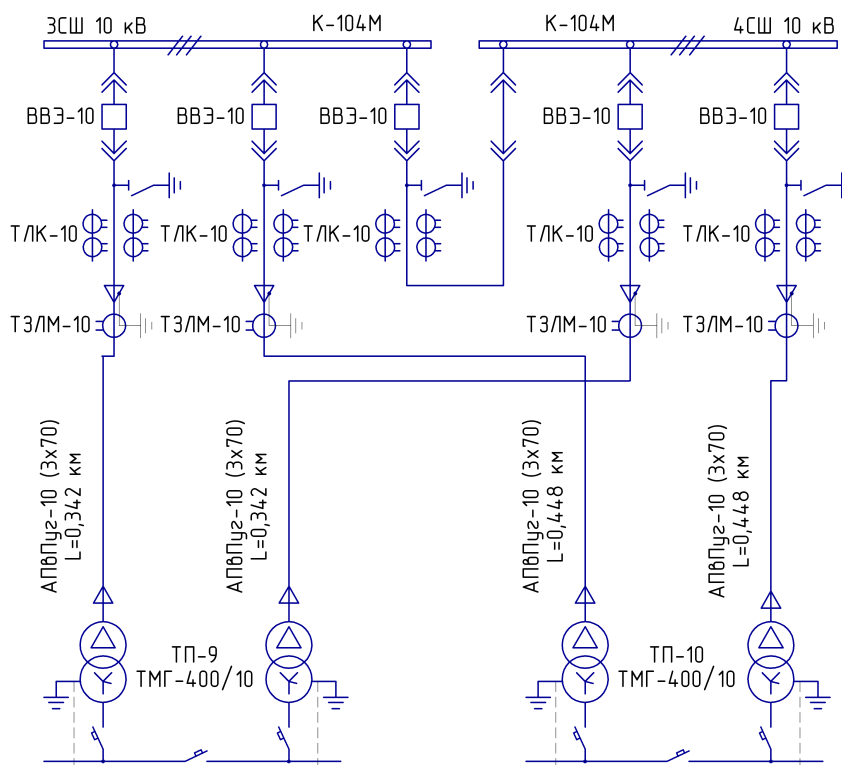


Рисунок 6.2 – Радиальная схема (II вариант)

6.1 Выбор кабельных линий

Кабельные линии (КЛ) для I варианта были определены ранее в таблице 5.1. Проверим выбранные кабели по термической стойкости к токам короткого замыкания.

Термически стойкое сечение определим по выражению:

$$F_{т.с.} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (6.1)$$

где $C=90$ – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля, $A \cdot c^{1/2} / \text{мм}^2$ [16, табл. 8];

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

Тепловой импульс тока короткого замыкания определяется по формуле

$$B_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_a), \quad (6.2)$$

где $t_{р.з.} = 0,6$ – время действия максимальной токовой защиты КЛ, с (рисунок 5.1);

$t_{о.в.} = 0,06$ – полное время отключения выключателя, с [17];

$T_a = 0,12$ – время протекания апериодической составляющей тока КЗ, с [3].

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ

Лист

54

В таблицу 6.1 запишем площади термически устойчивых сечений кабелей, определенные по формулам (6.1) – (6.2).

Таблица 6.1 –Выбор термически устойчивых сечений кабелей для I варианта

Кабельная линия	$C, \frac{A \cdot c^{1/2}}{мм^2}$	$V_k, кА^2 \cdot c$	$t_{p,z}, c$	$t_{o,v}, c$	T_a, c	Прежняя площадь сечения кабеля, мм ²	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм ²	Тип и площадь сечения нового кабеля
ГПП – ТП9	90	32,7	0,6	0,06	0,12	25	70	АПвПуг-10 (3x70)
ТП9 – ТП10	90	32,7	0,6	0,06	0,12	16	70	АПвПуг-10 (3x70)

Так как наибольшее сечение кабельной линии на головном участке при магистральном соединении цеховых трансформаторных подстанций составляет 25 мм², а термически стойкое сечение кабеля составляет 70 мм², то несложно заметить, что сечение кабельных линий при радиальном подключении цеховых трансформаторных подстанции (вариант II) составит 70 мм².

6.2 Расчет потерь электроэнергии в кабельных линиях

Потери электрической энергии в кабельных линиях определяются по выражению

$$\Delta A_{л} = n \cdot (3 \cdot I_{p.l}^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot \tau), \quad (6.3)$$

где n – число кабельных линий;

$I_{p.l}$ – 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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_m}{10^4} \right)^2 \cdot 8760, \quad (6.4)$$

где $T_m = 4355$ – годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки, ч/год [3].

Результаты расчетов потерь электроэнергии в кабельных линиях, выполненных по выражениям (6.3) – (6.4), представим в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Расчет потерь электроэнергии в кабельных линиях

Наименование КЛ	n	T_m , ч/год	τ , ч/год	$I_{р.л}$, А	r_0 , Ом/км	L, км	$\Delta A_{л}$, $\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$
Вариант I							
ГПП – ТП7	2	4355	2742	35,9	0,55	0,342	4000
ТП7 – ТП8	2	4355	2742	19,0	0,55	0,106	346
Всего по варианту I							4346
Вариант II							
ГПП – ТП7	2	4355	2742	17,2	0,55	0,342	911
ГПП – ТП8	2	4355	2742	19,0	0,55	0,448	1462
Всего по варианту II							2373

6.3 Выбор электрооборудования

6.3.1 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 [17].

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 6.3 на примере выбора ячейки отходящей кабельной линии ГПП-ТП9 (вариант I).

Таблица 6.3 – Выбор ячейки отходящей кабельной линии ГПП-ТП9

Условия выбора [3]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные К-104М [17]
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 71,9 \text{ А}$	$I_{ном} = 630,0 \text{ А}$
$i_{дин} \geq i_y$	$i_y = 17,4 \text{ кА}$	$i_{дин} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 32,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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

6.3.2 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 [18].

Рассмотрим выбор указанных выше коммутационных аппаратов для ТП-1 и ТП-2, на которых установлены по два трансформатора типа ТМГ-400. Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные выключателей нагрузки с предохранителями [18] представлены в таблицах 6.4 и 6.5 соответственно.

Таблица 6.4 – Выбор выключателей нагрузки

Условия выбора [3]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные [18] ВНР-10/400
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 32,3 \text{ А}$	$I_{ном} = 400,0 \text{ А}$
$i_{дин} \geq i_y$	$i_y = 17,4 \text{ кА}$	$i_{дин} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 32,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 6.5 – Выбор предохранителей

Условия выбора [3]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные [18] ПКТ103-10-40-20УЗ
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 32,3 \text{ А}$	$I_{ном} = 40 \text{ А}$
$I_{ном.отк} \geq I_k$	$I_k = 19,5 \text{ кА}$	$I_{ном.отк} = 20 \text{ кА}$

6.4 Определение технико-экономических показателей вариантов схем внутреннего электроснабжения предприятия

Экономически выгодным решением считается вариант, которому соответствует минимум приведенных ежегодных затрат. Годовые приведенные затраты находятся из выражения [3]:

$$Z = \sum_i^n E_i \cdot k_i + C_s, \quad (6.5)$$

где E_i - общие ежегодные отчисления от капитальных вложений;

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

C_s - стоимость годовых потерь электроэнергии.

$$E_i = E_n + E_{ai} + E_{oi}, \quad (6.6)$$

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

E_{ai} - отчисления на амортизацию;

E_{oi} - расходы на обслуживание.

Стоимость потерь электроэнергии учитывается по двухставочному тарифу [19, 20]:

$$C_0 = \Delta A_{л} \cdot C_0', \quad (6.7)$$

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

Удельная стоимость потерь электроэнергии

$$C_0' = \delta \left(\frac{12 \cdot \alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right), \quad (6.8)$$

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

$\alpha = 959,11$ – основная ставка тарифа за 2016 г, руб/кВт·мес [19, 20];

$\beta = 1,348$ – стоимость одного кВт·ч электроэнергии за 2016 г, руб/кВт·ч [19, 20];

$K_M = 1$ – отношение потерь активной мощности предприятия в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям активной мощности предприятия.

Стоимость электрооборудования и кабельной продукции принимаем из [21, 22], а результаты технико-экономических расчетов по формулам (6.5) – (6.8) сведен в таблицу 6.6 и 6.7.

Таблица 6.6 – 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	313	626	0,193	121			
Камера КСО-366-4н-2УЗ с выключателем нагрузки и предохранителями	шт	4	38	152	0,193	29			
Прокладка двухцепной кабельной линии ГПП-ТП9 марки АПвПуг-10 (3x70) в траншее	км	0,342	586	200	0,152	30	4000	23	

Продолжение таблицы 6.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Прокладка двух-цепной кабельной линии ТП9-ТП10 марки АПвПуг-10 (3x70) в траншее	км	0,106	586	62	0,152	9	346	2	
Всего по варианту				1040		190	4346	25	215

Таблица 6.7 – Техничко-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	4	313	1252	0,152	190			
Прокладка двух-цепной кабельной линии ГПП-ТП9 марки АПвПуг-10 (3x70) в траншее	км	0,342	586	200	0,152	30	911	5	
Прокладка двух-цепной кабельной линии ГПП-ТП10 марки АПвПуг-10 (3x70) в траншее	км	0,448	586	262	0,152	40	1462	8	
Всего по варианту				1715		261	2373	14	274

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

$$\frac{274 - 215}{274} \cdot 100\% = 21,6\%.$$

Выводы по разделу шесть

По результатам технико-экономического сравнения вариантов схем соединения цеховых трансформаторных подстанция, принят вариант магистрального соединения цеховых ТП, так как он получился экономичнее на 21,6% в сравнении с вариантом радиального подключения цеховых ТП.

7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Выбор электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения производится по условиям утяжеленного режима работы и устойчивости к токам короткого замыкания [3].

7.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП

Распределительное устройство РУ 10 кВ выполняем комплектным (КРУ) со шкафами типа К-104М [17].

Шафы К-104М имеют жесткую металлическую конструкцию, состоящую из корпуса шкафа, выкатного элемента и релейного шкафа. Устройства комплектные распределительные (КРУ) внутренней установки К-104М выполнены с двухсторонним обслуживанием. В корпусе шкафа КРУ могут быть встроены трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, токоведущие части. В верхней части шкафов устанавливаются релейные шкафы со встроенной аппаратурой релейной защиты и автоматики (РЗА), аппаратурой управления, измерения, сигнализации, клеммниками. Выключатели, трансформаторы напряжения и разъёмные контакты (выполняющие роль разъединителей), устанавливаются на выкатном элементе (тележке). Конструкция шкафов КРУ и выкатных элементов предусматривает возможность фиксирования выкатных элементов в рабочем, контрольном или разобранном положениях, а также их выкатывание из шкафа в ремонтное положение [17].

Условия выбора, расчетные параметры сети, определяемые по формулам (7.1) – (7.2), и каталожные данные ячеек КРУ [17] представлены в таблице 7.1.

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

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

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 1010,4 \text{ А.}$$

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле

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

где $t_{\text{р.з.}} = 1,4$ – время действия МТЗ трансформатора ГПП (рисунок 5.1), с;

$t_{\text{о.в.}} = 0,06$ – полное время отключения выключателя, с [17];

$T_a = 0,12$ – время протекания апериодической составляющей тока КЗ, с [3].

$$W_k = 19,5^2 \cdot (1,4 + 0,06 + 0,12) = 601,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

					13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		60

Таблица 7.1 – Выбор КРУ

Условия выбора [3]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные К-104М [17]
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 1010,4 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600,0 \text{ А}$
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{y}}$	$i_{\text{y}} = 52,4 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{k}}$	$B_{\text{k}} = 601,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

7.2 Выбор выключателей КРУ

В качестве коммутационных аппаратов применяются вакуумные выключатели типа ВВЭ-10-20/1600 УЗ [23]. Шкафы с вакуумными выключателями имеют высокий коммутационный и механический ресурс, более высокую эксплуатационную надежность по сравнению с маломасляными выключателями [17].

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

Таблица 7.2 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

Условия выбора [3]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные [23] ВВЭ-10-20/1600 УЗ
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 1010,4 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600,0 \text{ А}$
$I_{\text{ном.отк}} \geq I_{\text{п,0}}$	$I_{\text{п,0}} = 19,5 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.отк}} = 20,0 \text{ кА}$
$i_{\text{ном}} \geq i_{\text{а,т}}$	$i_{\text{а,т}} = 7,9 \text{ кА}$	$i_{\text{а,ном}} = 14,0 \text{ кА}$
$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п,0}}$	$I_{\text{п,0}} = 19,5 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 20,0 \text{ кА}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{y}}$	$i_{\text{y}} = 52,4 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{k}}$	$B_{\text{k}} = 601,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

7.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ

В ячейках КРУ типа К-105 устанавливаются трансформаторы тока типа ТЛК-10-1500-0,5/10Р-УЗ [24]. Трансформатор тока в цепи секционного выключателя принимается того же типа. Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные трансформаторов тока на вводе в КРУ указаны в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ ГПП

Условия выбора [3]	Расчетные параметры сети	ТЛК-10-1500-0,5/10Р-УЗ [24]
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 1010,4 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3000 \text{ А}$
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{y}}$	$i_{\text{y}} = 52,4 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{k}}$	$B_{\text{k}} = 601,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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

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

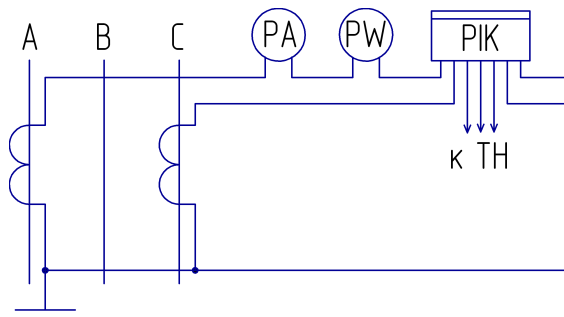


Рисунок 7.1 – Схема включения приборов в неполную звезду

Таблица 7.4 – Перечень измерительных приборов в цепи трансформаторов тока

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

Сопротивление приборов

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (7.3)$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (7.4)$$

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

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

Сечение соединительных проводов при соединении в неполную звезду:

$$q = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}. \quad (7.5)$$

Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке, выполненная по выражениям (7.3) – (7.5) представлена в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Проверка трансформатора тока по вторичной нагрузке

$S_{\text{приб}}, \text{ВА}$	$I_2, \text{А}$	$r_{\text{приб}}, \text{Ом}$	$z_{2\text{ном}}, \text{Ом}$	$r_k, \text{Ом}$	$r_{\text{пр}}, \text{Ом}$	$L_{\text{расч}}, \text{М}$	$q_{\text{расч}}, \text{мм}^2$
1,1	5	0,04	0,4	0,1	0,26	40	0,8

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 7.6.

Таблица 7.6 – Выбор выключателей и трансформаторов тока

Кабельные линии	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$I_{\text{max}}, \text{А}$	$I_{\text{п.0}}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$	Тип выключателя [23]	Тип трансформатора тока [24]
ГПП - ТП1	10,5	46,8	19,5	52,4	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3
ГПП - ТП4	10,5	88,5	19,5	52,4	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3
ГПП - ТП5	10,5	22,8	19,5	52,4	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-30-0,5/10Р У3
ГПП - ТП6	10,5	20,6	19,5	52,4	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-30-0,5/10Р У3
ГПП - ТП7	10,5	76,1	19,5	52,4	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3
ГПП - ТП9	10,5	71,9	19,5	52,4	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-75-0,5/10Р У3
ГПП - СД1	10,5	21,7	19,5	52,4	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-30-0,5/10Р У3
ГПП - СД2	10,5	67,9	19,5	52,4	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-75-0,5/10Р У3
ГПП - СД3	10,5	291,1	19,5	52,4	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-300-0,5/10Р У3
ГПП - СД4	10,5	323,4	19,5	52,4	ВВЭ-10-20/2000 У3	ТЛК-10-400-0,5/10Р У3
ГПП - СД5	10,5	96,2	19,5	52,4	ВВЭ-10-20/2000 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3
ГПП - СД6	10,5	42,8	19,5	52,4	ВВЭ-10-20/1000 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3
ГПП - СД7	10,5	21,7	19,5	52,4	ВВЭ-10-20/1000 У3	ТЛК-10-30-0,5/10Р У3
ГПП - СД8	10,5	42,8	19,5	52,4	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3

7.4 Выбор трансформаторов напряжения

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

Производителем ячеек К-104М предусматривается установка трансформаторов напряжения типа НАМИ-10У2 [17, табл. 5].

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим условиям:

– по напряжению

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} ; \quad (7.6)$$

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

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПKN001-10У3и втычной разъединитель. Принципиальную схему подключения трансформаторов напряжения НАМИ-10У2 представим на рисунке 7.2.

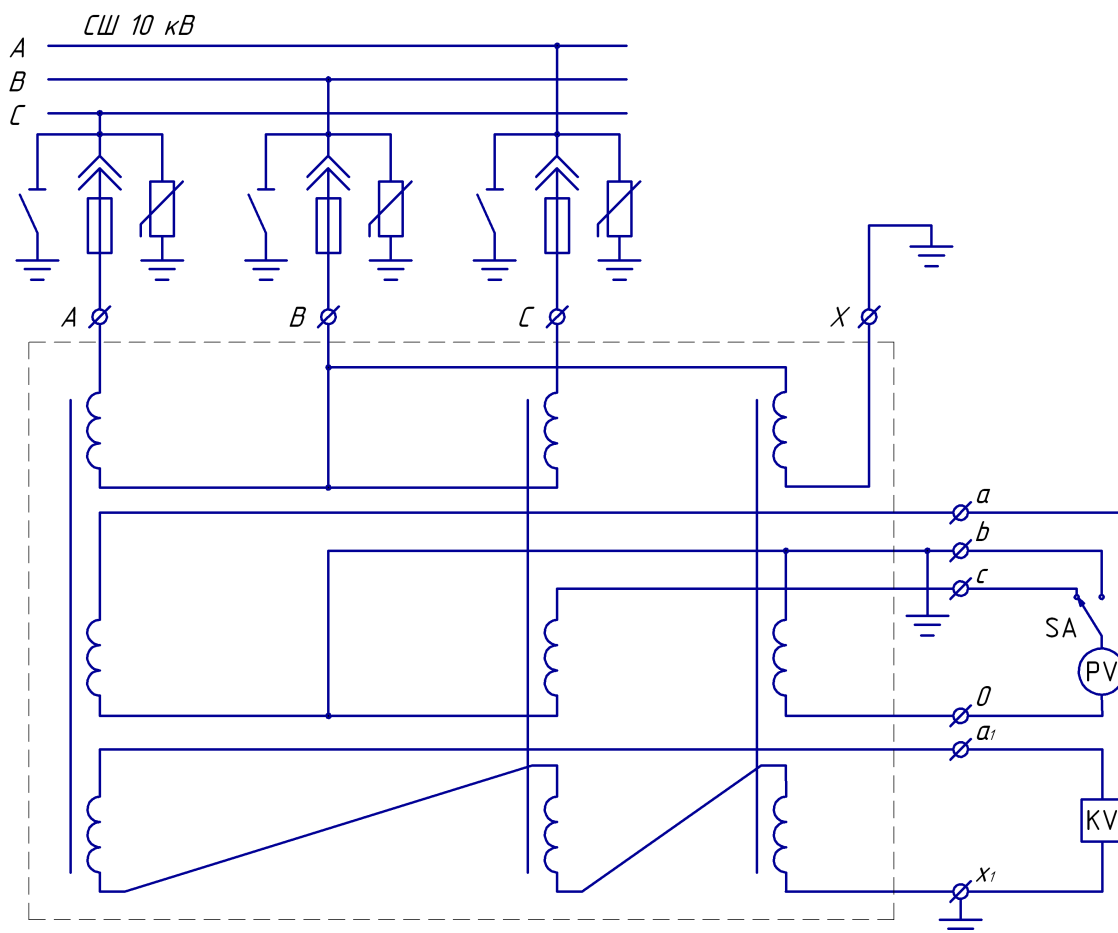


Рисунок 7.2 – Схема подключения трансформатора напряжения типа НАМИ-10У2 [25]

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

$$S_{2ном} \geq S_{нагр}; \quad (7.7)$$

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

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

Выбор трансформаторов напряжения по выражениям (7.6) – (7.7), устанавливаемых в ячейках КРУ, представлен в таблице 7.7.

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

13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ

Лист

64

Таблица 7.7 – Выбор трансформаторов напряжения

Прибор и место его установки		Тип	Мощ-ть одной обм-ки, ВА	Чис-ло обм-к	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая мощность	
								P ₂ , Вт	Q ₂ ,вар
PV	Секция СШ	Э-335	2,0	1	1,00	0,00	2	4	-
PW	Цепь силового тр-ра	Д-335	1,5	2	1,00	0,00	1	3	-
PIK	Цепь силового трансформатора и отходящих линий	СЭТ 4.ТМ	3,0	2	0,38	0,93	7	11	14
Итого								18	14
НАМИ-10У2 [25]		Трехфазный трансформатор напряжения						S _{2Σ} = 23 ВА	
U _{ном} = 10 кВ									
S _{2,кл.т.чн.0,5} = 75 ВА		S _{2ном} = 75 > S _{2Σ}							

7.5 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 [18].

Для примера рассмотрим выбор указанных выше коммутационных аппаратов для ТП-2, на которых установлены по два трансформатора типа ТМГ-400. Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные выключателей нагрузки с предохранителями [18] представлены в таблицах 7.8 и 7.9 соответственно.

Таблица 7.8 – Выбор выключателей нагрузки

Условия выбора [3]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные [18] ВНР-10/400У3
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10,5$ кВ	$U_{ном} = 10,5$ кВ
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 32,3$ А	$I_{ном} = 400,0$ А
$i_{дин} \geq i_y$	$i_y = 52,4$ кА	$i_{дин} = 81,0$ кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 297,0$ кА ² · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200,0$ кА ² · с

Таблица 7.9 – Выбор предохранителей

Условия выбора [3]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные [18] ПКТ103-10-40-20У3
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10,5$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 32,3$ А	$I_{ном} = 40$ А
$I_{ном.отк} \geq I_k$	$I_k = 19,5$ кА	$I_{ном.отк} = 20$ кА

Аналогично выбираются выключатели нагрузки и предохранители на вводе других ТП. Результаты расчёта сведём в таблицу 7.10.

Таблица 7.10 – Выбор выключателей нагрузки с предохранителями

Номер ТП	$U_{\text{ном}}$, кВ	I_{max} , А	$I_{\text{отк.}}$, кА	Тип предохранителя [18]	Тип выключателя нагрузки [18]
ТП-2	10,5	32,3	19,5	ПКТ102-10-40-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-3	10,5	32,3	19,5	ПКТ102-10-40-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-4	10,5	12,9	19,5	ПКТ102-10-16-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-7	10,5	32,3	19,5	ПКТ102-10-40-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-8	10,5	32,3	19,5	ПКТ102-10-40-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-9	10,5	32,3	19,5	ПКТ102-10-40-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-10	10,5	32,3	19,5	ПКТ102-10-40-20У3	ВНР-10/400 У3

7.6 Выбор соединения силового трансформатора ГПП с РУ НН ГПП

В качестве токоведущей части, соединяющей силовые трансформаторы с КРУ, используем закрытый комплектный токопровод типа ТЗК-10-1600-81УХЛЗ [26].

Выбор токопровода представим в таблице 7.11.

Таблица 7.11 – Выбор токопровода

Условия выбора [3]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные [26]
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5$ кВ	$U_{\text{ном}} = 10,5$ кВ
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 1010,4$ А	$I_{\text{ном}} = 1600,0$ А
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 52,4$ кА	$i_{\text{д}} = 81,0$ кА
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 297,0$ кА ² ·с	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 2977,0$ кА ² ·с

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

Кабели напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения проверяются на термическую стойкость к токам короткого замыкания. Для расчета всех характерных термических сечений кабелей на рисунке 5.1 представлена карта селективности.

Термически стойкое сечение определим по выражению:

$$F_{\text{т.с.}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}; \quad (7.8)$$

где $C=90$ – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля, $\frac{A \cdot c^{1/2}}{мм^2}$ [16, табл.8];

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

Тепловой импульс тока короткого замыкания определяется по формуле

$$V_K = I_{п,0}^2 \cdot (t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_a), \quad (7.9)$$

где $t_{р.з.} = 0,6$ – время действия максимальной токовой защиты КЛ, с (рисунок 5.1);

$t_{о.в.} = 0,06$ – полное время отключения выключателя, с [17];

$T_a = 0,12$ – время протекания апериодической составляющей тока КЗ, с [3].

Результаты расчетов термически стойких сечений по выражениям (7.8) – (7.9) представим в таблице 7.12.

Таблица 7.12 – Проверка кабелей на термическую стойкость

Начало и конец кабельной линии	$I_K, кА$	$t_{р.з.}, с$	$t_{о.в.}, с$	$T_a, с$	$V_K, кА^2 \cdot с$	$C, \frac{A \cdot c^{1/2}}{мм^2}$	$F_{т.с.}, мм^2$
ГПП – ТП	6,5	0,6	0,06	0,12	32,7	90	64
ГПП – СД	19,5	0,0	0,06	0,12	68,5	90	92

В таблице 7.13 представим все кабели, для которых произведено увеличение площади сечения, выбранной по условиям нормального и утяжеленного режимов работы, до термически устойчивого сечения.

Таблица 7.13 – 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
1	2	3	4
ГПП - ТП1	16	70	АПвПуг-10 (3x70)
ГПП - ТП4	25	70	АПвПуг-10 (3x70)
ТП4 - ТП2	16	70	АПвПуг-10 (3x70)
ТП2 - ТП3	16	70	АПвПуг-10 (3x70)
ГПП - ТП5	16	70	АПвПуг-10 (3x70)
ГПП - ТП6	16	70	АПвПуг-10 (3x70)
ГПП - ТП7	16	70	АПвПуг-10 (3x70)
ТП7 - ТП8	16	70	АПвПуг-10 (3x70)
ГПП - ТП9	16	70	АПвПуг-10 (3x70)
ТП9 - ТП10	16	70	АПвПуг-10 (3x70)
ГПП - СД1	16	95	АПвПуг-10 (3x95)
ГПП - СД2	35	95	АПвПуг-10 (3x95)
ГПП - СД5	50	95	АПвПуг-10 (3x95)

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

13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ

Лист

67

Продолжение таблицы 7.13

1	2	3	4
ГПП - СД6	25	95	АПвПуг-10 (3x95)
ГПП - СД7	16	95	АПвПуг-10 (3x95)
ГПП - СД8	25	95	АПвПуг-10 (3x95)

7.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

Потребители собственных нужд подстанций делятся на ответственных и неответственных. Ответственными механизмами являются система охлаждения силовых трансформаторов, сети аварийного освещения, система пожаротушения, система подогрева приводов разъединителей и подогрева шкафов КРУ, система оперативного управления, связи и телемеханики. Кроме того, потребителями собственных нужд подстанции являются освещение, отопление, вентиляция ЗРУ, освещение ОРУ также относится к потребителям собственных нужд. На двухтрансформаторной подстанции 110 кВ устанавливается не менее двух трансформаторов собственных нужд.

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

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

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

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

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

7.9 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП

Выбранные цеховые трансформаторные подстанции укомплектованы автоматическими выключателями серии «Электрон» производства завода «Контактор» г. Ульяновск [27].

Выбор вводных и секционных автоматических выключателей на стороне низшего напряжения цеховых ТП представим в таблице 7.14.

Таблица 7.14 – Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП

Номер ТП	Место установки выключателя	$I_{утяж},$ А	$I_k,$ кА	$i_{уд},$ кА	Тип выключателя
ТП-1	Вводной	1272	19,5	52,4	Э16В-1600УХЛ3
	Секционный	636	19,5	52,4	Э06В-1000УХЛ3
ТП-2	Вводной	808	19,5	52,4	Э06В-1000УХЛ3
	Секционный	404	19,5	52,4	Э06В-630УХЛ3
ТП-3	Вводной	808	19,5	52,4	Э06В-1000УХЛ3
	Секционный	404	19,5	52,4	Э06В-630УХЛ3
ТП-4	Вводной	322	19,5	52,4	Э06В-400УХЛ3
	Секционный	161	19,5	52,4	Э06В-250УХЛ3
ТП-5	Вводной	504	19,5	52,4	Э06В-630УХЛ3
	Секционный	252	19,5	52,4	Э06В-400УХЛ3
ТП-6	Вводной	504	19,5	52,4	Э06В-630УХЛ3
	Секционный	252	19,5	52,4	Э06В-400УХЛ3
ТП-7	Вводной	808	19,5	52,4	Э06В-1000УХЛ3
	Секционный	404	19,5	52,4	Э06В-630УХЛ3
ТП-8	Вводной	808	19,5	52,4	Э06В-1000УХЛ3
	Секционный	404	19,5	52,4	Э06В-630УХЛ3
ТП-9	Вводной	808	19,5	52,4	Э06В-1000УХЛ3
	Секционный	404	19,5	52,4	Э06В-630УХЛ3
ТП-10	Вводной	808	19,5	52,4	Э06В-1000УХЛ3
	Секционный	404	19,5	52,4	Э06В-630УХЛ3

7.10 Выбор кабельной и коммутационной аппаратуры для электроприемников электроремонтного цеха

Выбор распределительных шинопроводов производится по следующим условиям [3]:

– по расчетному току

$$I_{р.ш} \leq I_{ном.ш}, \quad (7.10)$$

где $I_{ном.ш}$ – номинальный ток шинопровода, А;

– по допустимой потере напряжения

$$\frac{\sqrt{3} \cdot I_{р.ш} \cdot L_{ш} \cdot 100}{U_{ном}} \cdot (r_{0.ш} \cdot \cos \varphi + x_{0.ш} \cdot \sin \varphi) \leq \Delta U_{доп}, \quad (7.11)$$

где $L_{ш}$ – длина шинопровода, м;

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

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

$\Delta U_{доп} = 5\%$ – допустимая потеря напряжения, %.

Выбор распределительных шинопроводов, произведенный по выражениям (7.10) – (7.11), устанавливаемых в электроремонтном цехе представим в таблице 7.15.

Таблица 7.15 – Выбор распределительных шинопроводов

Тип	Марка	$I_{ном.ш}, А$	$I_{р.ш}, А$	$L_{ш}, М$	$r_{0.ш}, мОм/м$	$x_{0.ш}, мОм/м$	$\Delta U_{ш}, \%$
ШР-1	ШРА4-250	250	161,1	40	0,21	0,21	0,87
ШР-2	ШРА4-250	250	196,2	12	0,21	0,21	0,32
ШР-3	ШРА 4-250	250	181,7	125	0,21	0,21	3,07
ШР-4	ШРА 4-250	250	185,4	25	0,21	0,21	0,61
ШР-5	ШРА 4-400	400	388,1	128	0,15	0,17	4,69
ШР-6	ШРА4-630	630	529,1	135	0,09	0,11	4,63

Выбор сечения кабеля 0,4 кВ производим по нагреву расчетным током

$$I_p \leq I_{д.доп}. \quad (7.12)$$

Трехфазный расчетный ток определяется выражением

$$I_p = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi}, \quad (7.13)$$

где $P_{ном}$ – номинальная активная мощность электроприемника, кВт;
 $U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

В качестве аппарата защиты для электроприемников ремонтно-механического цеха от коротких замыканий и перегрузок принимаем автоматические выключатели.

Выбор автоматических выключателей производится по условиям:

– соответствие номинального напряжения автоматического выключателя номинальному напряжению сети

$$U_{ном.в} \geq U_{ном.с}; \quad (7.14)$$

– соответствие номинального тока автоматического выключателя расчетному току защищаемой цепи

$$I_{ном.в} \geq I_p; \quad (7.15)$$

– проверка по условиям стойкости при коротком замыкании

$$I_{откл} \geq I_K^{(3)}; \quad (7.16)$$

где $I_{откл}$ – предельный ток, отключаемый автоматическим выключателем, кА;
 $I_K^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ, кА.

Выбор питающих кабелей и автоматических выключателей для электроприемников ремонтно-механического цеха, произведенный по условиям (7.12) – (7.16) представим в таблице 7.16.

Таблица 7.16 – Выбор кабелей и автоматических выключателей

Наименование	I_p , А	$I_k^{(3)}$, кА	Кабель		Автомат		
			Тип	$I_{дл}$, А	Тип	$I_{ном.в}$, А	$I_{откл}$, кА
1	2	3	4	5	6	7	8
ШР-1							
1 Тепловая завеса	57,0	6,4	ВВГнг-LS (4x16)	75	ВА04-31Про	63	50
2 Станок долбежный	22,6	6,4	ВВГнг-LS (4x2,5)	25	ВА04-31Про	25	50
3 Станок поперечно-строгальный	42,5	6,4	ВВГнг-LS (4x10)	55	ВА04-31Про	50	50
4 Станок заточной	2,5	6,4	ВВГнг-LS (4x1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
5 Станок токарный	25,7	6,4	ВВГнг-LS (4x4)	35	ВА04-31Про	32	50
6 Кран-балка	25,8	6,4	ВВГнг-LS (4x4)	35	ВА04-31Про	32	50
ШР-2							
7 Станок зубонарезной	27,3	6,4	ВВГнг-LS (4x4)	35	ВА04-31Про	32	50
8 Станок вертикальный фрезерный	30,4	6,4	ВВГнг-LS (4x4)	35	ВА04-31Про	32	50
9 Станок шлифовальный	47,3	6,4	ВВГнг-LS (4x10)	55	ВА04-31Про	50	50
10 Станок токарный	37,4	6,4	ВВГнг-LS (4x6)	42	ВА04-31Про	40	50
11 Станок горизонтально-расточной	67,8	6,4	ВВГнг-LS (4x25)	95	ВА04-31Про	80	50
12 Станок радиально-сверлильный	21,0	6,4	ВВГнг-LS (4x2,5)	25	ВА04-31Про	25	50
13 Пила дисковая	30,0	6,4	ВВГнг-LS (4x4)	35	ВА04-31Про	32	50
14 Пила ножовочная	5,2	6,4	ВВГнг-LS (4x1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
15 Тележка вспомогательная	4,3	6,4	ВВГнг-LS (4x1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
16 Тепловая завеса	2,7	6,4	ВВГнг-LS (4x1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
ШР-3							
17 Станок универсально-заточной	10,5	6,4	ВВГнг-LS (4x1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
18 Станок карусельный	116,9	6,4	ВВГнг-LS (4x50)	145	ВА04-35Про	125	50
19 Станок радиально-сверлильный	23,3	6,4	ВВГнг-LS (4x2,5)	25	ВА04-31Про	25	50
20 Станок центровальный	5,2	6,4	ВВГнг-LS (4x1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
21 Машина наплавочная	17,8	6,4	ВВГнг-LS (4x2,5)	25	ВА04-31Про	20	50
22 Пресс гидравлический	6,5	6,4	ВВГнг-LS (4x1,5)	19	ВА04-31Про	16	50

Продолжение таблицы 7.16

1	2	3	4	5	6	7	8
23 Станок токарно-винторезный	35,1	6,4	ВВГнг-LS (4x6)	42	ВА04-31Про	40	50
24 Ножницы гильотинные	21,3	6,4	ВВГнг-LS (4x2,5)	25	ВА04-31Про	25	50
РЦ-1							
25 Станок токарно-винторезный	17,5	6,4	ВВГнг-LS (4x1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
26 Станок универсально-фрезерный	7,0	6,4	ВВГнг-LS (4x1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
27 Станок точильный	3,4	6,4	ВВГнг-LS (4x1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
28 Станок сверлильный	30,4	6,4	ВВГнг-LS (4x4)	35	ВА04-31Про	32	50
29 Станок долбежный	20,7	6,4	ВВГнг-LS (4x2,5)	25	ВА04-31Про	25	50
ШР-4							
30 Пресс-ножницы	22,2	6,4	ВВГнг-LS (4x2,5)	25	ВА04-31Про	25	50
31 Вальцы	27,3	6,4	ВВГнг-LS (4x4)	35	ВА04-31Про	32	50
32 Станок вертикально-сверлильный	32,4	6,4	ВВГнг-LS (4x6)	42	ВА04-31Про	40	50
33 Ножницы гильотинные	27,3	6,4	ВВГнг-LS (4x4)	35	ВА04-31Про	32	50
34 Преобразователь сварочный	42,5	6,4	ВВГнг-LS (4x10)	55	ВА04-31Про	50	50
35 Трансформатор сварочный	45,6	6,4	ВВГнг-LS (4x10)	55	ВА04-31Про	50	50
36 Кран-балка	50,1	6,4	ВВГнг-LS (4x16)	75	ВА04-31Про	63	50
ШР-5							
37 Печь термическая	143,9	6,4	ВВГнг-LS (4x70)	180	ВА04-35Про	160	50
38 Молот	81,8	6,4	ВВГнг-LS (4x35)	120	ВА04-31Про	100	50
39 Станок гибочный	5,7	6,4	ВВГнг-LS (4x1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
40 Станок продольно-строгальный	107,5	6,4	ВВГнг-LS (4x50)	145	ВА04-31Про	125	50
41 Установка термообработки колес	40,0	6,4	ВВГнг-LS (4x6)	42	ВА04-31Про	40	50
42 Кран укосина	1,5	6,4	ВВГнг-LS (4x1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
ШР-6							
43 Электродпечь ванная	16,0	6,4	ВВГнг-LS (3x1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
44 Печь сопротивления	32,0	6,4	ВВГнг-LS (3x4)	35	ВА04-31Про	32	50
45 Тельфер	1,0	6,4	ВВГнг-LS (4x1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
46 Печь индукционная	173,6	6,4	ВВГнг-LS (3x95)	220	ВА04-35Про	200	50
47 Печь шахтная	40,0	6,4	ВВГнг-LS (3x6)	42	ВА04-31Про	40	50
48 Печь термическая	48,0	6,4	ВВГнг-LS (4x10)	55	ВА04-31Про	50	50
49 Вентилятор	13,3	6,4	ВВГнг-LS (4x1,5)	19	ВА04-31Про	16	50

13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ

Лист

72

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

Продолжение таблицы 7.16

1	2	3	4	5	6	7	8
РЦ-2							
50 Станок универсально-заточной	3,4	6,4	ВВГнг-LS (4x1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
51 Станок вертикально-фрезерный	13,1	6,4	ВВГнг-LS (4x1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
52 Наждак	8,5	6,4	ВВГнг-LS (4x1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
53 Станок сверлильный	3,4	6,4	ВВГнг-LS (4x1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
54 Станок токарно-винторезный	25,7	6,4	ВВГнг-LS (4x4)	35	ВА04-31Про	32	50
55 Станок горизонтально-фрезерный	20,6	6,4	ВВГнг-LS (4x2,5)	25	ВА04-31Про	25	50
56 Наждак	9,5	6,4	ВВГнг-LS (4x1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
ТП-10							
ТП10 – РЦ1	49,0	6,4	ВВГнг-LS (4x16)	75	ВА04-31Про	50	50
ТП10 – РЦ2	52,4	6,4	ВВГнг-LS (4x25)	95	ВА04-31Про	80	50
ТП10 – ШР1	161,1	6,4	ВВГнг-LS (4x120)	260	ВА04-35Про	250	50
ТП10 – ШР2	196,2	6,4	ВВГнг-LS (4x120)	260	ВА04-35Про	250	50
ТП10 – ШР3	181,7	6,4	ВВГнг-LS (4x120)	260	ВА04-35Про	250	50
ТП10 – ШР4	185,4	6,4	ВВГнг-LS (4x120)	260	ВА04-35Про	250	50
ТП10 – ШР5	388,1	6,4	2xВВГнг-LS (4x95)	440	ВА50-39ПроН	400	50
ТП10 – ШР6	529,1	6,4	2xВВГнг-LS (4x185)	700	ВА50-39ПроН	630	50

Выводы по разделу семь

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

8 РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Реактивная мощность существенно влияет на такие параметры систем электроснабжения, как потери мощности и энергии и уровни напряжения в узлах сети. Поэтому вопрос компенсации реактивной мощности относится к числу важнейших при проектировании и эксплуатации системы электроснабжения предприятия. Величина реактивной мощности характеризует скорость обмена электромагнитной энергии источниками и потребителями электроэнергии. При этом индуктивные элементы являются накопителями реактивной мощности, а емкостные её генераторами.

Выбор устройств компенсации реактивной мощности выполняется по методике, целью которой является нахождение оптимальных реактивных мощностей компенсирующих устройств, соответствующих минимуму суммарных затрат, складывающихся из затрат на генерацию реактивной мощности и затрат на передачу реактивной мощности по электрическим сетям, обусловленных потерями активной мощности [2].

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

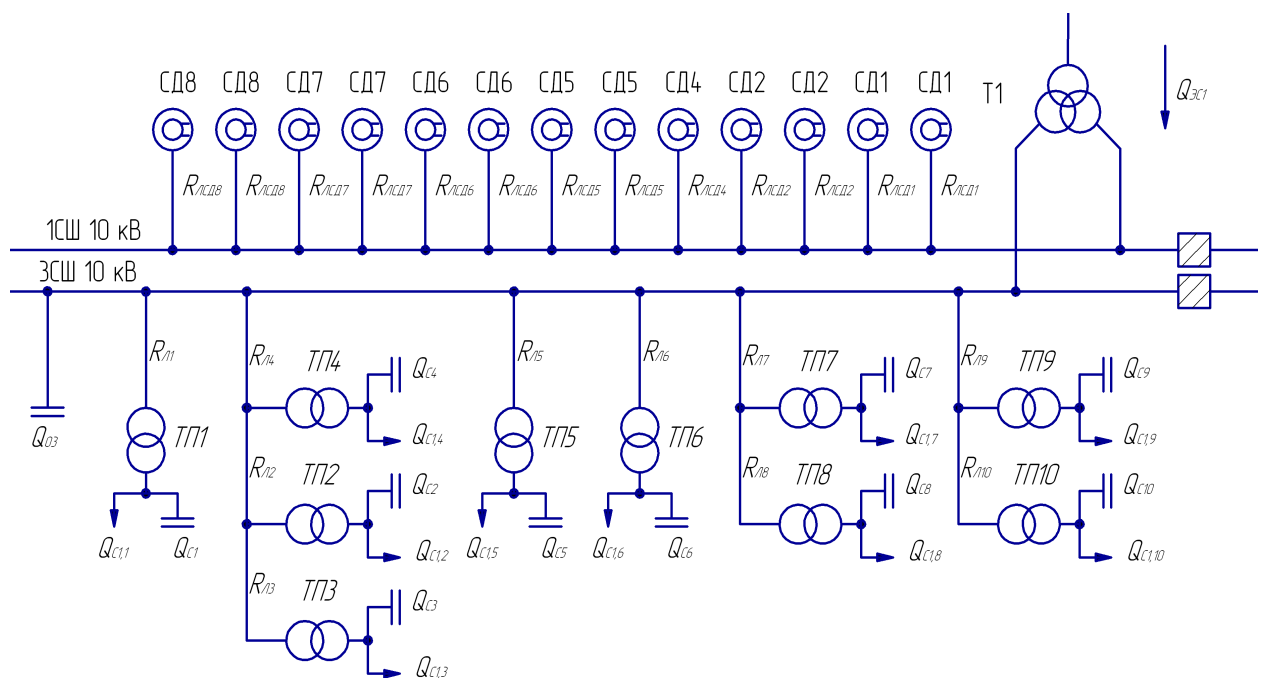


Рисунок 8.1 – Схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности

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

$$R_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{н.}^2}{S_{н.т.}^2}; \quad (8.1)$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ

Лист

74

где ΔP_k – мощность короткого замыкания трансформатора, кВт (таблица 2.2);
 $S_{н.т.}$ – номинальная мощность трансформатора, ВА (таблица 2.2).

Активные сопротивления кабельных линий найдем по формуле:

$$R_{л} = r_{0л} \cdot L. \quad (8.2)$$

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

Таблица 8.1 - Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

Трансформаторная подстанция	$S_{н.т.i}$, кВ·А	Q_{li} , квар	ΔQ_{ti} , квар	R_{ti} , Ом	$R_{ли}$, Ом
ТП-1	630	183	17	1,91	0,08
ТП-2	400	146	16	3,69	0,17
ТП-3	400	146	16	3,69	0,04
ТП-4	160	42	5	11,33	0,03
ТП-5	250	86	10	6,72	0,07
ТП-6	250	70	8	6,72	0,04
ТП-7	400	104	16	3,69	0,08
ТП-8	400	104	16	3,69	0,04
ТП-9	400	138	13	3,69	0,19
ТП-10	400	89	16	3,69	0,06
Итого		1107	131		

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 ($Q_{эс}$).

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной мощности

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

где δ – поправочный коэффициент;

$\alpha=959,11 \cdot 12=11509,3$ руб/ кВт·год – основная ставка тарифа за 2016г [19, 20];

$\beta=1,348$ руб/ кВт·ч – стоимость одного кВт·ч электроэнергии за 2016г [19, 20];

$\tau = 2742$ – время использования максимальных потерь, ч/год;

$K_M = 1$ – отношение потерь активной мощности предприятия ΔP_p в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям ΔP_M активной мощности предприятия.

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 $E = 0,223$ - нормативные отчисления от стоимости БК, 1/лет;

$K_{\text{БКН}} = 12000$ - удельная стоимость низковольтных батарей конденсаторов;

$\Delta P_{\text{БКН}} = 4$ - удельные потери в низковольтных конденсаторах, кВт/Мвар;

$\alpha_{\text{изм}} = 75,96$ - индекс изменения сметной стоимости [28].

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 $K_{\text{БКВ}} = 6000$ - удельная стоимость высоковольтных батарей конденсаторов,

$\Delta P_{\text{БКВ}} = 2$ - удельные потери в высоковольтных конденсаторах, кВт/Мвар.

Также в составе электроприемников имеются синхронные двигатели. Данные о двигателях приведены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – 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	1,50	0,66	4	500	8,63	7,61
СД2	СТД	10	1,00	0,51	3	500	6,61	5,88
СД3	СТД	10	9,00	4,50	1	500	18,10	18,50
СД4	СТД	10	10,00	5,00	1	500	20,60	22,50
СД5	СТД	10	1,50	0,66	4	500	8,63	7,61
СД6	СТД	10	0,63	0,32	4	500	5,16	4,72
СД7	СТД	10	0,32	0,16	3	500	3,08	2,97
СД8	СТД	10	0,63	0,32	4	500	5,16	4,72

Располагаемая реактивная мощность СД:

$$Q_{\text{СД.ми}} = \alpha_m \cdot N_i \cdot \sqrt{P_{\text{СД.ном.}i}^2 + Q_{\text{СД.ном.}i}^2}. \quad (8.3)$$

Затраты на генерацию реактивной мощности синхронными двигателями:

$$Z_{\text{Г.СД}i} = C_0 \cdot \frac{D_{1i}}{Q_{\text{СД.н.}i}}. \quad (8.4)$$

$$Z_{\text{2Г.СД}i} = C_0 \cdot \frac{D_{2i}}{N_i \cdot Q_{\text{СД.н.}i}^2}, \quad (8.5)$$

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

$$Q_{\text{СД}i} = \frac{3_{10} - 3_{1\text{Г.СД}i}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{\text{э.СД}i}}, \quad (8.6)$$

$$R_{\text{э.СД}i} = \frac{R_{\text{л.СД}i}}{N_1} + \frac{3_{2\text{Г.СД}i}}{a \cdot C_0}. \quad (8.7)$$

Результаты расчета по формулам (8.3) – (8.7) сведены в таблицу 8.3.

Таблица 8.3

Наименование	$Q_{\text{СД}i}$, Мвар	$3_{1\text{Г.СД}i}$, руб/Мвар	$3_{2\text{Г.СД}i}$, руб/Мвар ²	$R_{\text{э.СД}i}$, Ом	$Q_{\text{сд}i}$, Мвар
СД1	3,93	204793	68405	0,45	0 (-0,67)
СД2	2,02	205002	120371	0,78	0 (-0,39)
СД3	6,04	62996	14309	0,11	1,33
СД4	6,71	64528	14096	0,11	1,30
СД5	3,93	204793	68405	0,44	0 (-0,69)
СД6	1,70	252550	180480	1,16	0 (-0,39)
СД7	0,64	301494	605680	3,90	0 (-0,16)
СД8	1,70	252550	180480	1,17	0 (-0,39)
Итого	26,66				2,63

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

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

$$R_{\text{э}1} = r_1 = R_{\text{л}1} + R_{\text{т}1}. \quad (8.8)$$

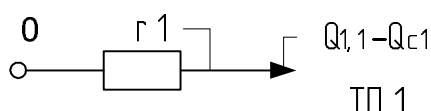


Рисунок 8.2 – Схема замещения радиальной линии

Для ТП, питающихся по магистральной линии (рисунок 8.3), например, ТП-7 и ТП-8, эквивалентная проводимость точки 1 схемы определяется формулой

$$\frac{1}{R_{\text{т}1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2}. \quad (8.9)$$

Эквивалентные сопротивления присоединений:

$$R_{\text{э}1} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\text{т}1}} \right) r_1. \quad (8.10)$$

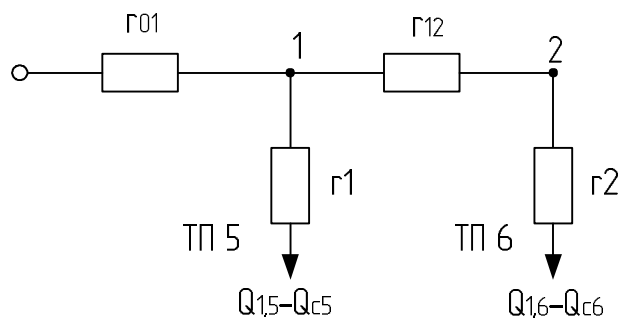


Рисунок 8.3 – Схема замещения магистральных линий

$$R_{\Sigma 2} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{T1}} \right) \cdot (r_{12} + r_2). \quad (8.11)$$

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

$$Q_{ci} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{Z}{R_{\Sigma i}}, \quad (8.12)$$

$$Z = \frac{Z_{10} - Z_{1Г.КН}}{2 \cdot a \cdot C_0}. \quad (8.13)$$

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

Таблица 8.4 – Расчёт мощности БК

Место установки БК	$R_{\Sigma i}$, Ом	Q_{ci} , Мвар		$Q_{квi}$, квар	$Q_{квi} + Q_{ci}$, квар	Тип принятой стандартной БК [29]	Q_{cti} , квар
		расч.	прин.				
ТП-1	1,99	0,019	0,019	0	19	КРМ-0,4-20-5 У3	20
ТП-2	4,10	0,070	0,070	51	121	КРМ-0,4-125-25 У3	125
ТП-3	4,14	0,070	0,070	51	122	КРМ-0,4-125-25 У3	125
ТП-4	11,54	0,017	0,017	0	17	КРМ-0,4-20-5 У3	20
ТП-5	6,79	0,043	0,043	0	43	КРМ-0,4-40-5 У3	40
ТП-6	6,76	0,027	0,027	0	27	КРМ-0,4-25-5 У3	25
ТП-7	3,85	0,025	0,025	71	96	КРМ-0,4-100-25 У3	100
ТП-8	3,88	0,026	0,026	71	97	КРМ-0,4-100-25 У3	100
ТП-9	4,06	0,059	0,059	0	59	КРМ-0,4-65-5 У3	65
ТП-10	4,12	0,013	0,013	186	200	КРМ-0,4-200-25 У3	200
Итого	-	-	0,369	431	800	-	820

13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ

Лист

78

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

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

$$Q_0 = \frac{1}{2} Q_{p.п} - \sum_{i=1}^n Q_{ст.нi} - \frac{\sum_{i=1}^n Q_{сДi}}{2} - \frac{Q_{эс}}{2}. \quad (8.14)$$

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

$$Q_{эс} = P_{p.п} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{\text{норм}}$$

где $\operatorname{tg}\varphi_{\text{норм}} = 0,5$ – нормируемый $\operatorname{tg}\varphi$ для данного уровня напряжения, задаваемый энергосистемой;

$$Q_{эс.110} = 28478 \cdot 0,5 = 14239 \text{ квар.}$$

Реактивная мощность на шинах ГПП

$$Q_{p.п} = K_{ом} \left(\sum_{i=1}^{N1} k_{иaи} \cdot P_{нoмi} + \sum_{i=1}^{M1} Q_{pи}^{III} + \sum_{i=1}^L \Delta Q_{Ti} \right) + \sum Q_{p.осв.} + \Delta Q_{т.гпп}.$$

$$Q_{p.п} = 0,85 \cdot (3412 + 0 + 262) + 376 + 2156 = 5655 \text{ квар.}$$

Необходимую мощность ВБК, приходящуюся на один трансформатор ГПП, определим по формуле (8.14)

$$Q_0 = \frac{1}{2} 5655 - 820 - \frac{2630}{2} - \frac{14239}{2} = -6427 < 0 \text{ квар.}$$

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

$$\lambda = \frac{2aC_0 Q' + \sum_{i=1}^3 \frac{3_{г.кнi}}{R_{эi}} + \sum_{i=1}^3 \frac{3_{г.сДi}}{R_{э.сДi}}}{\sum_{i=1}^3 \frac{1}{R_{эi}} + \sum_{i=1}^3 \frac{1}{R_{э.сДi}}}, \quad (8.15)$$

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;

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

13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ

Лист

79

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

$$Q' = \frac{1}{2}(5655 - 14239) = -4292 \text{ квар.}$$

$$\lambda = \frac{2 \cdot 10 \cdot 15662 \cdot (-4,92) + \left(\frac{218931}{1,93} + \dots + \frac{218931}{3,81} \right) + \dots + \frac{252550}{1,17}}{\left(\frac{1}{1,93} + \dots + \frac{1}{3,81} \right) + \left(\frac{1}{0,45} + \dots + \frac{1}{1,17} \right)} = 19005 \frac{\text{руб}}{\text{Мвар}}$$

Пересчитаем реактивные мощности источников, подключенных к СШ ГПП

$$Q_{\text{СД}} = \frac{\lambda - Z_{\text{Г.СД}}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{\text{э.СД}}}. \quad (8.16)$$

Аналогичные расчеты по формулам (8.15) – (8.16) проводим для остальных синхронных двигателей, а результаты расчета представим в таблице 8.5.

Таблица 8.5

Наименование	$Q_{\text{СД.и}},$ Мвар	$Z_{\text{Г.СД}},$ руб/Мвар	$Z_{\text{Г.СД}},$ руб/Мвар ²	$R_{\text{э.СД}},$ Ом	$Q_{\text{СД}},$ Мвар
СД1	3,93	204793	68405	0,45	0 (-1,31)
СД2	2,02	205002	120371	0,78	0 (-0,76)
СД3	6,04	62996	14309	0,11	0 (-1,26)
СД4	6,71	64528	14096	0,11	0 (-1,31)
СД5	3,93	204793	68405	0,44	0 (-1,34)
СД6	1,70	252550	180480	1,16	0 (-0,64)
СД7	0,64	301494	605680	3,90	0 (-0,23)
СД8	1,70	252550	180480	1,17	0 (-0,64)
Итого	26,66				0

Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК

$$Q_{\text{с1}} = Q_{\text{и}} + \Delta Q_{\text{т1}} + \frac{z_1}{R_{\text{э1}}}. \quad (8.17)$$

$$z_1 = \frac{\lambda - Z_{\text{Г.КН}}}{2 \cdot a \cdot C_0}. \quad (8.18)$$

Результаты расчета по формулам (8.17) – (8.18) для остальных низковольтных БК сводим в таблицу 8.6.

Выводы по разделу восемь

В данном разделе решена проблема компенсации реактивной мощности на шинах главной понизительной подстанции, а также на шинах 0,4 кВ цеховых трансформаторных подстанций.

					13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		82

9 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС

Наличие синхронных двигателей на предприятии может привести к провалам напряжения вызванных пуском данных двигателей. Так как пусковой ток двигателя создает повышенные потери напряжения в цепи «источник – двигатель» и вызывает понижение напряжения в СЭС.

Ввиду большого количества синхронных двигателей на предприятии принято решение рассмотреть установку устройств для их плавного пуска серии УБПВД-ВЦ. Применение устройства плавного пуска серии УБПВД-ВЦ дает следующие преимущества [30]:

- значительно уменьшается пусковой ток двигателя (в 3-4 раза);
- существенно снижаются динамические нагрузки на подшипниках электродвигателя и в кинематике механизмов, работающих с данным электродвигателем;
- улучшаются условия эксплуатации электротехнического оборудования (электродвигателей, коммутационных аппаратов и др.);
- существенно снижаются потери электроэнергии в электрооборудовании при пуске электродвигателей;
- уменьшаются просадки напряжения в сети при пуске электродвигателей;
- осуществление пуска электродвигателей от источников ограниченной мощности.

Плавный пуск высоковольтного электродвигателя достигается за счет формирования заданного темпа нарастания напряжения на электродвигателе от нуля до номинального значения.

Запуск выбранного электродвигателя под управлением контроллера исключает возможность создания аварийных ситуаций, связанных с ошибочными действиями персонала при пуске и остановке высоковольтного электродвигателя

Выбор устройства УБПВД-ВЦ производится согласно условиям:

- по номинальному выходному напряжению

$$U_{\text{упп.ном}} = U_{\text{д.ном}} ;$$

$$10 = 10 \text{ кВ} .$$

- по максимальной мощности запускаемого двигателя

$$P_{\text{упп.ном}} \geq P_{\text{сд.ном}} ;$$

$$12500 \geq 10000 \text{ кВт} ;$$

- по номинальному току

$$I_{\text{упп.ном}} \geq I_{\text{сд.ном}} .$$

$$800 > \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,95 \cdot 0,85} = 715,0 \text{ А} .$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ

Лист

83

Согласно рассмотренным условиям принимаем к установке УБПВД-ВЦ-10-800 УХЛ4 [30].

Произведем расчёт напряжения на зажимах ЭД, подключенного к сборным шинам ГПП по схеме замещения, представленной на рисунке 9.1.

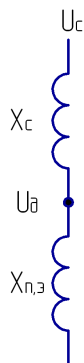


Рисунок 9.1 – Схема замещения для расчета напряжения на зажимах ЭД

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

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключены ЭД

$$U_{д} = U_{c} \cdot \frac{X_{п.э}}{X_{c} + X_{п.э}}, \quad (9.1)$$

где U_{c} – напряжение питающей сети, кВ;

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

X_{c} – суммарное сопротивление питающей сети до СШ, к которым подключен ЭД, о.е.

Эквивалентное сопротивление узла

$$X_{п.э} = \frac{S_{б} \cdot U_{ном}^2}{S_{п.э} \cdot U_{б}^2}, \quad (9.2)$$

где $S_{б}$ – базисная мощность, МВА;

$U_{б}$ – базисное напряжение, кВ;

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

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла

$$S_{п.э} = \sqrt{(\sum P_{н})^2 + (\sum S_{п} + \sum Q_{н})^2}, \quad (9.3)$$

где $P_{н}$ – активная мощность пусковой нагрузки, подключенной к узлу, кВт;

$S_{п}$ – расчетная пусковая мощность ЭД, кВА;

$Q_{н}$ – реактивная мощность пусковой нагрузки, подключенной к узлу, кВт.

Расчетная пусковая мощность ЭД

$$S_{п} = \frac{P_{д.н} \cdot K_{п}}{\cos \varphi_{н} \cdot \eta_{н}}; \quad (9.4)$$

где $P_{д.н}$ – номинальная мощность двигателя, кВт;
 $K_{п}$ – кратность пускового тока ЭД.

Результаты расчета по формулам (9.1) – (9.4) представим в таблице 9.1.

Таблица 9.1

$S_{б},$ МВА	$U_{б},$ кВ	$K_{п},$ о.е.	$S_{п},$ кВА	$P_{н},$ кВт	$Q_{н},$ квар	$S_{п.э.},$ МВА	$x_{п.э.},$ Ом	$x_{с},$ Ом	$U_{д},$ кВ	$\Delta U_{\%},$ %
1000	10,5	2	10000	5973	3356	23,56	42,5	2,8	9,85	6,2

При запуске синхронных двигателей допускается провал напряжения не более 20% относительно номинального напряжения сети [31], значит, как видно из таблицы 9.1, провал напряжения при пуске высоковольтных двигателей находится в рамках допустимых значений.

Кроме провалов напряжения, качество электроэнергии на предприятии характеризуется таким показателем как отклонение напряжения.

Превышение допустимых значений отклонений напряжения может привести к срыву технологического процесса, снижение надежности и срока службы оборудования.

Определение отклонений напряжения производится по формуле [3]

$$\Delta U = \frac{P_{р} \cdot r_0 \cdot L + Q_{р} \cdot x_0 \cdot L}{n_k \cdot U_n^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{доп} = 5\% [9], \quad (9.5)$$

где $P_{р}, Q_{р}$ – расчетные мощности нагрузки, передаваемой по кабельной линии (таблица 4.1);

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

n_k – число кабельных линий;

L – длина кабельной линии, км;

U_n – номинальное напряжение сети, кВ.

Для оценки отклонений напряжения на предприятии произведем расчет по формуле (9.5) для самой удаленной цеховой трансформаторной подстанции и максимально приближенной ТП к главной понизительной подстанции предприятия, а результаты расчета представим в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Расчет отклонений напряжения

ТП	P_p , кВт	Q_1 , квар	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	L, км	ΔU , %
ТП-6	160	79	0,55	0,11	0,072	0,01
ТП-9	568	256	0,55	0,11	0,342	0,23

Расчет отклонений напряжения, представленный в таблице 9.2, показывает, что напряжение питания самых удаленных и максимально приближенных цеховых трансформаторных не превышают допустимых показателей.

Выводы по разделу девять

В данном разделе произведён выбор устройств плавного пуска синхронных двигателей и выполнен расчёт провала напряжения после установки данной системы, который показал, что рассмотренные показатели качества электроэнергии не превышают допустимых значений, а также произведена оценка отклонений напряжения.

10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА СИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ СТД-9000

Согласно ПУЭ [9] для двигателя СТД-9000 должны быть предусмотрены следующие устройства релейной защиты:

- защита от многофазных замыканий;
- защита от токов перегрузки;
- защита от однофазных замыканий на землю;
- защита минимального напряжения;
- защита от асинхронного хода;
- защита от перегрева.

10.1 Продольная дифференциальная защита

Согласно ПУЭ [9] для электродвигателей мощностью 5 МВт и более должна быть предусмотрена продольная дифференциальная защита. Данная защита имеет двухфазное исполнение и выполняется с помощью реле РСТ-11.

Для выбора трансформатора тока определим номинальный ток двигателя:

$$I_{н.сд} = \frac{P_{н.сд}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.сд} \cdot \cos \varphi_{н.сд}},$$

где $P_{н.сд}$ – номинальная мощность синхронного двигателя, Вт;

$U_{н.сд}$ – номинальное напряжение синхронного двигателя, В;

$\cos \varphi_{н.сд}$ – номинальный коэффициент мощности синхронного двигателя.

$$I_{н.сд} = \frac{9 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10000 \cdot 0,85} = 611,3 \text{ А.}$$

Поэтому к установке принимаем трансформаторы тока типа ТЛК-10-800-0,5/10У3: $I_{1н} = 800 \text{ А}$, $I_{2н} = 5 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации трансформатора тока

$$k_1 = \frac{I_{1н}}{I_{2н}}.$$

$$k_1 = \frac{800}{5} = 160.$$

Схема соединений трансформаторов токов – неполная звезда, поэтому коэффициент схемы $k_{сх} = 1$.

Ток срабатывания защиты по условию отстройки от токов небаланса [32]

$$I_{сз} = k_{отс} \cdot I'_{нб},$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки.

					13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		87

Определяем токи небаланса, вызванные погрешностями трансформаторов тока

$$I'_{нб} = k_{одн} \cdot k_a \cdot \varepsilon \cdot I_{кз5}^{(3)},$$

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

k_a – коэффициент апериодической составляющей;

$\varepsilon = 0,1$ – допустимая погрешность трансформаторов тока;

$I_{кз5}^{(3)}$ – максимальный сквозной ток, А.

$$I'_{нб} = 0,5 \cdot 2 \cdot 0,1 \cdot 2,1 \cdot 10^3 = 210 \text{ А.}$$

Тогда ток срабатывания защиты по условию отстройки от токов небаланса составит

$$I_{сз} = 1,2 \cdot 210 = 252 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности защиты определяем по току двухфазного короткого замыкания

$$K_{ч} = \frac{I_{кз5}^{(2)}}{I_{сз}}.$$

$$K_{ч} = \frac{1,8 \cdot 10^3}{252} = 7,14 > 2.$$

Ток срабатывания реле

$$I_{ср.р} = \frac{K_{сх}}{K_1} \cdot I_{сз}.$$

$$I_{ср.р} = \frac{1}{160} \cdot 252 = 0,6 \text{ А.}$$

Принимаем к установке реле РСТ 11 – 14, у которого ток срабатывания находится в пределах $I_{ср.р} = (0,5 \div 2,0)$ А

Определим сумму уставок

$$\Sigma\theta = \frac{I_{ср}}{I_{min}} - 1.$$

$$\Sigma\theta = \frac{0,6}{0,5} - 1 = 0,2.$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ

Лист

88

Принимаем уставки

$$\Sigma\theta = 0,2.$$

Найдем ток уставки реле

$$I_{уст} = (1 + \Sigma\theta) \cdot I_{min}.$$

$$I_{уст} = (1 + 0,2) \cdot 0,5 = 0,6 \text{ А.}$$

10.2 Защита от перегрузок

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

Реле включаются во вторичные обмотки трансформаторов тока, тип которых был выбран ранее. Данные трансформаторы тока устанавливаются на вводе кабельной линии питающей двигатель. Схема включения трансформаторов тока и реле – неполная звезда (коэффициент схемы $k_{сх} = 1$), коэффициент трансформации трансформаторов тока $k_I = 160$.

Ток срабатывания защиты определяется из условия отстройки от номинального тока двигателя

$$I_{сз}^п = \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{н.сд}.$$

$$I_{сз}^п = \frac{1,1}{0,9} \cdot 611,3 = 747,1 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле

$$I_{ср.р} = \frac{K_{сх}}{K_I} \cdot I_{сз}^п.$$

$$I_{ср.р} = \frac{1}{160} \cdot 747,1 = 4,7 \text{ А.}$$

Принимаем к установке реле РСТ 11-19, у которого ток срабатывания находится в пределах $I_{ср.р} = (1,5 \div 6,0) \text{ А}$.

Определим сумму уставок

$$\Sigma\theta = \frac{I_{ср.р.}}{I_{min}} - 1.$$

$$\Sigma\theta = \frac{4,7}{1,5} - 1 = 2,1.$$

					13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		89

Принимаем уставки 1,6; 0,4; 0,1 следовательно,
 $\Sigma\theta = 1,6 + 0,4 + 0,1 = 2,1$.

Найдем ток уставки реле

$$I_{уст} = (1 + \Sigma\theta) \cdot I_{min}.$$

$$I_{уст} = (1 + 2,1) \cdot 1,5 = 4,65 \text{ А.}$$

Выдержка времени защиты отстраивается от времени пуска электродвигателя. Наибольшее время пуска рассматриваемого двигателя $t_{пуск} = 10 \text{ с.}$

Тогда время срабатывания защиты от перегруза

$$t_{с.п.} = k_{отс} \cdot t_{пуск},$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки от времени пуска.

$$t_{с.п.} = 1,5 \cdot 10 = 15 \text{ с.}$$

Выбираем реле времени РСВ 14, пределы регулирования времени которого от 0,1 до 50 с.

Ввиду отсутствия постоянного дежурного персонала, а также совмещения защиты от перегрузок с защитой от асинхронного режима, выполняем защиту от перегрузок с действием на отключение двигателя.

10.3 Защита минимального напряжения

Для реализации защиты минимального напряжения на каждую секцию сборных шин главной понизительной подстанции предприятия устанавливаются трансформаторы напряжения типа НАМИ-10УЗ.

Защита выполняется двухступенчатой.

Она предназначена для облегчения самозапуска ответственных электродвигателей, она отключает электродвигатели неответственных механизмов.

Для выполнения защиты будем использовать реле типа РСН 16, которое имеет коэффициент возврата $k_B = 1,1$.

Коэффициент трансформации трансформатора напряжения

$$k_U = \frac{U_{1Н}}{U_{2Н}},$$

$$k_U = \frac{10000 / \sqrt{3}}{100 / \sqrt{3}} = 100.$$

Напряжение срабатывания первой ступени отстраивается от минимального рабочего напряжения, которое составляет 70 % от номинального

					13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		90

$$U_{сз}^I = \frac{U_{раб}^{min}}{K_{отс} \cdot K_B},$$

$$U_{сз}^I = \frac{0,7 \cdot 10 \cdot 10^3}{1,1 \cdot 1,1} = 5,79 \text{ кВ.}$$

Напряжение срабатывания реле первой ступени

$$U_{ср.р}^I = \frac{U_{сз}^I}{K_U},$$

$$U_{ср.р}^I = \frac{5,79 \cdot 10^3}{100} = 57,9 \text{ В.}$$

Принимаем к установке реле РСН 16–28, у которого напряжение срабатывания находится в пределах $U_{ср.р.} = (40 \div 200) \text{ В}$.

Определим сумму уставок:

$$\Sigma\theta = \frac{U_{ср.р}^I}{U_{min}} - 1.$$

$$\Sigma\theta = \frac{57,9}{40} - 1 = 0,45.$$

Принимаем уставку 0,4, следовательно $\Sigma\theta = 0,4$.

Найдем напряжение уставки реле первой ступени

$$U_{уст}^I = (1 + \Sigma\theta) \cdot U_{min}.$$

$$U_{уст}^I = (1 + 0,4) \cdot 40 = 56 \text{ В.}$$

Выдержка времени принимается на ступень селективности больше времени действия быстродействующей защиты от многофазных коротких замыканий. Примем $t_{сз}^I = 0,5 \text{ с}$, реле времени РСВ 14, пределы регулировки времени которого от 0,1 до 5 с.

Вторая ступень защиты отключает сам двигатель.

Вторую ступень защиты также выполним на реле РСН 16, коэффициент возврата $k_B = 1,1$.

Реле включается во вторичные цепи того же трансформатора напряжения, что и реле первой ступени.

					13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		91

Напряжение срабатывания второй ступени:

$$U_{сз}^{IIст} = \frac{0,5 \cdot U_{ном}}{k_{отс} \cdot k_B},$$

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

$$U_{сз}^{IIст} = \frac{0,5 \cdot 10 \cdot 10^3}{1,1 \cdot 1,1} = 4132 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания реле второй ступени

$$U_{ср}^{IIст} = \frac{U_{сз}^{IIст}}{k_U}.$$

$$U_{ср}^{IIст} = \frac{4132}{100} = 41,32 \text{ В.}$$

Принимаем к установке реле РСН 16-23, у которого напряжение срабатывания находится в пределах $U_{ср} = (12 \div 60) \text{ В}$.

Определим сумму уставок

$$\Sigma\theta = \frac{U_{ср}^{IIст}}{U_{min}} - 1.$$

$$\Sigma\theta = \frac{41,32}{12} - 1 = 2,4.$$

Принимаем уставку $\Sigma\theta = 2,4$.

Найдем напряжение уставки реле II ступени:

$$U_{уст} = (1 + \Sigma\theta) \cdot U_{min},$$

$$U_{уст} = (1 + \Sigma\theta) \cdot U_{min} = 40,8 \text{ В.}$$

Время срабатывания второй ступени защиты принимаем $t_{сз}^{II} = 0 \text{ с}$, так как по технологии недопустим самозапуск двигателя от напряжения $0,5 \cdot U_{ном}$

10.4 Защита от асинхронного режима и перегрева

Защита от асинхронного режима выполнена с помощью реле, реагирующего на увеличение тока в обмотке статора, и объединяется с защитой от перегруза. Но в оперативных цепях имеются различия. Для защиты от перегруза необходимо иметь промежуточное реле с большой инерционностью, чтобы обеспечить залипание контактов, что позволяет реле времени в цепи защиты от перегруза вести

					13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		92

отсчет времени, начиная с момента превышения тока над током срабатывания токового реле. Для защиты от асинхронного режима промежуточное реле должно быть с малой инерционностью, то есть, чтобы его контакты быстро размыкались и замыкались. Время срабатывания защиты от асинхронного режима примем равным $t_{сз} = 0,5$ с, для чего используем реле времени РСВ 14, пределы регулирования времени которого от 0,1 до 5 с.

Защита от перегрева реализуется с помощью термисторного реле РТ-М01-1-15, которое подает сигнал на диспетчерский пульт в случае перегрева двигателя.

Если температура и напряжение питания в пределах нормы, то контакт исполнительного реле разомкнут. В качестве датчиков применяются последовательно соединенные терморезисторы (от 1 до 6), находящиеся в зоне контроля температуры. Сопротивление датчиков имеет меньшее значение при нормальной температуре и большее при повышении температуры. Когда температура контролируемого объекта в норме, исполнительное встроенное реле отключено, при нагревании одного из датчиков при температуре выше заданной (90°C) реле включается и отключается при остывании.

10.5 Релейная защита кабельной линии, питающей двигатель

10.5.1 Токовая отсечка кабельной линии

К установке принимается реле РСТ 11 с коэффициентом возврата $k_B = 0,9$. Реле включаются во вторичные цепи трансформатора тока. Схема соединения трансформаторов тока и реле – неполная звезда, коэффициент схемы $k_{сх} = 1$.

Ток срабатывания защиты

$$I_{сз}^0 = k_{отс} \cdot I_{к6}^{(3)}$$

$$I_{сз}^0 = 1,2 \cdot 19,0 = 22,8 \text{ кА.}$$

Коэффициент чувствительности

$$K_{ч} = \frac{I_{к3}^{(2)}}{I_{сз}}$$

$$K_{ч} = \frac{16,9 \cdot 10^3}{19,0 \cdot 10^3} = 0,90 < 2,0.$$

Принимаем решение не устанавливать токовую отсечку по причине недостаточной чувствительности.

10.5.2 Максимальная токовая защита кабельной линии

Максимальная токовая защита кабельной линии 2хАПвПуг-10 (3х185) устанавливается со стороны источника питания. Данная защита выполнена с применением реле РСТ-11. Реле включаются во вторичные цепи ранее выбранных трансформаторов тока.

					13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		93

Ток срабатывания селективной токовой отсечки выбирается наибольшим, исходя из следующих условий:

– ток срабатывания защиты по условию отстройки от максимально возможного тока нагрузки

$$I_{co} \geq \frac{K_{н.о}}{K_B} \cdot I_{раб.макс}.$$

где $K_{н.о}$ – коэффициент надежности отстройки,

K_B – коэффициент возврата,

$I_{раб.макс}$ – максимальный рабочий ток кабельной линии, А.

$$I_{co} \geq \frac{1,2}{0,9} \cdot 611,3 = 815,1 \text{ А.}$$

– ток срабатывания защиты по условию отстройки от нагрузки, допустимой по тепловому режиму кабельной линии.

$$I_{co} \geq \frac{K_{н.о}}{K_B} \cdot I_{дл.доп}.$$

где $I_{дл.доп}$ – длительно допустимый ток кабельной линии, А.

$$I_{co} \geq \frac{1,2}{0,9} \cdot 2 \cdot 385 = 1026,7 \text{ А.}$$

Таким образом, за расчетный ток срабатывания защиты принимаем наибольший из определенных выше токов $I_{co} = 1026,7 \text{ А}$.

Коэффициент чувствительности

$$K_{\chi} = \frac{I_{к6}^{(2)}}{I_{сз}}.$$

$$K_{\chi} = \frac{16,5 \cdot 10^3}{1026,7} = 16,1 > 1,5.$$

Ток срабатывания реле

$$I_{ср.р} = \frac{K_{сх}}{K_I} \cdot I_{сз}.$$

$$I_{ср.р} = \frac{1}{160} \cdot 1026,7 = 6,4 \text{ А.}$$

Принимаем к установке реле РСТ 11 – 24, у которого ток срабатывания находится в пределах $I_{ср.р} = (5 \div 20) \text{ А}$.

					13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		94

Определяем сумму уставок:

$$\Sigma\theta = \frac{I_{\text{ср.р}}}{I_{\text{min}}} - 1;$$

$$\Sigma\theta = \frac{6,4}{5} - 1 = 0,3.$$

Принимаем уставки 0,2; 0,1, следовательно, $\Sigma\theta = 0,2 + 0,1 = 0,3$.

Ток уставки реле

$$I_{\text{уст}} = (1 + \Sigma\theta) \cdot I_{\text{min}}.$$

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

Время срабатывания селективной токовой отсечки принимается по условию

$$t_{\text{co}} = \Delta t.$$

где Δt – степень селективности, с.

$$t_{\text{co}} = 0,4 \text{ с.}$$

Для обеспечения рассчитанного времени срабатывания защиты выбираем реле времени РСВ 14, пределы регулирования времени которого от 0,1 до 50 с.

10.5.3 Защита от однофазных замыканий на землю

Согласно ПУЭ электродвигатели мощностью 2 МВт и более при токе однофазного замыкания на землю в электрической сети 5 А и более должны иметь защиту от однофазных замыканий на землю, действующую на отключение.

Емкость фазы электродвигателя определяется по выражению

$$C_{\text{дв}} = \frac{0,0187 \cdot P_{\text{ном.дв}} \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \eta \cdot \cos\varphi \cdot \sqrt{U_{\text{ном}} \cdot (1 + 0,08 \cdot U_{\text{ном}})}}. \quad (10.1)$$

Емкостный ток двигателя можно найти по формуле

$$I_{\text{с.дв}} = 2\pi \cdot f \cdot 3 \cdot C_{\text{дв}} \cdot U_{\text{ном.ф.}}. \quad (10.2)$$

Результаты расчета по формулам (10.1) – (10.2) представим в таблице 10.1.

Таблица 10.1

Обозначение	СД1	СД2	СД3	СД4	СД5	СД6	СД7	СД8
1	2	3	4	5	6	7	8	9
$P_{\text{ном.дв}}$, кВт	320	1000	9000	10000	1500	1500	320	630
$\cos\varphi$	0,85	0,85	0,85	0,85	0,90	0,85	0,85	0,85

Продолжение таблицы 10.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
η	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
$C \cdot 10^{-9}, \Phi$	1,5	4,5	40,9	45,5	6,4	2,9	1,5	2,9
$I_{c.cд}, A$	0,008	0,025	0,223	0,247	0,035	0,016	0,008	0,016

Определим суммарный емкостный ток от всех двигателей предприятия

$$I_{c.дв\Sigma} = \sum_{i=1}^n n_i \cdot I_{c.cд.i},$$

$$I_{c.дв\Sigma} = 4 \cdot 0,01 + 3 \cdot 0,03 + 0,22 + 0,25 + 4 \cdot 0,035 + 4 \cdot 0,02 + 3 \cdot 0,01 + 4 \cdot 0,02 = 0,865 \text{ A.}$$

Суммарный емкостный ток от кабельных линий предприятия

$$I_{c.кл.\Sigma} = \frac{U_{ном} \cdot L_{кл.\Sigma}}{10},$$

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

$$I_{c.кл.\Sigma} = \frac{10 \cdot 6,166}{10} = 6,166 \text{ A.}$$

Тогда суммарное значение емкостного тока сети при ОЗЗ на вводах питания рассматриваемого синхронного двигателя определим по формуле

$$I_{c.\Sigma} = I_{c.дв\Sigma} + I_{c.кл.\Sigma},$$

$$I_{c.\Sigma} = 0,865 + 6,166 = 7,031 \text{ A.}$$

Так как $I_{c.\Sigma} > 5 \text{ A}$, поэтому защиту от однофазных замыканий на землю выполняем с действием на отключение.

Ток срабатывания защиты от ОЗЗ определим по формуле

$$I_{c.сз} = \frac{k_{отс}}{k_b} \cdot k_{бр} \cdot (I_{c.кл} + I_{c.cд}),$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки,

k_b – коэффициент возврата,

$k_{бр}$ – коэффициент броска емкостного тока, обусловленный перезарядом емкостей электрической сети при ОЗЗ.

Определим емкостный ток от кабельной линии, питающей двигатель

$$I_{c.кл.1} = \frac{10 \cdot 0,095}{10} = 0,095 \text{ A.}$$

					13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		96

Тогда получаем

$$I_{c.c3} = \frac{1,2}{0,9} \cdot 2 \cdot (0,095 + 0,223) = 0,848 \text{ А.}$$

Определим коэффициент чувствительности

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{c.\Sigma} - (I_{c.\text{кл}} + I_{c.\text{сд}})}{I_{c.c3}} \geq 1,25.$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{7,031 - (0,095 + 0,223)}{0,848} = 7,92 \geq 1,25.$$

Данная защита реализуется с помощью трансформатора тока нулевой последовательности ТЗЛМ-10М, во вторичную обмотку которого подключается реле РТЗ-51.

Выводы по разделу десять

В данном разделе рассмотрен расчет уставок и выбор устройств релейной защиты и автоматики синхронного двигателя.

					13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		97

11 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Главная понизительная подстанция (ГПП) предприятия является одним из важнейших объектов системы электроснабжения, в то же время это объект повышенной опасности поражения обслуживающего персонала электрическим током. В данном разделе рассмотрим вопросы молниезащиты, заземления, производственного освещения на примере ГПП.

11.1 Защитные меры от поражения электрическим током

Основными защитными мерами являются: устройство контроля изоляции в сети напряжением 10 кВ, механическая оперативная и электромагнитная блокировка, защитное заземление, недоступность токоведущих частей открыто установленного оборудования.

Для сигнализации об однофазных замыканиях на землю в сети 10 кВ используется устройство контроля изоляции, представленное на рисунке 11.1. Данное устройство подключается к секции сборных шин подстанции, используя информацию о напряжении нулевой последовательности. Устройство контроля изоляции сети напряжением 10 кВ выполняется с использованием трехфазного трансформатора напряжения (TV) типа НАМИ.

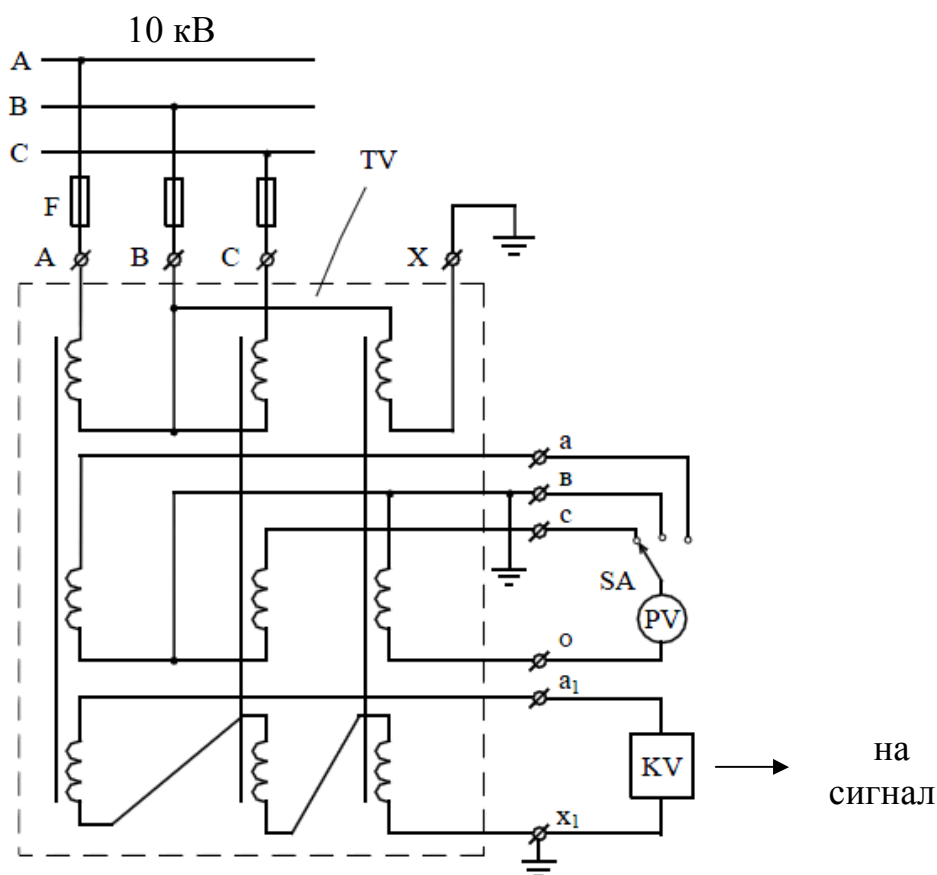


Рисунок 11.1 – Схема включения устройства контроля изоляции

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ

Лист
98

На рисунке 11.1 приведена схема включения устройства контроля изоляции, выполненная с использованием трансформатора напряжения TV. Вторичная обмотка TV, соединенная по схеме «разомкнутого треугольника», является фильтром напряжения нулевой последовательности $3U_0$. В нормальном режиме работы сети при симметричных напряжениях фаз относительно земли U_{At} , U_{Bt} и U_{Ct} на выводах этой обмотки напряжение, пропорциональное напряжению нейтральной U_N , практически отсутствует. При возникновении однофазного замыкания на землю (ОЗЗ), например, фазы А напряжение этой фазы относительно земли U_{At} становится равным нулю. Напряжения неповрежденных фаз В и С относительно земли U_{Bt} и U_{Ct} увеличиваются с фазного значения до линейного, а напряжение на нейтрали сети N становится равным значению фазного напряжения источника питания поврежденной фазы $U_N = U_A$. При этом на обмотке, соединенной по схеме «разомкнутого треугольника» напряжение достигает 100 В и защита напряжения нулевой последовательности срабатывает на сигнал.

Расположение оборудования ОРУ-110 кВ выполнено таким образом (лист 3), чтобы обеспечивались возможности организации монтажа и ремонта оборудования с применением машин и механизмов, транспортировки трансформаторов, проезда пожарных машин и передвижных лабораторий [9].

Для исключения возможности опасного приближения к токоведущим частям, ОРУ-110 кВ ограждено забором высотой 2 м [9]. Вход на территорию ОРУ оборудован самозакрывающейся калиткой. Оборудование ОРУ установлено на железобетонных конструкциях, что обеспечивает его недоступность, а также устраняет опасность приближения к частям, находящимся под напряжением. В ОРУ-110 кВ предусмотрен проезд вдоль выключателей для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений, а также передвижных лабораторий; габарит проезда 4 м по ширине и высоте. Минимальная высота, на которой расположены токоведущие части относительно земли согласно [9] равна 3,6 м. Высота подвеса ошиновки составляет 6 м и, следовательно, обеспечивается безопасное передвижение персонала, обслуживающего ОРУ-110 кВ.

Для обеспечения безопасности работ и осмотров ОРУ-110/10 кВ выдержаны следующие изоляционные расстояния [9]:

- от токоведущих частей или от элементов оборудования или изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций или постоянных внутренних ограждений высотой не менее 2 м – 900 мм;
- между проводами разных фаз – 2500 мм;
- от токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением до габаритов транспортируемого оборудования – 1650 мм;
- от неогражденных токоведущих частей до земли или до кровли зданий при наибольшем провисании проводов – 3600 мм;
- между токоведущими частями разных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи и не отключенной другой, от токоведущих частей до верхней кромки внешнего забора, между токоведущими частями и зданиями или сооружениями - 2900 мм;

– от контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной ко второму контакту – 1100 мм.

Распределительное устройство 10 кВ выполняется комплектным. ЗРУ-10 кВ выполняется с двухсторонним расположением ячеек КРУ типа К-104М. ЗРУ комплектуется вакуумными выключателями типа ВВЭ-10-20/630 УЗ.

ЗРУ-10 кВ выполняется с двухсторонним расположением ячеек КРУ типа К-104М. Все ячейки КРУ К-104М имеют механические блокировки, которые исключают выкат тележки при включённом выключателе.

ЗРУ располагается в отдельном здании, имеет два выхода, расположенные с противоположенных торцов здания. Двери ЗРУ имеют самозакрывающиеся замки, открываемые без ключа с внутренней стороны РУ.

На 110 кВ применяется механическая оперативная, а также электромагнитная блокировка. На заземляющих ножах линейных разъединителей со стороны линии установлена механическая блокировка с приводом разъединителя и приспособление для запираения заземляющих ножей замками в отключенном положении. Для обеспечения безопасности работ на ОРУ-110 кВ устанавливаются разъединители типа РГ-110/1000У1.

Питание цепей электромагнитной блокировки 110 кВ осуществляется выпрямленным напряжением с панели питания блокировки, которая имеет устройство контроля изоляции. Схема электромагнитной блокировки выполнена с учётом 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. Применяются электромагнитные блокировки с одинаковым по конструкции замком и одним электромагнитным ключом [33].

Механическая блокировка между разъединителями и заземляющими ножами узловых трансформаторов напряжения и линейных трансформаторов напряжения ОРУ-110 кВ, 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.

Согласно [34] при работе в электроустановках должны применяться средства защиты от поражения электрическим током. Нормы комплектования ГПП защитными средствами представлены в таблице 11.1, согласно [35].

Таблица 11.1 – Нормы комплектования средств защиты от поражения электрическим током

Наименование	Ед.изм.	Количество		
		0,4 кВ	10 кВ	110 кВ
1	2	3	4	5
Изолирующие клещи	шт.	1	1	1
Диэлектрические перчатки	пара	2	не менее 2	не менее 2
Диэлектрические галоши	пара	2		
Диэлектрический ковер или изолирующая подставка	шт.	по местным условиям		

Продолжение таблицы 11.1

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

11.2 Молниезащита ГПП

Молниезащита ГПП осуществляется в соответствии с [36]. 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. 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 11.1.

Высота молниеотвода определяется по выражению [36]:

$$h = \frac{r_x + 1,63 \cdot h_x}{1,5}, \quad (11.1)$$

где h_x – высота защищаемого объекта, м;

r_x – радиус зоны защиты молниеотвода на высоте h_x , м.

Высота зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода

$$h_0 = 0,92 \cdot h. \quad (11.2)$$

Радиус зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода на уровне земли

$$r_0 = 1,5 \cdot h \quad (11.3)$$

Результаты расчетов по формулам (11.1) – (11.3) представим в таблице 11.2.

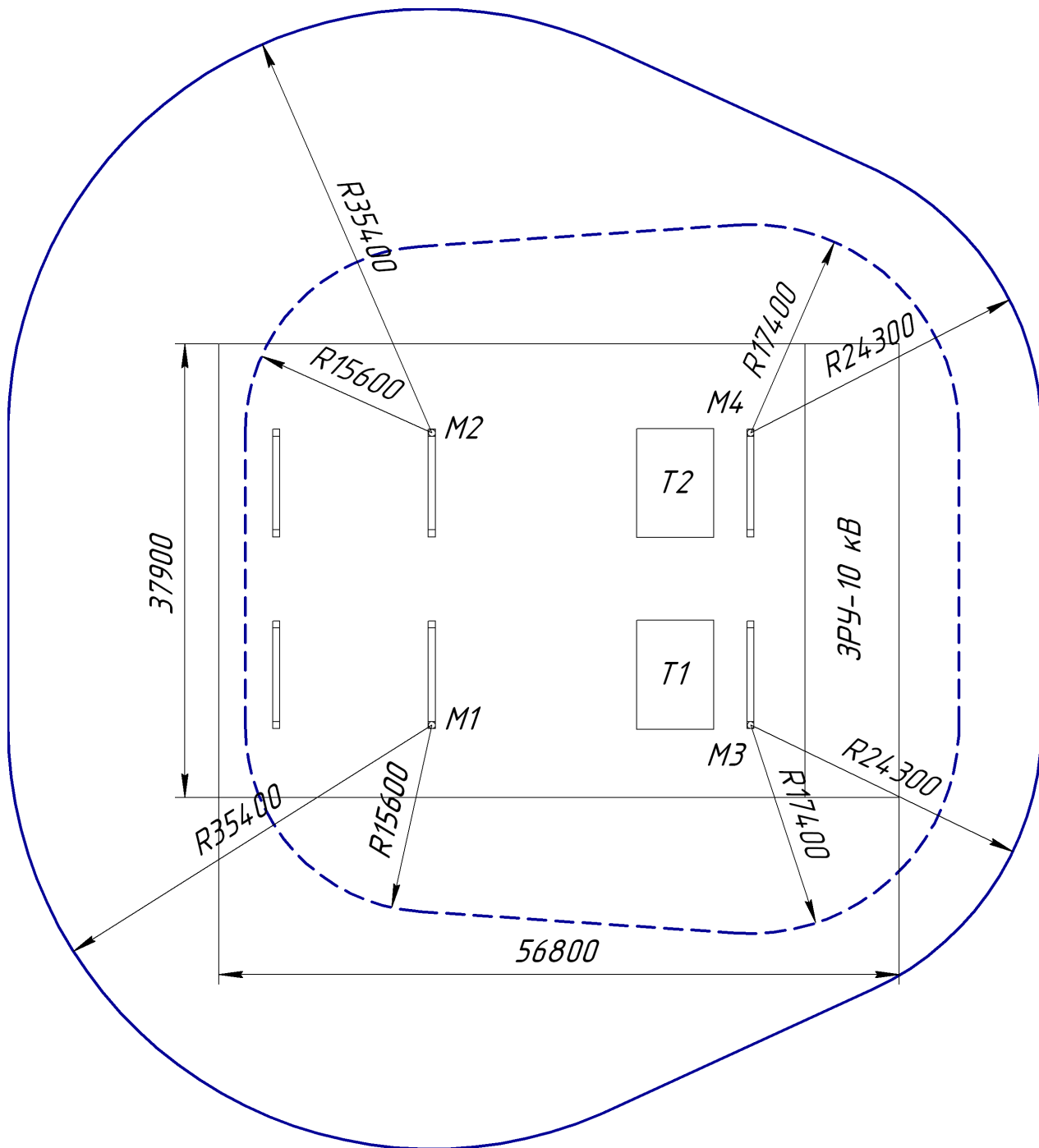


Рисунок 11.1 – Молниезащита ГПП

Таблица 11.2

Обозначение	M1	M2	M3	M4
r_x , м	15,6	15,6	17,4	17,4
h_x , м	14,0	14,0	5,5	5,5
h , м	25,6	25,6	17,6	17,6
h_0 , м	23,6	23,6	16,2	16,2
r_0 , м	35,4	35,4	24,3	24,3

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

13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ

Габаритные размеры внутренней области зоны защиты двух одиночных стержневых молниеотводов определяются по формуле [36]

$$h_c = \frac{(h_{c1} + h_{c2})}{2} \quad (11.4)$$

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

Результаты расчетов, выполненные по выражениям (11.4) – (11.5), представлены в таблице 11.3.

Таблица 11.3

h_{c13} , М	h_{c24} , М	h_{c12} , М	h_{c34} , М	r_{c13} , М	r_{c24} , М	r_{c12} , М	r_{c34} , М
19,9	19,9	23,6	16,2	59,7	59,7	35,4	24,3

11.3 Расчёт заземления

Для произведения расчета защитного заземления необходимо определить ток однофазного замыкания на землю. Исходная схема для расчёта тока однофазного замыкания на землю перед трансформатором ГПП ТРДН-25000/110/10/10 представлена на рисунке 11.2.

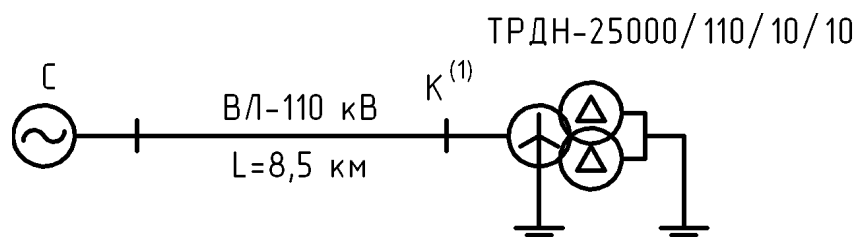


Рисунок 11.2 – Расчётная схема

Расчётный ток однофазного замыкания на землю определим по формуле:

$$I_k^{(1)} = \frac{3 \cdot S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot x_3} \quad (11.6)$$

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

$U_6 = 115$ – базисное напряжение, кВ;

x_3 – эквивалентное сопротивление.

При однофазном замыкании на землю эквивалентное сопротивление определяется по формуле:

$$x_3 = x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma} \quad (11.7)$$

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 11.3.

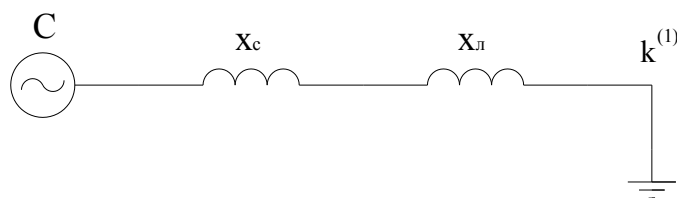


Рисунок 11.3 – Схема замещения для расчёта сопротивлений прямой и обратной последовательности

Суммарное сопротивление прямой и обратной последовательности

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = x_c + x_l, \quad (11.8)$$

где $x_c = 0,39$ – сопротивление системы (таблица 5.1);

$x_l = 0,23$ – сопротивление воздушной линии (таблица 5.1).

Для расчёта сопротивления нулевой последовательности составим схему замещения (рисунок 11.4).

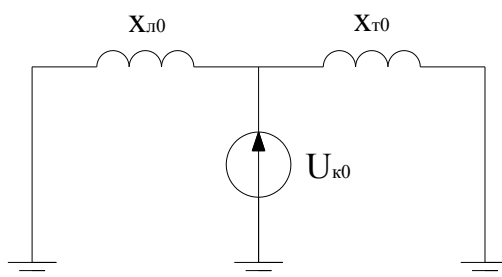


Рисунок 11.4 – Схема замещения для расчёта сопротивления нулевой последовательности

Суммарное сопротивление нулевой последовательности

$$x_{0\Sigma} = \frac{x_{т0} \cdot x_{л0}}{x_{т0} + x_{л0}}. \quad (11.9)$$

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

$$x_{л0} = 6 \cdot x_{вл}. \quad (11.10)$$

Сопrotивление трансформатора определим по выражению

$$x_{T0} = 1,875 \cdot \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном}}. \quad (11.11)$$

Результаты расчета однофазного замыкания на землю в сети 110 кВ, выполненные по формулам (11.6) – (11.11) представим в таблице 11.4.

Таблица 11.4

$I_k^{(1)}$, кА	$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma}$	$x_{л0}$	x_{T0}	$x_{0\Sigma}$	x_3
6,2	0,62	1,38	7,88	1,17	2,41

За расчётный ток принимаем ток, стекающий с заземлителя при однофазном замыкании:

$$I_3 = I_k^{(1)} \cdot \left(1 - \frac{x_{0\Sigma}}{x_{T0}} \right), \quad (11.12)$$

где $x_{0\Sigma}$ – сопротивление нулевой последовательности до места КЗ;
 x_{T0} – сопротивление нулевой последовательности трансформатора.

Расчётная длительность воздействия тока на человека:

$$\tau_B = t_{p.3} + t_{o.B}, \quad (11.13)$$

где $t_{p.3} = 0,01$ – минимальное время действия релейной защиты, с [32];
 $t_{o.B} = 0,055$ – полное время отключения выключателя, с [23].

Коэффициент прикосновения

$$K_{п} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_{Г}}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}}; \quad (11.14)$$

где $M = 0,5$ – параметр, зависящий от соотношения ρ_1/ρ_2 ;
 $L_{Г} = 360$ – длина горизонтальных заземлителей, м;
 $l_B = 5$ – длина вертикального заземлителя, м;
 $a = 10$ – расстояние между вертикальными заземлителями, м;
 β – коэффициент, учитывающий сопротивление стекания тока на землю;
 $S=2153$ – площадь ГПП, м².

Коэффициент, учитывающий сопротивление стекания тока на землю

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}} \quad (11.15)$$

где $R_{\text{ч}} = 1000$ – сопротивление тела человека, Ом [3];

$R_{\text{с}} = 1590$ – сопротивление поверхностного слоя земли, Ом.

Потенциал на земле

$$U_{\text{з}} = \frac{U_{\text{пр.доп.}}}{K_{\text{п}}} \quad (11.16)$$

где $U_{\text{пр.доп}} = 400$ – допустимое напряжение прикосновения, В [37].

Сопротивление заземляющего устройства:

$$U_{\text{з}} = \frac{U_{\text{пр.доп.}}}{K_{\text{п}}} \quad (11.17)$$

Результаты расчета по формулам (11.12) – (11.17) представим в таблице 11.5.

Таблица 11.5

$I_{\text{з}}, \text{кА}$	$\tau_{\text{в}}, \text{с}$	β	$K_{\text{п}}$	$U_{\text{з}}, \text{В}$	$R_{\text{з}}, \text{Ом}$
5,2	0,065	0,38	0,1	4000	0,8

На рисунке 11.5 и 11.6 представим продольный и поперечный разрезы схемы заземления.

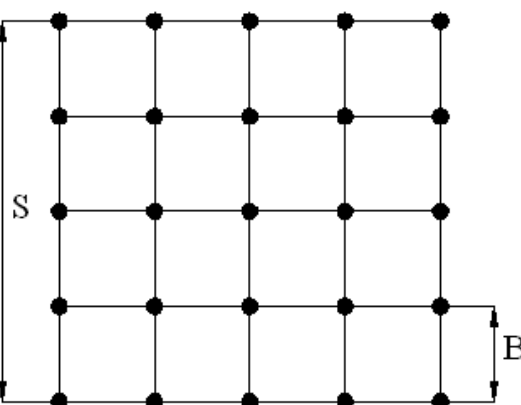


Рисунок 11.5 – Поперечный разрез схемы заземления

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

13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ

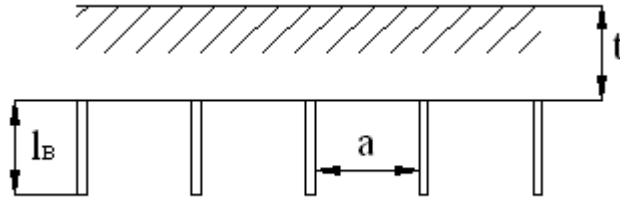


Рисунок 11.6 – Продольный разрез схемы заземления

Число вертикальных заземлителей:

$$n_B = \frac{4\sqrt{S}}{2 \cdot l_B}$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{2153}}{2 \cdot 5} = 18,6.$$

Принимаем $n_B = 19$ шт.

Число ячеек по сторонам квадрата

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1.$$

$$m = \frac{360}{2 \cdot \sqrt{2153}} - 1 = 2,9.$$

Принимаем $m = 3$.

Длина полос в расчётной модели:

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

$$L'_r = 2 \cdot \sqrt{2153} \cdot (3 + 1) = 371,0 \text{ м.}$$

$$L_B = l_B \cdot n_B.$$

$$L_B = 5 \cdot 19 = 95 \text{ м.}$$

Длина стороны ячейки

$$B = \frac{\sqrt{S}}{m}.$$

$$B = \frac{\sqrt{2153}}{3} = 15,5 \text{ м.}$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ

Лист

107

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = A \cdot \frac{R_3}{\sqrt{S}} + \frac{R_3}{L_r},$$

Относительная глубина

$$\frac{l_b + t}{\sqrt{S}} \geq 0,1.$$

$$\frac{5 + 0,7}{\sqrt{2153}} = 0,12 \geq 0,1 \text{ м.}$$

Тогда

$$A = \left(0,385 - 0,25 \frac{l_b + t}{\sqrt{S}} \right).$$

$$A = \left(0,385 - 0,25 \frac{5 + 0,72}{\sqrt{2153}} \right) = 0,355.$$

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = A \cdot \frac{R_3}{\sqrt{S}} + \frac{R_3}{L_r},$$

$$R_3 = 0,355 \cdot \frac{70}{\sqrt{2153}} + \frac{70}{371} = 0,72 \text{ Ом.}$$

$$U_{пр} = K_n \cdot I_3 \cdot R_3.$$

$$U_{пр} = 0,1 \cdot 5200 \cdot 0,720 = 374,4 \text{ В.}$$

$$U_{пр} = 374,4 \text{ В} < U_{пр, доп.} = 400 \text{ В.}$$

11.4 Освещение ОРУ-110/10 кВ

Территория ОРУ-110/10кВ:

$$S = L \cdot h,$$

где L – длина территории ОРУ-110/10 кВ, м;

h – ширина территории ОРУ-110/10 кВ, м.

$$S = 56,8 \cdot 37,9 = 2153 \text{ м}^2.$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ

Лист

108

Норма освещённости $E_n = 10,0$ лк [38].

Суммарный световой поток [39]:

$$\sum \Phi = E_n \cdot S \cdot k_3 \cdot k_n.$$

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

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

$$\sum \Phi = 10 \cdot 2153 \cdot 1,5 \cdot 1,5 = 48443 \text{ Лк.}$$

Для освещения принимаем прожектора марки ПЗС-25 с технической характеристикой [39]:

– тип лампы – НГ 220-200;

– КПД прожектора $\eta_{пр} = 0,27$;

– максимальная сила света $I_{max} = 16000$ кд;

– световой поток лампы прожектора $\Phi_n = 23500$ лм.

Необходимое число прожекторов:

$$N_{пр} = \frac{\sum \Phi}{\Phi_n \cdot \eta_{пр}}.$$

$$N_{пр} = \frac{48443}{23500 \cdot 0,27} = 7,6.$$

Принимаем число прожекторов равное 8.

Определим высоту установки прожектора [40]

$$H = \sqrt{\frac{I_{max}}{700}}.$$

$$H = \sqrt{\frac{16000}{700}} = 4,8 \text{ м.}$$

Восемь прожекторов устанавливаем на мачтах освещения на четырех сторонах ОРУ-110 кВ. Угол прожекторов устанавливаем в зависимости от направления освещённости.

Выводы по разделу одиннадцать

В данном разделе произведен расчет молниезащиты, защитного заземления, освещения главной понизительной подстанции предприятия.

					13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		109

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе произведен расчет электрических в характерных узлах системы электроснабжения предприятия согласно усовершенствованному методу упорядоченных диаграмм.

По результатам расчёта электрических нагрузок выбраны трансформаторные подстанции на базе масляных трансформаторов типа ТМГ. На главной понижительной подстанции предприятия выбраны силовые трансформаторы типа ТРДН мощностью 25000 кВА.

Ввиду отсутствия транзита мощности подстанция предприятия отнесена к категории тупиковых, поэтому принята схема внешнего электроснабжения два блока с выключателями и ремонтной перемычкой. Ремонтная перемычка введена в схему с целью снижения потерь в трансформаторах ГПП во время ремонта одной из питающих воздушных линий.

Внутризаводская схема электроснабжения выполнена по смешанной схеме: радиальной и магистральной. При этом использовался кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена типа АПвПуг, проложенный преимущественно в кабельных траншеях.

Внутрицеховая система электроснабжения 0,4 кВ подробно рассмотрена на примере электроснабжения электроремонтного цеха. Для рационального распределения электрической энергии в цехе установлены распределительные шинопроводы и распределительные щиты.

На основании расчета токов короткого замыкания произведена проверка коммутационной, измерительной аппаратуры, кабельных линий на термическую и электродинамическую стойкость к токам короткого замыкания.

Оптимальный выбор средств компенсации реактивной мощности является составной частью построения рациональной системы электроснабжения предприятия, с этой целью была рассмотрена необходимость установки компенсирующих устройств на ГПП, а также на сборных шинах 0,4 кВ цеховых ТП.

Ввиду наличия в составе электроприемников предприятия большого количества синхронных двигателей, принято решение установить устройство плавного пуска серии УБПВД-ВЦ.

В разделе релейная защита приведено подробное описание и расчет уставок релейной защиты синхронного двигателя. На чертеже представлены принципиальная и оперативная схема релейной защиты синхронного двигателя.

Все технические решения в проекте принимались с учётом безопасности жизнедеятельности и технико-экономической эффективности.

В результате проведенных расчетов была спроектирована система электроснабжения группы цехов обогатительной фабрики по переработке медной руды, отвечающая всем требованиям по качественному и надёжному электроснабжению.

					13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		110

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Состояние и перспективы развития вакуумных и элегазовых выключателей.
– <http://forca.ru/stati/podstancii/sostoyanie-i-perspektivy-razvitiya-vakuumnyh-i-ele-gazovyh-vyklyuchateley.html>.
- 2 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин.– М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 352 с.
- 3 Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
- 4 РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 12 с.
- 5 Справочная книга для проектирования электрического освещения / под ред. Г.М. Кнорринга. – СПб.: Энергоатомиздат, 1992. – 448 с.
- 6 Липкин, Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок / Б.Ю. Липкин. – М.: Высшая школа, 1990. – 359 с.
- 7 Рекомендации по проектированию систем внутрицехового электроснабжения с параллельной работой трансформаторов КТП. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 24 с.
- 8 Киреева, Э.А. Справочник электрика / Э.А. Киреева, С.А. Цырук. – М: Колос, 2007. – 464с.
- 9 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 848 с.
- 10 Выключатель элегазовый баковый типа ВГТ-УЭТМ на 35, 110 и 220 кВ. – http://www.uetm.ru/files/katalog_VGT-35,110,22.pdf
- 11 Разъединители серии РГ на напряжение 35 – 500 кВ. – http://www.ues.su/product_img/razyed/rg35/ues_zeto_catalog_rg35.pdf
- 12 Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М.– http://www.nzif.ru/uploads/sel/psch4tm03m/ruk_03_02_m.pdf
- 13 Трансформаторы напряжения типа ЗНОГ-110. – <http://www.molnija.ru/product/transformatior-napryazheniya-odnofaznyi-znog110-u1>.
- 14 Ограничители перенапряжения нелинейные. – http://www.uik.ru/net-cat_files/696/638/h_4d82627dfea00289f4895db29b4c87fe.
- 15 НТП ЭПП-94. Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Изд-во стандартов, 1994. – 48 с.
- 16 ГОСТ Р 52736-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. – М.: Стандартинформ, 2007. – 44 с.
- 17 Комплектные распределительные устройства внутренней установки 6-10 кВ. – http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/2_kru2006.pdf.
- 18 Камеры (ячейки) КСО. – https://www.chelzeo.ru/catalog/kamery_kso/kameri_sbornie_odnostoronnego_obslyzhivaniya_serii_kso-366.

					13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		111

19 Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 29 декабря 2015 г. №66/10 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на территории Челябинской области. – <http://www.tarif74.ru/LegalActs/Show/10112>.

20 Информация на сайте ПАО «Челябэнергосбыт», для юридических лиц, в разделе «Нерегулируемые тарифы», в разделе «Средневзвешенные нерегулируемые цены на оптовом рынке для покупателей с интегральным учетом». – <http://www.esbt74.ru>

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

22 Товары и услуги TIU.RU. Камера КСО-366.– <http://chelyabinsk.tiu.ru/p2896-5000-kamera-kso-366.html>

23 Вакуумные выключатели типа ВВЭ. – <http://www.konstalin.ru/?star-tid=3&id=161>.

24 Измерительные трансформаторы тока. – http://www.cztt.ru/transformator_t-o-ka.html.

25 Трансформаторы напряжения НАМИ трехфазные антирезонансные трехобмоточные на напряжение 6 и 10 кВ. – http://www.elektrozavod.ru/production/3_5

26 Комплектные токопроводы и шинопроводы. – http://www.moselectroyug.ru/prod/pdf/3_compl_tokopr_shinoprov2007.pdf.

27 Автоматические выключатели серия «Электрон». – http://www.kontaktor.ru/auto_breakers/detail_page.php?ID=201

28 Приложение 5 «Индексы изменения сметной стоимости на I квартал 2016 г.» к письму Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 19.02.2016 г. №4688-ХМ/05.

29 Комплектные конденсаторные установки от 0,4 до 10 кВ. – http://slavevenergo.ru/kondensatornaja_ustanovka.

30 Каталог. Электроприводная техника. – <http://www.vniir.ru/production/cat/cat/abs-vniir-et.pdf>.

31 Овчаренко, А.С. Повышение эффективности электроснабжения промышленных предприятий: учебник / А.С. Овчаренко.– Киев.: Техника, 1989. – 287 с.

32 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика СЭС: учебник для ВУЗов / В.А. Андреев. – 3-е изд. – М.: ВШ, 2006. – 485 с.

33 ГОСТ Р50571.3-94 Электроустановки зданий. Часть 4. Требования по обеспечению безопасности. Защита от поражения электрическим током. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 16 с.

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

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

36 СО 153-343.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, строений и промышленных коммуникаций. – М.: Энергоатомиздат, 2003 – 48 с.

						13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата			112

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

38 СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение. – М.: Изд-во стандартов, 2011. – 32 с.

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

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

					13.03.02.2017.188.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		113