

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой ЭССиСЭ

_____ И.М. Кирпичникова
(подпись)

«___» _____ 2017 г.

Электроснабжение группы цехов металлургического завода «Красный октябрь»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной защите
к.т.н., доцент

_____ А.М. Ершов
«___» _____ 2017 г.

Руководитель проекта
к.т.н., доцент

_____ М.А. Дзюба
«___» _____ 2017 г.

Консультант по экономике
к.т.н., доцент

_____ Е.Ж. Васильев
«___» _____ 2017 г.

Автор проекта
Студент группы П-475

_____ М.И. Черных
«___» _____ 2017 г.

Консультант по БЖД
д.т.н., профессор

_____ В.Ф. Бухтояров
«___» _____ 2017 г.

Нормоконтролер
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина
«___» _____ 2017 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Энергетический факультет.

Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»
Направление 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова

«__» _____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента

Черных Максима Игоревич

(фамилия, имя, отчество полностью)

Группа П-475

1 Тема работы

Проект системы электроснабжения группы цехов металлургического завода
«Красный октябрь»

утверждена приказом по университету от 28. апреля 2017г. № 835

2 Срок сдачи студентом законченной работы 25 мая 2017 года

3 Исходные данные к работе

Из архивных материалов кафедры

5 Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей, плакатов в листах формата А1)

1 План генеральный металлургического завода

2 Схема принципиальная электрическая электроснабжения

3 Чертеж конструктивный ГПП 110/10 кВ

4 Плакат по РЗиА

5 Плакат по БЖД

6 Плакат по экономике

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	А.М. Ершов		
Экономика	Е.Ж. Васильев		
БЖД	В.Ф. Бухтояров		

7 Дата выдачи задания «___» _____ 201_ г.

Руководитель

_____ (подпись)

М.А. Дзюба

_____ (И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

_____ (подпись)

М.И. Черных

_____ (И.О. Фамилия)

АННОТАЦИЯ

Черных М.И. Электроснабжение группы цехов металлургического завода «Красный октябрь» – Челябинск, ЮУрГУ, Э, 2017. – 101 с, 14 ил., 31 табл., библиогр. список – 18 наим., 6 листов чертежей ф. А1

В выпускной квалификационной работе представлен проект электроснабжения группы цехов металлургического завода.

В работе выполнены все основные этапы проектирования системы электроснабжения промышленного предприятия, а именно: определены расчетные электрические нагрузки предприятия, выбор цеховых трансформаторных подстанций, на основе технико-экономического сравнения нескольких вариантов выбран более экономичный и технически выгодный вариант, обеспечивающий надежное электроснабжение группы цехов, расчет токов короткого замыкания, выбрано оборудование для схем внешнего и внутреннего электроснабжения, произведен расчет компенсации реактивной мощности, определены показатели качества электроэнергии и т.д.

Рассмотрена релейная защита от однофазных замыканий на землю на РП.

Выполнены расчёты защитного заземления, молниезащиты и освещения в разделе безопасности жизнедеятельности.

Результаты расчетов экономической части подтверждают экономическую целесообразность проекта.

					13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ							
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	Электроснабжение группы цехов металлургического завода			Лит.		Лист	Листов	
Разраб.	Черных			В				К	Р	3	101	
Пров.	Дзюба											
Н. контр.	Аверина											
Утв.	Кирпичникова											

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА.....	8
1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ.....	9
Выводы по разделу один.....	11
2 РАСЧЁТ НАГРУЗОК ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ	12
2.1 Расчет электрических нагрузок по предприятию.....	12
2.2 Расчет картограммы электрических нагрузок комплекса	13
Выводы по разделу два.....	16
3 ВЫБОР ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ.....	17
3.1 Выбор типа цеховых трансформаторов.....	17
3.2 Выбор мощности цеховых трансформаторов	17
Выводы по разделу три	20
4 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ, СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГЛАВНОЙ ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ ЗАВОДА.....	22
4.1 Выбор трансформаторов главной понизительной подстанции	22
Выводы по разделу четыре	25
5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ	26
5.1 Потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП.....	26
5.2 Расчет линии электропередачи от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия	27
5.3 Расчет токов короткого замыкания.....	29
5.4 Выбор коммутационной аппаратуры в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП	32
5.5 Технико-экономическое сравнение вариантов внешнего электрообеспечения.....	37
Выводы по разделу пять.....	41
6 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ.....	42
6.1 Выбор напряжения.....	42
6.2 Построение схемы внутреннего электрообеспечения предприятия.....	42
6.3 Конструктивное выполнение электрической сети	42
6.4 Расчет питающих линий.....	42
Выводы по разделу шесть	46
7 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	47
7.1 Расчёт тока короткого замыкания в точке К3	47
7.2 Расчёт тока короткого замыкания в точке К4.....	50
Выводы по разделу семь	51

8	ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЗАВОДА	52
8.1	Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП	52
8.2	Выбор типа распределительных устройств на низкой стороне главной понизительной подстанции, выключателей, трансформаторов тока и напряжения.....	53
8.3	Выбор выключателей напряжением 10 кВ схемы внутреннего электрооборудования и соответствующих трансформаторов тока	57
8.4	Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания	57
	Выводы по разделу восемь.....	60
9	КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	61
9.1	Реактивная мощность синхронных двигателей	62
9.2	Произведём расчёт эквивалентных активных сопротивлений ответвлений с трансформаторных подстанций, подключенных к 1-й секции сборных шин ГПП.....	64
	Выводы по разделу девять	67
10	РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	68
	Выводы по разделу десять	69
11	РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ НА РП.....	70
11.1	Организация защиты.....	70
11.2	Организация защиты РП-10 кВ и питающих его линий	71
11.2.1	Защита кабельной линии.....	71
11.2.2	Защита воздушной линии	72
11.2.3	Защита отходящей от ПС линии	72
11.3	Устройство неселективной сигнализации	73
11.4	Устройства селективной защиты от ОЗЗ.....	75
11.5	Действия оперативного персонала при определении присоединения с ОЗЗ.....	76
	Вывод по разделу одиннадцать	77
12	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	78
12.1	Территория, компоновка и конструктивная часть подстанции ...	78
12.2	Электробезопасность	79
12.3	Молниезащита ОРУ ГПП.....	84
12.4	Расчет освещения ГПП.....	85
12.5	Пожарная безопасность.....	87
	Выводы по разделу двенадцать	88
13	ЭКОНОМИКА И ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА	89
13.1	Расчет затрат на разработку технического проекта	89
13.2	Расчёт сметной стоимости материалов.....	93
	Выводы по разделу тринадцать	95
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	96
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	97

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ

Лист

6

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 и др. Принятие оптимальных решений на каждом этапе проектирования ведет к сокращению потерь электроэнергии, повышению надежности и способствует осуществлению общей задачи оптимизации построения систем электроснабжения.

					13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		7

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

Основные характеристики потребителей и системы электроснабжения группы цехов машиностроительного завода.

1) Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1000 В: 8556 кВт.

2) Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением выше 1000 В: 24500 кВт.

3) По надежности электроснабжения потребители предприятия относятся к первой, второй и третьей категориям.

К цехам, в которых имеются потребители первой категории, относятся:

- Насосная станция;
- Компрессорная;
- Цех разделения воздуха.

К цехам, в которых имеются потребители второй категории, относятся:

- Станция воздуха забора;
- Ремонтно-механический цех;
- Водородная станция №1,2;
- Цех наполнения и хранения баллонов.

К цехам, в которых имеются только потребители третьей категории, относятся:

- Транспортный цех.

4) Полная расчетная мощность на шинах ГПП: 30642 кВА.

5) Коэффициенты реактивной мощности:

- заданный энергосистемой $\text{tg}\varphi_{\Sigma} = 0,5$;
- расчетный $\text{tg}\varphi_{\text{P}} = -0,056$.

6) Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.

7) Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме питающих предприятие линий: 3850 МВА.

8) Расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы 7 км; питающая воздушная линия выполнена проводом марки АС-70/11

9) На ГПП установлены два трансформатора типа ТДН-25000/110.

10) Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия: 10 кВ.

11) Тип принятых ячеек распределительного устройства ГПП: К-104М-10-31,5/1250-УЗ.

12) Для питания потребителей напряжением ниже 1000 В устанавливаются комплектные трансформаторные подстанции с трансформаторами типа ТМЗ мощностью 400, 630, 1000 кВА.

3) Марка кабельных линий: ААШв, сечений: 70, 150 мм² (с учетом проверки на термическую стойкость).

					13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		8

1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

С начала 80-х годов прошедшего века 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. 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 [18].

В то же время следует обратить внимание и на отставание Российской Федерации от ведущих в техническом отношении стран в освоении производства элегазовой аппаратуры. Отставание, вызвано прежде всего общим спадом производства и замедленным темпом развития энергосистем за прошедшие 20 лет.

В последние годы опасение вызвала возможная экологическая опасность элегаза. В этой связи следует отметить, что несмотря на принадлежность к ряду фторидов, элегаз не включен в перечень веществ, подлежащих запрету или ограничению в применении. Кроме того, общий вклад элегаза в парниковый эффект атмосферы составляет не более 0,2% (доля элегаза электротехнического оборудования значительно меньше).

Несмотря на очевидные преимущества элегазовых и вакуумных аппаратов, полный переход на их использование занимает не один год и не одно десятилетие. При постоянном растущем внедрении современной аппаратуры в эксплуатации остается еще немало устаревших аппаратов.

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 [18].

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 оснащенности современными выключателями российские энергосистемы отстают от зарубежных примерно на 30 лет. Причем продолжают находиться в эксплуатации выключатели, конструкция кото-

рых устарела очень давно (воздушных выключателей серий ВВН, ВВШ, ВВ, масляных баковых выключателей типа МКП и др.).

Элегазовые выключатели нашли широкое применение в КРУЭ, в которых элегаз используется для изоляции. Из отечественных производителей широко известно НПО «Электроаппарат», которое разработало для КРУЭ серию элегазовых выключателей на напряжения 110 и 220 кВ с высокими техническими характеристиками.

Несмотря на то, что серийное производство КРУЭ в России освоено с 70-х годов, масштабы применения КРУЭ у нас в стране также пока не соответствуют мировым тенденциям – установлено всего около 350 ячеек КРУЭ на напряжение от 110 до 220 кВ, в то время как, например, в Японии в тот же самый период выпущено около 7000 ячеек КРУЭ на напряжение от 77 до 800 кВ. С другой стороны, в России КРУЭ разработаны на весь спектр номинальных напряжений и фактически созданы комплектно-распределительные устройства третьего поколения. К сожалению, большая часть этих разработок реализована только в рамках международных контрактов. Смена поколений КРУЭ, как правило, происходит не реже, чем в 6-8 лет.

Элегазовые коммутационные аппараты нового поколения созданы всеми ведущими фирмами, в том числе ВЭИ (КРУЭ-170 кВ нового поколения 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 [18].

Ситуация с развитием и внедрением вакуумной коммутационной аппаратуры в России более благоприятна. Вакуумная аппаратура имеет развитую производственную базу и стабильный серийный выпуск уже много лет. Большой вклад в ее освоение внес родоначальник этого направления – ВЭИ. Разработана и выпускается вся гамма аппаратов средних напряжений (до 110 кВ), пользующаяся повышенным спросом у потребителя. Серийный выпуск вакуумной аппаратуры начался еще в 70-е годы, когда был построен и запущен Минусинский завод вакуумных выключателей (МЗВВ). В настоящее время несколько заводов серийно выпускают ВДК и более десятка – вакуумные выключатели.

Находящиеся в эксплуатации морально и физически устаревшие выключатели создают много проблем. По данным РАО ЕЭС 15% всех выключателей высокого напряжения не соответствуют условиям эксплуатации; износ подстанционного оборудования превышает 50%. Более трети воздушных выключателей 330-750 кВ, составляющих основу коммутационного оборудования межсистемных электросетей, имеет срок службы более 20-ти и даже 30-ти лет. Аналогичная ситуация с коммутационным оборудованием на напряжение 110-220 кВ. Устаревшие выключатели и системы их обеспечения требуют больших эксплуатационных расходов.

На мировом рынке до 2010 г. не просматривается альтернативы элегазовым и вакуумным выключателям. Поэтому продолжают работы по их совершенствованию. Применяется комбинация автопневматического способа гашения и, полу-

										Лист
										10
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата	13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ					

чившего в настоящие годы широкое распространение, способа автогенерации давления в элегазовых выключателях. Это позволяет уменьшить энергоемкость привода и делает возможным применение экономичного и надежного пружинного привода для элегазовых выключателей напряжением 245 кВ и выше.

Повышение эффективности гашения дуги дает возможность увеличить напряжение на один разрыв выключателя до 360-550 кВ. Проводятся работы по дальнейшему совершенствованию контактных систем ВДК, поиску оптимального распределения магнитного поля для эффективного гашения вакуумной дуги и уменьшения диаметра камер. Продолжаются работы по созданию ВДК на напряжение более 35 кВ (110 кВ и выше) для вакуумных выключателей высокого напряжения.

Выводы по разделу один

По степени оснащенности современными выключателями российские энергосистемы отстают от зарубежных примерно на 30 лет. Зарубежные выключатели более технологичны и требуют определенных знаний в обслуживании. Причем продолжают находиться в эксплуатации выключатели, конструкция которых устарела очень давно (воздушных выключателей серий ВВН, ВВШ, ВВ, масляных баковых выключателей типа МКП и др.).

На сегодня объем подачи на российском рынке зарубежной элегазовой аппаратуры значительно превосходит объем продаж отечественных аппаратов. Российским производителям все труднее конкурировать с зарубежными из-за технологической отсталости и отсутствия средств на техническое переоборудование.

					13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		11

2 РАСЧЁТ НАГРУЗОК ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

2.1 Расчет электрических нагрузок по предприятию

Расчёт электрических нагрузок по узлам проектируемой системы электро-снабжения производится согласно руководящим техническим материалам по рас-чёту электрических нагрузок – РТМ 36.18.32.4-92 [1].

Расчетные активная и реактивная мощности определяются по формулам:

$$P_p = K_{PA} \cdot \sum_{i=1}^n k_{ИАi} \cdot P_{НОМi} , \quad (2.1)$$

$$Q_p = K_{PA} \cdot \sum_{i=1}^n k_{ИАi} \cdot P_{НОМi} \cdot \operatorname{tg}\phi_i , \quad (2.2)$$

При расчете нагрузок по цеху в целом также необходимо определить эффек-тивное число электроприемников, средневзвешенные коэффициенты использо-вания и расчетный по реактивной мощности.

Так, для ремонтно-механического цеха:

$$n_{\text{Э}} = \frac{1449^2}{21702,06} = 96,72 ,$$

$$K_{ИА} = \frac{724,67}{1448,8} = 0,5 ,$$

$$K_{РА} = f(n_{\text{Э}}, K_{ИА}) = 0,65 ,$$

$$P_p = 0,65 \cdot 725 = 471 \text{ кВт} ,$$

$$Q_p = 0,65 \cdot 562 = 365 \text{ квар} .$$

Расчетная нагрузка осветительных электроприемников определяется по удельной осветительной нагрузке на единицу производственной поверхности по-ла с учетом коэффициента спроса:

$$P_{\text{Росв}} = K_{\text{Сосв}} \cdot P_{\text{Уосв}} \cdot F_{\text{ц}} \quad (2.3)$$

где $K_{РА}$ – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, зависит от тех же величин, что и на втором уровне, но определяется в РТМ по другой таблице. $K_{\text{С.осв}}$ – коэффициент спроса по активной мощности осветитель-ной нагрузки; $P_{\text{У.осв}}$ – удельная осветительная нагрузка на 1 м^2 производ-ственной площади цеха, Вт; $F_{\text{ц}}$ – площадь цеха, м^2 , определяется по гене-ральному плану.

					13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		12

Расчетная реактивная мощность осветительной нагрузки:

$$Q_{\text{Росв}} = P_{\text{Росв}} \cdot \text{tg}\phi_{\text{осв}} \quad (2.4)$$

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

Расчетные мощности для ремонтно-механического цеха:

$$P_{\text{Росв}} = 0,85 \cdot 0,015 \cdot 2100 = 26,78 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{Росв}} = 26,78 \cdot 0,9 = 22,76 \text{ квар},$$

Просуммировав расчетные мощности силовой и осветительной нагрузки, получим расчетные активную и реактивную нагрузки цеха и, следовательно, можем определить полную расчетную низковольтную нагрузку цеха S_p :

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{\text{Росв}})^2 + (Q_p + Q_{\text{Росв}})^2}, \quad (2.5)$$

$$S_p = \sqrt{(498)^2 + (388)^2} = 631 \text{ кВА}.$$

На этом расчет нагрузок по электроремонтному цеху заканчивается, расчеты для остальных цехов производим также, все результаты расчетов представлены в таблице 2.1 и 2.2.

2.2 Расчет картограммы электрических нагрузок комплекса

Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генплане окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади кругов пропорциональны расчетным активным нагрузкам. Каждый круг делится на сектора, площади которых пропорциональны расчетным активным нагрузкам электроприемников напряжением до 1000 В, электроприемников напряжением выше 1000 В и электрического освещения. Поскольку в исходных данных ничего не сказано о размещении электроприемников в цехах (за исключением электроремонтного), то примем центры электрических нагрузок цехов совпадающими с физическими центрами цехов. Что касается электроремонтного цеха, то, поскольку план цеха, приведенный в исходных данных для расчета нагрузок по цеху, не совпадает с планом электроремонтного, приведенным в первой части исходных данных, то также примем центр электрических нагрузок электроремонтного цеха совпадающим с физическим центром электроремонтного цеха. Координаторы центров нагрузок соответствующих цехов приведены ниже. Радиусы окружностей и углы секторов для каждого цеха находятся по формулам:

					13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		13

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{Pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (2.6)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha_{H/Вi} = 360 \cdot \frac{P_{PH/Вi}}{P_{Pi}}, \\ \alpha_{B/Вi} = 360 \cdot \frac{P_{PB/Вi}}{P_{Pi}}, \\ \alpha_{OCBи} = 360 \cdot \frac{P_{POCBи}}{P_{Pi}}. \end{array} \right. \quad (2.7)$$

где P_{Pi} , $P_{PH/Вi}$, $P_{PB/Вi}$, $P_{POCBи}$ - расчетные активные нагрузки соответственно всего отделения, электроприемников напряжением до 1 кВ, электроприемников напряжением выше 1 кВ и электрического освещения, кВт;
 m – масштаб площадей картограммы нагрузок, кВт/мм².

Масштаб определяется из условия, чтобы радиус окружности, соответствующей минимальной расчетной нагрузке, был 5 мм.

Тогда:

$$m = \frac{P_{PMIN}}{\pi \cdot r^2}, \quad (2.8)$$

$$m = \frac{64}{\pi \cdot 25} = 0,82 \frac{\text{кВт}}{\text{мм}^2}.$$

Далее определяем радиусы окружностей и углы секторов для каждого цеха по формулам (1.13) и (1.14), результаты расчета приведены в таблице 1.3.

ГПП следует располагать в центре электрических нагрузок или как можно ближе к центру. Центр электрических нагрузок комплекса является символическим центром потребления электрической энергии (активной мощности) комплекса, координаты которого находятся по выражениям:

$$x_{Ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Pi} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_{Pi}}, \quad (2.9)$$

$$y_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Pi} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{Pi}} \quad (2.10)$$

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

Таблица 2.3 – Расчет картограммы электрических нагрузок по комплексу

Наименование цехов	P_{Pi} , кВт	$P_{p.ni}$, кВт	$P_{p.oi}$, кВт	$P_{p.vi}$, кВт	X_i , м	Y_i , м	R_i , мм	α_{ni} , град	α_{vi} , град	α_{oi} , град
Станция воздуха за-бора	1341	86	5	1250	138	572	23	23	336	1
Насосная станция	2017	756	11	1250	147	510	28	135	223	2
Транспортный цех	64	50	27	0	85	355	5	281	0	79
Ремонтно-механический цех	498	471	27	0	85	332	8	341	0	19
Водородная станция 1	727	720	7	0	80	252	10	357	0	3
Компрессорная	665	582	83	0	335	252	10	316	0	44
Водородная станция 2	728	720	8	0	83	165	10	356	0	4
Цех разделения воз-духа	2111	1082	30	1000	377	125	17	184	171	5
Цех наполнения и хранения баллонов	1124	83	41	1000	403	38	12	27	320	13
	9283	4558	4500	225	231	298				

ГПП следует располагать в центре электрических нагрузок или как можно ближе к центру. Центр электрических нагрузок комплекса является символическим центром потребления электрической энергии (активной мощности) комплекса, координаты которого находятся по выражениям:

При выборе места расположения главной понизительной подстанции, были учтены следующие условия:

- площадь, необходимая для размещения главной понизительной подстанции;
- роза ветров;
- рельеф местности;
- наличие коридоров для прокладки воздушных и кабельных линии с учетом охранной зоны.

Выводы по разделу два

Был произведен расчет электрических нагрузок по предприятию, которые состоят из электроприемников 0,4 и 10 кВ. Был определен центр электрических нагрузок, для определения установки ГПП. Но, так как размеры ГПП не позволяют расположить ее в рассчитанном центре нагрузок, она была смещена в сторону подачи питания завода. Координаты расположения главной понизительной подстанции получили $X = 231$ м, $Y = 298$ м.

					13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		16

3 ВЫБОР ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

3.1 Выбор типа цеховых трансформаторов

Трансформаторы напряжением 10/0,4 кВ подразделяют на сухие, сухие с литой изоляцией, масляные, масляные герметичный и т.д. Типы и исполнение трансформаторов выбираются в зависимости от условий их установки, состояния окружающей среды и температуры.

В данном проекте применяются трансформаторы тип ТМЗ. Трансформаторы ТМЗ выпускаются в сварных баках прямоугольной формы с радиаторами. Радиаторы применяются для увеличения поверхности охлаждения. Для проведения грузо-разгрузочных работ используются крюки, расположенные под верхней рамой бака. Трансформатор имеет пробку залива масла, внизу имеются пробки для слива масла и для взятия пробы. В бак закачивается азот под давление для создания азотной подушки, обеспечивающей защиту масла от окисления и компенсирующей изменение объёма масла при температурных изменениях.

3.2 Выбор мощности цеховых трансформаторов

Мощность трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций зависит от величины нагрузки электроприемников, их категории по надежности электропитания, от размеров площади, на которой они размещены и т.п. При одной и той же равномерно распределенной нагрузки с увеличением площади цеха должна уменьшаться единичная мощность трансформаторов.

Существует связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора $S_{ЭТ}$ цеховой ТП и плотностью σ электрической нагрузки цеха.

Плотность электрической нагрузки цеха определяется по формуле:

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

где S_p – расчетная электрическая нагрузка цеха, кВА;
 $F_{ц}$ – площадь цеха, м².

По плотности электрической нагрузки не всегда возможен выбор трансформаторов цеховых ТП. Мощность трансформаторов цеховой ТП корректируется в зависимости от величины расчетной нагрузки цеха, категории электроснабжения, числа типов габаритов трансформаторов на предприятии и ряда других факторов.

Так же, если рядом с цехом, потребляющим большое количество мощности, находятся цеха с небольшим потреблением, то их можно запитать от одной ТП, так же это целесообразно для экономии финансовых затрат на сооружение отдельных ТП. Более выгодно установить более мощные трансформаторы, чем несколько маломощных.

					13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		17

Например, полная расчетная нагрузка ремонтно-механического цеха, $S_p = 634$ кВА, площадь $F_{ц} = 2100 \text{ м}^2$, в этом цехе должна обеспечиваться вторая категория надежности электроснабжения.

По формуле

$$\sigma = \frac{634}{2100} = 0,3 \frac{\text{кВА}}{\text{м}^2}. \quad (3.2)$$

Учитывая, что для потребителей второй категории число трансформаторов одной подстанции равно двум, а допустимый коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме $K_{з.д.} = 0,8$, единичную мощность трансформаторов найдем по выражению:

$$S_{н.т.} \geq \frac{P_p}{K_{з.д.} \cdot 2}, \quad (3.3)$$

где $P_p = 498$ кВт по таблице (3.1);

$$S_{н.т.} = \frac{498}{0,8 \cdot 2} = 311,25 \text{ кВА}.$$

Следовательно, для питания потребителей цеха следует установить одну трансформаторную подстанцию с двумя трансформаторами мощностью 400 кВА.

Количество трансформаторов одной подстанции зависит от категории электроприемников по надежности электроснабжения. В данном курсовом проекте будем считать, что для питания потребителей первой и второй категорий применяются двух трансформаторные подстанции с допустимым коэффициентом загрузки трансформаторов в нормальном режиме $K_{з.д.} = 0,7$ и $K_{з.д.} = 0,8$ соответственно, для питания потребителей третьей категории – однострансформаторные подстанции с $K_{з.д.} = 0,95$.

Количество трансформаторов всех подстанций цеха в общем случае определяется по формуле:

$$N_0 = \frac{P_p}{K_{з.д.} \cdot S_{н.т.}}, \quad (3.4)$$

где P_p - расчетная активная нагрузка цеха от низковольтных потребителей, кВт;

$K_{з.д.}$ - допустимый коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме;

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

Принимается ближайшее большее целое число N трансформаторов.

Из приведенного примера видно, что в каждом отдельном случае выбор трансформаторов цеховых ТП следует проводить, учитывая конкретные условия.

Выбор остальных ТП сведен в таблицу 3.1.

Далее определяем предельную величину реактивной мощности, которую могут пропустить выбранные трансформаторы:

$$Q_{1P} = \sqrt{(n \cdot M \cdot K_{3.д.} \cdot S_{н.т.})^2 - P_P^2}, \quad (3.5)$$

где n - число трансформаторов цеховой трансформаторной подстанции;

P_P - расчетная активная нагрузка цеха (группы цехов), кВт.

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

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{1P} & \text{если } Q_{1P} < Q_P, \\ Q_P, & \text{если } Q_{1P} \geq Q_P \end{cases}. \quad (3.6)$$

где Q_P - расчетная реактивная нагрузка цеха (группы цехов), квар.

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

$$Q_{КУ} = Q_P - Q_1, \quad (3.7)$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах определяются следующим образом:

$$K_{3.т.н} = \frac{\sqrt{P_P^2 + Q_1^2}}{n \cdot S_{н.т.}}, \quad (3.8)$$

$$K_{3.т.п} = \frac{\sqrt{P_P^2 + Q_1^2}}{(n-1) \cdot S_{н.т.}}, \quad (3.9)$$

Для определения расчетной нагрузки предприятия необходимо знать потери активной и реактивной мощности в трансформаторах цеховых ТП. Потери найдем следующим образом:

$$\Delta P_T = N \cdot (\Delta P_{XX} + K_{3.т.н}^2 \cdot \Delta P_{КЗ}) \quad (3.10)$$

					13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		19

$$\Delta Q_T = N \cdot \left(\frac{I_{XX} \%}{100} \cdot S_{H.T.} + K_{3.T.H.}^2 \cdot \frac{U_{K3} \%}{100} \cdot S_{H.T.} \right) \quad (3.11)$$

где N - число трансформаторов, установленных в цехе (группе цехов);
 ΔP_{XX} , ΔP_{K3} , I_{XX} , U_{K3} - паспортные данные трансформаторов из [5].

Пример паспортных данных трансформатора ТМЗ- 1000-10/0,4:

$$\Delta P_{XX} = 1,9 \text{ кВт}; \Delta P_{K3} = 10,8 \text{ кВт}; I_{XX} = 1,2 \% ; U_{K3} = 5,5 \% .$$

Рассчитаем потери активной и реактивной мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_T = 2 \cdot (1,9 + 0,43^2 \cdot 10,8) = 7,75 \text{ кВт} ,$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \left(\frac{1,2\%}{100} \cdot 1000 + 0,43^2 \cdot \frac{5,5\%}{100} \cdot 1000 \right) = 44,11 \text{ квар} ,$$

По такому же методу рассчитываются потери в трансформаторах остальных ТП, результаты расчета сведены в таблицу 3.1.

Выбранные трансформаторные подстанции показаны на генеральном плане комплекса (плакат 1).

По итогам расчетов поучилось 3 типа цеховых трансформаторов: номинальной мощностью 400,630,1000 кВА.

Выводы по разделу три

На основе расчетов из раздела один, была подсчитана предполагаемая мощность трансформаторов. Определены места расположения трансформаторных подстанций и количество трансформаторов в них. Мощность трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций зависит от величины нагрузки электроприемников, их категории по надежности электроснабжения, от размеров площади, на которой они размещены и т. п.

Существует связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора $S_{ЭТ}$ цеховой ТП и плотностью σ электрической нагрузки цеха.

Таблица 3.1 и 3.2

					13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ	Лист
						21
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

4 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ, СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГЛАВНОЙ ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ ЗАВОДА

4.1 Выбор трансформаторов главной понизительной подстанции

Величина напряжения питания главной понизительной подстанции предприятия определяется наличием конкретных источников питания, уровнями напряжений на них, расстоянием от ГПП до этих источников, возможностью сооружения воздушных линий для передачи электроэнергии и другими факторами.

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

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{1 + 0,016 \cdot P_{РП}}, \quad (4.1)$$

где l – длина питающей ГПП линии, $l=7$ км.

$P_{РП}$ – расчетная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП, кВт.

Сборные шины 6-10 кВ ГПП относятся к системе пятого уровня, тогда по методу упорядоченных диаграмм расчетная активная нагрузка предприятия

$$P_{РП} = K_{ОМ} \cdot \left[\sum_{i=1}^m P_{Pi} + \sum_{i=1}^M k_{ИАi} \cdot P_{НОМi} + \sum_{i=1}^L \Delta P_{Ti} \right] + \sum P_{ОСВ}, \quad (4.2)$$

где $K_{ОМ}$ – коэффициент одновременности максимумов;

$\sum_{i=1}^m P_{Pi}^3$ – суммарная расчетная активная мощность узлов системы электроснабжения 3-го уровня, непосредственно питающихся от сборных шин НН ГПП, кВт;

$\sum_{i=1}^M k_{ИАi} \cdot P_{НОМi}$ – суммарная расчетная активная мощность высоковольтных электроприемников, питающихся от сборных шин НН ГПП, кВт

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

$\sum P_{ОСВ}$ – суммарная расчетная активная мощность осветительной нагрузки, включая освещение территории.

Коэффициент одновременности максимумов, является функцией числа присоединений к сборным шинам ГПП и средневзвешенного коэффициента использования по предприятию $K_{ИА}$ и приводится в [3, табл.3];

					13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		22

Число присоединений:

$$n = m + M, \quad (4.3)$$

где m – число трансформаторных подстанций, питающих низковольтную нагрузку (см. табл. 2.1);

M – число высоковольтных электроприемников.

$$n = 4 + 4 = 8,$$

Коэффициент использования по предприятию $K_{ИА}=0,8$ (см. таблицу 1.2), тогда $K_{О.М} = 0,9$.

Остальные величины, входящие в формулу (4.2), берем из таблиц 2.2 и 3.1.

По формуле (4.2):

$$P_{рп} = 0,85 \cdot (4558 + 20225 + 51,50) + 542,8 = 21652 \text{ кВт},$$

Тогда по формуле (4.1):

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{7 + 0,016 \cdot 21652} = 81,54 \text{ кВ},$$

Так как величина полученного напряжения находится между стандартных существующих уровней напряжения 35 кВ и 110 кВ на подстанции энергосистемы, то проводим технико-экономическое сравнение вариантов внешнего электропитания предприятия.

По заданию, нам нужно сравнить какое напряжение ГПП будет более экономичным 35 кВ или 110 кВ. Поэтому, будем параллельно проводить расчет и для 35 кВ и 110 кВ.

Для выбора силовых трансформаторов ГПП необходимо знать полную расчетную нагрузку предприятия:

$$S_{р.п.} = \sqrt{P_{р.п.}^2 + (Q_{эс1} - \Delta Q_{т.ГПП})^2}, \quad (4.4)$$

где $Q_{эс1}$ - экономически целесообразная реактивная мощность, потребляемая предприятием от энергосистемы, квар;

$\Delta Q_{т.ГПП}$ - потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, квар.

Величину экономически целесообразной реактивной мощности найдем по выражению:

$$Q_{эс1} = P_{р.п.} \cdot \text{tg}\phi, \quad (4.5)$$

где $\text{tg}\phi = 0,4$ для сети напряжением 35 кВ;

$\text{tg}\phi = 0,5$ для сети напряжением 110 кВ.

По формуле (4.4) для 35 кВ:

					13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		23

$$Q_{\text{эс1}} = 21652 \cdot 0,4 = 8660 \text{ квар}$$

По формуле (4.4) для 110 кВ:

$$Q_{\text{эс2}} = 21652 \cdot 0,5 = 10826 \text{ квар}$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах можно приближенно оценить по формуле:

$$\Delta Q_{\text{т.ГПП}} = 0,07 \cdot \sqrt{P_{\text{р.п.}}^2 + Q_{\text{эс1}}^2},$$

где $P_{\text{р.п.}} = 21652 \text{ кВт}$ (по формуле 4.2),

$Q_{\text{эс1}} = 8660 \text{ квар}$ для 35кВ

$Q_{\text{эс1}} = 10826 \text{ квар}$ для 110 кВ, (по формуле 4.5);

для 35 кВ:

$$\Delta Q_{\text{т.ГПП}} = 0,07 \cdot \sqrt{21652^2 + 8660^2} = 1632 \text{ квар},$$

для 110 кВ:

$$\Delta Q_{\text{т.ГПП}} = 0,07 \cdot \sqrt{21652^2 + 10826^2} = 1694 \text{ квар}.$$

Итак, расчетная мощность комплекса на 35 кВ по формуле (4.3):

$$S_{\text{р.п.}} = \sqrt{21652^2 + (8660 - 1632)^2} = 23320 \text{ кВА}$$

Расчетная мощность комплекса на 110 кВ по формуле (4.3):

$$S_{\text{р.п.}} = \sqrt{21652^2 + (10826 - 1694)^2} = 24208 \text{ кВА}$$

Принимаем решение об установке двух трансформаторов на ГПП, тогда номинальная мощность каждого трансформатора выбирается из условия:

$$S_{\text{н.т.}} \geq \frac{S_{\text{р.п.}}}{n \cdot K_{\text{з.доп.}}} \quad (4.6)$$

где $n = 2$ – число трансформаторов ГПП;

$K_{\text{з.доп.}} = 0,7$ - допустимый коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме;

Для 35 кВ:

$$S_{\text{н.т.}} \geq \frac{23320}{2 \cdot 0,7} = 16657 \text{ кВА},$$

					13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		24

Для 110 кВ:

$$S_{н.т.} \geq \frac{24208}{2 \cdot 0,7} = 17291 \text{ кВА}$$

Примем к установке два трансформатора типа ТРДНС и ТДН.

Выбранные согласно типы трансформаторов на напряжение 35 и 110 кВ представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Каталожные данные выбранных трансформаторов ГПП

Тип трансформатора	U _{НОМ} ВН, кВ	U _{НОМ} НН, кВ	S _{н.т.} , кВА	ΔP _{XX} , кВт	ΔP _{кз} , кВт	U _{кз} ,%	I _{XX} ,%
ТРДНС-25000/35/10	36,75	10,5	25000	25	115	9,5	0,5
ТДН-25000/110/10	115	11	25000	19	85	10,5	0,7

Выводы по разделу четыре

В данном разделе мы рассчитали необходимую мощность силовых трансформаторов ГПП и приняли её равной 17 МВА.

					13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		25

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

Для технико-экономического сравнения двух вариантов необходимо выполнить предварительные расчеты, которые проведем при номинальной мощности трансформатора 25000 кВА.

5.1 Потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП

Потери активной мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_T = N \cdot \Delta P_{XX} + \frac{1}{N} \cdot \Delta P_{K3} \cdot \left(\frac{S_P}{S_{НОМ}} \right)^2, \quad (5.1)$$

где $N = 2$ - число трансформаторов;

ΔP_{XX} , ΔP_{K3} - по таблице 3.1;

$K_{з.н.}$ - коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме,

$$K_{з.н.} = \frac{S_{р.п.}}{N \cdot S_{н.т.}}, \quad (5.2)$$

где $S_{р.п.} = 23320$ кВА для 35 кВ (по формуле 4.3);

$$K_{з.н.} = \frac{23320}{2 \cdot 25000} = 0,47,$$

$$\Delta P_T = 2 \cdot 25 + \frac{1}{2} \cdot 115 \cdot \left(\frac{23320}{25000} \right)^2 = 100 \text{ кВт},$$

где $S_{р.п.} = 24208$ кВА для 110 кВ (по формуле 4.3);

$$K_{з.н.} = \frac{24208}{2 \cdot 25000} = 0,48,$$

$$\Delta P_T = 2 \cdot 19 + \frac{1}{2} \cdot 85 \cdot \left(\frac{24208}{25000} \right)^2 = 78 \text{ кВт}.$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах:

$$\Delta Q_T = N \cdot \frac{I_{XX} \%}{100} \cdot S_{HT} + \frac{1}{N} \cdot \frac{U_{K3} \%}{100} \cdot \frac{(S_P)^2}{S_{HT}}, \quad (5.3)$$

где $I_{XX} = 0,5 \%$, $U_{K3} = 9,5 \%$ и $I_{XX} = 0,7 \%$, $U_{K3} = 10,5 \%$ по таблице 4.1;

$$\Delta Q_{\tau} = 2 \cdot \frac{0,5}{100} \cdot 25000 + \frac{1}{2} \cdot \frac{9,5}{100} \cdot \frac{23320^2}{25000} = 1283 \text{ квар},$$

$$\Delta Q_{\tau} = 2 \cdot \frac{0,7}{100} \cdot 25000 + \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{24208^2}{25000} = 1580 \text{ квар},$$

Потери электрической энергии в трансформаторах:

$$\Delta W_{\tau} = N \cdot (\Delta P_{\text{xx}} \cdot T_{\Gamma} + K_{\text{з.н.}}^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \tau) \quad (5.4)$$

где $T_{\Gamma} = 8760$ ч - число часов в году;

τ - годовое число часов максимальных потерь.

Определяется по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{м}}}{10^4}\right)^2 \cdot T_{\Gamma} \quad (5.5)$$

где $T_{\text{м}}$ – годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки, $T_{\text{м}} = 6000$ ч/год [4, табл. 2-3];

$$\tau = \left(0,124 + \frac{6000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 4592 \frac{\text{ч}}{\text{год}}$$

Тогда по формуле 5.4, найдем потери электроэнергии для 35 кВ и 110 кВ:

$$\Delta W_{\tau} = 2 \cdot (25 \cdot 8760 + 0,61^2 \cdot 115 \cdot 4592) = 667733 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$\Delta W_{\tau} = 2 \cdot (19 \cdot 8760 + 0,64^2 \cdot 85 \cdot 4592) = 515857 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

5.2 Расчет линии электропередачи от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия

Нагрузка в начале линии:

$$S_{\text{р.л.}} = \sqrt{(P_{\text{р.л.}} + \Delta P_{\tau})^2 + Q_{\text{эс1}}^2}, \quad (5.6)$$

где $P_{\text{р.л.}} = 21652$ кВт (по формуле 4.2)

Для 35 кВ:

$$Q_{\text{эс1}} = 8660 \text{ квар};$$

$$\Delta P_{\text{т}} = 100 \text{ кВт}.$$

Для 110 кВ:

$$Q_{\text{эс2}} = 10826 \text{ квар};$$

$$\Delta P_{\text{т}} = 78 \text{ кВт}.$$

$$S_{\text{р.л.}} = \sqrt{(21652+100)^2 + 8660^2} = 23413 \text{ кВА},$$

$$S_{\text{р.л.}} = \sqrt{(21652+78)^2 + 10826^2} = 24277 \text{ кВА},$$

Расчетный ток одной цепи линии напряжением 35 и 110 кВ:

$$I_{\text{р.л.}} = \frac{S_{\text{р.л.}}}{\sqrt{3} \cdot N \cdot U_{\text{н}}}, \quad (5.7)$$

$$I_{\text{р.л.}} = \frac{23413}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 193 \text{ А},$$

$$I_{\text{р.л.}} = \frac{24277}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 64 \text{ А}.$$

Ток в послеаварийном режиме (вся нагрузка протекает по одной линии):

$$I_{\text{п}} = 2 \cdot I_{\text{р.л.}}, \quad (5.8)$$

$$I_{\text{п}} = 2 \cdot 193 = 386 \text{ А},$$

$$I_{\text{п}} = 2 \cdot 64 = 128 \text{ А},$$

Сечение проводов линии находим по экономической плотности тока. Согласно [2, табл. 2-35] $j_{\text{э}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$, тогда:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р.л.}}}{j_{\text{э}}}, \quad (5.9)$$

					13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		28

$$F_3 = \frac{193}{1,1} = 175,5 \text{ мм}^2,$$

$$F_3 = \frac{64}{1,1} = 57,9 \text{ мм}^2.$$

Однако по условиям короны минимальное сечение провода ВЛ составляет 70 мм². Выбираем два варианта провода марки АС: 185/29 и 70/11. Длительно допустимый ток для выбранных проводов $I_{\text{доп}} = 510 \text{ А}$ и $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$.

Погонные параметры АС-185/29: $r_0 = 0,118 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,406 \text{ Ом/км}$,

Погонные параметры АС-70/11: $r_0 = 0,422 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,444 \text{ Ом/км}$.

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta W_{\text{л}} = N \cdot (3 \cdot I_{\text{р.л.}}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau) \cdot 10^{-3}, \quad (5.10)$$

где $l = 7 \text{ км}$; $\tau = 4592 \frac{\text{ч}}{\text{год}}$; $I_{\text{р.л.}} = 193 \text{ А}$; $I_{\text{р.л.}} = 64 \text{ А}$.

Потери мощности в линии 35 кВ:

$$\Delta W_{\text{л}} = 2 \cdot (3 \cdot 254^2 \cdot 0,118 \cdot 7 \cdot 4592) \cdot 10^{-3} = 1143452 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Потери мощности в линии 110 кВ:

$$\Delta W_{\text{л}} = 2 \cdot (3 \cdot 83,8^2 \cdot 0,422 \cdot 7 \cdot 4592) \cdot 10^{-3} = 330353 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

5.3 Расчет токов короткого замыкания

Для выбора коммутационной аппаратуры необходимо рассчитать токи короткого замыкания в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы, а также вводах ГПП.

Рассчитаем токи короткого замыкания на напряжении 35 и 110 кВ. Исходная схема питания предприятия и схема замещения для расчета токов короткого замыкания приведены на рисунке 5.1.

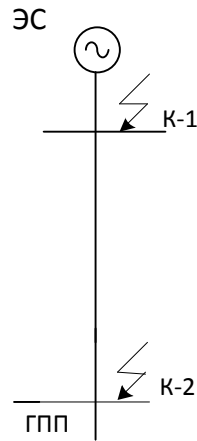


Рисунок 5.1 – Схема расчета токов короткого замыкания

Определим параметры схемы замещения. Примем базисную мощность $S_B = 1000$ МВА, базисное напряжение $U_B = 37$ кВ и $U_B = 115$ кВ.

Сопротивление системы в относительных единицах:

$$x_{c*} = \frac{S_B}{S_{кз}}, \quad (5.11)$$

где $S_{кз} = 930$ и 3800 - мощность короткого замыкания на шинах подстанции энергосистемы, для напряжения 35 и 110кв соответственно МВА;

для 35 кВ:

$$x_{c*} = \frac{1000}{930} = 1,08.$$

для 110 кВ:

$$x_{c*} = \frac{1000}{3800} = 0,26,$$

Сопротивления воздушных линий:

$$x_{л*} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_B}{U_B^2}, \quad (5.12)$$

где $x_0 = 0,406$ Ом/км для АС –185/29 и $x_0 = 0,444$ Ом/км для АС–70/11 ([3], табл. 3.8); длина линии от предприятия до подстанции энергосистемы $l = 7$ км;

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

13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ

Лист
30

для 35 кВ:

$$x_{л*} = \frac{0,406 \cdot 7 \cdot 1000}{37^2} = 2,07,$$

для 110 кВ:

$$x_{л*} = \frac{0,444 \cdot 7 \cdot 1000}{115^2} = 0,23,$$

Ток короткого замыкания в точке K_1 (периодическую составляющую $I_{пт}$ принимаем постоянной в течение всего процесса короткого замыкания):

$$I_{к1} = I_{пт} = I_{п0} = \frac{I_B}{x_{c*}} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot x_{c*}}$$

для 35 кВ:

$$I_{к1} = I_{пт} = I_{п0} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 1,08} = 14,51 \text{ кА},$$

для 110 кВ:

$$I_{к1} = I_{пт} = I_{п0} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,26} = 19,08 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{к1}, \quad (5.13)$$

где $k_y = 1,61$ - ударный коэффициент ([5], табл. 5-4);

для 35 кВ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 14,51 = 33 \text{ кА},$$

для 110 кВ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 19,08 = 43,38 \text{ кА}.$$

Найдем ток короткого замыкания в точке K_2 .

Суммарное сопротивление:

$$x_2 = x_{c*} + x_{л*}, \quad (5.14)$$

для 35 кВ:

					13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		31

$$x_2 = 1,08 + 2,07 = 3,15,$$

для 110 кВ:

$$x_2 = 0,26 + 0,23 = 0,49,$$

Ток короткого замыкания в точке К₂:

$$I_{K2} = I_{пт} = I_{п0} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot x_2}, \quad (5.15)$$

для 35 кВ:

$$I_{K2} = I_{пт} = I_{п0} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 3,15} = 4,96 \text{ кА},$$

для 110 кВ:

$$I_{K2} = I_{пт} = I_{п0} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,49} = 10,19 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{K2}$$

где $k_y = 1,61$ - ударный коэффициент ([5], табл. 5-4);

для 35 кВ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 4,96 = 11,28 \text{ кА},$$

для 110 кВ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 10,19 = 23,16 \text{ кА}.$$

5.4 Выбор коммутационной аппаратуры в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП

Выключатели выбираем по следующим параметрам:

1) по номинальному напряжению:

2)

$$u_{ном} \geq u_{уст}, \quad (5.16)$$

где $u_{уст}$ - величина установившегося напряжения

2) по номинальному току:

					13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		32

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.уст}}, \quad (5.17)$$

где $I_{\text{раб.уст}}$ – рабочий ток выключателя при наиболее тяжелом режиме работы.

Рассчитаем ток при тяжелом режиме работы для 35 кВ и 110 кВ по формуле:

$$I_{\text{раб.уст}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т.}}^{\text{ГПП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (5.18)$$

для 35 кВ:

$$I_{\text{раб.уст}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 546,14 \text{ А},$$

для 110 кВ:

$$I_{\text{раб.уст}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 175,7 \text{ А},$$

3) по номинальному току отключения:

$$I_{\text{ном.отк.}} \geq I_{\text{П,т}}, \quad (5.19)$$

где $I_{\text{ном.отк}}$ - номинальный ток отключения выключателя, кА;

$I_{\text{П,т}}$ - действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя τ .

Согласно полученным результатам выбираем к установке выключатели типа ВГБЭ-35-12,5/630 для 35 кВ и ВГБУ-110А-40/2000 для 110 кВ [6].

Проверяем выключатель на способность отключения аperiodической составляющей тока короткого замыкания:

$$i_{\text{А,ном}} \geq i_{\text{А,т}}, \quad (5.20)$$

где $i_{\text{А,т}}$ - амплитудное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя τ .

Определяется по формуле:

$$i_{\text{А,т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П0}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\Lambda}}} \quad (5.21)$$

					13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		33

где T_A - постоянная времени затухания аperiodической составляющей, для установок напряжением выше 1000 В [4, с.119] $T_A = 0,02$ с;

T_d - время от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов. Определяется по формуле:

$$T_d = t_{P3,MIN} + t_{C.B.}, \quad (5.22)$$

где $t_{P3,MIN}$ - минимально возможное время срабатывания релейной защиты, $t_{P3,MIN} = 0,01$ с;

$t_{C.B.}$ - собственное время отключения выключателя, с;

$$T_d = 0,01 + 0,05 = 0,06$$

Значение аperiodической составляющей по формуле (5.21)

Для 35 кВ:

$$i_{A,\tau} = \sqrt{2} \cdot 4,96 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,02}} = 0,35 \text{ кА.}$$

Для 110 кВ:

$$i_{A,\tau} = \sqrt{2} \cdot 10,19 \cdot e^{\frac{-0,05}{0,05}} = 5,3 \text{ кА.}$$

В каталоге на выключатель [6] задается допустимое относительное содержание аperiodической составляющей тока в токе отключения:

$$\beta_{НОМ} = \frac{i_{A,НОМ}}{\sqrt{2} \cdot I_{НОМ.ОТК}} \cdot 100\%, \quad (5.23)$$

Из формулы (5.20) можем выразить номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ , используемое в выражении (5.20):

$$i_{A,НОМ} = \sqrt{2} \cdot I_{НОМ.ОТК} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{НОМ}}{100}\right), \quad (5.24)$$

где $I_{НОМ.ОТК} = 12,5$ кА и $I_{НОМ.ОТК} = 40$ кА каталожные данные выключателя;

$$i_{A,НОМ} = \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right) = 20,3 \text{ кА,}$$

$$i_{A,НОМ} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right) = 65,05 \text{ кА.}$$

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

13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ

Лист

34

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{П,0}}, \quad (5.25)$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (5.26)$$

Проверка выключателя на термическую стойкость:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}, \quad (5.27)$$

где $I_{\text{тер}}$ - ток термической стойкости выключателя, определяется по каталогу, кА;
 $t_{\text{тер}}$ - длительность протекания тока термической стойкости, определяется по каталогу, с;

$B_{\text{к}}$ - тепловой импульс тока короткого замыкания, пропорциональный количеству тепловой энергии, выделенной за время короткого замыкания.

Определяется по формуле:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{П,0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_{\text{А}}) \quad (5.28)$$

где $I_{\text{П0}} = 4,96$ кА, $T_{\text{А}} = 0,03$ с и $I_{\text{П0}} = 10,19$ кА, $T_{\text{А}} = 0,05$ с;

$t_{\text{отк}}$ - время от начала короткого замыкания до его отключения, с.

Определяется по формуле:

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{с.в.}}, \quad (5.29)$$

где $t_{\text{рз}} = 0,01$ с, $t_{\text{с.в.}} = 0,04$ с;

$$t_{\text{отк}} = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с.}$$

Тепловой импульс по формуле (5.28).

для 35 кВ:

$$B_{\text{к}} = 4,96^2 \cdot (0,06 + 0,02) = 2,71 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

для 110 кВ:

$$B_{\text{к}} = 10,19^2 \cdot (0,05 + 0,05) = 7,26 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Результаты выбора и проверки выключателей приведены в таблице 5.1 и 5.2

Таблица 5.1 – Выбор выключателей и разъединителей схемы внешнего электро-снабжения на напряжении 35 кВ

Расчётные данные		Каталожные данные		
		Выключатель ВГБЭ-35-12,5/630		Разъединитель РДЗ - 35 – 1000 Привод ПР – У1
U, кВ	35,0	U _{ном} , кВ	35,00	35
I _{раб.утяж} , А	546,14	I _{ном} , А	630	1000
I _{п.о} =I _{п,т} ,кА	4,96	I _{откл} , кА	12,5	-
I _{ат} , кА	0,35	i _{а ном} , кА	20,33	-
I _{уд} , кА	11,28	i _{дин} , кА	26	63
Вк, кА ² · с	2,71	I _{терм} ² *t _{терм}	468	2500

Таблица 5.2 – Выбор выключателей и разъединителей схемы внешнего электро-снабжения на напряжении 110 кВ

Расчётные данные		Каталожные данные		
		Выключатель ВГБУ-110П-40/2000		Разъединитель РДЗ - 110 – 1000 Привод ПР – У1
U, кВ	110,0	U _{ном} , кВ	110	110
I _{раб.утяж} , А	175,72	I _{ном} , А	2000	1000
I _{п.о} =I _{п,т} ,кА	10,19	I _{откл} , кА	40	-
I _{ат} , кА	5,3	i _{а ном} , кА	65,05	-
I _{уд} , кА	23,16	i _{дин} , кА	40	80
Вк, кА ² · с	7,26	I _{терм} ² *t _{терм}	4800	2977

Выключатели в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП принимаются одного типа.

Разъединители выбираются по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению:

$$u_{\text{ном}} \geq u_{\text{уст}}, \quad (5.30)$$

2) по номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.ут.}}, \quad (5.31)$$

3) проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (5.32)$$

4) проверка на термическую стойкость:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}, \quad (5.33)$$

Выбираем разъединители по каталогу [2], каталожные данные представлены в таблице 5.1 и 5.2.

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные трансформаторов тока [3] представлены в таблице 3.4.

Для защиты трансформаторов от перенапряжений в питающей сети устанавливаем ОПН-У-110/77, в нейтраль силового трансформатора включаем ОПН-У-110/56. Также трансформатор тока нулевой последовательности ТФЗМ-35.

5.5 Технико-экономическое сравнение вариантов внешнего электроснабжения

Наиболее экономичный вариант внешнего электроснабжения определяем по результатам сравнения годовых приведенных затрат, которые определяются по выражению:

$$Z = \sum_{i=1}^n E_i K_i + C_{\text{э}} + Y, \text{ тыс.руб./год}, \quad (5.34)$$

где E_i - общие ежегодные отчисления от капитальных вложений, являющиеся суммой нормативного коэффициента эффективности $E_n = 0,12$, отчислений на амортизацию E_{ai} , отчисления расходов на обслуживание E_{oi} :

$$E_i = E_n + E_{ai} + E_{oi}, \quad (5.35)$$

В данной работе будут рассматриваться два варианта с одинаковой надежностью, поэтому показатель Y из расчетов мы исключаем.

Сумма капитальных затрат на элемент системы электроснабжения находится по формуле:

$$K_i = K_{\text{справ}} \cdot K_{\text{дефл}} \cdot K_{\text{НДС}}, \quad (5.36)$$

где $K_{\text{справ}}$ - капитальные затраты на элемент СЭС, приведенные в справочной литературе в базисном уровне цен по состоянию на 2016 г;

$K_{\text{дефл}}$ - коэффициент дефляции, учитывающие отличие текущих цен от базисного уровня цен. Принимаем $K_{\text{дефл}} = 3,74$;

$K_{\text{НДС}}$ - коэффициент, включающий НДС в капитальные затраты на оборудование: $K_{\text{НДС}} = 1,18$.

Ячейка выключателя

Количество ячеек- 4, т.е. 2 выключателя на отходящих линиях подстанции энергосистемы и на вводе ГПП 2 выключателя. Стоимость ячейки элегазового выключателя согласно [17]- $K_{справ}=300$ тыс. руб. для 35 кВ и $K_{справ}=1000$ тыс. руб. для 110 кВ

По формуле (5.36):

$$K1 = 300 \cdot 3,74 \cdot 1,18 = 1323,96 \text{ тыс. руб.}$$

$$K2 = 1000 \cdot 3,74 \cdot 1,18 = 4413,2 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитаем годовые затраты в двух вариантах:

$$E \cdot K1 = 4 \cdot 0,2 \cdot 1323,96 = 1021,36 \text{ тыс. руб.}$$

$$E \cdot K2 = 4 \cdot 0,2 \cdot 4413,2 = 3406,9 \text{ тыс. руб.}$$

Ячейка трансформатора

Количество ячеек – 2 (2 трансформатора на ГПП). Стоимость ячейки трансформатора мощностью 25 МВа с высшим напряжением 35 и 110 кВ согласно [17] – $K_{справ}=6640$ тыс. руб. и $K_{справ}= 7553$ тыс. руб.

По формуле (5.36):

$$K1 = 6640 \cdot 4,28 \cdot 1,18 = 33534,65 \text{ тыс. руб.}$$

$$K2 = 7553 \cdot 4,28 \cdot 1,18 = 33326,84 \text{ тыс. руб.}$$

Примем $E = 0,2$.

Годовые затраты:

$$E \cdot K1 = 2 \cdot 0,2 \cdot 33534,65 = 13413,86 \text{ тыс. руб.}$$

$$E \cdot K2 = 2 \cdot 0,2 \cdot 33326,84 = 13330,4 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость потерь электроэнергии в трансформатор

$$C_{э} = \Delta W \cdot C'_0, \quad (5.37)$$

где C'_0 - удельная стоимость потерь электроэнергии.

$$\text{Для 35 кВ } C'_0 = 3,9 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}} \text{ и для 110 кВ } C'_0 = 3,95 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}.$$

Для трансформатора:

$$C_{эТ} = 667733 \cdot 3,9 \cdot 10^{-3} = 2604 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{\text{эт}} = 515857 \cdot 3,95 \cdot 10^{-3} = 2037 \text{ тыс. руб.}$$

Воздушные линии 35 и 110 кВ

Длина ВЛ–7 км. Стоимость строительства одного километра двухцепной линии [17] : $k_{\text{справ0}} = 687,5 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{км}}$; $k_{\text{справ0}} = 971,5 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{км}}$;

$$K_{\text{справ}} = k_{\text{справ0}} \cdot l = 687,5 \cdot 7 = 4812,5 \text{ тыс. руб.},$$
$$K_{\text{справ}} = k_{\text{справ0}} \cdot l = 971,5 \cdot 7 = 6800,5 \text{ тыс. руб.}$$

По (5.36):

$$K = 4812,5 \cdot 3,78 \cdot 1,18 = 21465,6 \text{ тыс. руб.},$$

$$K = 6800,5 \cdot 3,78 \cdot 1,18 = 30332,9 \text{ тыс. руб.},$$

Согласно [7]: $E_a = 0,03$; $E_o = 0,004$.

По формуле (5.35):

$$E = 0,12 + 0,03 + 0,004 = 0,154.$$

Годовые затраты:

$$E \cdot K = 0,154 \cdot 21465,6 = 3305,7 \text{ тыс. руб.}$$

$$E \cdot K = 0,154 \cdot 30332,9 = 4671,2 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость потерь электроэнергии в ВЛ:

$$C_{\text{эл}} = 1143452 \cdot 3,9 \cdot 10^{-3} = 4459 \text{ тыс. руб}$$

$$C_{\text{эл}} = 330353 \cdot 3,95 \cdot 10^{-3} = 1304 \text{ тыс. руб}$$

Сведем результаты расчетов годовых приведенных затрат для схемы внешнего электроснабжения напряжением 35 и 110 кВ в таблицу 5.3 и 5.4.

					13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		39

Таблица 5.3 – Результат годовых приведенных затрат для сети 35 кВ

Наименование оборудования	Единица измерения	Кол-во	Стоимость единицы, тыс, руб	К, тыс. руб	Е	К·Е, тыс. руб	ΔW, кВт·ч	Сэ тыс. руб
Ячейка выключателя	шт.	4,0	1323,9	5295,6	0,2	1021,3	-	-
Ячейка трансформатора	шт.	2,0	33534	67060	0,2	13412	667733	2604
ВЛ 35 кВ	км	7	21465	150255	0,15	23139	1143452	4459
Итого						37572	1811185	7063

Таблица 5.5 – Результат годовых приведенных затрат для сети 110 кВ

Наименование оборудования	Единица измерения	Кол-во	Стоимость единицы, тыс, руб	К, тыс. руб	Е	К·Е, тыс. руб	ΔW, кВт·ч	Сэ тыс. руб
Ячейка выключателя	шт.	4,0	4413	17652	0,2	3530	-	-
Ячейка трансформатора	шт.	2,0	33326	66652	0,2	13330	515857	2037
ВЛ 110 кВ	км	7	30332	212324	0,15	32697	330353	1304
Итого						49557	846210	3341

По формуле (5.34):

$$З = (1021,3 + 13412 + 23139) + (2604 + 4459) = 45745 \text{ тыс. руб}$$

$$З = (3530 + 13330 + 32697) + (2037 + 1304) = 52898 \text{ тыс. руб}$$

Результаты расчётов показали, что приведенные затраты по варианту для сети 110 кВ превышают приведенные затраты по варианту для сети 35 кВ на 15%

Исходя из результатов технико-экономического сравнения, выбираем питающее напряжение 110 кВ. Дальнейшие расчеты будем делать, основываясь на выбранном напряжении.

Выводы по разделу пять

По имеющимся исходным данным, был произведен экономический расчет вариантов внешнего питания 35 или 110 кВ. Были рассчитаны варианты установки трансформаторов двух типов, включая оборудование необходимое для надежной работы.

					13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		41

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

6.1 Выбор напряжения

Выбор величины напряжения распределительных сетей предприятия зависит от величин нагрузок на напряжениях 6 и 10 кВ. Критерием выбора являются технико-экономические показатели, учитываются приведенные затраты двух вариантов электроснабжения.

Согласно “Инструкции по проектированию электроснабжения промышленных предприятий. СН 174-75” [9] для распределительных сетей следует применять, как правило, напряжение 10 кВ. Так как отсутствует нагрузка на напряжение 6 кВ, принимаем напряжение внутреннего электроснабжения предприятия 10 кВ. А также выберем и проверим кабели.

6.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия

Для электроснабжения выбрана радиальная схема электроснабжения, т.к. при данном варианте сохраняется высокая надежность, а также удобство эксплуатации.

6.3 Конструктивное выполнение электрической сети

Выбор способа распределения электроэнергии зависит от величины электрических нагрузок, 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. Поскольку грунт предприятия имеет среднюю коррозионную активность, необходимо учесть наличие блуждающих токов в грунте, так же присутствуют колебания и растягивающие усилия, то для прокладки в траншее выбираем кабели типа ААШв. [10, раздел 14].

6.4 Расчет питающих линий

Сечение кабелей напряжением 10 кВ определяется по экономической плотности тока и проверяем по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий прокладки, по току перегрузки, потери напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам короткого замыкания. Все результаты расчетов приведены в таблице 6.1.

В качестве примера проведем расчет кабельной линии от ГПП до ТПП.

					13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		42

Расчетный ток в кабельной линии в нормальном режиме:

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

где $S_{p.k}$ - мощность, передаваемая по кабельной линии в нормальном режиме, кВА.

При питании двухтрансформаторной подстанции - расчетная нагрузка, приходящаяся на один трансформатор, с учетом потерь.

По формуле 6.1:

$$I_{p.k} = \frac{1025}{\sqrt{3} \cdot 10} = 59 \text{ А}.$$

Сечение кабельной линии, определяемое по экономической плотности тока:

$$F_3 = \frac{I_{p.k}}{j_3}, \quad (6.2)$$

где $j_3 = 1,1$ - экономическая плотность тока для кабелей с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами при числе часов использования максимума нагрузки $T_M = 7100$ ч/год [3, табл. 3.36];

$$F_3 = \frac{59}{1,1} = 54 \text{ мм}^2.$$

Выбираем кабель типа ААШв (3х50), длительно допустимый ток согласно [3] $I_{доп} = 140$ А.

Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки рассчитывается по формуле:

$$I'_{доп} = K_{п} \cdot K_t \cdot I_{доп}, \quad (6.3)$$

где $K_{п}$ - поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [3, табл. 3.53], в данном случае $K_{п} = 0,92$ при двух кабелях, лежащих в земле;

K_t - поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [3, табл.1.3.3], при прокладке кабелей в земле и нормированной температуре алюминиевых жил с бумажной изоляцией 60°C [3, табл. 3.43] и температуре воздуха $36,2^{\circ}\text{C}$ $K_t = 0,95$;

$$I'_{доп} = 0,95 \cdot 0,92 \cdot 140 = 122 \text{ А},$$

Проверим кабель по допустимому току в нормальном режиме работы:

					13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		43

$$I'_{\text{доп}} \geq I_{\text{р.к}} \quad (6.4)$$

где $I_{\text{р.к}} = 15 \text{ А}$ по формуле 4.1;

$$I'_{\text{доп}} = 122 \text{ А} \geq I_{\text{р.к}} = 59 \text{ А},$$

Послеаварийным режим кабельной линии, при котором выходит из строя одна из двух кабельных линий, питающих потребители первой и второй категорий. При данном режиме нагрузка на линию, то есть

$$I_{\text{ав}} = 2 \cdot I_{\text{р.к}}, \quad (6.5)$$

$$I_{\text{ав}} = 2 \cdot 59 = 118 \text{ А},$$

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I'_{\text{ав}} = K_{\text{ав}} \cdot I'_{\text{доп}}, \quad (6.6)$$

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

$$K_3 = \frac{I_{\text{р.к}}}{I'_{\text{доп}}} \quad (6.7)$$

$$K_3 = \frac{118}{140} = 0,84$$

Тогда $K_{\text{ав}} = 1,35$

$$I'_{\text{ав}} = 1,35 \cdot 140 = 189 \text{ А},$$

Осуществим проверку по току перегрузки:

$$I'_{\text{ав}} \geq \frac{I_{\text{ав}}}{n_{\text{к}}} \quad (6.8)$$

$$I'_{\text{ав}} = 189 \text{ А} \geq \frac{I_{\text{ав}}}{n_{\text{к}}} = \frac{118}{2} = 59 \text{ А}.$$

Выбранный кабель проходит по все необходимым условиям для выбора кабеля.

Потеря напряжения в кабельной линии в послеаварийном режиме определяется по формуле:

					13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		44

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot l + Q_p \cdot x_0 \cdot l}{U_n^2} \cdot 100\%, \quad (6.9)$$

$$U_{\text{доп}} \leq 5\%$$

где P_p , Q_p – расчетные активная и реактивная нагрузки кабеля в послеаварийном режиме;

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

Результаты расчета остальных кабельных линий представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Расчет кабельных линий

Конечные пункты КЛ	P_p , кВт	Q_p , квар	$S_{p.k.}$, кВА	$I_{p.k.}$, А	$F_э$, мм ²	$F_{т.е.}$, мм ²	Тип и кол-во кабелей	Способ прокладки
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ГПП - ТП1	858	558	1025	59	54	50	2хААШв	в траншее
ТП1 - РПН1	91	80	122	176	160	150	2хААШв	в траншее
ГПП-ТП2	729	415	842	49	44	50	2хААШв	в траншее
ТП2-РПН2	64	63	90	130	93	95	2хААШв	в траншее
ГПП-ТП3	727	452	856	49	45	50	2хААШв	в траншее
ГПП-ТП4	498	388	631	36	33	50	2хААШв	в траншее
ГПП-ТП5	728	453	857	50	45	50	2хААШв	в траншее
ГПП-ТП6	1 235	969	1 570	91	65	70	2хААШв	в траншее
ТП5-РПН3	124	132	181	131	94	120	2хААШв	в траншее

Продолжение таблица 6.1

Конечные пункты КЛ	Нагрузка на кабель, А		Iдоп, А	Кп, о.е.	Кт, о.е.	Гдоп, А
	норм	п/а				
1	10	11	12	13	14	15
ГПП - ТП1	59	118	140	0,92	0,95	122
ТП1 - РПН1	176	352	305	0,92	0,95	267
ГПП-ТП2	49	97	140	0,92	0,95	122
ТП2-РПН2	130	259	220	0,92	0,95	192
ГПП-ТП3	49	99	140	0,92	0,95	122
ГПП-ТП4	36	73	140	0,84	0,95	112
ГПП-ТП5	50	99	140	0,95	0,95	126
ГПП-ТП6	91	181	165	0,92	0,95	144
ТП5-РПН3	131	262	220	0,92	0,95	192

Продолжение таблицы 6.1

Конечные пункты КЛ	$\Gamma_{ав}, А$	$r_0, Ом/км$	$x_0, Ом/км$	L, км	$\Delta U, \%$
1	16	17	18	19	20
ГПП - ТП1	165	0,620	0,090	0,200	0,058
ТП1 - РПН1	360	0,206	0,081	0,050	0,001
ГПП-ТП2	165	0,620	0,090	0,100	0,024
ТП2-РПН2	260	0,326	0,083	0,070	0,001
ГПП-ТП3	165	0,620	0,090	0,150	0,037
ГПП-ТП4	151	0,620	0,090	0,050	0,009
ГПП-ТП5	171	0,620	0,090	0,200	0,049
ГПП-ТП6	195	0,443	0,086	0,250	0,079
ТП5-РПН3	260	0,258	0,081	0,125	0,003

Выводы по разделу шесть

Произведен расчет и выбор кабельных линий, отходящих от ГПП к ТП, от ТП к РПН. Так же мы выбрали сечение, марку кабеля, количество проводов и способ их прокладки. Произведена проверка выбранных кабелей на термическую стойкость.

7 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В данном разделе производится расчёт максимальных значений токов короткого замыкания в сетях напряжением до и выше 1000 В с целью проверки на термическую, электродинамическую стойкость электрооборудования, проверка кабельных линий по условиям термической стойкости.

Мощность короткого замыкания в месте присоединения линии, питающей главную понизительную подстанцию значительно больше мощности потребляемой предприятием, поэтому допускается принимать периодическую составляющую тока короткого замыкания от энергосистемы неизменной во времени: $I_k = I_{n.o} = I_{n.t}$.

Расчет токов короткого замыкания произведем для 1 секции сборных шин.

Для выбора электрооборудования СЭС предприятия производим расчет токов короткого замыкания в следующих точках:

К-1 и К-2 – в схеме внешнего электроснабжения;

К-3 – в распределительном устройстве напряжением 10 кВ ГПП;

К-4 – в электрической сети напряжением 0,4 кВ электроремонтного цеха, для которого был выше подробно произведен расчет электрических нагрузок.

Расчет токов короткого замыкания в точках К-1 и К-2 проводился в разделе «Технико-экономическое обоснование схемы внешнего электроснабжения предприятия».

7.1 Расчёт тока короткого замыкания в точке К3

Полное сопротивление трансформатора находится по формуле:

$$Z_T = \frac{u_{R\%}}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{T.НОМ}}; \quad (7.1)$$
$$Z_T = \frac{9,5\%}{100\%} \cdot \frac{1000}{25} = 3,8 \text{ мОм}$$

Энергосистема участвует в подпитке тока короткого замыкания в точке К3, при этом для энергосистемы $E_C=1$, тогда результирующее сопротивление от энергосистемы до точки К3:

$$X_{\Sigma C} = X_C + X_{л} + X_T; \quad (7.2)$$

$$X_{\Sigma C} = 1,08 + 2,07 + 3,8 = 6,95 \text{ мОм}$$

Синхронные двигатели:

На схеме замещения синхронный двигатель заменяем $E_C=1,1$. К 1-й секции сборных шин 10 кВ подключены четыре группы синхронных двигателей.

Группа синхронных двигателей – СД 1000:

					13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		47

Суммарное сопротивление всех двигателей:

$$X_{\text{СДЭ}} = X_d'' \cdot \frac{S_6}{N_{\text{СД}} \cdot S_{\text{н.СД}}} = X_d'' \cdot \frac{S_6 \cdot \cos \varphi}{N_{\text{СД}} \cdot P_{\text{н.СД}}}; \quad (7.3)$$

$$X_{\text{СДЭ}} = 0,143 \cdot \frac{1000 \cdot 0,85}{12 \cdot 1} = 10,12 \text{ МОм.}$$

где $\cos \varphi = 0,85$ - коэффициент мощности;

$$X_d'' = 0,14;$$

$N_{\text{СД}} = 12$ - количество синхронных двигателей

Суммарное сопротивление кабельных линий от ГПП до СД:

$$X_{\text{КЛСДЭ}} = x_0 \cdot L_{\text{КЛСДЭ}} \cdot \frac{S_6}{N_{\text{КЛСДЭ}} \cdot U_6^2} \quad (7.4)$$

$$X_{\text{КЛСДЭ}} = 0,443 \cdot 0,5 \cdot \frac{1000}{12 \cdot 10,5^2} = 0,167 \text{ МОм}$$

Суммарное сопротивление:

$$X_{\text{ΣСС1000}} = X_{\text{СДЭ}} + X_{\text{КЛСДЭ}} \quad (7.5)$$

$$X_{\text{ΣСС1000}} = 10,12 + 0,167 = 10,28 \text{ МОм}$$

Начальные значения сверхпереходного тока для каждой ветви:

$$I_{\text{С/0/}}'' = \frac{E_C \cdot I_6}{X_{\text{ЭС}}} = \frac{E_C \cdot S_6}{X_{\text{ЭС}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{СР}}} \quad (7.6)$$

$$I_{\text{С/0/}}'' = \frac{1 \cdot 1000}{6,95 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 7,92 \text{ кА};$$

Для СД 1000:

$$I_{\text{СДД1000/0/}}'' = \frac{E_{\text{СД}} \cdot S_6}{X_{\text{ΣССД40}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{СР}}} \quad (7.7)$$

$$I_{\text{СДД1000/0/}}'' = \frac{1,1 \cdot 1000}{10,28 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,89 \text{ кА};$$

Тогда ток короткого замыкания в точке КЗ:

$$I_{\text{КЗ}} = I_{\text{С/0/}}'' + I_{\text{СДД1000/0/}}'' \quad (7.8)$$

$$I_{\text{КЗ}} = 7,92 + 5,89 = 13,81 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ определяется по формуле:

					13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ	Лист
						48
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

$$i_{удкз} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{кз} \quad (7.9)$$

$$i_{удкз} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 13,81 = 33,1 \text{ кА};$$

Мощность короткого замыкания:

$$S_{кз.ст.}^{кз} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_{кз} \quad (7.10)$$

$$S_{кз.ст.}^{кз} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 13,81 = 250,85 \text{ МВА.}$$

Проведем аналогичные расчеты для группы синхронных двигателей – СД 1250 :

Суммарное сопротивление всех двигателей определим по формуле (7.3)

$$X_{сдсд} = 0,143 \cdot \frac{1000 \cdot 0,9}{10 \cdot 1,25} = 10,29 \text{ МОм}$$

Суммарное сопротивление кабельных линий от ГПП до СД определим по формуле (7.4):

$$X_{клсдсд} = 0,443 \cdot 0,5 \cdot \frac{1000}{10 \cdot 10,5^2} = 0,2 \text{ МОм}$$

Суммарное сопротивление определим по формуле (7.5):

$$X_{сссд1250} = 10,29 + 0,2 = 10,49 \text{ МОм}$$

Начальные значения сверхпереходного тока для каждой ветви определим по формуле (7.6):

$$I_{с0/}'' = \frac{1 \cdot 1000}{6,95 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 7,92 \text{ кА}$$

Для СД 1250:

$$I_{сдд1250/0}'' = \frac{1,1 \cdot 1000}{10,49 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,77 \text{ кА}$$

Тогда ток короткого замыкания в точке КЗ определим по формуле (7.8):

$$I_{кз} = 7,92 + 5,77 = 13,69 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ определяется по формуле (7.9):

$$i_{удкз} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 13,69 = 32,81 \text{ кА};$$

Мощность короткого замыкания определим по формуле (7.10):

$$S_{K3.ст.}^{K3} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 13,69 = 248,67 \text{ МВА.}$$

7.2 Расчёт тока короткого замыкания в точке К4

При определении тока короткого замыкания в точке К4 в качестве источника рассматривается только энергосистема. По току короткого замыкания точки К4 производится выбор вводных и секционных автоматических выключателей, устанавливаемых на стороне низшего напряжения данной трансформаторной подстанции.

Активное и индуктивное сопротивление трансформатора электроремонтного цеха ТМЗ-400/10 с вторичным напряжением 0,4 кВ принимаем из справочной литературы [5], тогда

$$R_T = 23,5 \text{ Ом,}$$

$$X_T = 126 \text{ Ом.}$$

Активное и индуктивное сопротивление кабельных линий приводим к $U=0,4$ кВ:

$$R_{кЛ} = r_0 \cdot L_{кЛ} \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ВН}}; \quad (7.11)$$

$$X_{кЛ} = x_0 \cdot L_{кЛ} \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ВН}}; \quad (7.12)$$

$$R_{кЛ} = 0,62 \cdot 0,05 \cdot 1000 \cdot \frac{0,4}{10} = 1,24 \text{ Ом,}$$

$$X_{кЛ} = 0,09 \cdot 0,05 \cdot 1000 \cdot \frac{0,4}{10} = 0,18 \text{ Ом.}$$

Значения сопротивлений автоматических выключателей находим из справочной литературы (5) по току $I_{НОМ}$:

$$I_{НОМ} = \frac{1,4 \cdot S_{ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{СР}} \quad (7.13)$$

$$I_{НОМ} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 809 \text{ А}$$

Суммарное активное сопротивление всех элементов сети, по которым протекает ток $I_{К4}$:

$$R_{\Sigma} = R_{кЛ} + R_T + R_A; \quad (7.14)$$

$$R_{\Sigma} = 1,24 + 23,5 + 0,14 = 24,88 \text{ Ом.}$$

					13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		50

Суммарное индуктивное сопротивление всех элементов сети, по которым протекает ток I_{K4} :

$$X_{\Sigma} = X_{KЛ} + X_T + X_A;$$

$$X_{\Sigma} = 0,18 + 126 + 0,08 = 126,26 \text{ Ом.}$$

Тогда ток короткого замыкания в точке К4 рассчитывается по формуле:

$$I_{K4} = \frac{U_{CP}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}};$$

$$I_{K4} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{24,88^2 + 126,26^2}} = 1,79 \text{ кА.}$$

$$i_{yDK4} = \sqrt{2} \cdot K_V \cdot I_{K4} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 1,79 = 3,45 \text{ кА};$$

$$S_{K3.CT.}^{K4} = \sqrt{3} \cdot U_{\phi} \cdot I_{K4} = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 1,79 = 1,23 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Все результаты расчетов приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 - Мощность и токи коротких замыканий

Расчетная точка	Напряжение U_{cp} расчетной точки, кВ	Токи, кА			Мощность к.з. ступени $S_{к.ст} = \sqrt{3} \cdot U_{cp} \cdot I_{по}$, МВА
		$I_{по}$	$I_{шт}$	i_y	
К-1	110	14,51	14,51	33	2761
К-2	110	4,96	4,96	11,28	943
К-3	10,5	13,69	13,69	32,18	248,67
К-4	0,4	1,79	1,79	3,45	1,23

Выводы по разделу семь

Была построена схема замещения сети по которой был выполнен расчет токов короткого замыкания в максимальном и минимальном режимах работы сети. Расчеты были произведены в точках предполагаемого короткого замыкания за силовым трансформатором, на сборных шинах и в кабельной линии.

8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЗАВОДА

8.1 Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП

Приемниками собственных нужд подстанции являются оперативные цепи, электродвигатели систем охлаждения трансформаторов, освещение, электроподогрев коммутационной аппаратуры ВН и шкафов, установленных на открытом воздухе, связь, сигнализация, система пожаротушения, система телемеханики и т.д. Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Ориентировочная мощность трансформатора собственных нужд:

$$S_{\text{ТСН}} = S_{\text{н.т.}} \cdot 0,5\%; \quad (8.1)$$

$$S_{\text{ТСН}} = 25000 \cdot 0,005 = 125 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Принимаем к установке ТМ-160/10, который присоединяется к шинам 10 кВ через предохранители, так как $S_{\text{ТСН}} < 200 \text{ кВ}\cdot\text{А}$.

Коэффициенты перегрузки и загрузки:

$$\left. \begin{aligned} K_{\text{П}} &= \frac{S_{\text{ТСН}}}{(n_{\text{ТСН}} - 1) \cdot S_{\text{ТСН}}}; \\ K_{\text{З}} &= \frac{S_{\text{ТСН}}}{n_{\text{ТСН}} \cdot S_{\text{ТСН}}}. \end{aligned} \right\} \quad (8.2)$$

$$K_{\text{П}} = \frac{160}{(2-1) \cdot 160} = 1;$$

$$K_{\text{З}} = \frac{160}{2 \cdot 160} = 0,5.$$

Ток предохранителя:

$$I_{\text{П}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ТСН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}; \quad (8.3)$$

$$I_{\text{П}} = \frac{1,4 \cdot 160}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 12,33 \text{ А.}$$

Полученные результаты соответствуют ПУЭ. ТСН подключается к шинам низшего напряжения через разъединитель РВ-10/400УЗ и предохранитель ПКТ-101-10-16-31,5УЗ.

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ

Лист

52

8.2 Выбор типа распределительных устройств на низкой стороне главной понижающей подстанции, выключателей, трансформаторов тока и напряжения

Распределительное устройство на 10 кВ принимаем комплектным, из шкафов серии К-104М-10-31,5/1250-У3 ($U_{ном}=10$ кВ, $I_{терм}=31,5$ кА, $I_{ном} = 1250$ А).

Ячейка К-104М-10-31,5/1250-У3 комплектуется следующим оборудованием:

- выключатели серии ВКЭ-10;
- разъединитель штепсельный РВР-10;
- трансформаторы тока ТОЛ-10, ТЛК-10, ТШЛ-10;
- трансформаторы напряжения ЗНОЛ.06-10, НОЛ.08-10, НАМИ-10;
- трансформатор тока нулевой последовательности ТЗЛМ-1.

Выбор выключателей, установленных на вводе в комплектные распределительные устройства, представлен в таблице 8.1.

Номинальный ток силового трансформатора:

$$I_H = \frac{K_{з.ном} \cdot S_{н.т.}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (8.4)$$

$$I_H = \frac{0,67 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 922,1 \text{ А.}$$

Максимальный (послеаварийный) ток силового трансформатора:

$$I_{MAX} = \frac{K_{з.п/ав} \cdot S_{н.т.}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (8.5)$$

$$I_{MAX} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1927 \text{ А.}$$

Таблица 8.1 – Проверка выключателей 10 кВ

Расчетные параметры	Условия выбора	Каталожные данные
		ВЭ-10-31,5/2500У3
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.утяж} = 1927 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_H = 2500 \text{ А}$
$I_{п.о} = I_{п.т} = 13,69 \text{ кА}$	$I_{п.т} \leq I_{откл.ном}$	$I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{уд} = 32,18 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{дин} = 51 \text{ кА}$
$I_{a,\tau} = 9,91 \text{ кА}$	$I_{a,\tau} \leq I_{a,ном}$	$I_{a,ном} = 13,36 \text{ кА}$
$B_K = 71,05 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I^2_{тер} \cdot t_{тер}$	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

В качестве секционного выключателя и выключателей отходящих линий принимаем выключатели этого же типа.

Выбор трансформаторов тока на вводе в распределительное устройство 10 кВ главной понизительной подстанции приведен в таблице 8.2.

Таблица 8.2 - Выбор трансформаторов тока

Расчетные параметры	Условия выбора	Каталожные данные
		ТЛ-10-2000-0,5/10Р
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.утяж} = 1927 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_n = 2000 \text{ А}$
$i_{уд} = 32,18 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{дин} = 128 \text{ кА}$
$B_k = 71,05 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I^2_{тер} \cdot t_{тер}$	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вторичная нагрузка ТТ: амперметр, ваттметр, расчетный счетчик активной и реактивной энергии [Л6].

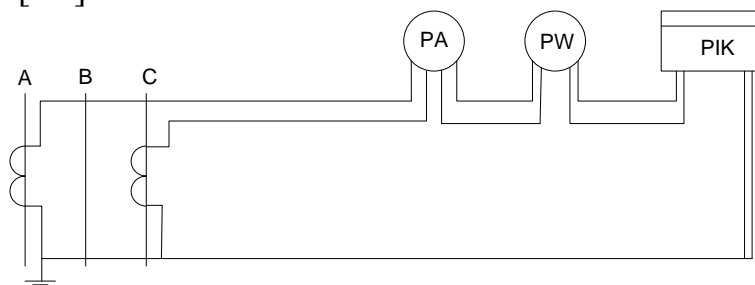


Рисунок 8.1 - Схема вторичных токовых цепей трансформатора тока 10 кВ на вводе в РУ 10 кВ

Проверку трансформатора тока по вторичной нагрузке проводим, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов. Определим нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока. Данные внесем в таблицу 19.

Таблица 8.3 – Нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Кол-во	Потребляемая мощность, ВА		
			фаза А	фаза В	фаза С
Амперметр	Э-335	1	0,5	–	–
Ваттметр	Д-335	1	0,5	–	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии	ЦЭ 2727	1	5	–	5
Итого:			6	–	5,5

Из таблицы 8.3 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фазы А, тогда общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}; \quad (8.6)$$

$$r_{приб} = \frac{6}{25} = 0,24 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$\Gamma_{\text{пров}} = z_{2\text{ном}} - \Gamma_{\text{приб}} - \Gamma_{\text{конт}}, \quad (8.7)$$

где $z_{2\text{ном}} = 0,8$ – для класса точности 0,5;

$\Gamma_{\text{конт}} = 0,05$ Ом – для трех приборов

$$\Gamma_{\text{пров}} = 0,8 - 0,24 - 0,05 = 0,51 \text{ Ом.}$$

Принимаем кабель с медными жилами, ориентировочная длина которого 4 метра. Так как трансформаторы тока соединены в неполную звезду, значит $I_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot I$, тогда сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot I_{\text{расч}}}{\Gamma_{\text{пров}}}; \quad (8.8)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 4}{0,51} = 0,38 \text{ мм}^2.$$

Правила устройства электроустановок регламентирует минимальное сечение для медных проводов 4 мм², поэтому принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами $S = 4$ мм².

Проверку ТА по вторичной нагрузке проводим, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов. Определим нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока. Данные внесем в таблицу б=8.4.

Таблица 8.4 – Нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Кол-во	Потребляемая мощность, ВА		
			фаза А	фаза В	фаза С
Амперметр	Э-335	1	–	–	0,5
Итого			–	–	0,5

Из таблицы 8.4 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фазы С, тогда общее сопротивление приборов:

$$\Gamma_{\text{приб}} = \frac{0,5}{25} = 0,02 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$\Gamma_{\text{пров}} = z_{2\text{ном}} - \Gamma_{\text{приб}} - \Gamma_{\text{конт}},$$

где $z_{2\text{ном}} = 0,8$ – для класса точности 0,5;

$\Gamma_{\text{конт}} = 0,05$ Ом – для одного прибора;

$$\Gamma_{\text{пров}} = 0,8 - 0,02 - 0,05 = 0,73 \text{ Ом.}$$

Принимаем кабель с медными жилами, ориентировочная длина которого 4 метра. Так как трансформаторы тока соединены в одну фазу, значит $I_{\text{расч}} = 2 \cdot I$, тогда сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{0,0283 \cdot 2 \cdot 4}{0,73} = 0,31 \text{ мм}^2.$$

Правила устройства электроустановок регламентирует минимальное сечение для медных проводов 4 мм², поэтому принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами S = 4 мм².

Трансформатор напряжения устанавливаем на каждую секцию сборных шин главной понизительной подстанции. Принимаем к установке 3хЗНОЛ 06.10, с паспортными данными: Uном = 10 кВ, S2ном = 3·150 = 450 В·А, работающий в классе точности 1. К нему подключаются все измерительные приборы данной секции шин. Подсчет вторичной нагрузки приведен в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Нагрузка трансформатора напряжения на 1 с.ш.

Приборы	Тип	S одной обмотки ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потреб мощность		
							P, Вт	Q, ВА	
Вольтметр (сборная шина)	Э-335	2	1	1	0	2	4	–	
Счетчик активной и реактивной энергии	Ввод 10 кВ трансформатора	ЦЭ 2727	3 Вт	2	0,38	0,925	1	2,28	5,55
Ваттметр		Д-345	1,5 Вт	2	1	0	1	3	–
Счетчик активной и реактивной энергии	Линии 10 кВ	ЦЭ 2727	3 Вт	2	0,38	0,925	15	34,2	83,25
							43,48	94,35	

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения:

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2}; \tag{8.9}$$

$$S_2 = \sqrt{43,48^2 + 94,35^2} = 103,8 \text{ В·А.}$$

$S_2 < S_{2ном}$, то есть трансформатор напряжения будет работать в заданном классе точности.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 2,5 мм² по условию механической прочности.

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПKN-001-10У3 и втычной разъединитель.

8.3 Выбор выключателей напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения и соответствующих трансформаторов тока

Выбор выключателей напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения, а также соответствующие трансформаторы тока приведены в таблице 6.7.

Таблица 8.6 - Выключатели 10 кВ внутреннего электроснабжения, трансформаторы тока

Кабельные линии	U _н , кВ	I _p , А	I _{утяж} , А	I _{по} , кА	I _у , кА	Тип выключателя	Тип ТА
ГПП - ТП1	10	59	118	12,5	30,08	ВЭ-10-630-20-У3	ТЛК-10-150-0,5/10Р
ГПП – ТП2	10	49	98	12,5	30,08	ВЭ-10-630-20-У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р
ГПП – ТП 3	10	49	98	12,5	30,08	ВЭ-10-630-20-У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р
ГПП – ТП 4	10	36	72	12,5	30,08	ВЭ-10-630-20-У3	ТЛК-10-75-0,5/10Р
ГПП – ТП5	10	50	100	12,5	30,08	ВЭ-10-630-20-У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р
ГПП – ТП6	10	91	182	12,5	30,08	ВЭ-10-630-20-У3	ТЛК-10-200-0,5/10Р

8.4 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. Если при проверке, выбранный ранее кабель не проходит по термической стойкости, то сечение этого кабеля нужно увеличить до термически стойкого.

Таблица 8.7 - Проверка кабелей на термическую стойкость

Начало и конец кабельной линии	$t_{рз}$, с	$t_{о.в.}$, с	T_A , с	B_K , $кА^2 \cdot с$	C	$F_{т.с.}$, $мм^2$
1	2	3	4	5	6	7
ГПП – ТП1	0,50	0,07	0,16	136,81	90	129
ГПП – ТП2	0,50	0,07	0,16	136,81	90	129
ГПП – ТП3	0,50	0,07	0,16	136,81	90	129
ГПП – ТП4	0,50	0,07	0,16	136,81	90	129
ГПП – ТП5	0,50	0,07	0,16	136,81	90	129
ГПП – ТП6	0,50	0,07	0,16	136,81	90	129
ГПП – СД1,2,3,4,5,6	0,05	0,07	0,16	39,35	90	62,7
ГПП – СД7,8,9,10	0,05	0,07	0,16	39,35	90	62,7
ГПП – СД11,12,13,14	0,05	0,07	0,16	39,35	90	62,7
ГПП – СД15,16,17,18,19,20, 21,22	0,05	0,07	0,16	39,35	90	62,7

В таблице указаны следующие параметры:

$t_{рз}$ - время срабатывания релейной защиты, с;

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

T_A - время протекания аperiodической составляющей тока КЗ, с;

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

B_K - тепловой импульс тока КЗ

Определим тепловой импульс для кабелей, питающих ТП и отдельные высоковольтные приемники:

$$B_K = I_{п.0}^2 \cdot (t_{отк} + T_A), \quad (8.10)$$

Тепловой импульс для ТП:

$$B_{к1} = 13,69^2 \cdot (0,07 + 0,5 + 0,16) = 136,81 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{о.в.} \text{ с},$$

$$t_{отк} = 0,07 + 0,5 = 0,57 \text{ с};$$

Тепловой импульс для СД:

$$B_{к2} = 13,69^2 \cdot (0,05 + 0,16) = 39,35 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{ов}, \quad (8.11)$$

$$t_{отк} = 0,05 + 0 = 0,05 \text{ с.}$$

Устойчивое сечение КЛ питающих ТП к токам КЗ определим по формуле:

$$F_{тс} = \frac{\sqrt{B_{к}}}{C}, \quad (8.12)$$

Для кабелей, питающих цеховые подстанции предприятия, минимальное термически устойчивое сечение (6.8):

$$F_{тс1} = \frac{\sqrt{136,81 \cdot 10^6}}{90} = 129 \text{ мм}^2;$$

Сечение кабелей, питающих высоковольтные электроприемники:

$$F_{тс2} = \frac{\sqrt{39,35 \cdot 10^6}}{100} = 62,7 \text{ мм}^2.$$

В таблице 8.8 сведены все кабели, для которых производится увеличение площади сечения, выбранной по условиям нормального и утяжеленного режимов работы, до термически устойчивого сечения.

Таблица 8.8 – Термически устойчивые сечения кабелей

Начало и конец кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, мм ²	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм ²	Тип и площадь сечения нового кабеля
ГПП – ТП1	50	129	150
ГПП – ТП2	50	129	150
ГПП – ТП3	50	129	150
ГПП – ТП4	50	129	150
ГПП – ТП5	50	129	150
ГПП – ТП6	70	129	150
ГПП – СД1,2,3,4,5,6	70	62,7	70
ГПП – СД7,8,9,10	70	62,7	70
ГПП – СД11,12,13,14	50	72,7	70

ГПП – СД15,16,17,18,19,20,21,22	50	72,7	70
------------------------------------	----	------	----

Выводы по разделу восемь

Произвели выбор трансформатора собственных нужд ГПП, приняли трансформатор ТМЗ-160/10. Выбрали и проверили выключатели нагрузки и предохранители. В качестве трансформаторов напряжения установили НАМИ-10. В качестве трансформаторов тока нулевой последовательности приняли ТЗЛМ-1. В качестве трансформаторов тока выбрали ТЛК-10

					13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		60

9 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Оптимальный выбор средств компенсации реактивной мощности является составной частью построения рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия. Распределительное устройство 10 кВ ГПП имеет две секции сборных шин. К секции сборных шин подключены кабельные линии, питающие трансформаторы цеховых ТП. На рисунке 9.1 приведена схема замещения СЭС для расчета компенсации реактивной мощности. В таблице 9.1 приведены исходные данные для схемы электроснабжения, показанной на рисунке 9.1. Здесь обозначено: $S_{н.ти}$ – номинальная мощность трансформатора i -ой ТП; Q_{1i} и $Q_{тi}$ – реактивная нагрузка на один трансформатор i -ой ТП и потери реактивной мощности в нем; $R_{т.ти}$ – активное сопротивление трансформатора i -ой ТП, приведенное к напряжению 10 кВ; $R_{ли}$ – активное сопротивление i -ой кабельной линии.

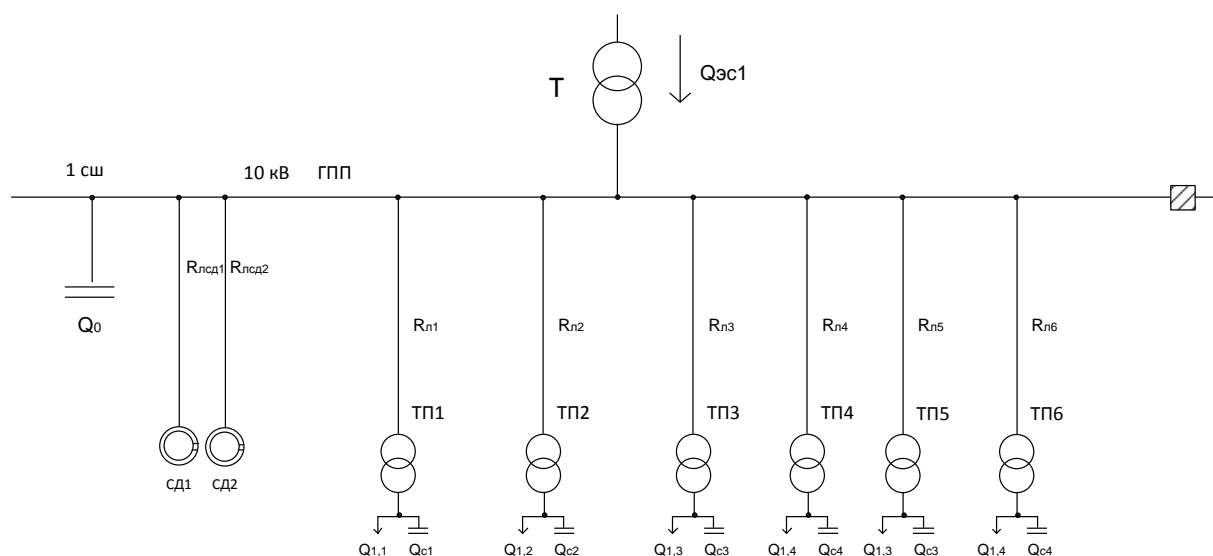


Рисунок 9.1 – Схема замещения СЭС

Сопротивление трансформатора определяем по формуле:

$$R_{т.ти} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{ном}^2}{S_{н.ти}^2}, \quad (9.1)$$

Сопротивление кабельной линии определим по формуле:

$$R_{л} = R_y \cdot l, \quad (9.2)$$

где l – длина кабельной линии, км;

R_y – удельное сопротивление кабеля, Ом/км.

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

13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ

Лист

61

Таблица 9.1 – Потребление реактивной мощности по ТП

Трансформаторная подстанция	S _{тп} , кВА	Q _{1i} , квар	ΔQ _{тi} , квар	R _{тi} , Ом	R _{лi} , Ом
ТП1	630	102	28,32	14,9	0,124
ТП2	630	207,5	26,69	14,9	0,062
ТП3	400	226	27,31	23,5	0,093
ТП4	630	194	18,9	14,9	0,031
ТП5	630	226,5	27,4	14,9	0,124
ТП6	1000	329,5	38,95	7,9	0,11
ИТОГО		1285,5	167,57		

9.1 Реактивная мощность синхронных двигателей

Данные о синхронных двигателях представлены в таблице 9.2, где D₁, D₂ – параметры, характеризующие потери активной мощности в синхронных двигателях.

Таблица 9.2 – Данные по синхронным двигателям

Обозначение в схеме	Тип двигателя	U _{ном} , кВ	R _{сд.нi} , кВт	Q _{сд.нi} , квар	N _i , шт	n _i , об/мин	D _{1i} , кВт	D _{2i} , кВт
СД 1	СТД	10	1000	-587	4	3 000	4,1	3,9
СД 2	СТД	10	1000	-587	8	3 000	4,1	3,9

Располагаемая реактивная мощность синхронных двигателей определяется так:

$$Q_{сд.м.i} = \alpha_{ми} \cdot N_i \cdot \sqrt{P_{д}^2 + Q_{д}^2}; \quad (9.3)$$

где $\alpha_{ми}$ - коэффициент допустимой перегрузки синхронного двигателя по реактивной мощности, зависящий от загрузки $\beta_{дi}$ по активной мощности и номинальной $\cos\varphi_n$.

Примем, что синхронные двигатели имеют нагрузку $\beta_{сд} = 0,9$ по активной мощности тогда коэффициент допустимой перегрузки двигателя по реактивной мощности $\alpha_{м} = 0,47$.

$$СД_1: Q_{сд.м.1} = 0,47 \cdot 4 \cdot \sqrt{1000^2 + 587^2} = 2179 \text{ квар};$$

$$C_{Д2}: Q_{CД.М.2} = 0,47 \cdot 8 \cdot \sqrt{1000^2 + 587^2} = 4359 \text{ квар.}$$

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной:

$$C_0 = \delta \cdot (\alpha \cdot K_m + \beta \cdot \tau); \quad (9.4)$$

$$C_0 = 1,05 \cdot (959 \cdot 0,85 + 1,34 \cdot 2747) = 4720 \text{ руб/кВт.}$$

Затраты на генерацию реактивной мощности отдельными источниками:
а) для низковольтных блоков конденсаторов 0,4 кВ (цеховые ТП):

$$Z_{Г.КН} = E \cdot K_{б.к.н} + C_0 \cdot \Delta P_{б.к.н}; \quad (9.5)$$

где E- коэффициент отчислений;

$K_{бкн}$ - капиталовложения в батареи конденсаторов, руб;

$\Delta P_{бкн}$ - потери активной мощности в НБК, кВт/руб.

$$Z_{Г.КН} = 0,223 \cdot 304000 + 4720 \cdot 4 = 86672 \text{ руб/Мвар}$$

б) для высоковольтных блоков конденсаторов 10 кВ:

$$Z_{Г.КВ} = E \cdot K_{б.к.н} + C_0 \cdot \Delta P_{б.к.в}; \quad (9.6)$$

$$Z_{Г.КВ} = 0,233 \cdot 836000 + 4720 \cdot 2 = 195868 \text{ руб/Мвар}$$

в) для синхронных двигателей:

$$Z_{Г.сд,i} = C_0 \cdot \frac{D1_i}{Q_{CД.н,i}}; \quad (9.7)$$

$$Z_{2Г.сд,i} = C_0 \cdot \frac{D2_i}{N_i \cdot Q_{CД.н,i}^2}. \quad (9.8)$$

Для $C_{Д1}$, $C_{Д2}$:

$$Z_{1Г.сд1} = 4720 \cdot \frac{4,1}{0,587} = 32967 \text{ руб/Мвар};$$

$$Z_{2Г.сд1} = 4720 \cdot \frac{3,9}{4 \cdot 0,587^2} = 13355 \text{ руб/Мвар.}$$

$$Z_{1Г.сд2} = 4720 \cdot \frac{4,1}{0,587} = 32967 \text{ руб/Мвар};$$

$$Z_{2Г.сд2} = 4720 \cdot \frac{3,9}{8 \cdot 0,587^2} = 6677 \text{ руб/Мвар}$$

где: E - коэффициент отчислений;

					13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		63

Кб.к.н, Кб.к.в - удельные мощности батарей конденсаторов;

ΔРб.к.н, ΔРб.к.в - удельные потери активной мощности в конденсаторах комплектных компенсирующих устройств.

Реактивная мощность, генерируемая синхронными двигателями:

$$Q_{сд,i} = \frac{3_{10} - 3_{г.сд,i}}{2 \cdot a \cdot C_o \cdot R_{э.сд,i}}; \quad (9.9)$$

где $R_{э.сд,i}$ - эквивалентное активное сопротивление для i-ой группы синхронных двигателей, которое находится по формуле:

$$R_{э.сд,i} = \frac{R_{кл.сд,i}}{N_i} + \frac{3_{г.сд,i}}{a \cdot C_o}; \quad (9.10)$$

$$R_{э.сд1} = \frac{0,25 \cdot 0,443}{4} + \frac{13335}{10 \cdot 4720} = 0,045 \text{ Ом};$$

$$Q_{сд1} = \frac{32967 - 13355}{4 \cdot 10 \cdot 4720 \cdot 0,045} = 2,3 \text{ Мвар};$$

где $a = \frac{1000}{U_H^2}$, $a = \frac{1000}{10^2} = 10 \text{ кВ}^{-2}$.

Результаты расчета затрат для СД сводим в таблицу 7.3.

Таблица 9.3 – Расчет затрат на генерацию реактивной мощности СД

Обозначение СД на схеме	$Q_{сд,и}$, Мвар	$3_{г.сд,и}$, руб/Мвар	$3_{г.сд,и}$, руб/Мвар ²	$R_{э.сд,и}$, Ом	$Q_{сд,и}$, Мвар
СД 1	2,179	32967	13355	0,045	2,3
СД 2	4,359	32967	6677	0,154	0,452
ИТОГО	6,538	-	-	-	2,75

9.2 Произведём расчёт эквивалентных активных сопротивлений ответвлений с трансформаторных подстанций, подключенных к 1-й секции сборных шин ГПП.

Для определения оптимальной реактивной мощности, генерируемой низковольтными конденсаторными батареями, находятся эквивалентные сопротивления трансформаторных подстанций.

Трансформаторные подстанции ТП 1-6 питается от ГПП по радиальным линиям (рисунок 9.2).

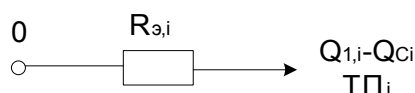


Рисунок 9.2 – Схема замещения радиальной линии

Эквивалентное сопротивление ТП, питающихся по радиальной схеме, рассчитывается по формуле:

$$R_{Э,i} = R_{Л,i} + R_{ТР,i};$$

Для ТП1:

$$R_{Э,1} = R_{Л,1} + R_{ТР,1} = 14,9 + 0,124 = 15,024 \text{ Ом.}$$

Если $Q_{C,i} < 0$, то принимаем ее равной нулю, т.е. установка НБК на данной ТП не требуется.

Мощности НБК цеховых ТП определяются суммой двух групп БК: основной Q_{ki} и дополнительной Q_{ci} :

$$Q_{кнi} = Q_{ki} + Q_{ci}. \quad (9.11)$$

По полученной мощности выбираем комплектные конденсаторные установки (ККУ) и определяем их суммарную мощность.

Результаты заносим в таблицу 9.4

Таблица 9.4 – Высоковольтные и низковольтные батареи конденсаторов

Место установки БК	$R_{Э,i}$, Ом	Q_{ci}, Q_{coi} Мвар		Q_{ki} , квар	$Q_{ki} + Q_{ci}$, квар	Тип принятой стандартной БК	Q_{cti} , квар
		Расчетное	Принятое				
ТП1	15,02	-0,06	0	177	177	УКБН-0,38-200 УЗ	200
ТП2	15,52	-0,13	0	0	0	-	-
ТП3	23,59	-0,21	0	0	0	-	-
ТП4	14,93	-0,04	0	0	0	-	-
ТП5	15,02	-0,6	0	0	0	-	-
ТП6	8,01	-0,3	0	155	155	УКБН-0,38-175 УЗ	175
ИТОГО	-	-	0	332	332	-	375

Мощность высоковольтной БК, подключаемой к секции шин 10 кВ ГПП. Расчет производим из условия баланса реактивных мощностей на секции шин 10 кВ ГПП.

$$Q_o = \sum_1^n (Q_{1,i} + \Delta Q_{Т,i}) + \Delta Q_{Т,ГПП} + \sum_1^n Q_{Вi} - \sum_1^n Q_{C,i} - \sum_1^n Q_{CДi} - Q_{ЭC1}; \quad (9.12)$$

где $\Delta Q_{Т,ГПП}$ – потери в трансформаторе на ГПП при заданном $K_{загр.}$, $\Delta Q_{Т,ГПП} = 0,790$ Мвар;

$\sum_1^n Q_{C,i}$ – сумма реактивных мощностей низковольтных БК, подключенных к ТП;

$\sum_1^n (Q_{1,i} + \Delta Q_{T,i})$ – суммы реактивных нагрузок на трансформаторы и потери реактивной мощности в них для всех i -тых ТП;

$\sum_1^n Q_{CД,i}$ – реактивная мощность, генерируемая синхронными двигателями, подключенными к 1-й секции сборных шин 10 кВ ГПП;

$$Q_{ЭС1} = \frac{Q_{ЭС}}{2};$$

$Q_{ЭС}$ – экономически целесообразная реактивная мощность, передаваемая энергосистемой заводу, данная величина определяется как минимальная величина из двух расчетных значений:

$$\left. \begin{aligned} Q'_{ЭС} &= \alpha_1 \cdot P_p, \\ Q''_{ЭС} &= Q_p - \frac{0,7}{K_{H.P.}} \cdot Q_{CД.M.}; \end{aligned} \right\} \quad (9.13)$$

где $\alpha_1 = 0,5$;

$K_{H.P.} = 0,85$ – коэффициент несовпадения реактивной мощности;

$Q_{CД.M.}$ – располагаемая реактивная мощность всех СД предприятия;

P_p, Q_p – расчетная активная и реактивная нагрузки всего предприятия,

$$P_p = 2 * P_{p1}$$

$$P_p = 2 * 10,8 = 21,6 \text{ МВт};$$

$$Q_p = 2 \cdot Q_{p1};$$

$$Q_p = 2 \cdot 2,23 = 4,5 \text{ Мвар};$$

$$Q'_{ЭС} = 0,5 \cdot 21,6 = 10,8 \text{ Мвар},$$

$$Q''_{ЭС} = 4,5 - \frac{0,7}{0,85} \cdot 6,5 = -0,85 \text{ Мвар}.$$

Минимальным является второе расчетное значение $Q''_{ЭС}$, которое принимаем в качестве экономически целесообразной реактивной мощности, передаваемой из энергосистемы заводу в режиме максимальных нагрузок

Принимаем в расчетах:

$$Q_{ЭС} = 0 \text{ Мвар}, \quad Q_{ЭС1} = \frac{Q_{ЭС}}{2} = \frac{0}{2} = 0 \text{ Мвар}.$$

Тогда:

$$Q_o = 2,23 - 0 - 2,75 - 0 = -0,52 \text{ Мвар}.$$

Баланс реактивных мощностей на сборной шине 10 кВ ГПП.

Баланс реактивных мощностей на сборных шинах 10 кВ главной понизительной подстанции проверяется как равенство генерируемых $Q_{Г}$ и потребленных $Q_{Р}$ реактивных мощностей.

$$Q_{Г_i} = \sum_1^n Q_{С,i} + \sum Q_{СД,i} + Q_o + Q_{ЭС1}; \quad (9.14)$$

$$Q_{Г1} = 0 + 2,75 + (-0,52) + 0 = 2,23 \text{ ММВэ}$$

Определение расчетного $\text{tg}\varphi_p$

Зная величины мощностей конденсаторных компенсирующих устройств, определяется расчетный тангенс реактивной мощности на вводе главной понизительной подстанции:

$$\text{tg}\varphi_p = \frac{Q_{P1} + \sum_1^n Q_{K,i} - (\sum Q_{СТ.Н,i} + \sum Q_{СД,i})}{P_{P1}}; \quad (9.15)$$

$$\text{tg}\varphi_p = \frac{2,23 + 0,332 - (0,375 + 2,75)}{10,8} = -0,052.$$

Расчетное значение $\text{tg}\varphi_p = -0,052$ незначительно отличается от заданного энергосистемой значения $\text{tg}\varphi_3 = 0,5$.

Выводы по разделу девять

Был произведен расчет конденсаторных батарей для компенсации реактивной мощности. Основываясь на коэффициенте реактивной мощности заданного системой $\text{tg}\varphi_3 = 0,5$. После установки электрического оборудования и конденсаторных батарей на 10 кВ и 0,4 кВ для компенсации излишней мощности, в итоге по расчетам был получен коэффициент $\text{tg}\varphi_p = -0,052$.

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ

Лист

67

10 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

На предприятии установлены СД, наибольшая мощность двигателя 1250 кВт. Они подключаются на напряжение 10 кВ (1, 2 С.Ш.). Необходима проверка соблюдения параметров качества электроэнергии (провалов напряжения) в точке раздела балансовой принадлежности сетей.

Пусковая мощность СД:

$$S_n = \frac{P_{ном} \cdot K_n}{\cos \varphi_n \cdot \eta_n}, \quad (10.1)$$

где $P_{ном}$, $\cos \varphi_n$, η_n – номинальные параметры двигателя;

K_n – кратность пускового тока двигателя.

$$S_n = \frac{1250 \cdot 6,5}{0,9 \cdot 0,85} = 10620 \text{ кВт.}$$

К секции шин ГПП, на которой производится запуск, подключены трансформаторы мощностью 1х400кВА, 4х630кВА, 1х1000кВА и синхронный двигатель мощностью 1х1250.

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка:

$$S_{нэ} = 10620 + 5170 = 15790 \text{ кВА.}$$

Эквивалентное сопротивление узла:

$$x_{н.э.} = \frac{S_{\bar{o}} \cdot U_{ном}^2}{S_{нэ} \cdot U_{\bar{o}}^2}, \quad (10.2)$$

где $S_{\bar{o}} = 1000 \text{ МВА}$ и $U_{\bar{o}} = 10,5 \text{ кВ}$ – приведенные базисные значения.

$$x_{н.э.} = \frac{1000 \cdot 10^3 \cdot 10^2}{15790 \cdot 10,5^2} = 57,44$$

Остаточное напряжение на сборных шинах определяется по выражению:

$$U_{\partial} = U_c \cdot \frac{x_{н.э.}}{x_c + x_{н.э.}}, \quad (10.3)$$

где $U_c = 10 \text{ кВ}$ – напряжение сети;

x_c – суммарное сопротивление питающей сети до сборных шин п.5, равно $x_c = 4,29$.

					13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		68

$$U_{\delta} = 10 \cdot \frac{57,44}{4,29 + 57,44} = 9,3,$$

т.е. посадка напряжения на шинах РП составит $10 - 9,3 = 0,7$ кВ или 7%, что входит в допустимые 10% провала напряжения при пуске.

Выводы по разделу десять

В данном разделе на проектируемом промышленном предприятии было проверено качество электроэнергии. Рассчитанные показатели качества оказались в пределах нормы.

					13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		69

11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ НА РП

11.1 Организация защиты

Правила устройства электроустановок говорят, что защита от ОЗЗ должна быть выполнена в виде [5, п.3.2.96]:

1. Селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на сигнал.
2. Селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности.
3. Устройства контроля изоляции, при этом отыскание поврежденного элемента должно осуществляться специальными устройствами, допускающими отыскание поврежденного элемента поочередным отключением присоединений.

К электрическим сетям напряжением 6–10 кВ, в которых требуется действие защит от ОЗЗ на сигнал, относятся общепромышленные, городские, коммунальные и другие подобные им сети. В электрических сетях, питающих торфоразработки, карьеры, шахты и т.п. по условиям электробезопасности должна выполняться селективная защита от ОЗЗ с действием на отключение поврежденного присоединения без выдержки времени.

В электрических сетях напряжением 20–35 кВ защиту от ОЗЗ следует выполнять, как правило, с действием на сигнал. Для осуществления защиты допускается использовать устройство контроля изоляции [5, п.3.2.99].

В настоящее время в России и за рубежом применяются следующие основные разновидности защит от ОЗЗ:

1. Защиты, измеряющие напряжение нулевой последовательности.
2. Ненаправленные защиты, регистрирующие составляющую промышленной частоты тока нулевой последовательности. Используются в электрической сети с изолированной нейтралью и резистивным заземлением нейтрали.
3. Направленные защиты, реагирующие на составляющие промышленной частоты тока и напряжения нулевой последовательности. Применяются только в электрической сети с изолированной нейтралью.
4. Защиты, реагирующие на высшие гармонические составляющие в токе нулевой последовательности. Применяются только в электрической сети с компенсацией ёмкостных токов.
5. Защиты, фиксирующие «наложенный» ток с частотой, отличной от промышленной.
6. Защиты, реагирующие на составляющие тока и напряжения нулевой последовательности в переходном процессе ОЗЗ. Применяются в электрической сети с изолированной или компенсированной нейтралью.

Принято различать неселективную и селективную защиту от ОЗЗ. К неселективной относится только первая защита, остальные являются селективными защитами от ОЗЗ. Неселективная защита (сигнализация) формирует информацию, что в электрической сети, подключенной к определённой секции сборных шин ПС

					13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		70

или РП, возникло ОЗЗ без указания повреждённого присоединения и выполняется отдельно для каждой секции сборных шин напряжением 6–10–35 кВ ПС или РП. Селективная защита (сигнализация) от ОЗЗ предназначена указывать присоединение – отходящую от секции сборных шин линию, в которой возникло ОЗЗ.

11.2 Организация защиты РП-10 кВ и питающих его линий

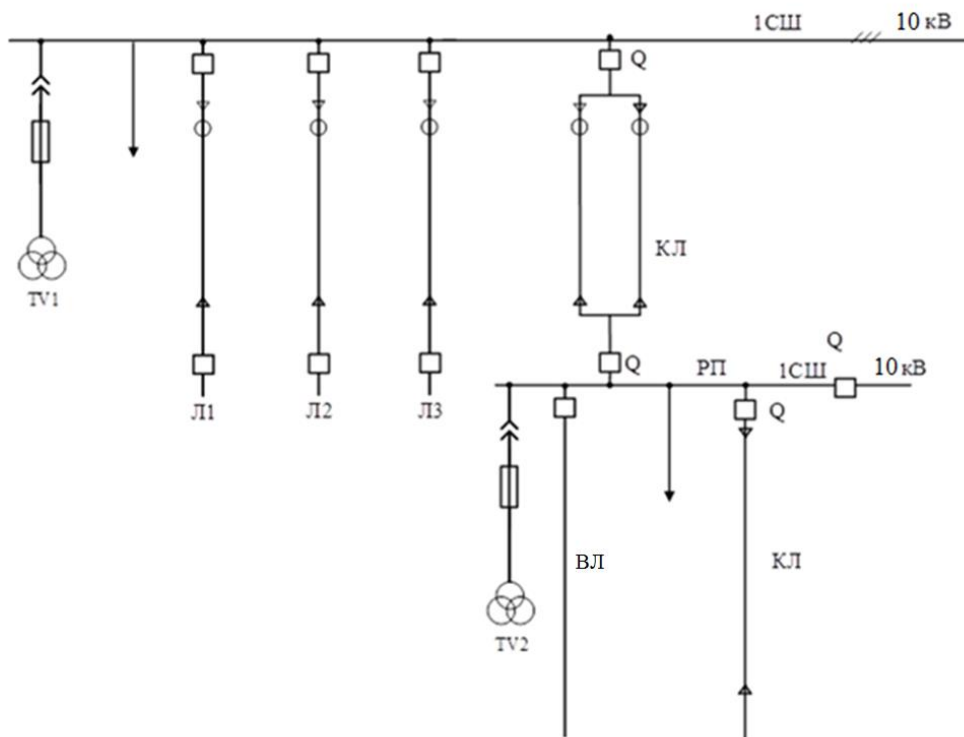


Рисунок 11.1 – Схема сети напряжением 10 кВ

Для защиты линии от ОЗЗ используется ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с независимой от тока выдержкой времени. Защиту от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) осуществим с помощью функции 51N устройства Seram S20.

11.2.1 Защита кабельной линии

Для защиты линии КЛ от ОЗЗ используется ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с независимой от тока выдержкой времени. Защиту от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) осуществим с помощью функции 51N устройства SeramS20 – рисунок 11.2.

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ

Лист

71

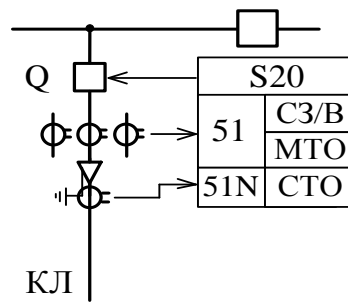


Рисунок 11.2 – Защита кабельной линии

11.2.2 Защита воздушной линии

Для защиты линии ВЛ от ОЗЗ используется ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с независимой от тока выдержкой времени. Защиту от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) осуществим с помощью функции 51N устройства SeramS20 – рисунок 11.3.

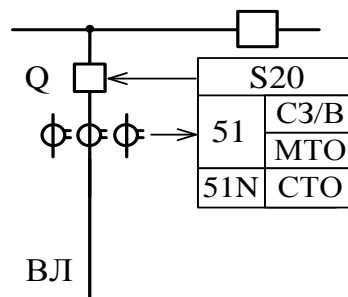


Рисунок 11.3 – Защита воздушной линии

11.2.3 Защита отходящей от ПС линии

Согласно ПУЭ отходящая от ПС линия должна иметь две ступени максимальной токовой защиты (селективную защиту с зависимой или независимой от тока выдержкой времени и мгновенную токовую отсечку) и защиту от однофазных замыканий на землю. Первые две ступени реализуются с помощью функции 51 блока Seram S20, а защита от ОЗЗ – с помощью функции 51N. Для получения информации о токах однофазного замыкания на землю, протекающих по кабелям линии КЛ1, на каждый кабель установлено по трансформатору тока нулевой последовательности ТА. Вторичные обмотки ТА соединены параллельно и подключены к входу устройства Seram.

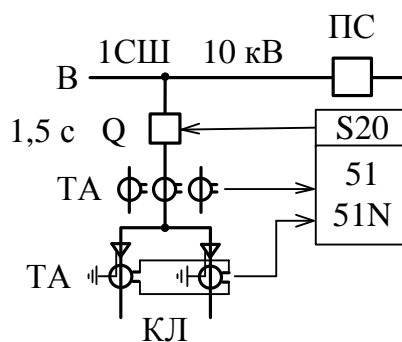


Рисунок 11.4 – Защита отходящей от ПС линии

11.3 Устройство неселективной сигнализации

Устройство контроля изоляции (или общая неселективная сигнализация появления ОЗЗ в электрической сети, питаемой от сборных шин подстанции или высоковольтного распределительного пункта) фиксирует факт возникновения ОЗЗ в электрической сети. Устройство подключается к одной из секций сборных шин подстанции, используя информацию о напряжении нулевой последовательности. Практически все устройства контроля изоляции сети напряжением 6–10–35 кВ выполняются с использованием трансформаторов напряжения TV – трехфазных, либо трех однофазных. На сегодняшний день наиболее надежными являются трансформаторы напряжения типа НАМИ и НАМИТ (трехфазный трансформатор напряжения антирезонансный, измерительный), которые рекомендуется устанавливать на подстанциях и распределительных пунктах электрических сетей напряжением 6–10–35 кВ.

На рисунке 11.5 приведена схема включения устройства контроля изоляции, выполненная с использованием трансформатора напряжения типа НАМИ. Вторичная обмотка TV, соединенная по схеме «разомкнутого треугольника», является фильтром напряжения нулевой последовательности $3U_0$. В нормальном режиме работы сети при симметричных напряжениях фаз относительно земли U_{At} , U_{Bt} и U_{Ct} на выводах этой обмотки напряжение, пропорциональное напряжению нейтрали U_N , практически отсутствует (имеется только напряжение небаланса, значение которого обычно не превышает 1 В). При возникновении ОЗЗ, например, фазы А напряжение этой фазы относительно земли U_{At} становится равным нулю (точка «t» перемещается в вершину треугольника А – рисунок 11.5, в). Напряжения неповрежденных фаз В и С относительно земли U_{Bt} и U_{Ct} увеличиваются с фазного значения до линейного, а напряжение на нейтрали сети N становится равным значению фазного напряжения источника питания поврежденной фазы $U_N = U_A$. При этом на обмотке, соединённой по схеме «разомкнутого треугольника» напряжение достигает 100 В и защита напряжения нулевой последовательности (для электрической сети с компенсацией ёмкостных токов), имеющая уставку по напряжению $0,3 \cdot U_{\Phi} = 30$ В, с выдержкой времени 0,5–0,7 с срабатывает на сигнал

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

13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ

Лист

73

(на рисунке 11.5 ,г обозначено: KV – реле напряжения, КТ – реле времени, НЛ – сигнальная лампа). В электрической сети с изолированной нейтралью уставку по напряжению иногда снижают до уровня $0,06 \cdot U_{\Phi} = 6 \text{ В}$.

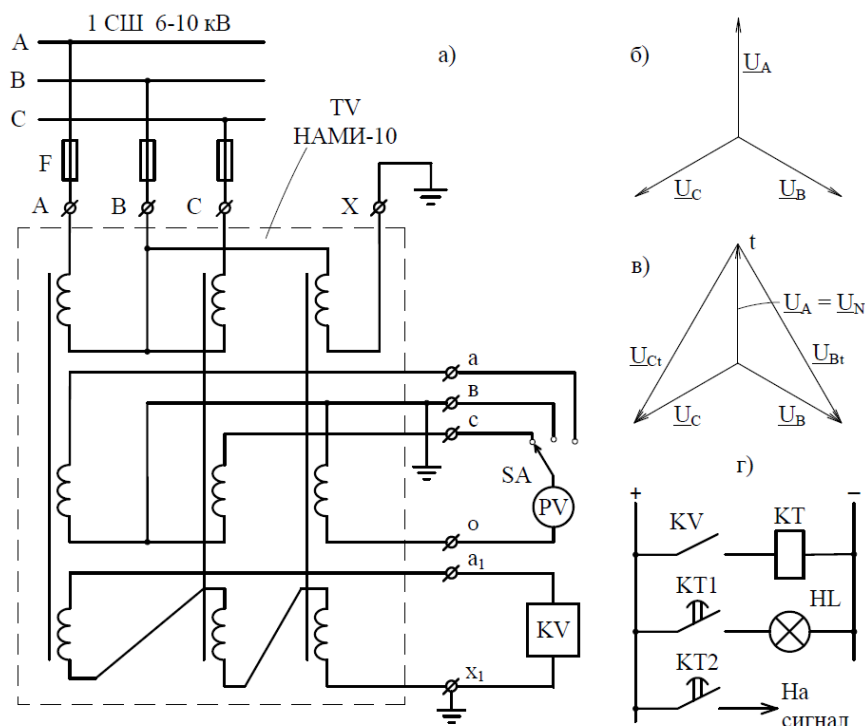


Рисунок 11.5 – Схема включения устройства контроля изоляции (а, г) и векторные диаграммы напряжений до ОЗЗ (б) и при ОЗЗ (в)

Дополнительно устройство контроля изоляции позволяет контролировать напряжения фаз сети относительно земли с помощью одного вольтметра PV с переключателем SA, подключаемого к фазам вторичной обмотки трансформатора напряжения TV, соединенной по схеме «звезда с нулем» или с помощью трех вольтметров, постоянно подключенных к этой обмотке. В нормальном, симметричном режиме все три напряжения фаз относительно земли на выводах вторичной обмотки TV, соединенной по схеме «звезда с нулём», одинаковы и равны $100/\sqrt{3} \approx 57,7 \text{ В}$. При возникновении ОЗЗ показание вольтметра поврежденной фазы понижается до нуля при металлическом замыкании, а показания вольтметров других фаз увеличиваются до линейного значения – 100 В.

Таким образом, устройство контроля изоляции позволяет, во-первых, выявить появление ОЗЗ с указанием секции сборных шин с поврежденным присоединением, но, не указывая какое из них повреждено (отсюда название «общая неселективная защита»), во-вторых, показать какая из фаз сети повреждена. После срабатывания защиты на сигнал персонал электрических сетей обязан немедленно приступить к определению присоединения с ОЗЗ.

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

13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ

Лист

74

11.4 Устройства селективной защиты от ОЗЗ

Токовые защиты от ОЗЗ в зависимости от вида защищаемой линии электропередачи (воздушные или кабельные) могут получать информацию от различных схем трансформаторов тока нулевой последовательности (ТТНП). Для защиты воздушных линий используется фильтр тока нулевой последовательности, состоящий из трех фазных трансформаторов тока ТА_А, ТА_В, ТА_С, вторичные обмотки которых соединены одноименными выводами и подключены к реле тока КА (Рисунок 11.6,а). Ток, протекающий по реле КА

$$I_{КА} = I_{2.A} + I_{2.B} + I_{2.C}, = 3 \cdot I_0,$$

является током нулевой последовательности и в нормальном режиме работы сети равен нулю. При однофазном или двухфазном замыкании на землю появляются токи нулевой последовательности, которые служат в качестве информации для работы релейной защиты.

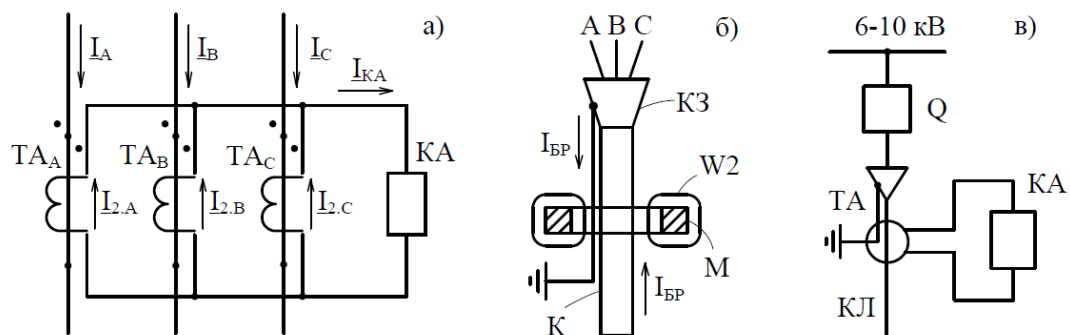


Рисунок 11.6–Схемы питания токовых защит от ОЗЗ

Для защиты кабельных сетей используется специальная конструкция трансформатора тока, магнитопровод М которого надевается на трёхфазный кабель К или на три однофазных кабеля (Рисунок 11.6, б). К вторичной обмотке трансформатора тока подключают устройства защиты и сигнализации КА (Рисунок 11.6, в).

В настоящее время широкое распространение получили одножильные кабели напряжением 6–10 кВ, для которых используются ТТНП с расширенным внутренним окном. С этой целью выпускаются ТТНП типа ТЗЛ и ТЗРЛ с диаметром внутреннего окна 100, 125, 200 мм. Компания SchneiderElectric применяет также ТТНП типа CSH 120 и CSH 200 с диаметром внутреннего окна 120 и 200 мм. С целью снижения погрешности данных ТТНП необходимо три одножильных кабеля располагать строго по центру внутреннего окна (Рисунок 11.7, а). Сопротивление внешних проводов, соединяющих ТТНП типа CSH с блоком защиты Seram не должно быть больше 4 Ом (Рисунок 11.7, б). Коэффициент трансформации ТТНП типа CSH равен 1/470.

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

13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ

Лист

75

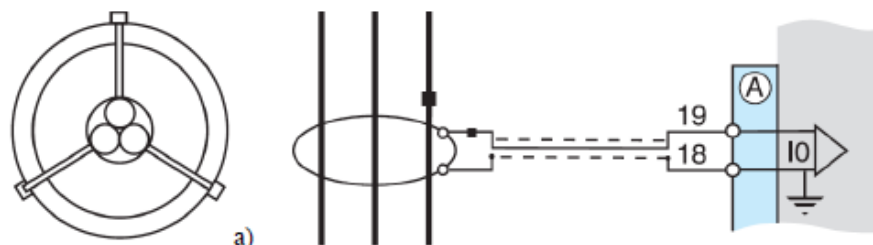


Рисунок 11.7 - ТТНП типа CSN

11.5 Действия оперативного персонала при определении присоединения с ОЗЗ

Однофазные замыкания на землю в электрических сетях напряжением 6–10–35 кВ не сопровождаются большими токами, поэтому Правила технической эксплуатации сетевые и потребительские допускают работу сети при ОЗЗ до его устранения. В тоже время работа электрической сети с ОЗЗ является опасным ненормальным режимом электрической сети, который необходимо ликвидировать в возможно короткие сроки.

О возникновении ОЗЗ персонал электрических сетей (непосредственно на ПС или РП или при дистанционном управлении – по каналам телемеханики) первоначально узнаёт по срабатыванию неселективной сигнализации, измеряющей напряжение нулевой последовательности, получаемое от вторичной обмотки трёхфазного трансформатора напряжения, соединённой по схеме «разомкнутого треугольника». В нормальном режиме работы электрической сети напряжение на нейтрали может изменяться в пределах 0–15 В, а при возникновении ОЗЗ увеличивается до 100 В. Неселективная сигнализация только указывает, на какой из секций сборных шин ПС или РП произошло ОЗЗ.

Определение повреждённого присоединения на ПС или в РП может проходить по двум вариантам:

1. Если на ПС или в РП установлена селективная сигнализация, измеряющая токи, протекающие по ТТНП, установленным в начале каждого присоединения, и выполненная по одному из рассмотренных выше принципам, то данная сигнализация должна указать повреждённое присоединение с однофазным замыканием на землю.

2. Если на ПС или в РП отсутствует селективная сигнализация или она не может определить повреждённое присоединение, то оперативный персонал начинает последовательно отключать по одному присоединению (без нарушения электроснабжения потребителей). При этом возможны ещё два варианта:

– Если после отключения какого-либо присоединения напряжение на нейтрали сохраняется неизменным и равно 100 В, то это говорит о том, что присоединение с ОЗЗ не найдено. Отключенное присоединение подключают к секции сборных шин и переходят к следующему присоединению.

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ

Лист

76

– Если после отключения присоединения напряжение на нейтрали снижается со 100 В практически до 0–15 В, то это является признаком, что отключено присоединение, в котором возникло ОЗЗ.

После определения присоединения с ОЗЗ в электрической сети производят переключения, запитывая потребителя по другим линиям. Повреждённое присоединение выводят из работы, определяют место повреждения, причину возникновения ОЗЗ и устраняют её – например, на кабеле в месте повреждения устанавливают соединительные муфты, или на воздушной линии заменяют повреждённый изолятор, или проводят какие-то другие восстановительные работы.

Вывод по разделу одиннадцать

Были рассмотрены защиты от ОЗЗ для кабельных, воздушных и отходящих от ПС линий, также рассмотрены устройства неселективной сигнализации, устройства селективной защиты от ОЗЗ и приведен порядок действий оперативного персонала при определении присоединения с ОЗЗ.

					13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		77

12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

12.1 Территория, компоновка и конструктивная часть подстанции

ГПП необходимо располагать максимально близко к центру электрических нагрузок предприятия, согласно расчетам картограммы электрических нагрузок. Так же необходима прокладка автомобильной дороги вдоль трансформаторов для обслуживания. Территория ГПП должна быть ограждена сплошным внешним забором высотой 1,8 м [13].

Металлические конструкции ОРУ-110 кВ, ЗРУ-10 кВ и трансформаторов, а также подземные части металлических и железобетонных конструкций для защиты от коррозии – должны быть окрашены. Для предотвращения растекания масла распространения пожара под трансформаторами предусмотрены маслоприемники, закрытые металлической решеткой, поверх которой насыпан слой чистого гравия толщиной 0,25 м [13]. Все токоведущие части, доступные случайному прикосновению, предусматривают ограждение металлической сеткой с окном 25x25 мм [13].

Оборудование ОРУ располагается таким образом, чтобы обеспечивались возможности выполнения монтажа и ремонта оборудования с применением машин и механизмов, транспортировки трансформаторов, проезда пожарных машин и передвижных лабораторий.

В ЗРУ имеются двери, открывающиеся наружу с самозапирающимися замками, отпираемые без ключа с внутренней стороны помещения. Наименьшие расстояния от токоведущих частей до элементов ОРУ приведены в таблице 12.1 в соответствии с [13].

Таблица 12.1 Наименьшие расстояния от токоведущих частей до различных элементов

Наименование расстояния	Изоляционное расстояние, мм,	
	10 кВ	110 кВ
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций или постоянных внутренних ограждений высотой не менее 2 м	200	900
Между проводами разных фаз	220	1000

Продолжение таблицы 12.1

От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до постоянных внутренних ограждений высотой 1,6 м, до габаритов транспортируемого оборудования	950	1650
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях при обслуживаемой нижней цепи и неотключенной верхней	950	1650
Отнеогражденных токоведущих частей до земли или до кровли зданий при наибольшем провисании проводов	2900	3600
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях, а также между токоведущими частями разных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи и неотключенной другой, от токоведущих частей до верхней кромки внешнего забора, между токоведущими частями и зданиями или сооружениями	2200	2900
От контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной ко второму контакту	240	1100

На всем электрооборудовании ОРУ и ЗРУ должны быть выполнены надписи мнемосхемы, поясняющие назначение электрооборудования, а также предупреждающие плакаты, а также буквенно-цифровые и цветовые обозначения одноименных шин в каждой электроустановке должны быть одинаковыми.

Шины обозначим, согласно при переменном трехфазном токе:
шины фазы А–желтым, фазы В–зеленым, фазы С–красным цветами

12.2 Электробезопасность

Для защиты оперативно-ремонтного персонала от поражения электрическим током в соответствии с [13] все коммутационное оборудование ГПП заземлено. Разъединители 110 кВ предусматривают механическую блокировку с заземляющими ножами, что позволяет исключить неправильные действия электротехнического персонала в случае включения этих аппаратов из отключенного состояния, когда они были заземлены ножами. Также персонал ГПП снабжается защитными средствами согласно нормам.

Ответственность за комплектование подстанции защитными средствами несет начальник службы подстанций.

Таблица 12.2 – Комплектование средствами защиты распределительных устройств напряжением выше 1000 В

Наименование средства защиты	Количество
	10 кВ
Защитные очки	2 шт.
Диэлектрические перчатки	2 шт.

Продолжение таблицы 12.2

Диэлектрические боты (для ОРУ)	1 пара
Изолирующая штанга	2 шт.
Изоляционные клещи	1 шт.
Указатель напряжения	2 шт.
Переносные заземления	2 шт.
Временные ограждения	2 шт.
Плакаты и знаки безопасности (переносные)	2 комплекта
Противогаз	2 шт.

С целью обеспечения допустимого уровня напряжения прикосновения конструкции ЗРУ и оборудование заземляется с контуром заземления, который выполнен с использованием естественных заземлителей – железобетонных колонн ЗРУ и металлических угольников обрамления кабельных каналов. Схема заземляющего устройства показана на рисунке 12.1.

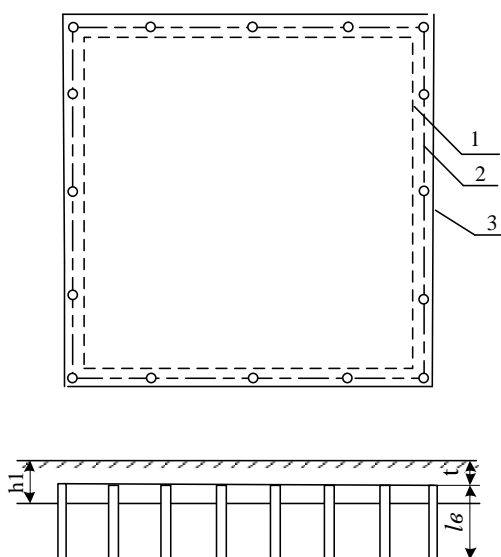


Рисунок 12.1 – Модель заземляющего устройства

На рисунке: 1 – площадь, занимаемая оборудованием; 2 – заземляющий контур; 3 – Ограждение подстанции; l – длина вертикальных заземлителей; t – глубина заложения заземлителей; h_1 – толщина верхнего слоя грунта;

Наибольший ток через заземление при замыкании на землю со стороны 110 кВ – 14,39 кА. Грунт в месте сооружения подстанции – суглинок. Площадь территории подстанции $S=3000 \text{ м}^2$. Удельное сопротивление грунта: $\rho_1 = 100 \text{ Ом/м}$, $\rho_2 = 50 \text{ Ом/м}$ [17].

Время действия релейной защиты: $t_{рз}=0,12 \text{ с}$, $t_{ов}=0,07 \text{ с}$. За расчетный ток принимаем ток стекающий с заземлителя при однофазном замыкании:

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

13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ

$$I_{кз} = I_{по} \cdot \left(1 - \frac{X_0}{X_T}\right), \quad (12.1)$$

где $X_0=0,19$ Ом – сопротивление нулевой последовательности до места К.З,
 $X_T=2,1$ Ом – сопротивление нулевой последовательности трансформатора ГПП.

$$I_{кз} = 14,39 \cdot \left(1 - \frac{0,19}{2,1}\right) = 13,088 \text{ кА.}$$

Расчетная длительность воздействия тока на человека:

$$t_B = t_{рз} + t_{ов} \quad (12.2)$$

$$0,12 + 0,07 = 0,19 \text{ с.}$$

Допустимое напряжение прикосновения [16]:

$$U_{пр.доп} = 400 \text{ В.}$$

Коэффициент прикосновения:

$$K_{II} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{I_B \cdot L_{Г}}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}}, \quad (12.3)$$

где $M=0,62$ – параметр зависящий от соотношения r_1/r_2 ;

$L_{Г}=600$ мм – длина горизонтальных заземлителей;

$I_B=5$ м – длина вертикального заземлителя;

$a=5$ м – расстояние между вертикальными заземлителями;

β – коэффициент учитывающий сопротивление стекания тока на землю.

$$\beta = \frac{R_{ч}}{R_{ч} + 1,5 \cdot p_1}, \quad (12.4)$$

где $R_{ч}=1000$ Ом – сопротивление тела человека.

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 100} = 0,87,$$

$$K_{II} = \frac{0,62 \cdot 0,87}{\left(\frac{5 \cdot 600}{5 \cdot \sqrt{3000}}\right)^{0,45}} = 0,184.$$

Напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{пр.доп}}{K_{II}}, \quad (12.5)$$

$$U_3 = \frac{400}{0,184} = 2173 \text{ В.}$$

Сопротивление заземляющего устройств:

$$R_{з.доп} = \frac{U_3}{I_{кз}}$$

$$R_{з.доп} = \frac{2173}{13088} = 0,166 \text{ Ом.}$$

При $a/I_B=1$ число вертикальных заземлителей:

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{I_B}, \quad (12.6)$$

$$n_B = \frac{\sqrt{3000} \cdot 4}{5} = 43,81.$$

Принимаем $n_B=44$.

Число ячеек по сторонам квадрата:

$$m = \frac{L_\Gamma}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (12.7)$$

$$m = \frac{600}{2 \cdot \sqrt{3000}} - 1 = 5,47.$$

Принимаем $m=6$.

Длина полос в расчетной модели:

$$L'_\Gamma = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1), \quad (12.8)$$

$$L'_\Gamma = 2 \cdot \sqrt{3000} \cdot (6+1) = 766,78 \text{ м.}$$

Длина сторон в ячейке:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}. \quad (12.9)$$

$$b = \frac{\sqrt{3000}}{6} = 9,12 \text{ м.}$$

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_B = I_B \times n_B, \quad (12.10)$$

$$L_B = 5 \times 44 = 220 \text{ м.}$$

По таблице «относительных эквивалентных удельных сопротивлений» для имеющихся расчетных данных определяем:

$$p_3/p_2 = 1,1.$$

Тогда

$$P_3 = p_2 \times 1,1 = 50 \times 1,1 = 55 \text{ Ом/м.}$$

Общее сопротивление заземлителя:

$$R_3 = A \cdot \frac{P_3}{\sqrt{S}} + \frac{P_3}{L'_\Gamma + L_B}, \quad (12.11)$$

где A - коэффициент равный:

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{I_B + t}{\sqrt{S}}, \quad (12.12)$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{5 + 0,7}{\sqrt{3000}} = 0,356.$$

$$R_3 = 0,356 \cdot \frac{55}{\sqrt{3000}} + \frac{55}{766,78 + 220} = 0,41.$$

$$U_{\text{пр}} = K_{\text{п}} \cdot I_{\text{кз}} \cdot R_3. \quad (12.13)$$

$$U_{\text{пр}} = 0,184 \cdot 13088 \cdot 0,41 = 987,3 \text{ В.}$$

$$U_{\text{пр}} = 1047 \text{ В} > U_{\text{пр.доп.}} = 400 \text{ В.}$$

Применим подсыпку слоем гравия толщиной 0,2 м в рабочих местах.

Тогда по формуле (12.4):

$$\beta' = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + 1,5 \cdot p_{\text{BC}}},$$

где $p_{\text{BC}} = 2000 \text{ Ом/м}$ – сопротивление верхнего слоя.

$$\beta' = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 2000} = 0,25.$$

Коэффициент прикосновения по формуле (12.3) равен:

$$K'_{\text{п}} = \frac{0,62 \cdot 0,25}{\left(\frac{5 \cdot 600}{5 \cdot \sqrt{3000}} \right)^{0,45}} = 0,053$$

Напряжение на заземлителе по формуле (12.5) равно:

$$U'_3 = \frac{400}{0,053} = 7547 \text{ В.}$$

Сопротивление заземляющего устройств по формуле равно:

$$R'_{\text{з.доп}} = \frac{7547}{13088} = 0,576 \text{ Ом.}$$

Напряжение прикосновения по формуле (12.13):

$$U_{\text{пр}} = 0,053 \cdot 13088 \cdot 0,576 = 399,5 \text{ В.}$$

После принятия мер, а именно подсыпки подушки из гравия, напряжение прикосновения стало удовлетворять требованиям.

12.3 Молниезащита ОРУ ГПП

Территория ГПП находится в районе с грозовой деятельностью до 40 часов в году.

Устанавливаем 4 молниеотвода на порталах.

Необходимым условием защищенности всей площади ОРУ является:

$$D \leq 8 \cdot h_a, \quad (12.14)$$

где D – диагональ четырех угольника, в вершинах которого расположены молниеотводы.

$$D = \sqrt{a^2 + b^2}, \quad (12.15)$$

где $a=36$ м, $b=27$ м – соответственно длина и ширина площади, на которой установлены молниеотводы.

$$D = \sqrt{36^2 + 27^2} = 45 \text{ м.}$$

где h_a – активная высота молниеотвода.

Соответственно:

$$h_a = \frac{45}{8} = 5,6 \text{ м.}$$

Принимаем молниеотвод типа СМ, высота от поверхности земли 11,35 м, активная высота 6 м.

Высота молниеотводов:

$$h = h_x + h_a, \quad (12.16)$$

где $h_x=11,35$ м – высота защиты молниеотводов.

$$h = 11,35 + 6 = 17,35 \text{ м.}$$

Зона защиты молниеотвода:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a}{1 + \frac{h_x}{h}}. \quad (12.17)$$

$$r_x = \frac{1,6 \cdot 6}{1 + \frac{11,35}{17,35}} = 5,8.$$

Ширина защищаемой зоны:

$$b_x = 2 \cdot r_x \cdot \frac{7 \cdot h_a - a}{14 \cdot h_a - a}. \quad (12.18)$$

					13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		84

При $a=36$ м:

$$b_x = 2 \cdot 5,8 \cdot \frac{7 \cdot 6 - 36}{14 \cdot 6 - 36} = 1,45$$

При $b=27$ м:

$$b_x = 2 \cdot 5,8 \cdot \frac{7 \cdot 6 - 27}{14 \cdot 6 - 27} = 3,05.$$

ЗРУ защищаем металлической молниеприемной сеткой.

На рисунке 12.2 показана зона защиты молниеотводов ГПП.

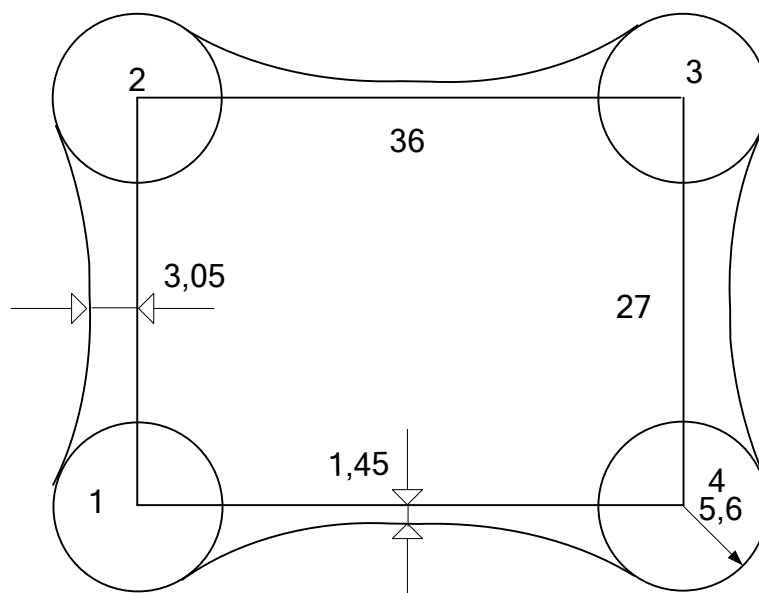


Рисунок 12.2 - Молниезащита ОРУ ГПП

12.4 Расчет освещения ГПП

На ГПП предусмотрено рабочее и аварийное освещение [14]. Ремонтное освещение осуществляется от переносных светильников с лампами накаливания на напряжение 12 В. Территория ОРУ освещается прожекторами, питающимися от переменного тока, напряжением 220 В.

Выбор мощности и количества прожекторов освещения ОРУ производится в соответствии с нормами, установленными в [14].

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ

Лист

85

Световой поток определяется по выражению:

$$F = \frac{1000 \cdot E \cdot K_3}{w \cdot e}, \quad (12.19)$$

где $E = 5$ Лк - минимальная освещенность, принято для ОРУ ГПП по шкалам освещенности;

$K_3 = 1,5$ – коэффициент запаса;

$e = 1$ – суммарная условная освещенность от близлежащих источников;

$w = 1,1$ – коэффициент добавочной освещенности за счет отраженного светового потока.

$$F = \frac{1000 \cdot 5 \cdot 1,5}{1,1 \cdot 1} = 6818,2 \text{ лм.}$$

Число прожекторов:

$$N = \frac{E \cdot K_3 \cdot S \cdot Z}{F \cdot \eta}, \quad (12.20)$$

где $S = 3000 \text{ м}^2$ - площадь ОРУ;

$\eta = 0,65$ – КПД светового потока;

$Z = 1,2$ – отношение средней освещенности к минимальной.

$$N = \frac{5 \cdot 1,5 \cdot 3000 \cdot 1,2}{6818,2 \cdot 0,65} = 6,092$$

Принимаем число прожекторов равным $N = 6$

Мощность одной лампы:

$$P = \frac{W \cdot S}{N}, \quad (12.21)$$

где $W = 1 \text{ Вт/м}^2$ – удельная мощность.

$$P = \frac{1 \cdot 3000}{6} = 500 \text{ Вт.}$$

Определим высоту установки уличного светильника:

$$P = \frac{J_{\max}}{H^2}, \quad (12.22)$$

где J_{\max} – максимальный световой поток светильника;

H – высота установки уличного светильника.

К установке примем 6 уличных светильника типа НКУ 99-500 с лампами ДРЛ мощностью по 500 Вт.

Максимальный световой поток светильника НКУ 9-500С с лампой ДРЛ-500 для минимальной освещенности ($E = 5$ Лк) равен $J_{\max} = 2300 \text{ Лк}$. Тогда:

$$H = \sqrt{\frac{23000}{500}} = 6,8 \text{ м.}$$

Устанавливаем по углам ОРУ ГПП уличные светильники на высоте 6,8 м.

12.5 Пожарная безопасность

Развитию пожара в трансформаторах способствует высокая теплопроводная способность трансформаторного масла и большая теплопроводность материалов, используемых для их изготовления.

В соответствии с ПУЭ для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслonaполненных силовых трансформаторов под трансформаторами смонтированы маслоприемники, т.к. количество масла одного трансформатора превышает 1000 кг.

Из маслоприемников масло сбрасывается по сети маслоотводов в закрытый маслосборник вместимостью 10 м³.

Маслосборники рассчитаны на прием 100% масла, залитого в трансформатор. А также на задержание 20% расчетного расхода воды. Маслоотводы рассчитаны на отвод 50% масла и полное количество воды не более чем за 0,25 часа.

В период эксплуатации подстанции, при достижении уровня замасленной воды в маслосборнике выше 0,5 м от дна должна производиться откачка и вывоз в установленные места.

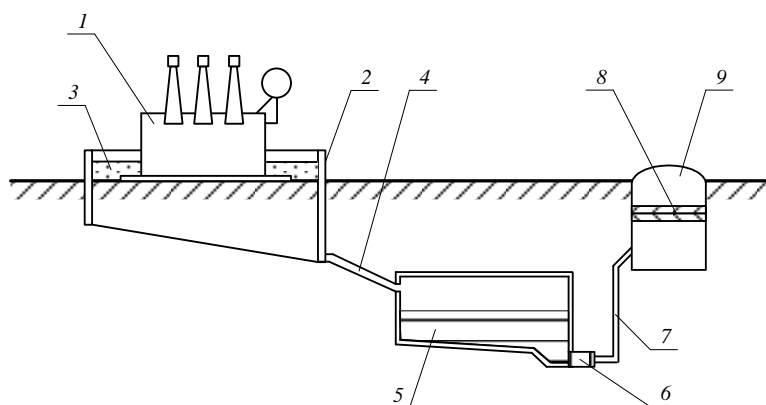


Рисунок 12.3– Технологическая схема отвода и очистки замасленных стоков трансформатора

На рисунке: 1 – трансформатор; 2 – маслоприемник; 3 – дренажно-гравийная засыпка; 4 – маслоотвод; 5 – маслосборник; 6 – насос; 7 – трубопровод; 8 – фильтр; 9 – колодец.

Так как единичная мощность трансформаторов менее 63 МВА, то пожарные водопроводы не предусматриваются.

В соответствии с ПУЭ расстояние в свету между открыто установленными трансформаторами, для ТДН –25000/110/10, должно быть не менее 1,25м.

Отверстие выхлопной трубы масляного трансформатора не должно быть направлено на близко установленное оборудование, для выполнения этого требования допускается установка заградительного щита против отверстия трубы.

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ

Лист

87

Для локализации очагов пожара на ГПП имеются первичные средства пожаротушения:

а) ЗРУ-10 кВ:

- огнетушители ОУ-8 – 2 шт.;

- ящик с песком – 2 шт. (емкость 0,5 м);

б) щит управления 0,4 кВ:

- огнетушители ОУ-8 – 2 шт.;

в) камеры трансформаторов собственных нужд:

- огнетушители ОХП-10 – 2 шт.;

- ящик с песком;

г) ОРУ-110 кВ – пожарный щит с принадлежностями и ящик с песком у каждого трансформатора.

Выводы по разделу двенадцать

В данном разделе были рассмотрены аспекты безопасности жизнедеятельности. Рассчитана система заземления на ГПП, рассчитано освещение ОРУ ГПП, рассмотрены вопросы пожарной безопасности. Можно утверждать, что данное предприятие соответствует всем нормам безопасности.

					13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		88

13 ЭКОНОМИКА И ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА

13.1 Расчет затрат на разработку технического проекта

Для расчета затрат на разработку технического проекта электроснабжения комплекса цехов металлургического завода составим таблицу, куда заносим виды работ (в порядке их последовательности), продолжительность их выполнения, а также состав выполняющих её людей.

Ожидаемая продолжительность работ находится по формуле:

$$t_{\text{ожид}} = 0,6t_{\text{мин}} + 0,4t_{\text{макс}} \quad (13.1)$$

Для примера расчетов в дальнейшем будем рассчитывать работу №4

$$t_{\text{зожид}} = 0,6 \cdot 1 + 0,4 \cdot 2 = 1 \text{ день} \quad (13.2)$$

Количество работников:

Руководитель – 1 человека,

Инженер – 1 человек,

Лаборант – 1 человек.

Должностные оклады работникам:

Руководитель – 40000 руб.,

Инженер – 32000 руб.,

Лаборант – 20000 руб.

Определим коэффициенты пересчета реальной численности работников различной категории к приведенной численности инженеров.

Расчет выполняется по заработной плате:

$$\begin{aligned} K_{\text{рук.}} &= 40000 / 30000 = 1,3; \\ K_{\text{инж.}} &= 30000 / 30000 = 1; \\ K_{\text{лаб.}} &= 18000 / 30000 = 0,6; \end{aligned} \quad (13.3)$$

Таблица 13.1 – Перечень работ, продолжительности выполнения и исполнители

Номер работы	Наименование работ	Продолжительность, дней			Исполнители, человек		
		Мин.	Макс.	Ожидаемое	Руководитель	Инженер	Лаборант

Продолжение таблицы 13.1

1	Получение и анализ задания на проектирование электроснабжения комплекса цехов	1	1	1	1	1	-
2	Подбор технической документации и литературы	2	3	2	-	1	-
3	Сравнение отечественных и зарубежных технологий	1	2	1	1	1	1
4	Расчет электрических нагрузок	1	2	1	1	1	1
5	Расчет картограммы электрических нагрузок	1	2	1	1	1	-
6	Выбор числа, мощности и типа трансформаторов и их расчет	1	2	1	1	1	-
7	Расчет схемы внешнего электроснабжения	1	2	1	1	1	-
8	Выбор величины напряжения и схемы внутреннего электроснабжения	2	3	2	-	1	-
9	Расчет питающих линий	2	3	2	1	1	-
10	Расчет токов короткого замыкания	4	6	5	1	1	-
11	Технико-экономическое сравнение внутризаводского электроснабжения	2	4	3	1	1	1
12	Выбор электрооборудования СЭС предприятия	2	3	2	1	1	-
13	Расчет показателей качества электроэнергии	1	2	1	1	1	-
14	Компенсация реактивной мощности	3	5	4	1	1	-
15	Расчет релейной защиты	3	5	4	1	1	1
16	Выполнения задания по БЖД	3	6	4	1	1	-
17	Расчет экономической части	2	4	3	1	1	1
18	Выполнение графической части	5	9	7	1	1	1
19	Заключение	1	1	1	-	1	-
20	Библиографический список	1	1	1	-	1	-
21	Оформление проекта	2	3	2	1	1	1
22	Защита проекта	1	1	1	1	1	1

Рассчитаем приведенную численность работников:

$$Ч_3 = N_{\text{рук}} \cdot K_{\text{рук}} + N_{\text{инж}} \cdot K_{\text{инж}} + N_{\text{лаб}} \cdot K_{\text{лаб}} \quad (13.4)$$

$$Ч_3 = 1 \cdot 1,3 + 1 \cdot 1 + 1 \cdot 0,6 = 2,9$$

Расчет приведенной трудоемкости работ:

$$T_3 = Ч_3 \cdot t_{\text{ожд}4} \quad (13.5)$$

$$T_3 = 2,9 \cdot 1 = 2,9 \text{ инж.дней}$$

Расчет средневенной заработной платы инженера. Инженер получает основную и дополнительную заработную плату. Определим дополнительную заработную плату:

$$Z_{\text{доп}} = (0,1 \dots 0,12) \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (13.6)$$

где $Z_{\text{осн}} = 30000$ руб основная заработная плата назначается разработчиком проекта.

$$Z_{\text{доп}} = 0,1 \cdot 30000 = 3200$$

Средневенная заработная плата равна сумме основной и дополнительной, деленных на количество рабочих дней в месяце:

$$\begin{aligned} \text{СД}_{\text{зп}} &= (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) / \text{РД} \\ \text{СД}_{\text{зп}} &= (32000 + 3200) / 23 = 1530,4 \text{ руб./день} \end{aligned} \quad (13.7)$$

Исходя из значений основной и дополнительной заработной платы инженера, рассчитаем прочие затраты. Данные сведем в таблицу 13.2.

Таблица 13.2 – Прочие затраты

Номер	Наименование	Соотношение затрат	Величина затрат, руб.
1	Единый социальный налог	$0,3 \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}})$	10560
2	Стоимость материалов и покупных изделий, необходимых для проектирования	$(0,15 \dots 0,55) \cdot Z_{\text{осн}}$	6400
3	Накладные расходы	$(0,45 \dots 0,85) \cdot Z_{\text{осн}}$	16000
4	Командировочные расходы	$(0,15 \dots 0,25) \cdot Z_{\text{осн}}$	-
5	Контрагентные услуги сторонних организаций	$(0,2 \dots 0,5) \cdot Z_{\text{осн}}$	9600
6	Стоимость оборудования и приборов необходимых для проектирования	$(0,4 \dots 0,6) \cdot Z_{\text{осн}}$	16000
Итого			58560

Средневенные прочие затраты найдем по формуле:

$$\begin{aligned} \text{СД}_{\text{пз}} &= \Sigma Z_{\text{проч}} / \text{РД} \\ \text{СД}_{\text{пз}} &= 58560 / 23 = 2546,08 \text{ руб./день} \end{aligned} \quad (13.8)$$

Рассчитаем средневенную стоимость одного инженер день

$$СД_{инж.дня} = СД_{зп} + СД_{пз} \quad (13.9)$$

$$СД_{инж.дня} = 1530,4 + 2546,08 = 4076,5 \text{ руб./день}$$

Стоимость работы равна произведению приведенной трудоёмкости на среднедневную стоимость инженер дня:

$$СР_3 = T_3 \cdot СД_{инж.дня} \quad (13.10)$$

$$СР_3 = 2,9 \cdot 4076,5 = 11821,8 \text{ руб.}$$

Результаты расчета сведены в таблицу 13.3.

Таблица 13.3 – Затраты на проектирование дипломного проекта

Номер работы	Ожидаемая продолжительность, дней	Исполнители, чел.			чис-ленная	Приведенная трудо-емкость	Стоимость работы
		Руководи-тель	Инженер	Лаборант			
1	1	1	1	-	2,3	2,3	9376
2	2	-	1	-	1,0	2,0	8153
3	1	1	1	1	2,9	2,9	11822
4	1	1	1	1	2,9	2,9	11822
5	1	1	1	-	2,3	2,3	9376
6	1	1	1	-	2,3	2,3	9376
7	1	1	1	-	2,3	2,3	9376
8	2	-	1	-	1,0	2,0	8153
9	2	1	1	-	2,3	4,6	18752
10	5	1	1	-	2,3	11,5	46880
11	3	1	1	1	2,9	8,7	35466
12	2	1	1	-	2,3	4,6	18752
13	1	1	1	-	2,3	2,3	9376
14	4	1	1	-	2,3	9,2	37504
15	4	1	1	1	2,9	11,6	47287
16	4	1	1	-	2,3	9,2	37504
17	3	1	1	1	2,9	8,7	35466
18	7	1	1	1	2,9	20,3	82753
19	1	-	1	-	1,0	1,0	4077
20	1	-	1	-	1,0	1,0	4077
21	2	1	1	1	2,9	5,8	23644
22	1	1	1	1	2,9	2,9	11822
Итого							490811

Затраты на проектирование составляют – 490811 рублей.

13.2 Расчёт сметной стоимости материалов

В таблица 13.4 представлен перечень материалов и комплектующих, необходимых для строительно-монтажных работ по внедрению проекта, а также их количество и стоимость. Стоимость представленных материальных элементов дана с учетом транспортных затрат.

Таблица 13.4 – Сводная таблица материалов и комплектующих

Наименование	Единицы измерения	Кол-во	Цена за ед., тыс. руб.	Сумма, тыс. руб.
ТМЗ-400/10	шт.	2	510	1020
ТМЗ-630/10	шт.	8	800	6400
ТМЗ-1000/10	шт.	2	1350	2700
ВГБУ-110П-40/2000-У1	шт.	2	3000	6000
ОПН-110-У1	шт.	2	40	80
ТФЗМ-110-У1	шт.	2	34	68
ТДН-25000/110/10	шт.	2	3500	7000
СД Р _н =1250 кВт	шт.	10	1500	15000
СД Р _н =1000 кВт	шт.	12	1100	13200
ТЛ-10-2000-0,5/10Р	шт.	4	23	92
УКЛ-10,5-900 УЗ	шт.	2	217	434
3хЗНОЛ-10	шт.	2	47	94
ТЛК-10-200-0,5/10Р	шт.	2	19	38
ТЛК-10-75-0,5/10Р	шт.	2	10	20
ТЛК-10-100-0,5/10Р	шт.	2	12	24
ТЛК-10-150-0,5/10Р	шт.	2	16	32
ВЭ-10-630-20-УЗ	шт.	8	127	1016
ААШВ-10 (3х150)	м	840	0,540	454
ААШВУ-10 (3х50)	м	1670	0,292	487
ААШВУ-10 (3х70)	м	1430	0,354	506
АС-70/11	м	7000	0,166	1162
Итого				52017

Затраты на приобретение материальных элементов (деталей, узлов, комплектующих), которые будут необходимы для создания разработанного объекта $Z_m = 30915$ тыс.руб.

Затраты на заработную плату работников, которые будут внедрять проект. Примем данные затраты как 40% от материальных затрат, тогда:

$$Z_{зп} = 0,4 \cdot Z_m \quad (13.11)$$

$$Z_{зп} = 0,4 \cdot 52017 = 20806 \text{ тыс.руб.}$$

Затраты на внедрение проекта:

$$Z_{\text{вн}} = Z_{\text{м}} + Z_{\text{зп}} \quad (13.12)$$
$$Z_{\text{вн}} = 52017 + 20806 = 72823 \text{ тыс.руб.}$$

Экономический эффект – это разница между ожидаемыми доходами от внедрения проекта и ожидаемыми расходами на реализацию проекта.

Доход – это сумма денег, полученная после реализации произведенных товаров или услуг. Рассчитывается по формуле:

$$D = P + Q,$$

где P – рыночная цена 1 кВт · ч электроэнергии;

Q – количество потребленных кВт · ч электроэнергии предприятием за год.

$$D = 2,92 \cdot 51267 = 149699,64 \text{ тыс. руб.}$$

Так же необходимо посчитать все затраты, связанные с проектом. Затраты на разработку, внедрение и реализацию проекта вычисляем по формуле:

$$Z_{\text{сум}} = Z_{\text{пр}} + Z_{\text{вн}},$$

где $Z_{\text{сум}}$ – суммарные затраты, связанные с проектом, рублей;

$Z_{\text{пр}}$ – затраты на проектирование, рублей;

$Z_{\text{вн}}$ – затраты на внедрение проекта, рублей.

Затраты на производство готовой продукции ($Z_{\text{пп}}$) не рассчитываются, поскольку данный проект связан только с передачей электроэнергии.

Затраты на внедрение проекта определим по формуле:

$$Z_{\text{вн}} = Z_{\text{м}} + Z_{\text{зп}}$$

где $Z_{\text{м}}$ – затраты на приобретение необходимого для внедрения проекта оборудования с учетом его доставки, рублей;

$Z_{\text{зп}}$ – затраты на заработную плату работников, которые будут внедрять проект, рублей.

$$Z_{\text{сум}} = 490 + 52017 + 20806 = 73313 \text{ тыс.руб.}$$

После расчета ожидаемых доходов и ожидаемых расходов можно приступить к расчету экономического эффекта от внедрения предлагаемого проекта и срока окупаемости проекта.

Если в результате расчета будет получена отрицательная величина, это означает, что в первом году проект не окупился и анализ экономических показателей необходимо продолжить.

Экономический эффект первого года проекта:

					13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		94

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_1 &= D_1 - Z_{\text{сум}} & (13.13) \\ \mathcal{E}_1 &= 22454 - 73313 = -50859 \text{ тыс.руб.} \end{aligned}$$

Отрицательное значение полученного результата говорит о том, что проект не окупится.

Рассмотрим второй год:

$$\mathcal{E}_2 = 22454 - 50859 = -28405 \text{ тыс.руб.}$$

Рассмотри третий год:

$$\mathcal{E}_3 = 22454 - 28405 = -5951 \text{ тыс.руб.}$$

Рассмотри четвертый год:

$$\mathcal{E}_4 = 22454 - 5951 = 16503 \text{ тыс.руб.}$$

Положительное значение полученного результата говорит о том, что проект окупится во втором году, но на окупаемость пойдет не весь год, а только его часть. Следовательно, срок окупаемости составит:

$$\begin{aligned} T_{\text{ок}} &= 1 + d / D & (13.14) \\ T_{\text{ок}} &= 3 + 16503 / 22454 = 3,73 \text{ года} \end{aligned}$$

Экономический эффект от внедрения проекта составит 16503 тыс.руб. за четыре года.

Выводы по разделу тринадцать

По результатам расчетов в данном разделе можно утверждать, что разработанный проект является экономически целесообразным и может быть рекомендован к внедрению.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были проведены расчеты электрических нагрузок по промышленному предприятию. По результатам этих расчетов были выбраны трансформаторы цеховых ТП.

Был рассмотрен вопрос о выборе напряжения трансформаторов ГПП. Проведено технико-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения, была выбрана схема с напряжением 110 кВ.

Была выбрана внутренняя схема электроснабжения и произведены расчеты кабельных линий.

Был произведен расчет токов КЗ. На основании расчетов токов КЗ было выбрано электрооборудование схемы внутреннего электроснабжения.

В разделе релейной защиты и автоматики рассмотрена защита от однофазных замыканий на землю с помощью неселективной и селективной сигнализации.

Были проведены расчёты молниезащиты, заземления и освещения ГПП.

Проведена оценка стоимости внедрения проекта, а также сделан вывод о целесообразности проекта.

					13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		96

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Справочник по проектированию электроснабжения. Электроустановки промышленных предприятий./Под общ. ред. Ю.Г.Барыбина и др. – М: Энергоатомиздат, 1990-576с.

2 Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования./Под ред. Ю.Г.Барыбина, Л.Е.Федорова, М.Г.Зименкова; – М: Энергоатомиздат, 1991-464с.

3 Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. Том 1. Под общ. ред.А.А.Федорова; – М: Энергоатомиздат, 1986-568с.

4 Б.Н.Неклепаев, И.Л.Крючков. Электрическая часть электростанций и подстанций. Изд. 4-е; – М: Энергоатомиздат, 1989-607с.

5 Правила устройства электроустановок. /Минэнерго СССР. 7-е издание, переработанное и дополненное; – М: Энергоатомиздат, 1999.

6 Л.Д.Рожкова, В.С.Козулин. Электрооборудование станций и подстанций. 3-е издание, переработанное и дополненное; – М: Энергоатомиздат, 1987-648с.

7 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>.

8 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>.

9 Петров О.А. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий. Учебное пособие для студентов-заочников; – Челябинск, 1986-49с.

10 Руководящие указания по расчету проводов, тросов воздушных линий электропередач; – М: Энергия, 1965.

11 Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети. /Под ред. А.А.Федорова и Г.В.Сербиновского; – М: Энергия, 1980-576с

12 РД 34.03.603. Правила применения и испытания средств защиты, использованных в электроустановках, технические требования к ним. – М.: Главгосэнергонадзор, 1992г.

13 ГОСТ 12.1.019 – 79 ССБТ И – 1.08.86. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защит.

14 СнИП 23 – 05 – 95. Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования.

15 ГОСТ 12.1.004 – 91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

16 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. РД 34.21.122 – 87 / Минэнерго. – М.: Энергоатомиздат, 1989г. – 56 стр.: ил.

					13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		97

17 ГОСТ 12.1.030. – 81 ССБТ И – 1.08.87. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

18 Информация на сайте «Энергетика, оборудование и документация», в разделе «Статьи», в разделе «Состояние и перспективы развития вакуумных и элегазовых выключателей». –<http://www.forca.ru>.

					13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ	Лист
						98
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.005.00.00 ПЗ