

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова
(подпись)

«___» _____ 2018 г.

Электроснабжение западной группы цехов Ижевского трубопрокатного завода

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной защите
старший преподаватель

_____ И.П. Титов
«___» _____ 2018 г.

Руководитель проекта
Старший преподаватель

_____ И.П. Титов
«___» _____ 2018 г.

Консультант по БЖД
д.т.н., профессор

_____ В.Ф. Бухтояров
«___» _____ 2018 г.

Автор проекта
студент группы ПЗ-573

_____ В.А. Суетин
«___» _____ 2018 г.

Нормоконтролер
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина
«___» _____ 2018 г.

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

1 Введение

2 Сравнение отечественных и передовых зарубежных технологий и решений

3 Технический паспорт

4 Расчёт электрических нагрузок

5 Расчет трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций

6 Расчет схемы внешнего электроснабжения

7 Выбор величины напряжения и схемы внутреннего электроснабжения предприятия, расчет питающих линий

8 Расчёт токов короткого замыкания

9 Технико-экономическое обоснование схем внутреннего электроснабжения

10 Выбор электрооборудования СЭС предприятия

11 Расчёт и выбор устройств компенсации реактивной мощности

12 Расчёт показателей качества электроэнергии в узлах СЭС

13 Релейная защита трансформатора ГПП – ТРДН-25000/110

14 Вопросы безопасности жизнедеятельности в электроустановках

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

1 План генеральный трубопрокатного завода	– 1 лист
2 Схема электрическая принципиальная электроснабжения группы цехов трубопрокатного завода	– 1 лист
3 Чертеж конструктивный ГПП 110/10 кВ	– 1 лист
4 Схема электрическая принципиальная релейной защиты трансформатора ТРДН-2500/110/10/10	– 1 лист
5 Плакат по безопасности жизнедеятельности	– 1 лист
6 Плакат технико-экономическому обоснованию схем внутреннего электроснабжения	– 1 лист

Всего 6 листа(ов)

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

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

7 Дата выдачи задания « ___ » _____ 2018 г.

Руководитель

_____ И.П. Титов
(подпись) (И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

_____ В.А. Суетин
(подпись) (И.О. Фамилия)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
1 Введение	15.03.18	
2 Сравнение отечественных и передовых зарубежных технологий и решений	22.03.18	
3 Краткое описание объекта электроснабжения	24.05.18	
4 Расчет электрических нагрузок и построение картограммы	14.02.18	
5 Выбор и обоснование типа, числа и мощности трансформаторов цеховых ТП	24.03.18	
6 Выбор и обоснование типа, числа и мощности трансформаторов ГПП	25.02.18	
7 Выбор и обоснование схемы внешнего электроснабжения	03.03.18	
8 Выбор и обоснование схемы внутризаводского электроснабжения	10.03.18	
9 Расчет электрических сетей напряжением до и выше 1000 В	15.03.18	
10 Расчет токов коротких замыканий и выбор оборудования в электрических сетях напряжением выше 1000 В	20.03.18	
11 Компенсация реактивной мощности	06.04.18	
12 Расчет показателей качества напряжения	13.04.18	
13 Релейная защита и автоматика	25.04.18	
14 Вопросы охраны труда и техники безопасности	30.04.18	
15 Пояснительная записка	12.05.18	
16 Графическая часть	15.05.18	

Заведующий кафедрой

(подпись)

И.М. Кирпичникова

(И.О. Фамилия)

Руководитель работы

(подпись)

И.П. Титов

(И.О. Фамилия)

Студент

(подпись)

В.А. Суетин

(И.О. Фамилия)

АННОТАЦИЯ

Суетин В.А. Электроснабжение западной группы цехов Ижевского трубопрокатного завода. – Челябинск: ЮУрГУ, П, 2018. –117 с., 26 илл., 50 табл. библиогр. список – 59 наим., 6 листов чертежей ф.А1

Задача настоящей выпускной квалификационной работы заключается в проектировании системы электроснабжения группы цехов трубопрокатного завода, обеспечивающей соответствующий уровень надежности электроснабжения, надлежащее качество электроэнергии, оптимальные режимы и безопасность в эксплуатации и обслуживания в течении всего срока службы.

Медьэлектролитный завод относится к средним по мощности предприятиям и состоит из 14 цехов с суммарной установленной мощностью 32 МВт. Учитывая особенности технологического процесса, завод относится ко второй категории по надежности электроснабжения.

Согласно исходным данным на проектирование обеспечение электроэнергией предприятия возможно от двух независимых источников питания на напряжении 110 кВ, равноудаленных от предприятия.

В работе представлены все основные этапы проектирования систем электроснабжения промышленного предприятия, а именно расчет электрических нагрузок напряжением до и выше 1000 В, выбор цеховых трансформаторных подстанций, выбор рационального напряжения и схемы внешнего электроснабжения, расчет токов короткого замыкания, расчет показателей качества электроэнергии, выбор электрооборудования и т.д.

Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения, в виду его однозначности, производится в пользу 110 кВ.

Особое внимание в работе уделено вопросам охраны труда в электроустановках и экономической деятельности предприятия.

Приведено подробное описание и расчет уставок релейной защиты силового трансформатора, установленного на главной понизительной подстанции типа ТРДН-25000/110.

13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата			
Разраб.	Суетин				Электроснабжение западной группы цехов Ижевского трубопрокатного завода		
Пров.	Титов						
Реценз.							
Н. контр.	Аверина						
Утв.	Кирпичникова						
					Лит.	Лист	Листов
					В К Р	3	117
					ФГАОУ ВО ЮУрГУ(НИУ) Кафедра «ЭССиСЭ»		

ОГЛАВЛЕНИЕ

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА	6
ВВЕДЕНИЕ	7
СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ	9
Выводы по разделу	10
1 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК.....	11
1.1 Расчет нагрузок по ремонтно-механическому цеху.....	11
1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию	15
1.3 Расчет высоковольтной нагрузки и нагрузки в целом по предприятию.....	18
1.4 Расчет картограммы электрических нагрузок	19
Выводы по разделу 1	20
2 ВЫБОР ЧИСЛА, МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПРЕДПРИЯТИЯ	23
2.1 Выбор типа цеховых трансформаторов.....	23
2.2 Расчет цеховых трансформаторных подстанций	23
Выводы по разделу 2	29
3 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП ПРЕДПРИЯТИЯ	30
Выводы по разделу 3	33
4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ.....	34
4.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП.....	36
4.2 Расчет ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия.....	33
7	
4.3 Расчет токов короткого замыкания	38
4.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры.....	39
4.5 Определение технико-экономических показателей схем внешнего электрообеспечения	43
4.6 Выбор оптимального варианта схемы внешнего электрообеспечения.....	46
Выводы по разделу 4	46
5 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ...47	
5.1 Выбор напряжения.....	47
5.2 Построение схемы электрообеспечения.....	47
5.3 Конструктивное выполнение электрической сети	47
5.4 Расчет питающих линий.....	48
Выводы по разделу 5	50
6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	52
Выводы по разделу 6	58

7	ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	59
7.1	Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП	59
7.2	Выбор выключателей КРУ	59
7.3	Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ	60
7.4	Выбор трансформаторов напряжения	62
7.5	Выбор комплектных трансформаторных подстанций	64
7.6	Выбор соединения силового трансформатора ГПП с РУ НН ГПП	66
7.7	Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания	67
7.8	Выбор трансформаторов собственных нужд	68
	Выводы по разделу 7	70
8	РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	71
	Выводы по разделу 8	77
9	РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС	78
9.1	Расчет коэффициента искажения синусоидальности напряжения	78
9.2	Расчет несимметрии напряжения	84
	Выводы по разделу 9	85
10	РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ	86
10.1	Дифференциальная защита	86
10.2	Защита от перегруза на НН	93
10.3	МТЗ с выдержкой времени на НН	94
10.4	МТЗ с выдержкой времени на ВН	96
10.5	Газовая защита	98
10.6	Защита от перегрева	98
	Выводы по разделу 10	98
11	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	99
11.1	Обеспечение охраны окружающей среды на предприятии	99
11.2	Состав подстанции	99
11.3	Планировка и конструктивная часть ГПП.	99
11.4	Требования к установке трансформатора.	100
11.5	Обеспечение безопасности работ на ГПП	101
11.5.1	Обеспечение безопасности работ и осмотров	101
11.5.2	Обеспечение электробезопасности на ГПП.	101
11.6	Устройства сигнализации и контроля изоляции	102
11.7	Молниезащита ГПП	103
11.8	Расчёт тока однофазного замыкания на землю	105
11.9	Расчет заземления	107
11.10	Заземляющие ножи и система блокировки.	111
11.11	Освещение	111
11.12	Пожарная безопасность	112
	Выводы по разделу 11	114
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	115
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	116

13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ

						Лист
						6
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

1 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1 кВ – 35484 кВт.

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

3 Категория основных потребителей по надёжности электроснабжения – II.

4 Активная расчётная мощность на шинах главной понизительной подстанции: 24796 кВт.

5 Коэффициент реактивной мощности: естественный $\text{tg}\varphi=0,90$; расчётный $\text{tg}\varphi=0,46$; заданный энергосистемой $\text{tg}\varphi=0,50$.

6 Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.

7 Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 3100 МВ·А, тип и сечение питающих линий ВЛ 110 кВ – АС-70/16.

8 Расстояние от предприятия до питающей подстанции 14,0 км.

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

10 Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия 10 кВ.

11 На территории устанавливаются трансформаторные подстанции с трансформаторами типов ТМГ, мощностью 630, 1000, 1600, 2500 кВ·А.

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

13 Число часов использования максимума нагрузки 4355 ч/год.

14 Тип и сечение кабельных линий: АПвПу-10 с сечением 95,120,185, 240 мм².

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		7

ВВЕДЕНИЕ

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

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

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

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

Основным видом деятельности завода является огневое и электролитическое рафинирование меди и производства от неё продукции.

Основная производственная структура завода включает в себя следующие подразделения:

- Трубопрокатный цех
- Кузнечно-прессовый цех
- Литейный цех

										Лист
										8
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата	13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ					

Трубопрокатный цех трубопрокатный цех предназначен для выпуска бесшовных труб. Технологический процесс производства в основном является общим для всех способов производства горячекатаных труб и состоит из следующих, выполняемых последовательно операций: подготовка металла к прокатке, нагрева металла в печах, прошивки заготовки в гильзу, прокатки трубы, отделки, приемки и сдачи труб на склад.

Кузнечно-прессовый цех предназначен для обработки предварительно нагретого до заданной температуры металла способом динамического (ковка, штамповка) и статического (прессование) давления. Нагрев металла производится в пламенных или электропечах, обработка – с помощью молотов, штампов, прессов.

Литейный цех. Литейное производство, одна из отраслей промышленности, продукцией которой являются отливки, получаемые в литейных формах при заполнении их жидким сплавом. Широкое применение отливок объясняется тем, что их форму легче приблизить к конфигурации готовых изделий, чем форму заготовок, производимых другими способами, например ковкой. Литьём можно получить заготовки различной сложности с небольшими припусками, что уменьшает расход металла, сокращает затраты на механическую обработку и, в конечном счёте, снижает себестоимость изделий. Литьём могут быть изготовлены изделия практически любой массы — от нескольких г до сотен т, со стенками толщиной от десятых долей мм до нескольких м. Литейные формы подразделяют на разовые, используемые для одной заливки, и на многократные (например, кокили), которые выдерживают от нескольких десятков до сотен тысяч заливок. Материалами для литейных форм служат кварцевый песок, глина и другие формовочные материалы, а также металлы.

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		9

СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

В последние годы в связи с вводом в эксплуатацию значительных мощностей в энергетике, а также интенсивным развитием электрификации во всех отраслях народного хозяйства значительно повысились требования к выключателям. Резкое повышение единичных мощностей трансформаторов и энергосистем в целом, а отсюда рост номинальных токов, токов коротких замыканий требуют все более высокие и надежные требования к выключателям высокого напряжения, предназначенные специально для встраивания в КРУ.

Выключатель выполняет длительную работу при номинальном токе и напряжении с всевозможными коммутационными операциями, такими как отключение токов короткого замыкания, отключение и включение при номинальном токе, отключение емкостных токов холостых воздушных и кабельных линий, отключение индуктивных токов ненагруженных трансформаторов.

Вместе с тем для некоторых специальных электрических установок (на пример электропечных) необходимы выключатели, пригодные для частых замыканий и размыканий электрических при номинальных токах.

С учетом того, что на выключатель возлагается функция быстрой и автоматической локализации места аварии в системе при коротком замыкании, его конструктивные элементы должны быть устойчивы ко всем видам воздействий.

Анализируя виды выключателей, параметры устройства и принцип действия, а также характерные особенности монтажа, наладки и эксплуатации наиболее перспективными в этом отношении являются вакуумные выключатели.

Так как в элегазе дуга гаснет быстро, то и восстановление межэлектродного изоляционного промежутка происходит во время размыкания тоже быстро. Это дает возможность получить отличные коммутационные характеристики включения. Кроме того, применение элегазовых выключателей дает еще ряд преимуществ:

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

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

3 Подходят для эксплуатации в условиях пожароопасности и вибрации;

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

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

Основными изготовителями элегазовых выключателей за рубежом является Германия и Франция.

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		10

Представим в таблице А сравнение технических характеристик вакуумных выключателей отечественного и зарубежного производства.

Таблица А – Сравнительная таблица технических характеристик вакуумных выключателей [2]

Техническое описание	Вакуумные выключатели типа ВРС-10 производства компании «Высоковольтный Союз» (Россия)	Вакуумные выключатели типа HVX производства компании «Avera» (Франция)
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток, А	1250	1250
Номинальный ток отключения, кА	40	40
Ток термической стойкости, кА	40	40
Ток электродинамической стойкости, кА	102	102
Полное время отключения, мс	65	65
Механический ресурс, циклов ВО	100000	100000
Коммутационный ресурс при номинальных токах отключения	100	100
Стоимость продукции, тыс.руб.	7100	13000

Выводы по разделу

По результатам сравнения вакуумных выключателей отечественного и зарубежного производства, можно сделать вывод, что наиболее приемлемым является вариант ВЭБ производства фирмы «Высоковольтный Союз», так как данное оборудование не уступает по техническим характеристикам выключателям HVX «Avera», а по некоторым позициям даже превосходит, на пример: стоимость. Таким образом, принято решение устанавливать элегазовые выключатели производства фирмы «Высоковольтный Союз» на ОРУ при реализации внешней схемы электроснабжения.

1 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Для расчета электрических нагрузок на предприятии будем использовать усовершенствованный метод упорядоченных диаграмм [10]. В системе электроснабжения предприятия существует несколько характерных точек, в которых необходимо определить расчетные электрические нагрузки. Расчет электрических нагрузок ведется последовательно от низших к высшим ступеням системы электроснабжения.

1.1 Расчет нагрузок по ремонтно-механическому цеху

Рассмотрим подробно отделение крупных редукторов. В данном отделении находится 71 электроприемник общей номинальной мощностью 1597 кВт. Для их питания в отделении устанавливается 1 распределительный шинопровод ШМА-1. Значения коэффициента использования по активной мощности k_i коэффициента мощности $\cos \phi$ для каждой из групп электроприемников определяется по справочнику [7]. Зная $\cos \phi$, определяем $\tan \phi$. Далее для каждой группы однотипных электроприемников находим средние мощности.

$$P_c = \sum K_{и} \cdot p_{ном} \cdot n, \quad (1.1)$$

$$Q_c = \sum K_{и} \cdot p_{ном} \cdot n \cdot \tan \phi, \quad (1.2)$$

где n – число электроприемников;

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

В качестве примера приведем расчет по формулам (1.1) – (1.2) для группы электроприемников в составе 5 отрезных станков, получающих питание от ШМА-1

$$P_c = 0,14 \cdot 50 = 7 \text{ кВт}$$

$$Q_c = 0,14 \cdot 50 \cdot 1,73 = 12,12 \text{ кВар}$$

Определим эффективное число электроприемников:

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

где n – реальное число электроприёмников;

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

$$n_э = \frac{1597^2}{57574,51} = 44,30$$

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		12

Эффективное число ЭП нагрузки принимаем целое большие $n_3=44$

Далее определим средневзвешенное значение коэффициента использования:

$$K_{и} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{и.а} \cdot p_{ном}}{\sum_{i=1}^n p_{ном}}, \quad (1.4)$$

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

$$K_{и.а} = \frac{354,80}{1597} = 0,22.$$

Средневзвешенное значение $\operatorname{tg} \varphi$ определяем по выражению

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sum_{i=1}^n k_{и.а} \cdot p_{ном} \cdot \operatorname{tg} \varphi}{\sum_{i=1}^n k_{и.а} \cdot p_{ном}} = \frac{467,25}{354,80} = 1,34. \quad (1.5)$$

По полученному значению $\operatorname{tg} \varphi$ находим значение $\cos \varphi$

$$\cos \varphi = \sqrt{\frac{1}{\operatorname{tg}^2 \varphi + 1}} = \sqrt{\frac{1}{1,34^2 + 1}} = 0,60.$$

где $K_{р.а}$ – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, приводится в [3] в зависимости от эффективного числа электроприемников и средневзвешенного коэффициента использования по активной мощности,

$$k_{р.а} = f(n_3, k_{и});$$

$$K_{р.а} = 1;$$

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

Коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности

$$K_{р.р} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_3}}, \quad (1.6)$$

$$K_{р.р} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{44}} = 1,025.$$

Для рассматриваемого отделения расчетные мощности, определяемые по формуле:

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		13

$$P_p = \sum K_{н.а} \cdot p_{ном} \cdot K_{р.а}, \quad (1.7)$$

$$P_p = 0,22 \cdot 1597 \cdot 1 = 354,80 \text{ кВт.} \quad (1.8)$$

$$Q_p = K_{р.р} \cdot \sum K_{н.а} \cdot p_{ном} \cdot \text{tg}\phi,$$

$$Q_p = 1,025 \cdot 0,22 \cdot 1597 \cdot 1 = 488,18 \text{ кВар.}$$

Полная расчетная нагрузка группы трехфазных электроприемников определяется выражением.

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

$$S_p = \sqrt{354,80^2 + 488,18^2} = 603,49 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток:

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

$$I_p = \frac{603,49}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 916,91 \text{ А.}$$

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

Рассчитав ток отделения принимаем к установке шинопровод типа ШМА-5-1250-44-1 УЗ с номинальным током 1250 А.

Выберем ЭП с наибольшим пусковым током – кран балка с параметрами:

- $P_{ном} = 10,6$ кВт – номинальная активная мощность;
- $\cos\phi = 0,50$;
- $K_{пуск} = 5$ – коэффициент пуска.

Пусковой ток:

$$I_{пуск} = \frac{K_{пуск} \cdot P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\phi \cdot \eta}, \quad (1.11)$$

$$I_{пуск} = \frac{5 \cdot 81}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,5 \cdot 0,7} = 1687,50 \text{ А.}$$

Пиковый ток отделения:

$$I_{пик} = I_{пуск} + I_p^1, \quad (1.12)$$

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		14

$$I_{\text{ПНК}} = 1687,50 + 77,60 = 1765 \text{ А.}$$

где I_p^1 -расчетный ток ЭП с постоянным режимом работы, в качестве ЭП с постоянным режимом работы принимаем вентилятор с параметрами:

- $P_{\text{ном}}=4,5$ кВт – номинальная активная мощность;
- $\cos\varphi=0,80$;
- η – коэффициент полезного действия;
- $n=5$ шт количество ЭП :

$$I_p^1 = \frac{P_{\text{ном}} \cdot n}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi \cdot \eta}, \quad (1.13)$$

$$I_p^1 = \frac{4,5 \cdot 5}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,8 \cdot 0,9} = 77,60 \text{ А.}$$

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

$$n_{\text{э}} = \frac{3604^2}{146600} = 88,50.$$

$$K_{\text{иа}} = \frac{1444,40}{3683} = 0,39.$$

$$\text{tg}\varphi = \frac{1112,80}{1444,40} = 0,75.$$

Расчетные активная и реактивная мощности цеха:

$$P_{\text{р.ц}} = K_{\text{р.а}} \cdot \sum_{l=1}^n K_{\text{иа}} \cdot P_{\text{ном}}. \quad (1.14)$$

$$Q_{\text{р.ц}} = K_{\text{р.а}} \cdot \sum_{l=1}^n K_{\text{иа}} \cdot P_{\text{ном}} \cdot \text{tg}\varphi. \quad (1.15)$$

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

$$P_{\text{р.ц}} = 0,72 \cdot 0,39 \cdot 3604 = 1025,52 \text{ кВт.}$$

$$Q_{\text{р.ц}} = 1025,52 \cdot 0,75 = 790,11 \text{ кВар.}$$

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

$$P_{\text{р.осв}} = K_{\text{с.осв}} \cdot P_{\text{у.осв}} \cdot F_{\text{ц}}. \quad (1.16)$$

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

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		15

$P_{y.осв}$ – удельная осветительная нагрузка на 1 м² производственной поверхности пола цеха, Вт/м²;

$F_{ц}$ – поверхность пола цеха, м².

Расчетная реактивная мощность осветительной нагрузки:

$$Q_{p.осв} = P_{p.осв} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (1.17)$$

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

Для рассматриваемого цеха получаем:

$$P_{p.осв} = 0,9 \cdot 15,40 \cdot 5260 = 73 \text{ кВт.}$$

$$Q_{p.осв} = 73 \cdot 0,3 = 22 \text{ кВар.}$$

Полная расчетная низковольтная нагрузка цеха:

$$S_{p.ц} = \sqrt{(P_{p.ц} + P_{p.осв})^2 + (Q_{p.ц} + Q_{p.осв})^2}, \quad (1.18)$$

$$S_{p.ц} = \sqrt{(1025,52 + 73)^2 + (790,11 + 22)^2} = 1366,60 \text{ кВА.}$$

На этом расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху заканчивается, все результаты расчета, полученные из выражений (1.1) – (1.18) приведены в таблице 1.1.

1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

Расчет на I – III уровнях системы электроснабжения предприятия рассмотрен в пункте 1.1. Особенностью расчета электрических нагрузок на III уровне и выше коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности принимается равным коэффициенту расчетной нагрузки по активной мощности $K_{pp}=K_{pa}$. Значения коэффициентов расчетной нагрузки K находятся из [3]. Следует отметить, что при

$k_{наи} \cdot p_{номи} \leq 100$ кВт значения коэффициентов расчетной нагрузки целесообразно определять так же, как и для второго уровня. Это объясняется тем, что сечения проводников, питающих такие узлы, будут иметь значения не превышающие 50–70 мм², а следовательно и незначительные постоянные времени нагрева.

При определении расчетной нагрузки высоковольтных электроприемников мы учитываем, что коэффициент расчетной нагрузки $K_{pa}=1$, тогда расчетные активная и реактивная мощности будут равны соответственно средним активной и реактивной мощностям.

Результаты расчёта электрических нагрузок по предприятию представим в таблице 1.2.

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		16

13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

Лист

17

13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ

Лист

18

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

1.3 Расчет высоковольтной нагрузки и нагрузки в целом по предприятию

Основными потребителями электроэнергии на напряжении 6-10 кВ являются электродвигатели, трансформаторные понижающие подстанции, преобразовательные подстанции и установки, термические электроустановки.

Расчет электрических нагрузок по высоковольтному ЭП используем следующие формулы (1.1) – (1.5)

Далее определим средневзвешенное значение коэффициента использования:

$$K_{и} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{и} \cdot p_{ном}}{\sum_{i=1}^n p_{ном}}, \quad (1.20)$$

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

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

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{\sum_{i=1}^n k_{и.а} \cdot p_{ном} \cdot \operatorname{tg}\varphi}{\sum_{i=1}^n k_{и.а} \cdot p_{ном}}, \quad (1.21)$$

По полученному значению $\operatorname{tg}\varphi$ находим значение $\cos \varphi$

$$\cos\varphi = \sqrt{\frac{1}{\operatorname{tg}^2\varphi + 1}}, \quad (1.22)$$

Определим расчетные мощности, определяемые по формуле:

$$P_p^v = K_{ом} \cdot [\sum P_p^{\text{III}} + \sum K_{и} \cdot p_{ном} + \sum P_p^{\text{IV}}] + P_{p.o}, \quad (1.23)$$

$$Q_p^v = K_{ом} \cdot [\sum Q_p^{\text{III}} + \sum K_{и} \cdot p_{ном} \cdot \operatorname{tg}\varphi + \sum Q_p^{\text{IV}}] + Q_{p.o}, \quad (1.24)$$

где: $K_{ом}$ – коэффициент одновременности максимумов.

Коэффициент одновременности максимумов $K_{ом}$ является функцией числа присоединений к сборным шинам ГПП n и средневзвешенного коэффициента использования по предприятию $K_{и.а}$ и приводится в [3].

Число присоединений $n = m + M = 11 + 12 = 23$; $K_{и.а} = 0,62$ тогда $K_{ом} = 0,9$

$$P_p^v = 0,90 \cdot [17419 + 8241 + 0] + 1334 = 24428 \text{ кВт}$$

$$Q_p^v = 0,90 \cdot [13684 + 7390 + 0] + 402 = 19336 \text{ кВар.}$$

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		19

1.4 Расчет картограммы электрических нагрузок

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

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

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (1.25)$$

$$\alpha_{н/вi} = 360 \cdot \frac{P_{рн/Ви}}{P_{р.ц}}, \quad (1.26)$$

$$\alpha_{в/ви} = 360 \cdot \frac{P_{рв/Ви}}{P_{р.ц}}, \quad (1.27)$$

$$\alpha_{осв/ви} = 360 \cdot \frac{P_{р.осв/Ви}}{P_{р.ц}}, \quad (1.28)$$

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

m – масштаб площадей картограммы нагрузок, кВт/мм².

Масштаб определим из условия, что радиус окружности, соответствующей минимальной расчетной нагрузке был равен 5 мм:

$$m = \frac{P_{P/min}}{\pi \cdot Rm}, \quad (1.28)$$

$$m = \frac{111.8}{3.14 \cdot 10^2} = 0,35 \text{ кВт/мм}^2.$$

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

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		20

$$x_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{P,i} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_{P,i}}, \quad (1.29)$$

$$y_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{P,i} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{P,i}}, \quad (1.30)$$

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

Источником питания освещения территорий предприятия, будет является трансформаторы цеха №9. В качестве искусственного источника освещения предприятия, выбираем светодиодные светильники. По сравнению с обычными лампами накаливания, а также газоразрядными лампами высокого давления светодиодные источники света обладают следующими преимуществами.

Экономично используют энергию по сравнению с предшествующими поколениями электрических источников света – дуговыми, накаливаемыми и газоразрядными лампами. Высокая прочность. Отсутствие в составе соединений ртути (в отличие от газоразрядных люминесцентных ламп и других приборов), что исключает отравление ртутью при переработке и при эксплуатации.

Результаты расчета по формулам (1.24) – (1.30) представим в таблице 1.3.

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

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

С учетом данных факторов, принимаем координаты размещения главной понизительной подстанции предприятия: $x_{гпп} = 245$ м; $y_{гпп} = 197$ м.

Выводы по разделу 1

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

13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

Лист

22

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ

Лист

23

2 ВЫБОР ЧИСЛА, МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПРЕДПРИЯТИЯ

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

2.1 Выбор типа цеховых трансформаторов

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

В данном проекте применяются трансформаторы типа ТМГ [6], так как трансформаторы данного типа обладают рядом преимуществ над трансформаторами типа ТМ и ТМЗ [5]:

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

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

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

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

- трансформаторы ТМГ практически не требуют расходов на предпусковые работы и на их обслуживание в эксплуатации, не нуждаются в профилактических ремонтах и ревизиях в течение всего срока эксплуатации, в то время как трансформаторы ТМ и ТМЗ, кроме текущего обслуживания и систематического проведения испытаний масла, нуждаются в плановых ремонтах, трансформаторы ТМЗ, кроме того, требуют систематической подкачки азота для поддержания в них давления не менее $0,2 \text{ кгс/см}^2$, так как происходит снижение давления азота даже при полной герметизации за счет поглощения азота маслом.

2.2 Расчет цеховых трансформаторных подстанций

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

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		24

Существует связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора Ст.э цеховой ТП и плотностью σ электрической нагрузки цеха, эта связь приведена в таблице 2.1

Таблица 2.1

σ , кВА/м ²	0,05	0,08	0,15	0,25	0,35
Ст.э,кВА	400	630	1000	1600	2500

Плотность электрической нагрузки цеха определяется по формуле:

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

где P_p – расчетная активная электрическая нагрузка цеха, кВт;
 $F_{ц}$ – площадь цеха, м².

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

Количество трансформаторов всех подстанций цеха определяем по формуле:

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

где $P_{p.ц}$ – расчетная активная нагрузка цеха, Вт;
 $S_{н.т}$ – выбранная номинальная мощность трансформаторов цеховых ТП, кВА;
 $k_{з.доп}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформатора..

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

$$S_{н.т} \geq \frac{P_{p.ц}}{k_{з.доп} \cdot N_T}, \quad (2.3)$$

где $N_T = 2$ – число трансформаторов в цехе.

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

$$Q_{1.p} = \sqrt{(N_T \cdot k_{з.доп} \cdot S_{н.т})^2 - P_{p.ц}^2}, \quad (2.4)$$

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

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{p.ц}, & \text{если } Q_{1p} \geq Q_{p.ц} \\ Q_{1p}, & \text{если } Q_{1p} \leq Q_{p.ц} \end{cases}, \quad (2.5)$$

Из анализа выражения (2.5) следует:

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

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

$$Q_{кн} = Q_{p.ц} - Q_1, \quad (2.6)$$

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

$$K_{з.ном} = \frac{\sqrt{P_{p.ц}^2 + Q_1^2}}{N_T \cdot S_{н.тi}}, \quad (2.7)$$

$$K_{з.доп} = \frac{\sqrt{P_{p.ц}^2 + Q_1^2}}{(N_T - 1) \cdot S_{н.тi}}, \quad (2.8)$$

Приведем пример расчета ТП для кислородной станции №9, согласно выражениям (2.1)–(2.8).

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

Плотность электрической нагрузки цеха составляет:

$$\sigma = \frac{P_p}{F_{ц}} = \frac{1339}{1120} = 1,32.$$

Поэтому в соответствии с таблицей 2.1 принимаем единичную мощность трансформаторов 630 кВА.

Количество трансформаторов всех подстанций цеха:

$$N_0 = \frac{1339}{0,8 \cdot 1000} = 1,67.$$

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		26

Принимаем ближайшее большее четное целое число, равное 2 трансформаторам. Значит, устанавливаем одну двухтрансформаторную подстанцию: ТП8.

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

$$Q_{1,р} = \sqrt{(2 \cdot 0,8 \cdot 1000)^2 - 1339^2} = 875 \text{ кВар.}$$

Так как:

$$Q_{1р} > Q_{р.ц},$$

$$875 > 683 \text{ кВар.}$$

Поэтому нет необходимости в установке компенсирующих устройств.

Фактические коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы ТП.

$$K_{з.ном} = \frac{\sqrt{1339^2 + 683^2}}{2 \cdot 1000} = 0,75.$$

$$K_{з.доп} = \frac{\sqrt{1339^2 + 683^2}}{1 \cdot 1000} = 1,50.$$

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

$$S_{р.ц} \cdot L \leq 15000. \quad (2.9)$$

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

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

Проверка выполнения соотношения (3.9) при установке низковольтных распределительных пунктов (НРП) представлена в таблице 2.2

Таблица 2.2 - Обоснование установки низковольтных распределительных пунктов

Номер цеховой ТП	Номер НРП	$S_{р.ц} \cdot L$, кВ·А·м
1	1	7334
4	2	6878
5	3	14946

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

13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ

Лист

27

9	4	7524
---	---	------

Выбор остальных цеховых трансформаторных подстанций, выполненный по выражениям (2.1) – (2.8), представим в таблице 2.3.

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		28

13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ

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

Лист

29

Выводы по разделу 2

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

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		30

3 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП ПРЕДПРИЯТИЯ

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

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

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

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

L - длина питающей ГПП воздушной линии, км;

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

$$P_{\text{р.п}} = K_{\text{о.м}} \cdot \left[\sum P_{\text{р}}^{\text{III}} + \sum k_{\text{иа}} \cdot p_{\text{ном}} + \sum \Delta P_{\text{т}} \right] + \sum P_{\text{р.осв}}, \quad (3.2)$$

где $K_{\text{о.м}}$ - коэффициент одновременности максимумов;

$\sum P_{\text{р}}^{(3)}$ - суммарная расчетная активная мощность узлов системы электроснабжения 3-го уровня, непосредственно питающихся от сборных шин низшего напряжения ГПП, кВт;

$\sum k_{\text{иа}} \cdot p_{\text{ном}}$ - суммарная расчетная активная мощность высоковольтных электроприемников, питающихся от сборных шин низшего напряжения ГПП, кВт;

$\sum \Delta P_{\text{т}}$ - суммарные потери активной мощности трансформаторах цеховых ТП, кВт;

$\sum P_{\text{р.осв}}$ - суммарная расчетная активная мощность цеховой осветительной нагрузки, кВт;

Коэффициент одновременности максимумов $K_{\text{о.м}}$ является функцией числа присоединений к сборным шинам ГПП n и средневзвешенного коэффициента использования по предприятию $K_{\text{иа}}$ и приводится в [3].

Число присоединений $n = m + M = 11 + 12 = 23$; $K_{\text{иа}} = 0,62$, тогда $K_{\text{о.м}} = 0,9$.

Таким образом, по формуле (4.2) получаем

$$P_{\text{р}}^{\text{V}} = 0,90 \cdot [17419 + 8241 + 409] + 1334 = 24796 \text{ кВт.}$$

Тогда рациональное напряжение по выражению составит

$$U_{\text{РАЦ}} = 4,34 \cdot \sqrt{14 + 0,016 \cdot 24796} = 89 \text{ кВ.}$$

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		31

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

Теперь перейдем к выбору трансформаторов главной понизительной подстанции предприятия.

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

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

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

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

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

$$Q_{эс}^I = P_{p.п} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ном}, \quad (3.4)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{ном}$ – нормируемый $\operatorname{tg} \varphi$ для данного уровня напряжения;

$$Q_{эс.35}^I = 24796 \cdot 0,4 = 9918 \text{ кВар.}$$

$$Q_{эс.110}^II = 24796 \cdot 0,5 = 12398 \text{ кВар.}$$

Коэффициент реактивной мощности, задаваемый предприятию энергосистемой:

$$\operatorname{tg} \varphi_{ном} = \frac{Q_{эс}}{P_{p.п}}, \quad (3.5)$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{э.35} = \frac{9918}{24796} = 0,4.$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{э.110} = \frac{12398}{24796} = 0,5$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП:

$$\Delta Q_{т.гпп} = 0,07 \sqrt{P_{p.п}^2 + Q_{эс}^2}, \quad (3.6)$$

$$\Delta Q_{т.гпп35} = 0,07 \sqrt{24796^2 + 9918^2} = 1869 \text{ кВар.}$$

$$\Delta Q_{\text{ТПП110}} = 0,07 \sqrt{24796^2 + 12398^2} = 1940 \text{ кВар.}$$

Полная расчетная нагрузка предприятия, необходимая для выбора трансформаторов на ГПП, определяемая по формуле (4.9)

$$S_{\text{Р.ПЗ5}} = \sqrt{24796^2 + (9918 - 1869)^2} = 26069 \text{ кВА.}$$

$$S_{\text{Р.П110}} = \sqrt{24796^2 + (12398 - 1940)^2} = 26911 \text{ кВА.}$$

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

Номинальная мощность каждого трансформатора определяется из соотношений:

$$S_{\text{Т.НОМ}} \geq \frac{S_{\text{Р.П}}}{n \cdot k_{\text{з.н}}}, \quad (3.7)$$

где $n = 2$ – число трансформаторов ГПП;

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

$$S_{\text{Т.НОМЗ5}} \geq \frac{26069}{2 \cdot 0,7} = 18620 \text{ кВА.}$$

$$S_{\text{Т.НОМ110}} \geq \frac{26911}{2 \cdot 0,7} = 19222 \text{ кВА.}$$

Таким образом, принимаем трансформатор типа [20] ТРДНС-25000/35/10/10 и ТРДН-25000/110/10/10 [20], технические характеристики которых представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Технические характеристики трансформаторов

S_{T} , кВА	$U_{\text{ВН}}$, кВ	$U_{\text{НН}}$, кВ	$\Delta P_{\text{КЗ}}$, кВт	$\Delta P_{\text{ХХ}}$, кВт	$U_{\text{КЗ}}$, %	$I_{\text{ХХ}}$, %
25	35	10/10	115	18,5	10,5	0,3
25	110	10/10	120	22	10,5	0,3

Коэффициент загрузки выбранных трансформаторов

$$k_{\text{з.н}} = \frac{S_{\text{Р.П}}}{n \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}, \quad (3.8)$$

$$k_{\text{з.н110}} = \frac{26069}{2 \cdot 25000} = 0,52.$$

$$K_{3.Н110} = \frac{26911}{2 \cdot 25000} = 0,53.$$

Выводы по разделу 3

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

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		34

4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

Для проведения технико-экономического расчёта варианта схемы внешнего электроснабжения на рисунке 4.1 изобразим схему внешнего электроснабжения на напряжение 35, на рисунке 4.2 схему на напряжение 110 кВ соответственно.

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

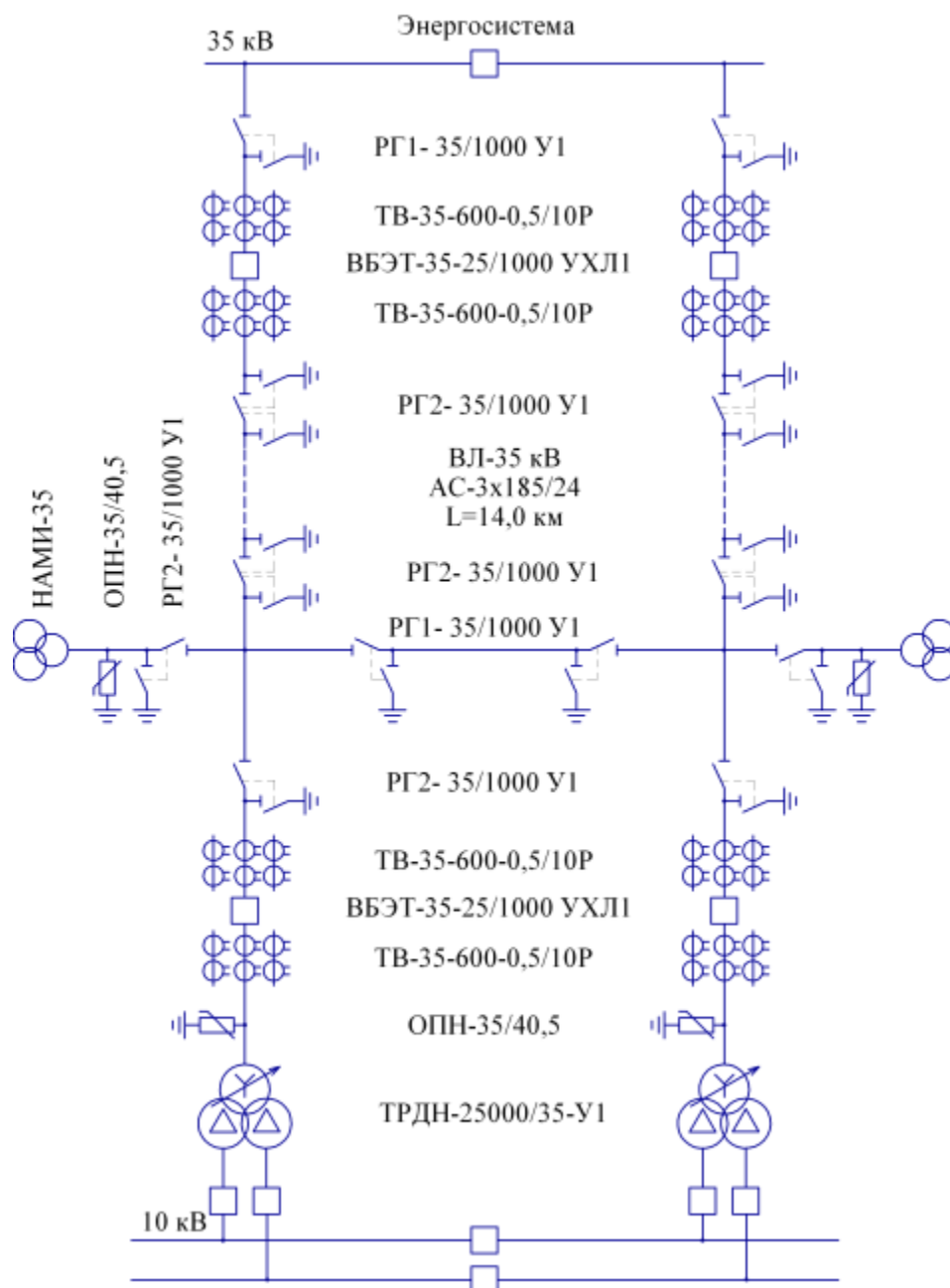


Рисунок 4.1 – схема внешнего электроснабжения на напряжение 35 кВ

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ

Лист

35

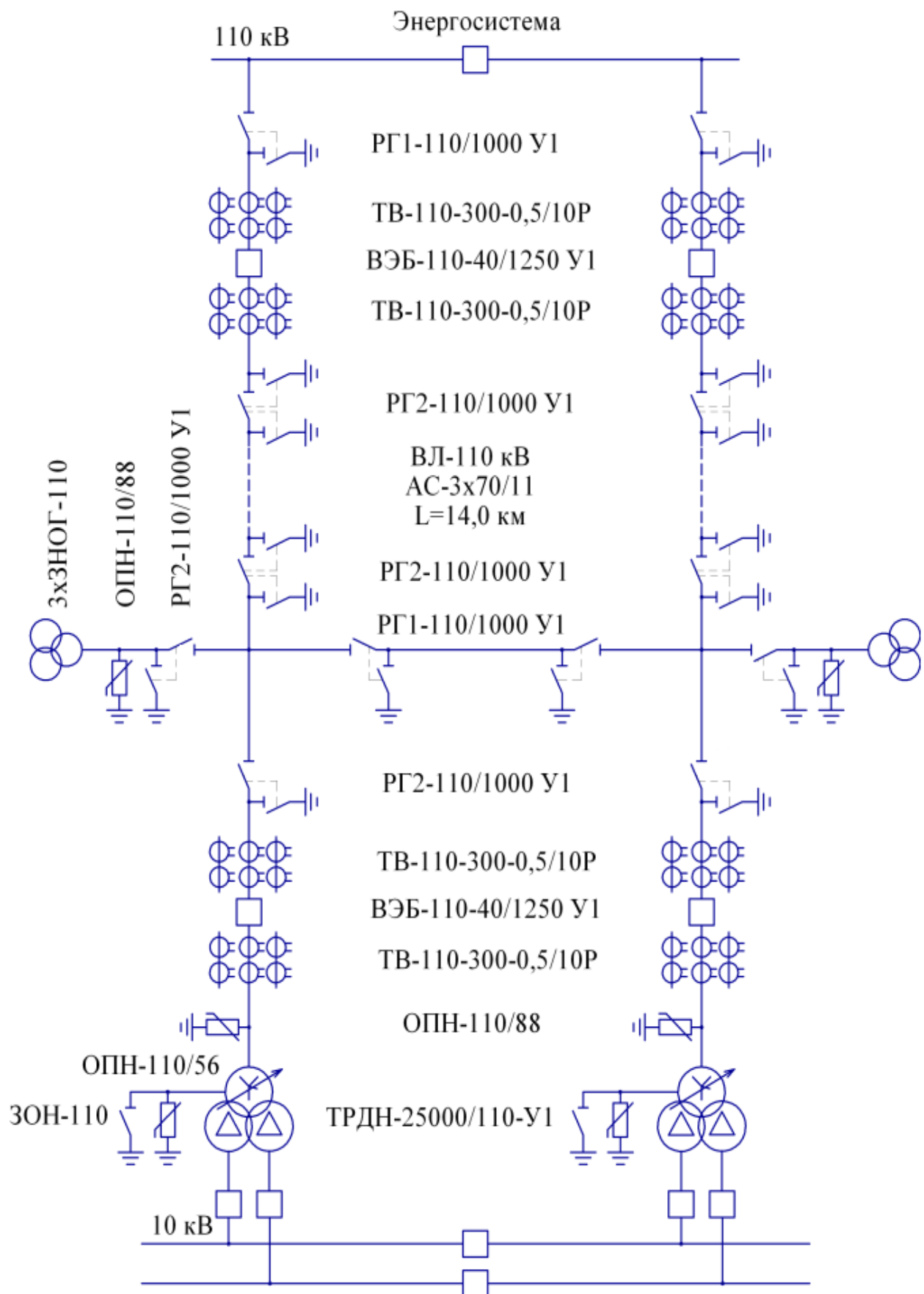


Рисунок 4.2 – схема внешнего электроснабжения на напряжение 110 кВ

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ

Лист

36

4.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП

Потери активной мощности в трансформаторах

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

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

$$\Delta P_T = 2 \cdot (18,5 + 0,52^2 \cdot 115) = 96 \text{ кВт.}$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах.

$$\Delta Q_T = \frac{n \cdot I_{xx} \cdot S_{н.т}}{100} + \frac{S_{р.п}^2}{S_{н.т}^2} \cdot \frac{u_{кз} \cdot S_{н.т}}{100 \cdot n}, \quad (4.2)$$

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

$$\Delta Q_T = \frac{2 \cdot 0,3 \cdot 25000}{100} + \frac{26069^2}{25000^2} \cdot \frac{10,5 \cdot 25000}{100 \cdot 2} = 1490$$

Потери электроэнергии в трансформаторах

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

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

Годовое число часов максимальных потерь.

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

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

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

Тогда потери электроэнергии в трансформаторах составят

$$\Delta A_T = 2 \cdot (22 \cdot 8760 + 0,7^2 \cdot 120 \cdot 2742) = 694 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

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

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		37

Таблица 4.1 – Определение потерь электроэнергии в трансформаторах ГПП

U _{ном} ,кВ	ΔP _т , кВт	ΔQ _т , квар	T _а , ч/год	τ, ч/год	ΔA _т ,МВт*ч/год
35	96	1490	4355	2742	485
110	109	1578	4355	2742	564

4.2 Расчет ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия

Нагрузка в начале линии

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

$$S_{р.л} = \sqrt{(24796 + 96)^2 + 9918^2} = 26795 \text{ кВА}$$

Расчетный ток одной цепи линии

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

$$I_{р.л.35} = \frac{26795}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 221$$

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

$$I_{п.35} = 2 \cdot I_{р.л.35} = 2 \cdot 221 = 442 \text{ А}. \quad (4.7)$$

Сечение проводов находим по экономической плотности тока

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

где $j_{э}$ – экономическая плотность тока, А/мм²[15].

$$F_{э} = \frac{221}{1,1} = 200 \text{ мм}^2.$$

Окончательно принимаем провод марки АС-3х185/24.

Потери активной энергии в проводах линии за год:

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

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

L – расстояние от подстанции энергосистемы до ГПП, км

$$\Delta A_{л} = 2 \cdot (3 \cdot 221^2 \cdot 0,16 \cdot 14 \cdot 2742) = 1695 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		38

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

Таблица 4.2 – Определение потерь электроэнергии в воздушных линиях

U _{ном} , кВ	S _{р.л} , кВА	I _{р.п} , А	I _п , А	F _э , мм ²	F _{ст} , мм ²	I _{д.доп} , А	г ₀ , Ом/км	L, км	$\frac{\Delta A_{л}}{\text{год}}$, МВт · ч
35	26795	221	442	200	185	520	0,16	14	1695
110	27808	73	146	66	70	265	0,42	14	498

4.3 Расчет токов короткого замыкания

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

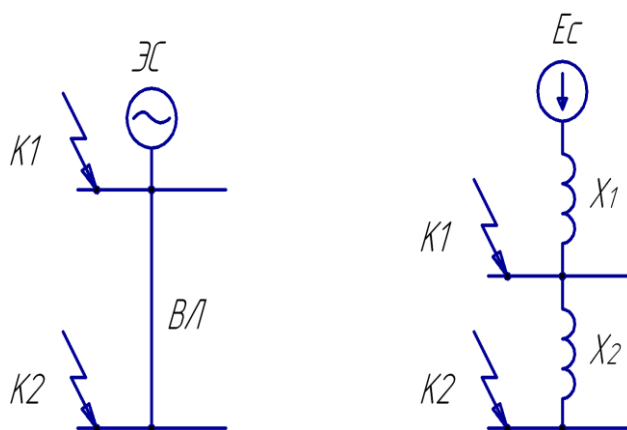


Рисунок 4.3 – Схема для расчёта токов короткого замыкания

Определим сопротивление элементов схемы замещения
Сопротивление системы

$$x = x_c = \frac{S_6}{S_k}, \quad (4.10)$$

где S_6 – базисная мощность, МВА;

S_k – мощность короткого замыкания, МВА.

$$x = x_c = \frac{1000}{7000} = 1,43.$$

Ток короткого замыкания в точке K_1

$$I_{k1} = I_{нт1} = I_{п01} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot x_1}, \quad (4.11)$$

$$I_{к1} = I_{пт1} = I_{п01} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 1,43} = 10,9 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К1:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1} \cdot I_{к1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 10,9 = 26,6 \text{ кА} \quad (4.12)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент [7].

Сопротивление воздушной линии

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

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

$$x_2 = \frac{1000 \cdot 14 \cdot 0,41}{37^2} = 4,19$$

Ток короткого замыкания в точке К2

$$I_{к2} = I_{пт2} = I_{п02} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot (x_1 + x_2)}, \quad (4.14)$$

$$I_{к2} = I_{пт2} = I_{п02} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot (1,43 + 4,19)} = 2,8$$

Результаты расчета тока короткого замыкания для схемы на напряжение 110 кВ, произведенного по формулам (4.10) – (4.14), представим в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Расчет токов короткого замыкания

Uном, кВ	S6, МВА	U6, кВ	Sк, МВА	x1, о.е.	x2, о.е.	Iк1, кА	Iк2, кА	iуд1, кА	iуд2, кА
35	1000	37	700	1,43	4,19	10,9	2,8	26,6	7,1
110	1000	115	2700	0,37	0,47	13,6	6,0	33,0	15,3

4.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры

Выключатели выбираются по условиям [7]:

– по номинальному напряжению

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

– по номинальному току

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

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

Ток утяжеленного режима цепей питающих линий

$$I_{\text{маа}} = \frac{S_{\text{н}} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (4.17)$$

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

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

– по электродинамической стойкости

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

$$i_{\text{y}} < i_{\text{пр.скв}} = i_{\text{дин}}, \quad (4.20)$$

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

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

$$i_{\text{а.т}} \leq i_{\text{а.ном}}, \quad (4.21)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ вычисляется по формуле:

$$i_{\text{а.т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а}}}}, \quad (4.22)$$

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

$T_{\text{а}}$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей КЗ, [7].

Расчетное время

$$t = t_{\text{рз.мин}} + t_{\text{св}}, \quad (4.23)$$

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

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

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		41

Завод-изготовитель [29] гарантирует выключателю аperiodическую составляющую в отключаемом токе для времени τ :

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

– по термической стойкости к тепловому импульсу тока КЗ:

$$V_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер.}, \quad (4.25)$$

где V_k – полный тепловой импульс КЗ.

Полный тепловой импульс

$$V_k = I_{но}^2 \cdot (t_{отк.} + T_a), \quad (4.26)$$

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

Время от начала короткого замыкания до его отключения

$$t = t_{рз} + t_{ов}, \quad (4.27)$$

где $t_{рз}$ – время действия основной защиты трансформатора, с;

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

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [29] выбранных выключателей по выражениям (4.15) – (4.27) представим в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Выбор выключателей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ВБЭТ-35Ш-25/1000	Расчетные данные	Каталожные данные ВЭБ-110-40/1250
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст}=35,0$ кВ	$U_{уст}=35,0$ кВ	$U_{уст}=110,0$ кВ	$U_{уст}=110$ кВ
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max}=442,0$ А	$I_{ном}=1000,0$ А	$I_{max}=146,0$ А	$I_{ном}=2500$ А
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{п.0}=10,9$ А	$I_{отк}=25,0$ кА	$I_{п.0}=13,6$ кА	$I_{отк}=40,0$ кА
$i_{a.ном} \geq i_{a.\tau}$	$i_{a.\tau}=4,4$ кА	$i_{a.ном}=11,4$ кА	$i_{a.\tau}=5,5$ кА	$i_{a.ном}=22,6$ кА
$I_{пр.скв} \geq I_{п.0}$	$I_{п.0}=10,9$ кА	$I_{пр.скв}=25,0$ кА	$I_{п.0}=13,6$ кА	$I_{пр.скв}=40,0$ кА
$I_{пр.скв} \geq i_{дин}$	$i_{у}=7,1$ кА	$i_{д}=63,0$ кА	$i_{у}=33,0$ кА	$i_{д}=102,0$ кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq V_k$	$V_k=226,5$ кА	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875$ кА ² · с	$V_k=428,0$ кА	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ кА ² · с

Разъединители выбираются, согласно условиям [7]:

- по конструкции, роду установки;
- по номинальному напряжению
- по номинальному напряжению

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

– по номинальному току:

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{МАХ}}, \quad (4.29)$$

– по электродинамической стойкости:

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

$$i \leq i_{\text{пр.скв}} = i_{\text{дин}}, \quad (4.31)$$

– по термической стойкости:

$$B_k = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (4.32)$$

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [17] выбранных разъединителей по выражениям (4.28) – (4.32) представим в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Выбор разъединителей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные РГ-35/1000УХЛ1	Расчетные данные	Каталожные данные РГ-110/1000УХЛ1
$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}}$	$U_{\text{УСТ}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}}=110 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{МАХ}}$	$I_{\text{МАХ}}=442 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}}=1000 \text{ А}$	$I_{\text{МАХ}}=146 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}}=1000 \text{ А}$
$I_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{дин}}$	$i_y=26,6 \text{ кА}$	$I_{\text{д}}=50 \text{ кА}$	$i_y=33 \text{ кА}$	$i_y=100 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$	$B_k=226,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k=347,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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

Выбор трансформаторов напряжения представим в таблице 4.6.

Для защиты оборудования главной понизительной подстанции предприятия от перенапряжений выбираем по каталогу [18] следующие ограничители перенапряжения: ОПН-35/40,5, ОПН-110/56, ОПН-110/88.

Таблица 4.6 – Выбор трансформаторов напряжения

Прибор и место его установки		Тип	Мощность одной обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая мощность	
								P2, Вт	Q2, Вар
35 кВ									
1		2	3	4	5	6	7	8	
W	Цепи питающих, линий	Д-335	1,5	2	1,0	0,0	1	3,0	-
var		Д-335	1,5	2	0,0	1,0	1	-	3,0
PIK		СЭТ-4ТМ.03М	1,5	2	0,8	0,6	1	0,8	0,6
Итого								3,8	3,6
НАМИ-35 УХЛ1								Σ=5,2 ВА	
U _{1ном} =35 кВ									
S _{2,кл.точ0,5} =100В А		S _{2,кл.точ0,5} =100 ВА>Σ							
110 кВ									
W	Цепи питающих, линий	Д-335	1,5	2	1,0	0,0	1	3,0	-
var		Д-335	1,5	2	0,0	1,0	1	-	3,0
PIK		СЭТ-4ТМ.03М	1,5	2	0,8	0,6	1	0,8	0,6
Итого								3,8	3,6
ЗНОГ-110У1								Σ=5,2 ВА	
U _{1ном} =110 кВ									
S _{2,кл.точ0,5} =300 ВА		S _{2,кл.точ0,5} =3·100=300ВА>Σ							

4.5 Определение технико-экономических показателей схем внешнего электроснабжения

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

Годовые приведенные затраты находятся из выражения [7]:

$$Z = \sum E_i \cdot k_i + C_o, \quad (4.26)$$

где C_o – стоимость годовых потерь электроэнергии;

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

Общие ежегодные отчисления от капитальных вложений

$$E_i = E_n \cdot E_{ai} + E_{oi}, \quad (4.27)$$

где $E_i = 0,12$ – нормативный коэффициент эффективности;

E_{ai} – отчисления на амортизацию;

E_{oi} – расходы на обслуживание.

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

$$C_s = (\Delta A_T + \Delta A_{л.}) \cdot C'_o, \quad (4.28)$$

где C'_o – удельная стоимость потерь электроэнергии, руб/кВт·ч

$$C'_o = \delta \cdot \left(\frac{\alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right), \quad (4.29)$$

где δ – поправочный коэффициент.

δ - приближённо равны:

1,03...1,06-для сетей напряжением 110 кВ и выше,

1,02...1,08 для сетей напряжением 35 Кв,

α – основная ставка тарифа [23, 24], $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{мес}}$,

β – стоимость одного кВт·ч электроэнергии [23, 24], $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{мес}}$,

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

$$C_{0.35}^1 = 1,05 \cdot \left(\frac{929,9 \cdot 12 \cdot 1}{2742} + 1,33 \right) = 6,09 \frac{\text{руб.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$$

$$C_{0.110}^1 = 1,03 \cdot \left(\frac{664,4 \cdot 12 \cdot 1}{2742} + 1,34 \right) = 4,77 \frac{\text{руб.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$$

Результаты технико-экономических расчетов по выражениям (4.26) – (5.29) сведем в таблицу 4.7. Стоит отметить, что при определении стоимости электрооборудования руководствовались данными представленными в [25].

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		45

Таблица 4.7 – Техничко-экономические показатели варианта 35 кВ

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Ст-сть ед-цы тыс.руб	ki, тыс.руб	Ei, 1/год	ki·E, тыс.руб/год	ΔА кВт/год	С, тыс.руб/год	Прив. затр., тыс.руб/год
Разъединитель РГ1-35/1000	пол	12	71	852	0,193	164			
Разъединитель РГ2-35/1000	пол	24	85	2040	0,193	393			
Выключатель ВБЭТ-35Ш-25/1000	шт	4	6000	24000	0,193	4632			
Трансформатор напряжения НАМИ-35УХЛ1	шт	2	275	550	0,193	106			
ОПН-35/40,5	шт	12	30	360	0,193	69			
Трансформатор ТРДН-25000/35-У1	шт	2	20000	40000	0,193	7720	485000	3467	
Двухцепная ВЛ-35 кВ АС-120/19 на стальных опорах	км	14	1550	21700	0,152	3298	1695000	12111	
Всего по варианту				89177		19149	2180000	15578	34727

Таблица 4.8 – Техничко-экономические показатели варианта 110 кВ

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Ст-сть ед-цы тыс.руб	ki, тыс.руб	Ei, 1/год	ki·E, тыс.руб/год	ΔА кВт/год	С, тыс.руб/год	Прив. затр., тыс.руб/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Разъединитель РГ1-110/1000	пол	12	81	972	0,193	187			
Разъединитель РГ2-110/1000	пол	24	95	2280	0,193	440			
Выключатель ВЭБ-110-40/1250	шт	4	7100	28400	0,193	5481			
Трансформатор напряжения ЗНОГ-110У1	шт	2	305	610	0,193	117			
ОПН-110/88	шт	12	35	420	0,193	81			
ОПН-110/56	шт	2	28	56	0,193	11			

Продолжение таблицы 4.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Трансформатор ТРДН-25000/110-У1	шт	2	25000	50000	0,193	9650	564000	3321	
Двухцепная ВЛ-110 кВ АС-70/11 на стальных опорах	км	14	1340	18760	0,152	2851	498000	2933	
Всего по варианту				101478		18823	1062000	6254	25077

4.6 Выбор оптимального варианта схемы внешнего электроснабжения

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

Таблица 4.9 – Техничко-экономические показатели рассматриваемых вариантов

Вариант схемы	Капитальн ые затраты К, тыс. руб.	Приведённые капитальные затраты $\sum K_i \cdot E_i$, тыс. руб/год.	Потери электроэнергии и $\Delta A, \text{МВт} \cdot \text{ч/год}$	Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб./год	Годовые приведённые затраты, тыс. руб./год
U = 35 кВ	89177	19149	1772000	15578	1895904
U = 110 кВ	101478	18823	1062000	6254	1188555

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

$$\frac{1895904 - 1188555}{1895904} \cdot 100\% = 37\%.$$

Поэтому принимаем схему внешнего электроснабжения на напряжение 110 кВ

Выводы по разделу 4

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

5 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ

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

5.1 Выбор напряжения

Выбор величины напряжения распределительных сетей предприятия зависит от величины нагрузок на напряжениях 6 и 10 кВ. Критерием выбора являются приведенные затраты, которые рассчитываются как для сети, так и для понижающих подстанций. Согласно [9, п.5.3] распределительную сеть предприятия выполним на напряжении 10 кВ, так как отсутствует нагрузка на напряжение 6 кВ.

5.2 Построение схемы электроснабжения

РУ-10 кВ двухтрансформаторной ГПП выполняем двумя одиночными секционированными выключателями системами шин, подключаемых к расщепленным обмоткам трансформатора 10 кВ ГПП [9, п.6.3.3].

Индукционные, дугосплавильные печи и цеховые трансформаторные подстанции подключаем к разным обмоткам расщепленного трансформатора [9, п.6.3.13.3]. Питание трансформаторных подстанций может выполняться кабельными линиями как по радиальной, так и по магистральной (к одной магистрали могут быть подключены до трех трансформаторов 1000 кВА или два трансформатора мощностью 1600 кВА) схеме [9, п.6.3]. Радиальные схемы распределения электроэнергии применяются при нагрузках, расположенных в различных направлениях [9, п.6.3.10].

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

5.3 Конструктивное выполнение электрической сети

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

											Лист
											48
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата	13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ						

напряжением 10 кВ выполним кабельными линиями. В качестве основного способа прокладки выбираем прокладку кабелей в траншее (в одной траншее допускается прокладка не более шести кабелей [15]). Поскольку грунт предприятия имеет высокую коррозионную активность, в грунте завода присутствуют блуждающие токи, колебания и растягивающие усилия, поэтому кабели в траншее укладываются змейкой, обеспечивающий запас длины кабеля 1-2% для уменьшения растягивающих усилий и колебаний, то выбираем кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена типа АПвПу-10: А – алюминий (материал жилы); Пв – вулканизированный полиэтилен (фазная изоляция); Пу – усиленная оболочка из полиэтилена [34].

5.4 Расчет питающих линий

Сечение кабелей напряжением 10 кВ определяется по экономической плотности тока и проверяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потери напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам КЗ [7].

Расчетный ток, протекающий по кабельной линии, питающей ТП-1, определяется по расчетной нагрузке, приходящейся на два трансформатора.

$$I_{p.k} = \frac{S_{p.k}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{(P_{p.ц} + \Delta P_{\tau})^2 + (Q_{p.ц} + \Delta Q_{\tau})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (5.1)$$

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

– при питании однострансформаторной цеховой подстанции $S_{p.k}$ – номинальная мощность силового трансформатора;

– при питании двухтрансформаторной подстанции $S_{p.k}$ – номинальная мощность одного трансформатора с учетом коэффициента его загрузки в нормальном режиме;

– для магистральной линии мощность $S_{p.k}$ должна определяться для каждого участка путем суммирования номинальных мощностей трансформаторов с учётом коэффициента их загрузки в нормальном режиме, питающихся по данному участку магистральной линии;

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

$$I_{p.k.1} = \frac{\sqrt{\left(\frac{386}{2}\right)^2 + \left(\frac{431}{2}\right)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 16 A$$

Сечение кабельной линии первоначально определяется по экономической плотности тока.

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		49

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р.к}}}{j_{\text{э}}}, \quad (5.2)$$

где $j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока, зависящая от типа кабеля и продолжительности использования максимума нагрузки, А/мм².

Для кабелей с алюминиевыми жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена при числе часов использования максимума нагрузки $T_{\text{м}}=4355$ ч/год [7] экономическая плотность тока равна $j_{\text{э}}=1,7$ А/мм², тогда сечение кабельной линии

$$F_{\text{э.1}} = \frac{16}{1,7} = 9 \text{ мм}^2$$

По результату расчета выбирается кабель, имеющий ближайшее меньшее стандартное сечение по отношению к $F_{\text{э}}$, поэтому принимаем кабель типа

АПВПу-10 (3х25) с параметрами: длительно-допустимый ток $I_{\text{доп}} = 115$ А, удельные сопротивления: $r_0=1,1$ Ом/км, $x_0=0,15$ Ом/км.

Фактический допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки равен.

$$I_{\text{доп.ф}} = K_{\text{п}} \cdot K_{\text{т}} \cdot I_{\text{доп}} > \frac{I_{\text{р.к}}}{n_{\text{к}}}, \quad (5.3)$$

где $K_{\text{п}}$ – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [8];

$K_{\text{т}}$ – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [15];

$n_{\text{к}}$ – число запараллеленных кабелей в кабельной линии.

$$I_{\text{доп.ф.1}} = 0,85 \cdot 1,03 \cdot 115 = 101 > \frac{16}{1} = 101 \text{ А}$$

Условие выполнено.

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

$$I_{\text{ав}} = 2 \cdot I_{\text{р.к}}, \quad (5.4)$$

$$I_{\text{ав1}} = 2 \cdot 16 = 32 \text{ А}$$

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

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

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

$$K_3 = \frac{I_{p.k.}}{I_{доп}^I}, \quad (5.6)$$

$$K_3 = \frac{16}{101} = 0,15;$$

$$I_{ав}^I = 1,25 \cdot 101 = 126 A$$

Осуществим проверку по току перегрузки:

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

$$126 > 32 A$$

Условие выполнено.

Потеря напряжения в кабельной линии

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

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

$$\Delta U = \frac{\left(\frac{386}{2}\right) \cdot 1,1 \cdot 0,185 + \left(\frac{431}{2}\right) \cdot 0,15 \cdot 0,185}{1 \cdot 10^5} \cdot 100\% = 0,45\% \leq 5\%$$

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

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

Выводы по разделу 5

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

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		51

13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

Лист

52

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

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

Схема для расчёта токов КЗ представлена на рисунке 6.1.

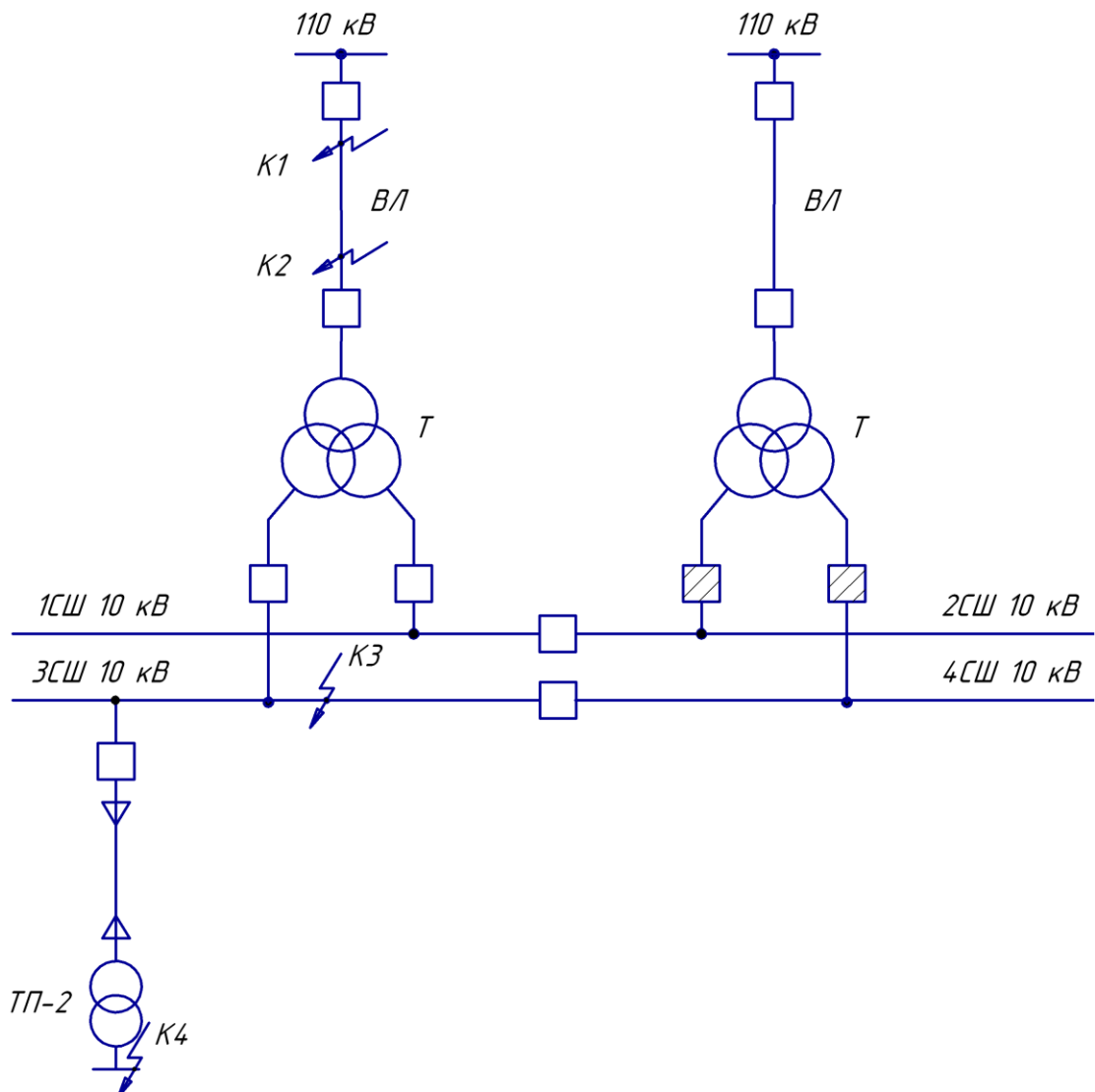


Рисунок 6.1 – Схема для расчетов токов короткого замыкания

Расчёт токов КЗ производим в следующих точках:

- К1 и К2 – в схеме внешнего электроснабжения;
- К3 – в РУ 10 кВ ГПП;
- К4 – в сети напряжением 0,4 кВ.

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ

Лист

53

При определении токов КЗ в точках К1 и К2 подпитку от синхронных двигателей можно не учитывать. В подпитке точки 3 К участвуют все синхронные двигатели, подключенные только к одной секции. При определении тока КЗ в точке К4 в качестве источника рассматривается только энергосистема, а подпитка от электродвигателей напряжением 10 кВ не учитывается.

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

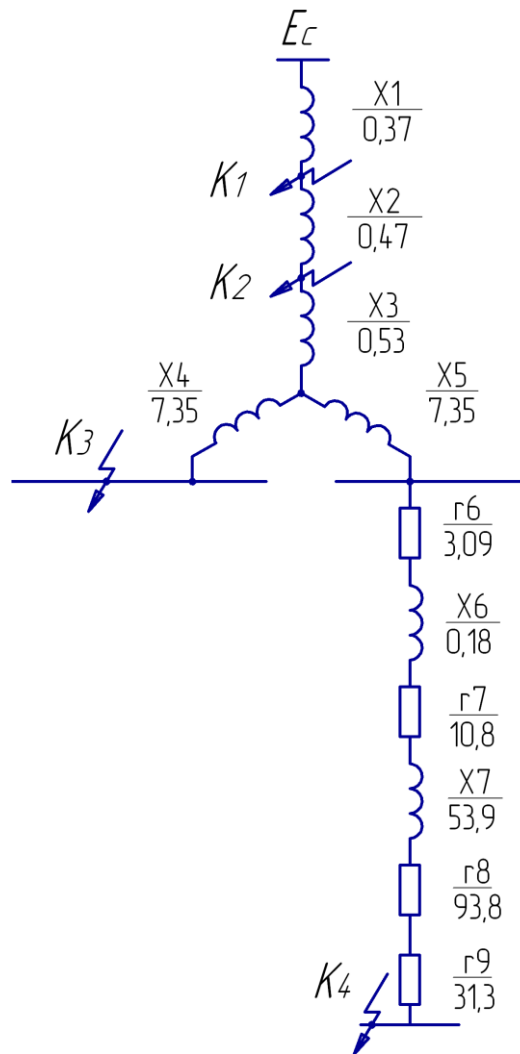


Рисунок 6.2 – Схема замещения для токов КЗ

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

Сопротивление системы

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

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

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ

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

Сопротивление воздушных линий (ВЛ)

$$x_2 = x_l = x_{0\text{вл}} \cdot L_{\text{вл}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср1}}^2}, \quad (6.2)$$

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

$L_{\text{вл}}$ – длина ВЛ, км;

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

S_6 – базисная мощность, МВА.

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

Сопротивление трансформатора ГПП

$$x_T = \frac{U_k \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{н.т}}}, \quad (6.3)$$

где U_k – напряжение короткого замыкания;

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

$$x_3 = x_T = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 25} = 4,2.$$

Сопротивление обмотки высокого напряжения.

$$x_3 = 0,125 \cdot x_T, \quad (6.4)$$

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

Сопротивление обмоток низшего напряжения

$$x_4 = x_5 = 1,75 \cdot x_T, \quad (6.5)$$

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

Сопротивление кабельной линии

$$x_6 = \frac{1}{n} \cdot x_{0\text{кл}} \cdot L_{\text{кл}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср2}}^2}, \quad (6.6)$$

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

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

$L_{\text{кл}}$ – длина КЛ, км;

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

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		55

$$x_5 = \frac{1}{1} \cdot 0,14 \cdot 0,327 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,18.$$

В сети напряжением ниже 1 кВ необходимо учитывать активные сопротивления.

Полное сопротивление трансформатора цеховой ТП-2:

$$z_T = \frac{U_k \cdot S_6}{100 \cdot S_{н.т}}, \quad (6.7)$$

где U_k – напряжение короткого замыкания, %;

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

$$z_7 = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1000} = 55,0$$

Активное сопротивление трансформатора

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

(6.8)

где ΔP_k – потери короткого замыкания трансформатора, Вт.

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

Индуктивное сопротивление трансформатора

$$x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2}, \quad (6.9)$$

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

Согласно [9, п.8.6.1] для распределительных устройств цеховых ТП переходное сопротивление контактов можно принять $r_k = 0,015$ Ом, тогда

$$r_8 = r_k \cdot \frac{S_6}{U_6^2} \quad (6.10)$$

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

Активное сопротивление дуги в месте КЗ

$$r_9 = r_d \cdot \frac{S_6}{U_6^2}, \quad (6.11)$$

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

Для расчета тока короткого замыкания в точке К₃ приведем схему замещения (рисунок 6.2) к виду рисунка 6.3.



Рисунок 6.3 – Схема замещения для расчета КЗ в точке К₃

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

$$X_{10} = X_1 + X_2 + X_3 + X_4. \quad (6.12)$$

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

Базисный ток

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (6.13)$$

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

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви

$$I_c = \frac{E_c}{X_{16}} \cdot I_6, \quad (6.14)$$

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

Начальное значение тока короткого замыкания в точке К₃

$$I_{\text{ка3/0}} = I_c, \quad (6.15)$$

$$I_{\text{ка3/0}} = 6,3 \text{ кА.}$$

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ

Лист

57

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k, \quad (6.16)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент [7].

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

Мощность короткого замыкания в точке К₃

$$S_{кз3} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_k, \quad (6.17)$$

$$S_{кз3} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 6,3 = 115 \text{ МВА.}$$

Определим ток короткого замыкания в точке К₄.

Суммарное активное сопротивление

$$r_{\Sigma} = r_6 + r_7 + r_8 + r_9, \quad (6.18)$$

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

Суммарное индуктивное сопротивление

$$x_{\Sigma} = x_8 + x_9 + x_{12}, \quad (6.19)$$

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

Полное сопротивление

$$z_{\Sigma} = \sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_{\Sigma}^2}, \quad (6.20)$$

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

Мощность короткого замыкания в точке К₄

$$S_{кз4} = \frac{S_6}{z_4}, \quad (6.21)$$

$$S_{кз4} = \frac{1000}{152,5} = 6,6.$$

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

$$I_{к4} = \frac{S_{к4}}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (6.22)$$

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

13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ

Лист

58

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

Ударный ток короткого замыкания в точке К₄

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_k, \quad (6.23)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент [7].

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

Результаты расчета токов короткого замыкания, выполненные по выражениям (6.1) – (6.23), представим в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	Напряжение $U_{ср}$ расчетной точки, кВ	I_k , кА	$i_{уд}$, кА	Мощность КЗ ступени, МВА
К ₁	115	13,6	33,0	2700
К ₂	115	6,0	15,3	1195
К ₃	10,5	6,3	17,0	115
К ₄	0,4	9,5	21,4	7

Выводы по разделу 6

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

7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

7.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП

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

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

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

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

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

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле

$$B_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{пз}} + t_{\text{ов}} + T_{\text{а}}), \quad (7.2)$$

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

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

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

$$B_{\text{к}} = 6,3^2 \cdot (1,7 + 0,06 + 0,12) = 74,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Условия выбора, расчетные параметры сети по формулам (7.1) – (7.2) и каталожные данные ячеек КРУ [28] представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Выбор КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные К-104М
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}}$	$I_{\text{мах}} = 962,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000$
$I_{\text{д}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 17,0 \text{ кА}$	$I_{\text{д}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 74,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

7.2 Выбор выключателей КРУ

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

В ячейках КРУ типа К-104М устанавливаются вакуумные выключатели типа ВВЭ-10-20/1600 УЗ [1].

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

Таблица 7.2 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВВЭ-10-20/1600 УЗ
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст}=10,5$ кВ	$U_{ном}=10,5$ кВ
$I_{ном} \geq I_{мах}$	$I_{мах}=962,3$ А	$I_{ном}=1000$
$I_{ном.отк} \geq I_{п.0}$	$I_{п.0}=6,3$ кА	$I_{ном.отк}=20,0$ кА
$i_{ном} \geq i_{а.т}$	$i_{а.т}=2,6$ кА	$i_{а.ном}=14,0$ кА
$I_{дин} \geq I_{п.0}$	$I_{п.0}=6,3$ кА	$I_{дин}=20,0$ кА
$i_{дин} \geq i_y$	$i_y=17,0$ кА	$i_{дин}=81,0$ кА
$I^2_{тер.тер} \geq B_k$	$B_k=74,6$ кА ² ·с	$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР}=1200$ кА ² ·с

7.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ

В ячейках КРУ типа К-104М устанавливаются трансформаторы тока типа ТЛК-10-800-0,5/10Р-УЗ [30]. Трансформатор тока в цепи секционного выключателя принимается того же типа. Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные трансформаторов тока на вводе в КРУ указаны в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ТЛК-10-1000-0,5/10Р-УЗ
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст}=10,5$ кВ	$U_{ном}=10,5$ кВ
$I_{ном} \geq I_{мах}$	$I_{мах}=962,3$ А	$I_{ном}=1000$
$I_d \geq i_y$	$i_y=17,0$ кА	$i_d=81,0$ кА
$I^2_{тер.тер} \geq B_k$	$B_k=74,6$ кА ² ·с	$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР}=1200$ кА ² ·с

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

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

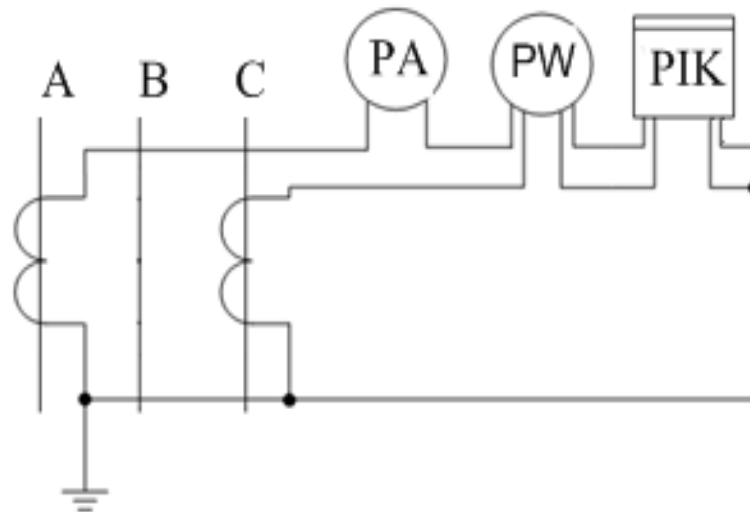


Рисунок 7.1 – Схема включения приборов в неполную звезду

Таблица 7.4 – Перечень измерительных приборов в цепи трансформаторов тока

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

Сопротивление приборов

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

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

Допустимое сопротивление проводов:

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

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

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

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

Сечение соединительных проводов при соединении в неполную звезду:

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

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

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

Таблица 7.5 – Выбор выключателей и трансформаторов тока

Кабельные линии	U _{ном} , кВ	I _{мах} ,, А	I _{п.0} , кА	i _у ,, кА	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
ГПП-ТП11	10,5	94	6,3	17,0	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3
ТП1-ТП2	10,5	43	7,3	19,6	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3
ГПП – ТП3	10,5	240	7,3	19,6	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-300-0,5/10Р У3
ГПП – ТП4	10,5	184	7,3	19,6	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-200-0,5/10Р У3
ГПП – ТП8	10,5	127	7,3	19,6	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-150-0,5/10Р У3
ГПП – ТП6	10,5	310	7,3	19,6	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-300-0,5/10Р У3
ГПП – ТП9	10,5	192	7,3	19,6	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-200-0,5/10Р У3
ГПП – ТП10	10,5	95	7,3	19,6	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3
ГПП – ДСП	10,5	133	7,3	19,6	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-150-0,5/10Р У3
ГПП- ПЧ	10,5	96	7,3	19,6	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3
ГПП - ИУ	10,5	45	7,3	19,6	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3

7.4 Выбор трансформаторов напряжения

В ячейках типа К-104М к установке принимаем трансформатор напряжения типа НАЛИ-СЭЩ-10 (рисунок 7.2), так как данный трансформатор напряжения обладает некоторыми преимуществ перед аналогичными трансформаторами напряжения [31]:

- главное преимущество перед масляными трансформаторами напряжения – пожаро- и взрывобезопасность;
- имеется возможность замены одного или нескольких трансформаторов, входящих в трехфазную группу и вышедших из строя по какой-либо причине;

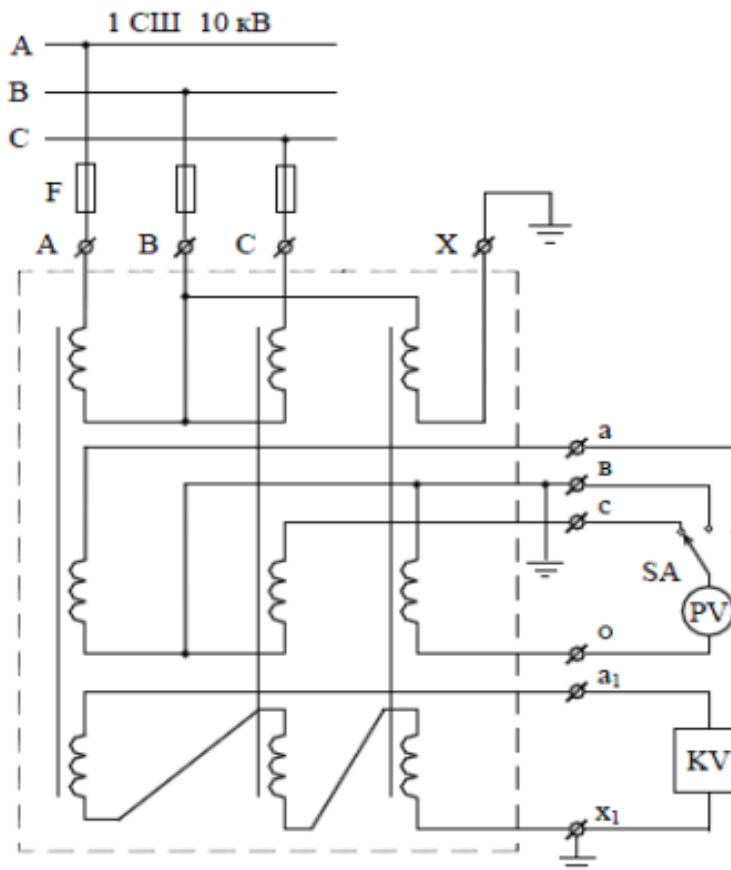


Рисунок 7.2 – Схема подключения трансформатора напряжения

– сохраняется работоспособность и гарантируется номинальный класс, точности при обратном чередовании фаз, а также имеется возможность проверки работоспособности дополнительной обмотки, соединенной в замкнутый треугольник по сравнению с трехфазным масляным трансформатором напряжения типа НАМИ;

– заземление нейтрали высоковольтной обмотки выполнено через индуктивное сопротивление обмотки ТПН, это более эффективный метод защиты от феррорезонансных процессов, по сравнению с широко известной трехфазной группой 3х3НОЛ, заземляемой через резисторы.

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

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим условиям:

– по напряжению

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

– по конструкции и схеме соединения обмоток;

– по классу точности.

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

13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ

Лист

64

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

$$S_{2\text{нно}} \geq S_{\text{нагр}}, \quad (7.7)$$

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

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

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПKN001-10У3 и втычной разъединитель.

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

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

Таблица 7.6 – Выбор трансформаторов напряжения

Прибор и место его установки	Тип	Мощ-ть одной обм-ки, ВА	Число обм-к	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая мощность			
							P_2 , Вт	Q_2 , вар		
PV	Секция СШ	Э-335	2,0	1	1,00	0	2	4	-	
PW	Цепь силового тр-ра	Д-335	1,5	2	1,00	0	1	3	-	
PK	Цепь силового трансформатора и отходящих линий	СЭТ 4.ТМ	3,0	2	0,38	0,93	10	15	20	
Итого								22	20	
НАЛИ-СЭЦ-10У3		Трехфазный трансформатор напряжения					$S_{2\Sigma} = 30 \text{ ВА}$			
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$										
$S_{2,\text{кл.т.чн}0,5} = 200 \text{ ВА}$		$S_{2,\text{кл.т.чн}0,5} = 200 \text{ ВА}$								

7.5 Выбор комплектных трансформаторных подстанций

Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) предназначены для приема, преобразования и распределения электроэнергии трехфазного электрического тока в сетях электроснабжения цехов предприятия.

В 1 и 6 цехах устанавливаются КТП по 2х2500 кВА.

Требования к размещению КТП 2х2500 кВА:

– при сооружении пристроенных и встроенных ТП предпочтение следует отдавать наружной установке трансформаторов, при которой удешевляется строительная часть и улучшаются условия охлаждения трансформаторов.

– ПС (в том числе КТП) с масляными трансформаторами и закрытые камеры с масляными трансформаторами разрешается устанавливать только на первом этаже основных и вспомогательных помещений производств, отнесенных к

категории Г и Д, в зданиях I или II степени огнестойкости. При этом в одном помещении допускается устанавливать масляные трансформаторы с суммарной массой

Согласно ПУЭ [12], п. 4.2.118. Внутрицеховые, пристроенные и встроенные ТП, установленные в отдельном помещении или открыто в производственном помещении, должны отвечать следующим требованиям:

- масла не более 6,5 т, а на каждой открыто установленной КТП могут быть применены масляные трансформаторы с суммарной массой масла не более 3,0 т;
- суммарная масса масла для КТП по 2х2500 кВА равняется 3140 кг (3,14 т), более 3,0 т, что допустимо для установки в помещении. Встроенные ТП экономически эффективны и не портят внешний вид здания.

На предприятии приняты к установке КТП производства «Контактор» г. Ульяновск [29]. Данные КТП, закрытого типа, выполняются с односторонним обслуживанием и комплектуются ранее выбранными трансформаторами типа ТМГ мощностями 250, 630, 1600 и 2500 кВА.

При магистральном соединении КТП устанавливаются камеры с односторонним обслуживанием типа КСО-203-4н2У3 которые комплектуются выключателями нагрузки с предохранителями типа ВНР-10 (с ручным приводом ПР-17) и разъединителями серии РВ-10 [32]

Для примера рассмотрим выбор указанных выше коммутационных аппаратов для ТП-6, на которых установлены по два трансформатора типа ТМГ-1600.

Рабочий ток в утяжеленном режиме для трансформатора ТМГ-1600:

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (7.8)$$

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 129,3.$$

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные выключателей нагрузки с предохранителями [32] представлены в таблицах 7.7 и 7.8 соответственно.

Таблица 7.7 – Выбор выключателей нагрузки

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВНР-10/400У3
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}}=10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\max}$	$I_{\max}=129,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=400 \text{ А}$
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}}=17,0 \text{ кА}$	$i_{\text{д}}=51,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер.тер}}^2 \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}}=74,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер.тер}}^2=1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 7.8 – Выбор предохранителей

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ПКТ-103-10-100-12,5УЗ
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст}=10,5$ кВ	$U_{ном}=10,5$ кВ
$I_{ном} \geq I_{мах}$	$I_{мах}=129,3$ А	$I_{ном}=160$ А
$i_{ном.отк} \geq i_k$	$i_k=6,3$ кА	$i_{ном.отк}=31,5$ кА

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

Таблица 7.9 – Выбор выключателей нагрузки с предохранителями

Номер ТП	$U_{ном}$, кВ	$I_{мах}$, А	$I_{отк}$, кА	Тип предохранителя	Тип выключателя нагрузки
ТП1	10	32,4	7,8	ПКТ103-10-40/12,5	ВНРП-10/400 УЗ
ТП5	10	32,4	7,8	ПКТ103-10-40/12,5	ВНРП-10/400 УЗ
ТП6	10	129,5	7,8	ПКТ103-10-160/12,5	ВНРП-10/400 УЗ
ТП7	10	129,5	7,8	ПКТ103-10-160/12,5	ВНРП-10/400 УЗ
ТП8	10	80,9	7,8	ПКТ103-10-100/12,5	ВНРП-10/400 УЗ
ТП11	10	51,0	7,8	ПКТ103-10-63/12,5	ВНРП-10/400 УЗ

7.6 Выбор соединения силового трансформатора ГПП с РУ НН ГПП

В качестве токоведущей части, соединяющей силовые трансформаторы с КРУ, используем закрытый комплектный токопровод типа ТЗК-10-1600-81УХЛЗ [33]. Выбор токопровода представим в таблице 7.10.

Таблица 7.10 – Выбор токопровода

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст}=10,5$ кВ	$U_{ном}=10,5$ кВ
$I_{ном} \geq I_{мах}$	$I_{мах}=962,3$ А	$I_{ном}=1600$
$i_d \geq i_y$	$i_y=17,0$ кА	$I_d=81,00$ кА

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

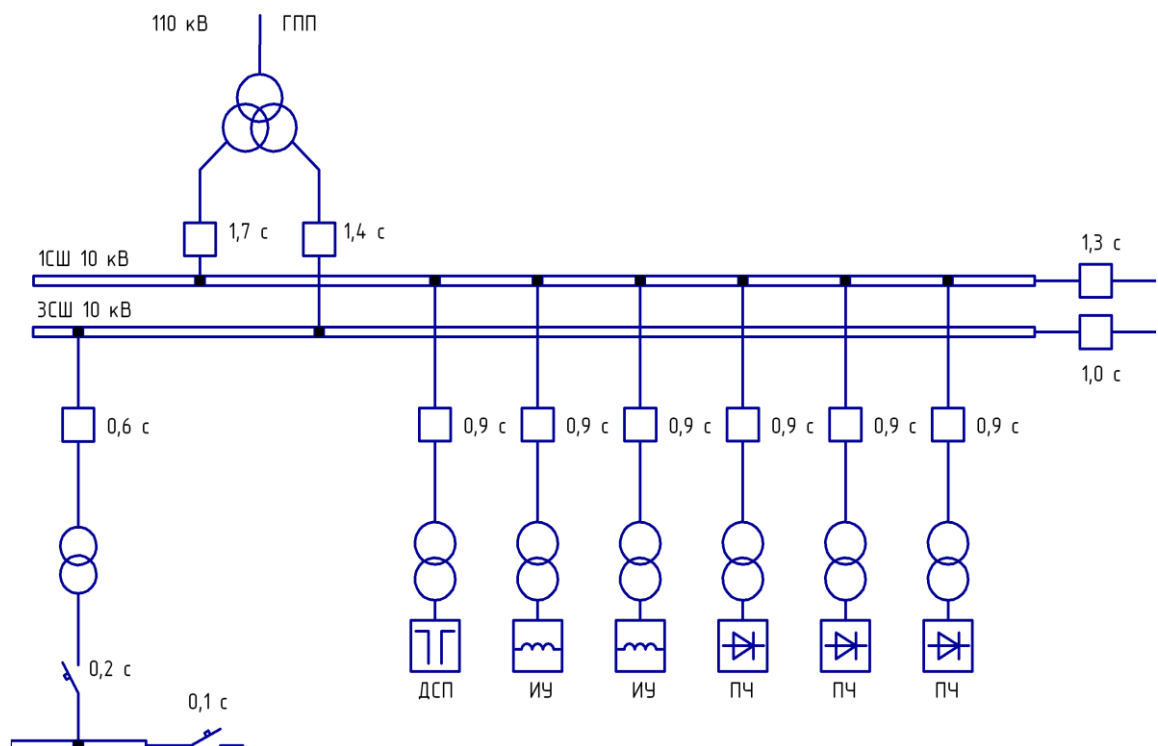


Рисунок 7.3 – Карта селективности

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

Термически стойкое сечение определим по выражению

$$F_{\text{т.с}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (7.9)$$

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

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

Согласно [7, табл.3.14] для алюминиевых кабелей 10 кВ с сплошными жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена (АПвПу)

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

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

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ

Лист

68

Таблица 7.11 – Проверка кабелей на термическую стойкость

Начало и конец кабельной линии	I_k , кА	$t_{р.з}$, с	$t_{о.в}$, с	T_a , с	V_k , кА ² ·с	$C, \frac{A \cdot c^{\frac{1}{2}}}{мм^2}$	F_{Tc} , мм ²
ГПП – ТП	6,3	0,6	0,06	0,12	31,1	65	86
ГПП – ДСП	6,3	0,9	0,06	0,12	43,0	65	101
ГПП – ПЧ	6,3	0,9	0,06	0,12	43,0	65	101
ГПП – ИУ	6,3	0,9	0,06	0,12	43,0	65	101

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

Таблица 7.12 – Термически устойчивые сечения кабелей

Начало и конец кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, мм ²	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм ²	Тип и площадь сечения нового кабеля
1	2	3	4
ГПП - ТП11	25	95	АПвПу-10 (3x95)
ТП11 - ТП1	16	95	АПвПу-10 (3x95)
ГПП - ТП2	35	95	АПвПу-10 (3x95)
ГПП - ТП3	240	240	АПвПу-10 (3x240)
ГПП - ТП4	185	185	АПвПу-10 (3x185)
ГПП - ТП8	95	95	АПвПу-10 (3x95)
ТП8 - ТП5	16	95	АПвПу-10 (3x95)
ГПП - ТП6	185	185	АПвПу-10 (3x185)
ТП6 - ТП7	50	185	АПвПу-10 (3x185)
ГПП - ТП9	95	95	АПвПу-10 (3x95)
ГПП - ТП10	95	95	АПвПу-10 (3x95)
ГПП - ДСП	120	120	АПвПу-10 (3x120)
ГПП - ПЧ	95	120	АПвПу-10 (3x120)
ГПП - ИУ	50	120	АПвПу-10 (3x120)

7.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

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

Мощность трансформаторов собственных нужд должна выбираться в соответствии с нагрузками собственных нужд в разных режимах работы

подстанции с учетом коэффициентов одновременности и загрузки, а также с учетом перегрузочной способности трансформаторов в послеаварийном режиме.

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

$$S_{\text{тсн}} = \frac{0,1}{100} \cdot S_{\text{н.т.}}^{\text{гпп}}, \quad (7.10)$$

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

Исходя из условий питания вспомогательных механизмов предприятия, выбираем два трансформатора типа ТСКС-25/10, которые подключаются к обмотке НН силовых трансформаторов ГПП через предохранители типа ПКТ-101-10-16-12,5У3

7.9 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП

Выбранные цеховые трансформаторные подстанции укомплектованы автоматическими выключателями серии «Электрон» производства завода «Контактор» г.Ульяновск [34]. Выбор вводных и секционных автоматических выключателей на стороне низшего напряжения цеховых ТП представим в таблице 7.13.

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

Номер ТП	Место установки выключателя	Ітяж, А	Ік, кА	іуд, кА	Тип выключателя
1	2	3	4	5	6
ТП-1	Вводной	809	7,8	17,6	Э06В-1000УХЛ3
	Секционный	405	7,8	17,6	Э06В-630УХЛ3
ТП-2	Вводной	1445	7,8	17,6	Э16В-1600УХЛ3
ТП-3	Вводной	5058	7,8	17,6	Э40В-6300УХЛ3
	Секционный	2529	7,8	17,6	Э40В-4000УХЛ3
ТП-4	Вводной	4046	7,8	17,6	Э40В-6300УХЛ3
	Секционный	2023	7,8	17,6	Э25В-2500УХЛ3
ТП-5	Вводной	809	7,8	17,6	Э06В-1000УХЛ3
	Секционный	405	7,8	17,6	Э06В-630УХЛ3
ТП-6	Вводной	3237	7,8	17,6	Э40В-4000УХЛ3
	Секционный	1618	7,8	17,6	Э25В-2500УХЛ3
ТП-7	Вводной	3237	7,8	17,6	Э40В-4000УХЛ3
	Секционный	1618	7,8	17,6	Э25В-2500УХЛ3
ТП-8	Вводной	2023	7,8	17,6	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	1012	7,8	17,6	Э16В-1600УХЛ3

Продолжение таблицы 7.13

1	2	3	4	5	6
ТП-9	Вводной	4046	7,8	17,6	Э40В-6300УХЛЗ
	Секционный	2023	7,8	17,6	Э25В-2500УХЛЗ
ТП-10	Вводной	2023	7,8	17,6	Э25В-2500УХЛЗ
	Секционный	1012	7,8	17,6	Э16В-1600УХЛЗ
ТП-11	Вводной	1275	7,8	17,6	Э16В-1600УХЛЗ
	Секционный	637	7,8	17,6	Э06В-1000УХЛЗ
НРП-1	Вводной	91	9,5	21,4	ВА51-31 100 А
НРП-2	Вводной	236	9,5	21,4	ВА51-35 250 А
НРП-3	Вводной	121	9,5	21,4	ВА51-33 160 А
НРП-4	Вводной	192	9,5	21,4	ВА51-35 200 А

Выводы по разделу 7

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

8 РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

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

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

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

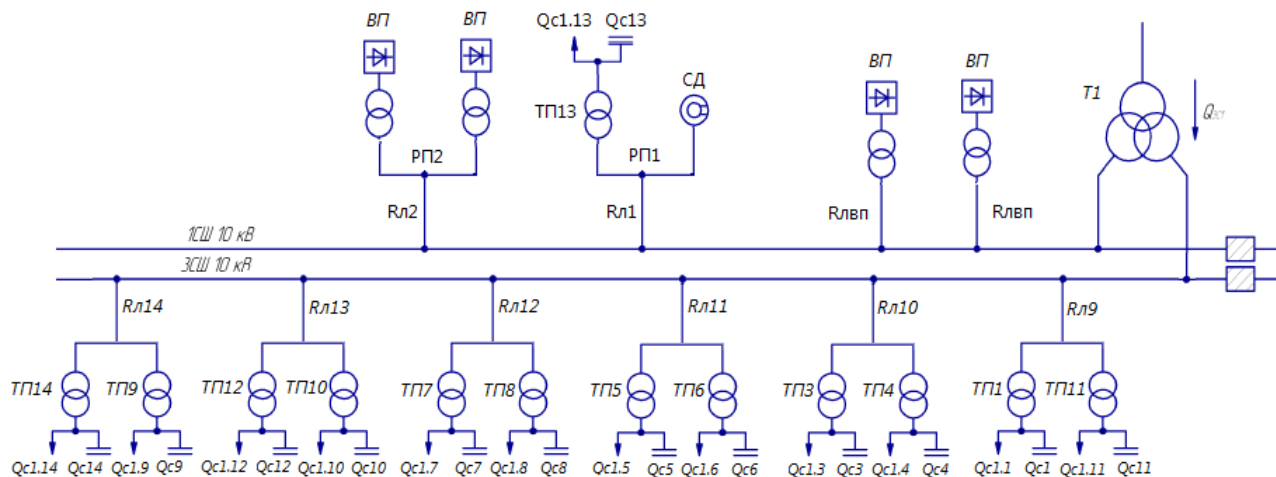


Рисунок 8.1 – Схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности

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

$$R_{\tau} = \frac{U_n^2 \cdot \Delta P_k}{S_{н.т}^2}, \quad (8.1)$$

где ΔP_k – мощность короткого замыкания трансформатора, кВт;

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

$$R_{\tau 1} = \frac{5,5 \cdot 10^3 \cdot (10 \cdot 10^3)^2}{(400 \cdot 10^3)^2} = 3,44.$$

Активные сопротивления кабельных линий найдем по формуле:

$$R_{ли} = r_{0л} \cdot L_i, \quad (8.2)$$

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

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

											Лист
											72
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата	13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ						

Таблица 8.1 - Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

Трансформаторная подстанция	$S_{i, \text{д.и}}$, кВА	Q_{li} , квар	ΔQ_{ti} , квар	R_{ti} , Ом	$R_{ли}$, Ом
ТП-1	400	203	13	3,44	0,06
ТП-2	1000	406	40	1,08	0,1
ТП-3	2500	987	116	0,38	0,14
ТП-4	2500	808	116	0,38	0,14
ТП-5	400	251	20	3,44	0,02
ТП-6	1600	796	77	0,59	0,07
ТП-7	1600	796	77	0,59	0,04
ТП-8	1000	342	43	1,08	0,1
ТП-9	2500	1084	116	0,38	0,14
ТП-10	1000	274	47	1,08	0,19
ТП-11	630	273	33	1,41	0,08
Итого		5961	625		

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

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной мощности:

$$C_0 = \delta \cdot (\alpha \cdot K_M + \beta \cdot \tau), \quad (8.3)$$

где δ – поправочный коэффициент;

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

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

τ – время использования максимальных потерь, ч/год;

K_M – отношение потерь активной мощности предприятия $\Delta P_{э}$ в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям ΔP_M активной мощности предприятия.

$$C_0 = 1,05 \cdot (7972,8 \cdot 1 + 1,726 \cdot 2742) = 13341 \frac{\text{руб.}}{\text{кВт}}$$

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

$$Z_{г.кн} = E \cdot K_{БК} \cdot \alpha_{изм} + C_0 \cdot \Delta P_{БК}, \quad (8.4)$$

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

$K_{БК}$ - удельная стоимость низковольтных батарей конденсаторов;

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

$\alpha_{изм}$ - индекс изменения сметной стоимости [37].

Тогда

$$Z_{г.кн} = 0,223 \cdot 12000 \cdot 74,09 + 13341 \cdot 4 = 251629 \text{ руб} / \text{Мвар}$$

Затраты на генерацию реактивной мощности высоковольтными БК (10 кВ)

$$Z_{1г.кв} = Z_{10} = E \cdot K_{бкв} \cdot \alpha_{изм} + C_0 \cdot \Delta P_{бкв}, \quad (8.5)$$

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

Тогда

$$Z_{1г.кв} = Z_{10} = 0,223 \cdot 6000 \cdot 74,09 + 13341 \cdot 2 = 125814 \text{ руб./ Мвар}$$

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

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

$$R_{э.и} = r_2 = R_{л2} + R_{т2}, \quad (8.6)$$

$$R_{э.и} = r_1 = 0,10 + 1,08 = 1,18$$

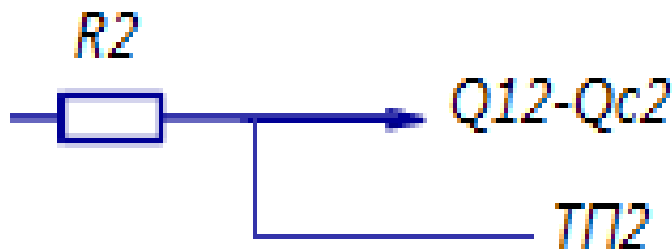


Рисунок 8.2 – Схема замещения радиальной линии

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

$$\frac{1}{R_{т1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2}; \quad (8.7)$$

$$\frac{1}{R_{т2}} = \frac{1}{0,59} + \frac{1}{0,04 + 0,59} = \frac{1}{0,3 \text{ Ом}};$$

Эквивалентные сопротивления присоединений:

$$R_{э1} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{т1}} \right) \cdot r_1; \quad (8.8)$$

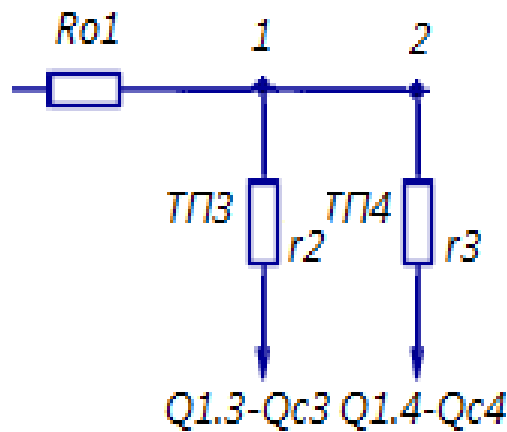


Рисунок 8.3 – Схема замещения магистральных линий

$$R_{\Sigma 2} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot (r_{12} + r_2); \quad (8.9)$$

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

$$R_{\Sigma 2} = \left(1 + \frac{0,07}{0,30}\right) \cdot (0,04 + 0,59) = 0,78 \text{ Ом.}$$

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

$$Q_{ci} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{z}{R_{\Sigma i}}; \quad (8.10)$$

$$z = \frac{3_{10} - 3_{1Г.КН}}{2 \cdot a \cdot C_0}; \quad (8.11)$$

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

$$Q_{c2} = 0,406 + 0,040 + \frac{(-0,472)}{1,18} = 0,057 \text{ Мвар.}$$

Результаты расчета по формулам (8.3) – (8.11) мощностей Q_{ci} остальных низковольтных БК сводим в таблицу 8.4. Если $Q_c < 0$ Мвар, то принимаем $Q_c = 0$ Мвар, так как Q_c является экономически нецелесообразной.

Таблица 8.4 – Расчёт мощности БК

Место установки БК	Rэi, Ом	Qci, Мвар		Qкуi, квар	Qку+Qси, квар	Тип принятой стандартной БК [28]	Qнiи, квар
		расч.	прин.				
ТП-1	3,78	0,090	90	0	90	КРМ-0,4-100-25 У3	100
ТП-2	1,18	0,057	57	0	57	КРМ-0,4-100-25 У4	75
ТП-3	0,52	0,196	196	285	481	КРМ-0,4-500-50 У3	500
ТП-4	0,52	-0,023	0	0	0	-	-
ТП-5	3,88	0,045	45	0	45	КРМ-0,4-50-25 У3	50
ТП-6	0,73	0,226	226	14	240	КРМ-0,4-250-25 У4	250
ТП-7	0,78	0,268	268	0	268	КРМ-0,4-300-25 У3	275
ТП-8	1,21	-0,005	0	0	0	-	-
ТП-9	0,47	-0,003	0	165	165	КРМ-0,4-200-250 У3	175
ТП-10	1,27	-0,051	0	378	378	КРМ-0,4-400-50 У3	400
ТП-11	1,52	-0,004	0	0	0	-	-
ГПП	-	4,121	4,121	-	4500	КРМ-10,5-1650-450 У3	4500
Итого	-	-	882	1021	6403	-	6500

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

$$Q_0 = \sum_{i=1}^n (Q_{li} + \Delta Q_{ri}) + \frac{\Delta Q_{r\text{ГПП}}}{2} + \frac{\sum_{i=1}^n Q_{bi}}{2} - \sum_{i=1}^n Q_{ci} - \frac{\sum_{i=1}^n Q_{кли}}{2} - \frac{Q_{эс}}{2}, \quad (8.12)$$

где $\Delta Q_{r\text{ГПП}}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, квар;

Q_B – реактивная мощность электроприемников напряжением 10 кВ, квар.

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

$$Q_{эс}^I = P_{р.п} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{норм}}, \quad (8.13)$$

$$Q_{эс.110}^I = 24266 \cdot 0,5 = 12133 \text{ квар}$$

Коэффициент реактивной мощности, задаваемый предприятию энергосистемой.

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{норм}} = \frac{Q_{\text{ЭС}}}{P_{\text{р.п}}},$$

(8.14)

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{норм}} = \frac{12133}{24266} = 0,50$$

Определим экономически целесообразную реактивную мощность, приходящуюся на СШ1, для этого определим расчетную активную мощность 1СШ по формуле:

$$P_{\text{р3}} = 0,5 \cdot [0,9 \cdot (17419 + 215)] = 7935 \text{ кВт}$$

Тогда

$$Q_{\text{ЭС3}} = 7935 \cdot 0,5 = 3967 \text{ кВар}$$

Определим экономически целесообразную реактивную мощность, приходящуюся на СШ3

$$Q_{\text{ЭС3}} = 0,5 \cdot Q_{\text{ЭС}} - Q_{\text{ЭС1}}, \quad (8.15)$$

$$Q_{\text{ЭС3}} = 0,5 \cdot 12133 - 3967 = 2100 \text{ кВар}$$

Для определения распределения потерь мощности трансформатора ГПП по СШ рассчитаем следующий коэффициент

$$K_{\Delta Q} = \frac{\Delta Q_{\text{T}}^{\text{ГПП}}}{S_{\text{р.п}}}, \quad (8.16)$$

$$K_{\Delta Q} = \frac{1940}{26911} = 0,07$$

Тогда

$$\Delta Q_{\text{T.1СШ}}^{\text{ГПП}} = K_{\Delta Q} \cdot S_{\text{р3СШ}}, \quad (8.17)$$

$$\Delta Q_{\text{T.3СШ}}^{\text{ГПП}} = 0,07 \cdot \sqrt{17419^2 + 13684^2} = 1550 \text{ квар}$$

Для 1СШ

$$\Delta Q_{\text{T.1СШ}}^{\text{ГПП}} = 0,5 \cdot (\Delta Q_{\text{T}}^{\text{ГПП}} - \Delta Q_{\text{T.3СШ}}^{\text{ГПП}}), \quad (8.18)$$

$$\Delta Q_{\text{T.1СШ}}^{\text{ГПП}} = 0,5 \cdot (1940 - 1550) = 195 \text{ квар}$$

Необходимая мощность ВБК на СШ3

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		77

$$Q_{03} = (5961 + 625) + \frac{1550}{2} - 1825 - 3967 = 1569 \text{ кВар}$$

Принимаем к установке ВБК типа КРМ-10,5-1600-400, [28].

Необходимая мощность ВБК на СШ1

$$Q_{01} = 195 + \frac{(4299 + 1512 + 1578)}{2} - 2100 = 1790 \text{ квар}$$

Поэтому принимаем к установке два равных по мощности ВБК типа КРМ-10,5-1350-450, КРМ-10,5-450-450 [38].

Задача предприятия обеспечить требуемое значение $\text{tg}\varphi_3 = 0,5$, которое задается энергосистемой, на вводе ГПП, поэтому определим расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе ГПП, без учета мощности, поступающей от энергосистемы, определим по формуле:

$$\text{tg}\varphi_{p1} = \frac{\frac{\Delta Q_T^{\text{ГПП}}}{2} + \frac{\sum_{i=1}^n Q_{Bi}}{2} - Q_{\text{ст.В}}}{P_{p1}}, \quad (8.19)$$

$$\text{tg}\varphi_{p3} = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{li} + \Delta Q_{Ti}) + \frac{\Delta Q_T^{\text{ГПП}}}{2} + \frac{\sum_{i=1}^n Q_{Bi}}{2} - \sum_{i=1}^n Q_{\text{кyi}} - \sum_{i=1}^n Q_{\text{ст.ни}}}{P_{p3}}, \quad (8.20)$$

где $Q_{\text{кy}}$ – мощность компенсирующих устройств (КУ), определяемая пропускной способностью трансформаторов, квар;

$Q_{\text{ст.н}}$ – стандартная мощность низковольтных КУ, квар;

$Q_{\text{ст.в}}$ – мощность высоковольтных КУ, квар.

$$\text{tg}\varphi_{p3} = \frac{(5961 + 625) + \frac{1550}{2} + 1021 - 1825 - 1650}{7935} = 0,54$$

$$\text{tg}\varphi_{p1} = \frac{195 + \frac{(4299 + 1512 + 1578)}{2} - 1800}{0,5 \cdot 8241} = 0,50$$

Выводы по разделу 8

В данном разделе решены вопросы компенсации реактивной мощности нашинах главной понизительной подстанции. Отклонение расчетного значения $\text{tg}\varphi_p = 0,54$ от значения заданного энергосистемой $\text{tg}\varphi_{\text{эс}} = 0,50$, объясняется дискретностью шкалы компенсирующих устройств.

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

13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ

Лист

78

9 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС

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

Источником колебаний напряжения является электроприемник с резкопеременным режимом работы: дуговой сталеплавильный печь.

Дуговые сталеплавильные печи (ДСП) создают небольшие колебания напряжения в период расплавления. Размах изменения напряжения от ДСП достигает 3,5...12% на шинах 6, 10 кВ.

9.1 Расчет коэффициента искажения синусоидальности напряжения

Рассмотрим принципиальную схему для расчета размаха колебания напряжения, представленную на рисунке 9.1

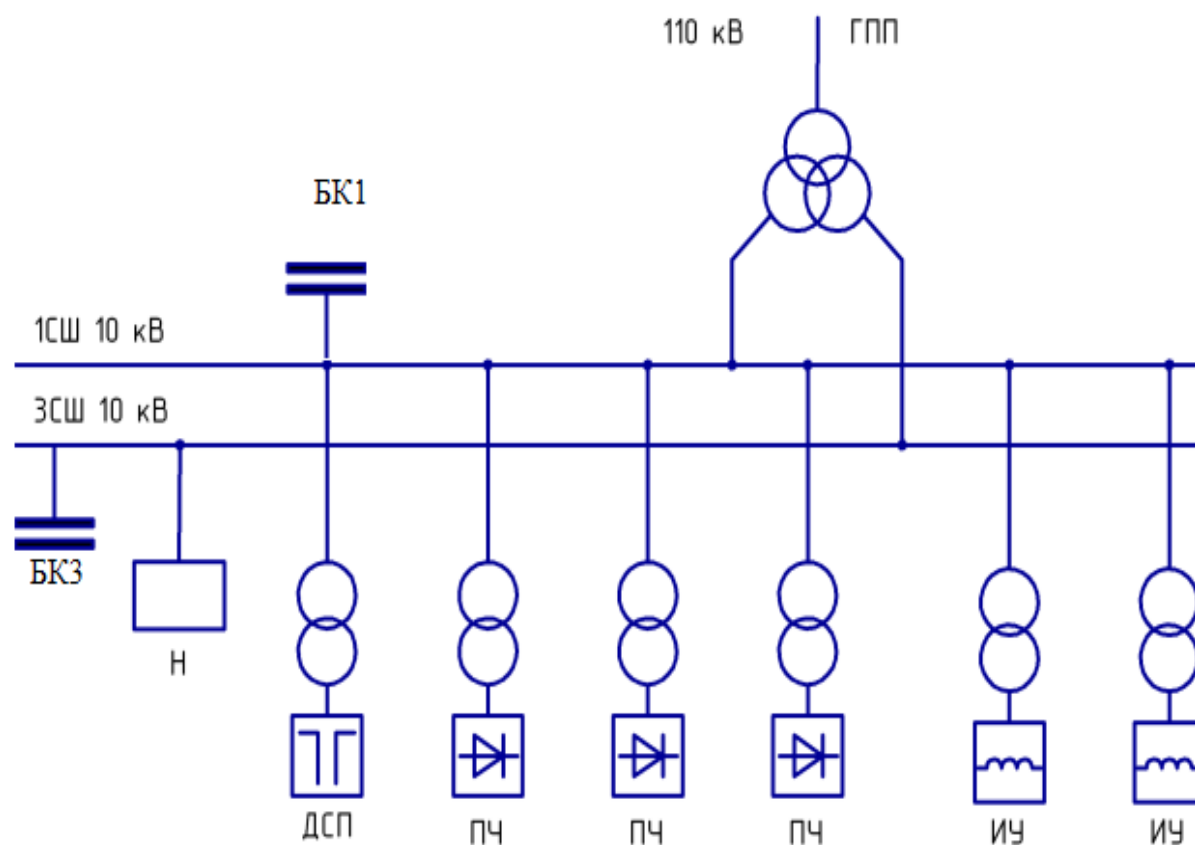


Рисунок 9.1 – Принципиальная схема

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ

Лист

79

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

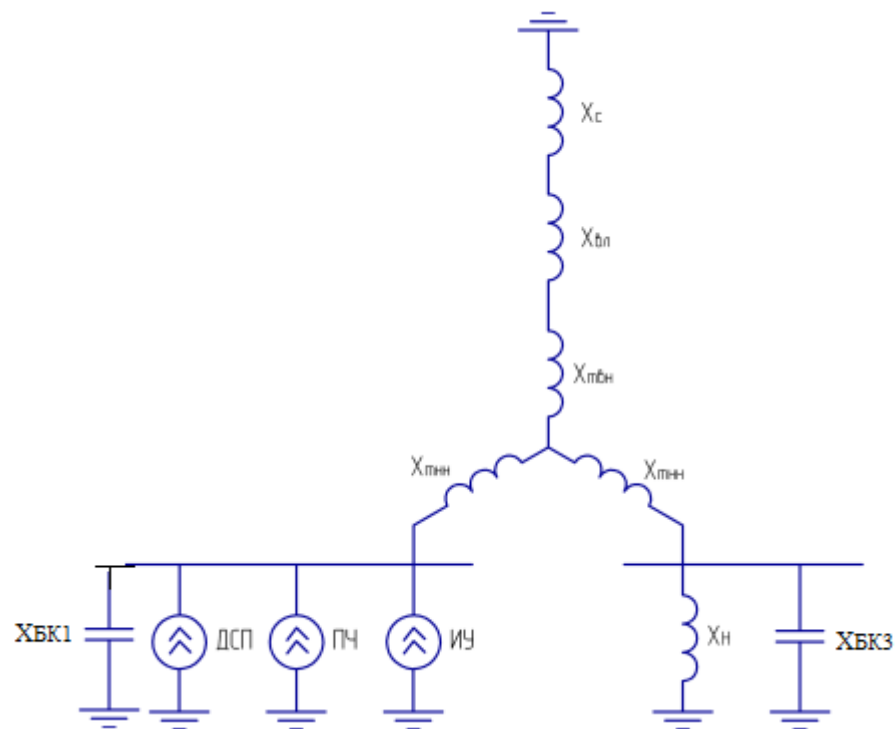


Рисунок 9.2 – Схема замещения

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

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

Сопротивление энергетической системы:

$$x_{cv} = 0,65 \cdot v \frac{U_{ст}^2}{S_{кз}}, \quad (9.1)$$

где $S_{кз}$ – фактическая мощность КЗ для рассматриваемой ступени СЭС, ВА.

$$x_{cv} = 0,65 \cdot v \frac{(10 \cdot 10^3)^2}{2700 \cdot 10^6} = 0,03v \quad (9.2)$$

Сопротивление воздушной линии:

$$x_{лв} = x_0 \cdot Lл \cdot v \frac{U_{ст}^2}{U_{ном}^2}, \quad (9.3)$$

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

L – длина воздушной линии, км;

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

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ

Лист

80

$$x_{лв} = 0,44 \cdot 14 \cdot \nu \frac{(10 \cdot 10^3)^2}{(110 \cdot 10^3)^2} = 0,05 \cdot \nu.$$

Сопротивление силового трансформатора:

$$x_{тв} = \frac{u_{кз} \cdot U_{ст}^2 \cdot \nu}{100 \cdot S_{т.н}}, \quad (9.4)$$

где $u_{кз}$ - напряжение КЗ трансформатора, %;

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

$$x_{тв} = \frac{10,5 \cdot (10 \cdot 10^3)^2 \cdot \nu}{100 \cdot (25 \cdot 10^3)} = 0,46 \nu.$$

Сопротивление обмотки высокого напряжения:

$$x_{в} = 0,125 \cdot x_{тв}, \quad (9.5)$$

$$x_{тв} = 0,125 \cdot 0,46 \cdot \nu = 0,06 \nu.$$

Сопротивление обмотки низшего напряжения:

$$x_{нтв} = x_{тв} \cdot 1,75 \quad (9.6)$$

$$x_{втв} = 0,46 \nu \cdot 1,75 = 0,81 \nu$$

Общее сопротивление «спокойной» нагрузки «Н»

$$x_{н} = \frac{U_{ст}^2 \cdot \nu}{S_{н}}, \quad (9.7)$$

$$x_{нв} = \frac{(10 \cdot 10^3)^2 \cdot \nu}{\sqrt{(0,5 \cdot 17971)^2 + (0,5 \cdot 13371)^2}} = 10,45 \nu$$

Сопротивление батареи конденсаторов:

$$x_{бк} = -\frac{U_{ст}^2}{Q_{бк} \cdot \nu}, \quad (9.8)$$

где $Q_{к}$ – мощность батареи конденсаторов, вар.

$$x_{бк1} = -\frac{(10 \cdot 10^3)^2}{1,8 \cdot 10^6 \cdot \nu} = -\frac{55,5}{\nu}$$

$$x_{бк3} = -\frac{(10 \cdot 10^3)^2}{2,0 \cdot 10^6 \cdot \nu} = -\frac{50}{\nu}$$

Источником искажения являются

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

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		81

– преобразователь имеет шестифазную схему выпрямления тока технологической установки, генерирующие в сеть следующие гармоники: 5, 7, 11, 13

$$I_v = \frac{S_{n\Sigma} \cdot k_{v\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ct} \cdot v}, \quad (9.9)$$

$$I_{1v} = \frac{\sqrt[4]{1} \cdot 1,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot v^2} = \frac{82}{v^2}$$

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

Эквивалентные токи гармоник, генерируемые преобразовательными установками разной мощности печи

$$I_{v,2} = \frac{S_{i\Sigma} \cdot k_{v\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ct} \cdot v}, \quad (9.10)$$

где $S_{n\Sigma}$ – суммарная полная мощность преобразователей, ВА;

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

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

Эквивалентные токи гармоник, генерируемые ДСП и преобразовательными установками

$$I_{v\Sigma} = (I_{v1} + I_{v2}) \cdot k_{v\Sigma}, \quad (9.11)$$

Результаты расчета по формулам (9.1) – (9.11) представим в таблице 9.1

Таблица 9.1 – Результаты расчета

v	хсv	хlv	хвтv	хнтv	хБК1v	хБК3v	хнv	I_{v1}	I_{v2}	$I_{v\Sigma}$
2	0,05	0,10	0,12	1,62	-27,75	-25	20,90	9,16	-	9,16
3	0,08	0,15	0,17	2,43	-18,5	-16,6	31,36	9,16	-	9,16
5	0,13	0,26	0,29	4,05	-11,1	-10	52,26	3,30	49,59	50,62
7	0,19	0,36	0,41	5,67	-7,9	-7,1	73,17	1,68	35,42	36,46
11	0,29	0,56	0,64	8,91	-5	-4,5	114,98	0,68	18,78	19,12
13	0,35	0,67	0,75	10,53	-4,2	-3,8	135,89	0,49	15,89	16,08

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

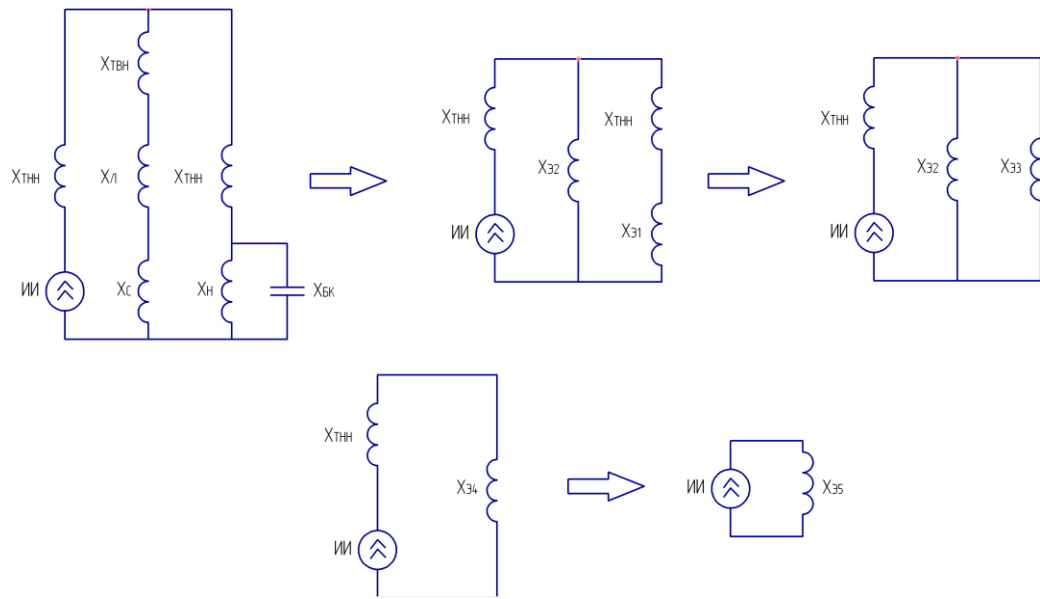


Рисунок 9.3 –Преобразование схемы замещения

Рассчитаем параметры схем замещения, представленных на рисунке 9.3

$$x1 = \frac{X_{Hv} \cdot X_{Kv}}{X_{Hv} + X_{Kv}}, \quad (9.12)$$

$$x2 = x_{cv} + x_{lv} + x_{BTV}, \quad (9.13)$$

$$x3 = x_{HTV} + x1, \quad (9.14)$$

$$x4 = \frac{x2 \cdot x3}{x2 + x3}, \quad (9.15)$$

$$x5 = x4 + x_{HTV}, \quad (9.16)$$

Напряжение на СШ1 и СШ3 определим соответственно по формулам:

$$U_{сш1} = I_{v\Sigma} \cdot X5, \quad (9.17)$$

$$U_T = I_{v\Sigma} \cdot X4, \quad (9.18)$$

$$I_{сш3} = \frac{U_T}{X3}, \quad (9.19)$$

$$U_{\text{сшз}} = U_{\text{сш1}} \cdot \frac{x1 \cdot x4}{x3 \cdot x5}, \quad (9.20)$$

Коэффициент искажения синусоидальности напряжения:

$$K_u = \frac{\sqrt{\sum U_{\text{сш}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 100\%, \quad (9.21)$$

Результаты расчета по формулам (9.10) – (9.21) представим в таблице 9.2

Таблица 9.2 – Результаты расчета

v	xэ1v	xэ2v	xэ3v	xэ4v	xэ5v	U _{сш1v}	U _{сш3v}	K _{сш1}	K _{сш3}
2	-57,23	0,27	-55,61	0,27	1,89	17,35	2,57	4,86%	2,09%
3	-15,14	0,41	-12,70	0,42	2,85	26,14	4,59		
5	-6,94	0,68	-2,89	0,89	4,94	235,10	101,56		
7	-4,65	0,95	1,02	0,49	6,16	205,83	-74,98		
11	-2,85	1,49	6,06	1,20	10,11	147,62	-8,23		
13	-2,40	1,77	8,14	1,45	11,98	147,24	-5,25		

Из таблицы 9.2 можно сделать вывод, что значения коэффициента искажения синусоидальности напряжения на СШ1 превышают допустимых значений, регламентированных в ГОСТ 32144-2013, а именно: $K_u^{\text{сш1}} = 4,86\% > K_{\text{удд}} = 5\%$, $K_u^{\text{сш3}} = 2,09\% < K_{\text{удд}} = 5\%$.

Размах колебаний напряжения в точке СШ1

$$\delta U_{\text{тссш}} = 100\% \cdot \frac{\sqrt[4]{N} \cdot S_{\text{ш1}}}{S_{\text{кз}}}, \quad (9.22)$$

где $S_{\text{кз}}$ – мощность КЗ в точке СШ1, МВА;

$S_{\text{ш1}}$ – мощность ДСП, МВА;

$$\delta U_{\text{тссш}} = 100\% \cdot \frac{\sqrt[4]{1} \cdot 1,5}{186,77} = 1,08\%$$

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

Определим размах изменения колебаний напряжения в точке СШЗ

$$\delta U_{\text{тссш}} = \delta U_{\text{тссш}} \cdot \frac{x1 \cdot x4}{x3 \cdot x5}, \quad (9.23)$$

$$\delta U_{\text{тссш}} = 1,3 \cdot \frac{16,00 \cdot 0,13}{16,81 \cdot 0,95} = 0,17\%$$

9.2 Расчет несимметрии напряжения

Коэффициент несимметрии по напряжению обратной последовательности:

$$k_{2U} = \frac{U_2}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% \leq 2\%, \quad (9.24)$$

где U_2 – напряжение обратной последовательности, кВ;
 I_2 – ток обратной последовательности, А.

Напряжение обратной последовательности

$$U_2 = I_2 \cdot x_{\text{ка}}, \quad (9.25)$$

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

Сопротивление КЗ в точке подключения ДСП к распределительной сети

$$x_{\text{ка}} = x_{\text{ка}}^1 \cdot \frac{U_6^2}{S_6}, \quad (9.26)$$

Ток обратной последовательности

$$I_2 = \frac{P_{\text{п}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi}, \quad (9.27)$$

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

Пульсирующая мощность

$$P_{\text{п}} = P_{\text{п}}^1 + P_{\text{п}}^{11}, \quad (9.28)$$

где $P_{\text{п}}^1$ – мощности «мёртвой» фазы, Вт;
 $P_{\text{п}}^{11}$ – мощности «дикий» фазы, Вт.

Мощность «мёртвой» и «дикой» фазы соответственно

$$P_{\Pi}' = P_{\text{НОМ}} \cdot \left(\frac{1}{3} - \frac{\xi_{\text{КС}}}{6} \right), \quad (9.29)$$

$$P_{\Pi}'' = P_{\text{НОМ}} \cdot \left(\frac{1}{3} + \frac{\xi_{\text{КС}}}{6} \right). \quad (9.30)$$

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

Результаты расчета по формулам (9.23) – (9.30) представим в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Результаты расчета

x1ка, о.е.	Uб, кВ	Sб, МВА	хкз, Ом	Pп, кВт	P1п, кВт	P11п, кВт	I2, А	U2, В	k2U, %
8,71	10,5	1000	0,96	1000	425	575	69	663	0,63

Из данных таблицы 9.3 видно, что значение коэффициента несимметрии напряжения по обратной последовательности лежит в рамках допустимых значений, регламентированных [36].

Выводы по разделу 9

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

10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ

Согласно ПУЭ для трансформаторов ТРДН-25000/110/10/10 должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними короткими замыканиями;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла.

Соответственно устанавливаются следующие виды защит:

- дифференциальная защита от различных видов короткого замыкания;
- максимальная токовая защита как резервная от внешних многофазных коротких замыканий;
- защита от перегруза;
- газовая защита.

10.1 Дифференциальная защита

Дифференциальная защита трансформатора выполняется пофазной с помощью цифрового терминала Seram T87. Она включает дифференциальную отсечку чувствительную дифференциальную защиту с процентной тормозной характеристикой и блокировками по второй и пятой гармоникам.

Выбор уставок срабатывания дифференциальной защиты заключается в определении следующих параметров:

- минимальной уставки I_{ds} ;
- крутизны тормозной характеристики первого наклонного участка I_d/I_1 ;
- крутизны тормозной характеристики второго наклонного участка I_d/I_2 ;
- точки изменения крутизны SLP;
- тока срабатывания дифференциальной отсечки $I_{d\max}$;
- уставки по второй гармонике;
- уставки по пятой гармонике.

Произведем выбор трансформаторов тока (ТТ), для этого найдем номинальные токи силового трансформатора:

- на стороне ВН

$$I_{Т.Н}^{ВН} = \frac{S_{Н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сп1}}, \quad (10.1)$$

$$I_{Т.Н}^{ВН} = \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 125,5 \text{ А.}$$

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		87

На стороне ВН принимаем к установке ТТ типа ТВ-110-150-0,5/10Р:
 $I_{1Н} = 150 \text{ А}$, $I_{2Н} = 5 \text{ А}$;
 – на стороне НН

$$I_{Т.Н}^{НН} = \frac{S_{Н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp2}}, \quad (10.2)$$

$$I_{Т.Н}^{НН} = \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 1374,6 \text{ А.}$$

На стороне НН выбираем ТТ типа ТЛК-10-1500-0,5/10Р: $I_{1Н} = 1500 \text{ А}$,
 $I_{2Н} = 5 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации ТТ на стороне ВН

$$K_I^{ВН} = \frac{I_{1Н}}{I_{2Н}}, \quad (10.3)$$

$$K_I^{ВН} = \frac{1500}{5} = 300$$

Коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне НН

$$K_I^{НН} = \frac{I_{1Н}}{I_{2Н}}, \quad (10.4)$$

$$K_I^{НН} = \frac{1500}{5} = 300$$

Определение пригодности установленных ТТ по условию выравнивания
 вторичных токов по величине

$$0,1 \cdot I_{Т.Н} < I_{ТТ.Н} < 2,5 \cdot I_{Т.Н},$$

Для ТТ, установленных на стороне ВН

$$0,1 \cdot 125,5 < 150 < 2,5 \cdot 125,5 \text{ А.}$$

$$12,6 < 150 < 313,8 \text{ А.}$$

Условие выполнено.

Для ТТ, установленных на стороне НН

$$0,1 \cdot 1374,6 < 3000 < 2,5 \cdot 1374,6 \text{ А.}$$

$$137,5 < 1500 < 3436,6 \text{ А.}$$

Условие выполнено.

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		88

Для проверки пригодности ТТ по условию отстройки от броска тока намагничивания необходимо определить амплитудную величину броска тока намагничивания.

Так как в паспортных данных на трансформатор не приведена величина броска тока намагничивания и не приведено сопротивление трансформатора при полном насыщении, то определяем сопротивление трансформатора при полном насыщении по приближенной формуле

$$X_{Т.В}^{(1)*} = (0,094 + 0,74 \cdot \frac{U_{к\%}}{100}) \cdot \frac{S_6}{S_{Т.Н}}, \quad (10.5)$$

где $U_{к\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, %

$$X_{Т.В}^{(1)*} = 0,094 + 0,74 \cdot \frac{10,5}{100} = 0,172.$$

Определяем относительное индуктивное сопротивление прямой последовательности контура включения

$$X^* = X_C^* + X_{ВЛ}^* + K_1 \cdot X_{Т.В}^{(1)*}, \quad (10.6)$$

где K_1 – коэффициент, учитывающий увеличение индуктивного сопротивления трансформатора за счет неполного насыщения ярм магнитопровода.

За базовое сопротивление принимается сопротивление, соответствующее номинальным параметрам трансформатора

$$X_6 = \frac{U_6^2}{S_{Т.Н}}, \quad (10.7)$$

$$X_6 = \frac{(115 \cdot 10^3)^2}{25 \cdot 10^6} = 529$$

Тогда сопротивление контура включения

$$X^* = 0,008 + 0,012 + 1,1 \cdot 0,172 = 0,209.$$

То же в именованных единицах

$$X = 0,209 \cdot 529 = 111 \text{ Ом.}$$

Амплитудное значение броска тока намагничивания определяем по выражению

$$I_{бр.нам.ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{л} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot X}, \quad (10.8)$$

где $U_{л}$ – линейное напряжение со стороны включения трансформатора под напряжение, В;

A – относительное смещение оси синусоиды потокосцепления по отношению к точке перегиба характеристики намагничивания.

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		89

$$I_{бр.нам.ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot 115 \cdot 10^3 (1 + 0,39)}{\sqrt{3} \cdot 111} = 1176 \text{ A.}$$

ТТ Кратность тока по отношению к амплитудному значению номинального тока

$$K_{10} = \frac{I_{бр.нам.ампл}}{\sqrt{2} \cdot I_{ТТ.н}^{вн}}, \quad (10.9)$$

$$K_{10} = \frac{1176}{\sqrt{2} \cdot 150} = 5,5 < 6,7.$$

Следовательно, по условию отстройки от броска тока намагничивания предельная кратность ТТ стороны 110 кВ должна быть $K_{10} \geq 20$. Определяем предельную кратность ТТ при заданной нагрузке ТТ стороны 110 кВ.

$$R_{нагр} = R_k + R_{пер} + R_{вх.терм}, \quad (10.10)$$

где R_k – сопротивление контрольного кабеля, Ом;

$R_{пер}$ – переходное сопротивление соединительных контактов в токовых цепях, Ом;

$R_{вх.терм}$ – входное сопротивление терминала, Ом.

Сопротивление контрольного кабеля

$$R_k = \frac{\rho \cdot L}{S_k}, \quad (10.11)$$

где ρ – удельное сопротивление материала жил контрольного кабеля, Ом · мм² / м

$$R_k = \frac{0,029 \cdot 50}{2,5} = 0,58 \text{ Ом.}$$

$$R_{нагр} = 0,58 + 0,05 + 0,01 = 0,64 \text{ Ом.}$$

По кривым предельной кратности для ТТ типа ТВ-110 для $R_{нагр} = 0,64$ Ом определяем $K_{10} = 24 > 20$. Следовательно, требование отстройки от броска тока намагничивания выполняется.

Так как ТТ и их вторичная нагрузка не ограничивают требование отстройки от броска тока намагничивания, то уточнение коэффициента А не требуется.

Приведенная предельная кратность ТТ должна быть

$$K_{10} = \frac{I_{ТТ.н}^{вн}}{I_{ТТ.н}^{н}} \cdot K'_{10}, \quad (10.12)$$

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		90

$$K_{10} = \frac{125,5}{150} \cdot 20 = 16,7 < 24.$$

Аналогично должны проверяться ТТ стороны 10 кВ, однако, учитывая небольшую вторичную нагрузку ТТ 10 кВ, пригодность ТТ будет обеспечена.

Произведем проверку возможности использования самоадаптирующегося торможения. Условием использования этого торможения является требование, чтобы амплитудное значение броска тока намагничивания было меньше 8-кратного номинального тока трансформатора

$$I_{\text{бр.нам.ампл}} < 8 \cdot I_{\text{Т.Н}},$$

$$1176 < 8 \cdot 125,5 \text{ А}$$

$$1176 > 1004 \text{ А}$$

Условие не выполняется, следовательно, применяется традиционное торможение.

Определим минимальный ток срабатывания дифференциальной защиты

$$I_{\text{ds.ms.m}} = K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot 0,1 + \frac{\Delta U_{\text{рпн}}}{1 - \Delta U_{\text{рпн}}} + 0,02), \quad (10.13)$$

где $\Delta U_{\text{рпн}}$ – диапазон регулирования напряжения, %;

$K_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий погрешность ТТ и зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей, остаточной намагниченности магнитопровода, нагрузки и типа ТТ

$$I_{\text{ds.мин}} = 1,1 \cdot \left(1,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1 - 0,16} + 0,02 \right) = 0,34.$$

Принимаем к установке $I_{\text{ds.мин}} = 0,34\%$

Нахождение крутизны первого наклонного участка тормозной характеристики производится по выражению

$$\frac{I_d}{I_{t1}} = K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot 0,1 + \frac{\Delta U_{\text{рпн}}}{1 - \Delta U_{\text{рпн}}} + 0,02), \quad (10.14)$$

$$\frac{I_d}{I_{t1}} = 1,1 \cdot \left(2,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1 - 0,16} + 0,02 \right) = 0,45.$$

Принимаем к установке $\frac{I_d}{I_{t1}} = 0,45\%$

Точка изменения крутизны тормозной характеристики

$$SLP \leq 2 + 1,1 + \frac{3}{4} \cdot I_{бр.нам.ампл}^3 \cdot \frac{I_d}{I_{т1}}, \quad (10.15)$$

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot 5,56^3 \cdot 0,45 = 5,44$$

Принимаем к установке $SLP=5,0$.

Определим крутизну второго наклонного участка тормозной характеристики по формуле

$$\frac{I_d}{I_{т2}} = 60 - 70 \%, \quad (10.16)$$

Принимаем $\frac{I_d}{I_{т2}} = 65 \%$.

Отстройка от броска тока намагничивания выполняется по выражению

$$I_{d.макс} > K_{отс} \cdot I_{бр.нам.ампл}^*, \quad (10.17)$$

$$I_{d.макс} > 1,1 \cdot 5,56 \text{ А},$$

$$I_{d.макс} > 6,1 \text{ А}.$$

Отстройка от максимального значения внешнего короткого замыкания выполняется по формуле

$$I_{d.макс} = K_{отс} \cdot K_{нб} \cdot I_{к.макс.вн}, \quad (10.18)$$

где $K_{нб}$ – коэффициент равный отношению амплитуды первой гармоники тока небаланса к амплитуде периодической составляющей внешнего тока короткого замыкания; $K_{нб}=0,7$ при установке со всех сторон силового трансформатора ТТ с вторичными токами 5 А;

$I_{к.макс.вн}$ – максимальное значение периодической составляющей тока внешнего КЗ, А.

Ток короткого замыкания на стороне ВН трансформатора равен

$$I_{к.внеш.макс}^{ВН} = \frac{I_{кз}^{(3)}}{K_{ТН}}, \quad (10.19)$$

где $K_{ТН}$ – коэффициент трансформации

$$I_{к.внеш.макс}^{ВН} = \frac{6,2 \cdot 10^3}{11} = 564 \text{ А},$$

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		92

что соответствует кратности:

$$K = \frac{564}{125,5} = 4,49 \cdot I_{n1}$$

Ток срабатывания дифференциальной отсечки

$$I_{\text{макс}} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 4,49 \cdot I_{n1} = 3,77 \cdot I_{n1}. \quad (10.20)$$

Принимаем к установке $I_{d.\text{макс}} = 6 \cdot I_{n1}$

Уставки блокировок по 2-й и 5-й гармоникам принимаются:

– $I_{2f}/I_{1f} = 15\%$ с поперечной блокировкой;

– $I_{5f}/I_{1f} = 35\%$ с пофазной блокировкой.

Проверка чувствительности дифференциальной защиты трансформатора выполняется по выражению

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{\text{дс.мин}}} \geq 2. \quad (10.21)$$

В качестве расчетного режима принимается режим минимального двухфазного КЗ на стороне низшего напряжения в защищаемой зоне

$$K_{\text{ч}} = \frac{5,4 \cdot 10^3}{0,34 \cdot 125,5 \cdot 11} = 11,5 \geq 2.$$

На рисунке 10.1 представим тормозную характеристику дифференциальной защиты Seram T87 для защиты трансформатора ТРДН-25000/110/10/10.

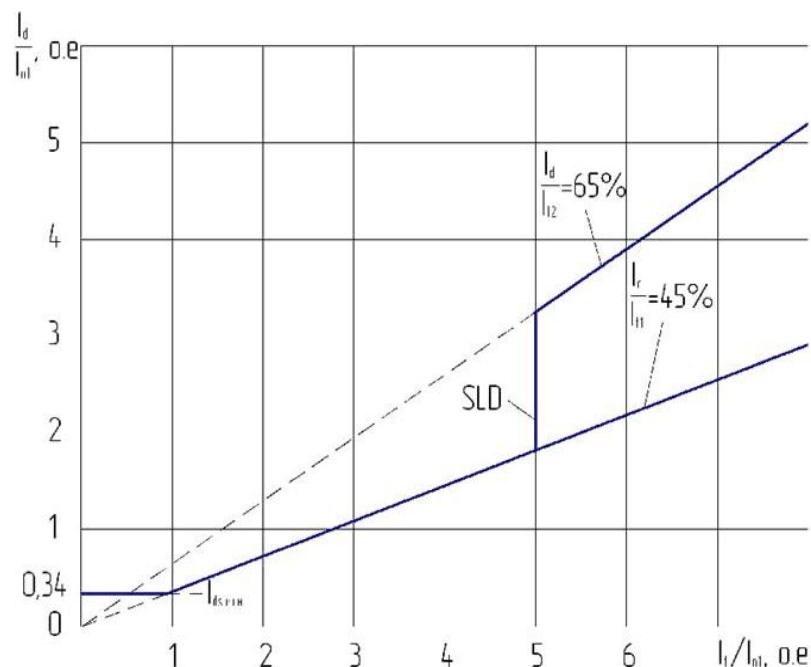


Рисунок 10.1 – Тормозная характеристика дифференциальной защиты Seram T87 для защиты трансформатора ТРДН-25000/110/10/10

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

13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ

Лист

93

10.2 Защита от перегруза на НН

Защита от симметричных перегрузок (ЗП) на стороне 10 кВ предназначена для выявления режима симметричных перегрузок защищаемого трансформатора. Защита выполняется с действием на отключение. ЗП выполняется с помощью одной из ступеней максимальной токовой защиты Seram S20 (код ANSI 50/51). При выполнении ЗП с действием на отключение используется времятоковая характеристика с зависимой от тока выдержкой времени.

Ток срабатывания защиты от перегрузки отстраивается от максимального рабочего тока трансформатора, определяемого с учетом его перегрузки в послеаварийном режиме

$$I_{r.Q2} \geq \frac{K_{H.O}}{K_B} \cdot K_{з.п.} \cdot I_{Т.Н}^{НН}, \quad (10.22)$$

где $K_{H.O}$ – коэффициент надежности отстройки защиты;

K_B – коэффициент возврата защиты;

$K_{з.п.}$ – коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме;

$I_{Т.Н}^{НН}$ – номинальный ток трансформатора на стороне НН, А;

Номинальный ток трансформатора на стороне НН

$$I_{Т.Н}^{НН} = \frac{S_{Н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН} \cdot 2}, \quad (10.23)$$

$$I_{Т.Н}^{НН} = \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 2} = 721,7 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{r.Q2} \geq \frac{1,05}{0,935} \cdot 1,4 \cdot 721,7 = 1134,6 \text{ А.}$$

Рассчитаем зависимую времятоковую характеристику рассматриваемой защиты от перегруза.

При уставке тока $I_{r.Q2} = 1134,6 \text{ А}$ кривая должна пройти через точку с координатами – уставка времени $t_{r.Q2} = 9 \text{ с}$ при токе $I_* = 10 \cdot I_{r.Q2} = 11346 \text{ А}$.

Выбираем тип характеристики SIT.

Рассчитаем коэффициент T_{MS}

$$T_{MS} = \frac{t(I_*) \cdot [(I_*)^{0,02} - 1]}{0,14}, \quad (10.24)$$

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ

Лист

94

$$T_{MS} = \frac{9 \cdot [10^{0,02} - 1]}{0,14} = 3,03.$$

Определим время срабатывания защиты при кратности тока $I_* = 1,05$

$$t_r(I_*) = \frac{0,14 \cdot T_{MS}}{(I_*)^{0,02} - 1}, \quad (10.25)$$

$$t_r(1,05) = \frac{0,14 \cdot 3,03}{1,05^{0,02} - 1} = 434,5 \text{ с.}$$

Дальнейшие расчеты точек защитной характеристики, выполненные сводим в таблицу 10.1

Таблица 10.1 – Расчеты точек защитной характеристики

Выкл	Уставки времени		Тип кривой	T_{MS}^N	$t_{с.з.}$, с при разных I^* , А					
	t_r , с	$10 \cdot I_r A$			1,05	2	3	6	10	7,7
Q2,Q3	9,0	11346	SIT	3,03	$\frac{434,5}{1191}$	$\frac{30,4}{2269}$	$\frac{19,1}{3404}$	$\frac{11,6}{6808}$	$\frac{9,0}{11346}$	$\frac{10,2}{10000}$

10.3 МТЗ с выдержкой времени на НН

Селективная токовая отсечка с выдержкой времени, с действием на отключение предназначена для защиты от КЗ всех видов на выводах и внутри трансформатора, а также от внешних КЗ, то есть от повреждений на шинах НН и на отходящих линиях НН (на случай отказа их собственных защитных коммутационных аппаратов).

Защита осуществляется с помощью цифровых терминалов Seram S20 (функция 51).

Ток срабатывания селективной токовой отсечки отстраивается от максимального возможного тока нагрузки – пикового тока на стороне НН

$$I_{C.CO} = I_{sd.Q2} \geq \frac{K_{H.O.}}{K_B} \cdot K_{C3.P.} \cdot I_{T.H}^{HH}, \quad (10.26)$$

где $K_{H.O.}$ – коэффициент надежности отстройки.

$$I_{C.CO} = I_{sd.Q2} \geq \frac{1,2}{0,935} \cdot 1,4 \cdot 721,7 = 1269,7 \text{ А.}$$

Время срабатывания селективной токовой отсечки принимается по условию селективности на ступень больше по отношению к предыдущей защите

$$t_{sd.Q2} = t_{sd.секц.} + \Delta t, \quad (10.27)$$

где Δt – ступень селективности, с

$$t_{sd.Q2} = 1,3 + 0,3 = 1,6 \text{ с.}$$

Проверим чувствительность селективной токовой отсечки. Она должна быть чувствительна к токам двухфазного КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора в минимальном режиме работы сети.

При использовании трехфазной схемы соединения трансформаторов тока и измерительных органов блока S20 в полную звезду и при схеме соединения обмоток Δ/Y_0 трансформатора коэффициент чувствительности для двухфазного КЗ на стороне НН трансформатора равен

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{sd.Q2}}, \quad (10.28)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{5,4 \cdot 10^3}{1296,7} = 4,17 > 1,5.$$

По результатам расчетов, а также данным, представленным в таблице 10.1 на рисунке 10.2 изобразим ВТХ защит, установленных на выключателях Q2, Q3

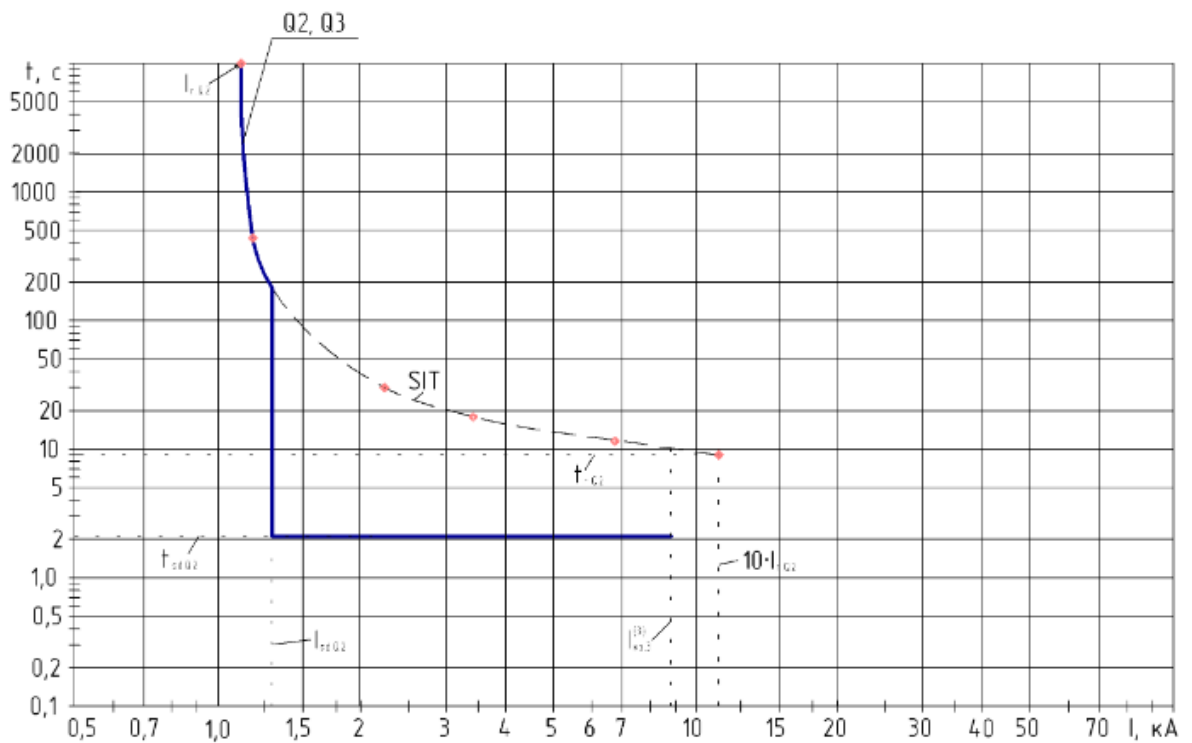


Рисунок 10.2 – Карта селективности

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

13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ

Лист

96

10.4 МТЗ с выдержкой времени на ВН

Максимальная токовая защита в фазах, мгновенная (ANSI 51), используемая для выключателя, установленного на первичной обмотке трансформатора, обеспечивает защиту от сильных коротких замыканий в первичной обмотке. Уставка тока регулируется на значение больше тока короткого замыкания во вторичной обмотке: таким образом, обеспечивает селективность по току.

Максимальная токовая защита трансформатора выполнена с применением цифровых реле типа Seram T87. Реле включается во вторичные цепи трансформатора тока.

Ток срабатывания селективной токовой отсечки отстраивается от максимального возможного тока нагрузки – пикового тока на стороне ВН

$$I_{c.co} = I_{sd.Q1} \geq \frac{K_{HO}}{K_B} \cdot K_{з.п.} \cdot I_{TH}^{HH}, \quad (10.29)$$

Номинальный ток трансформатора на стороне ВН

$$I_{T.H}^{BH} = \frac{S_{H.T}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}}, \quad (10.30)$$

$$I_{T.H}^{BH} = \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 131,2 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты срабатывания селективной токовой отсечки:

$$I_{c.co} = I_{sd.Q1} \geq \frac{1,2}{0,935} \cdot 1,4 \cdot 131,2 = 235,8 \text{ А.}$$

Время срабатывания селективной токовой отсечки принимается по условию селективности на ступень больше по отношению к предыдущей защите

$$t_{sd.Q1} = t_{sd.Q2} + \Delta t, \quad (10.31)$$

$$t_{sd.Q1} = 1,6 + 0,3 = 1,9 \text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности определяется по минимальному току КЗ на стороне НН трансформатора

$$K_{\chi} = \frac{5,4 \cdot 10^3}{11 \cdot 235,8} = 2,08 > 1,5.$$

Значит, защита удовлетворяет требованиям чувствительности.

Рассчитаем зависимую времятоковую характеристику рассматриваемой селективной защиты.

При уставке тока $I_{sd.Q1} = 235,8 \text{ А}$ кривая должна пройти через точку с координатами – уставка времени $t_{sd/Q1} = 1,9 \text{ с}$ при токе $I_* = 10 \cdot I_{sd.Q1} = 2358 \text{ А}$.

Выбираем тип характеристики SIT.

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		97

Рассчитаем коэффициент T_{MS}

$$T_{MS} = \frac{t(I_*) \cdot [(I_*)^{0,02} - 1]}{0,14}, \quad (10.32)$$

$$T_{MS} = \frac{1,9 \cdot [10^{0,02} - 1]}{0,14} = 0,64.$$

Определим время срабатывания защиты при кратности тока $I_* = 1,1$

$$t_r(I_*) = \frac{0,14 \cdot T_{MS}}{(I_*)^{0,02} - 1}, \quad (10.33)$$

$$t_r(1,1) = \frac{0,14 \cdot 0,64}{1,1^{0,02} - 1} = 46,9 \text{ с.}$$

Дальнейшие расчеты точек защитной характеристики сводим в таблицу 10.2.

Таблица 10.2 – Результаты расчета

Выкл	Уставки времени		Тип кривой	T_{MS}^N	$t_{с.з.}$, с при разных I^* , А					
	t_r , с	$10 \cdot I_r A$			1,1	2	3	6	10	16,7
Q1	1,9	2358	SIT	0,64	$\frac{47}{259}$	$\frac{6,4}{472}$	$\frac{4,0}{707}$	$\frac{2,5}{1415}$	$\frac{1,9}{2358}$	$\frac{1,2}{3900}$

По результатам, представленным в таблице 10.2, на рисунке 10.3 изобразим ВТХ защит, установленных на выключателе Q1.

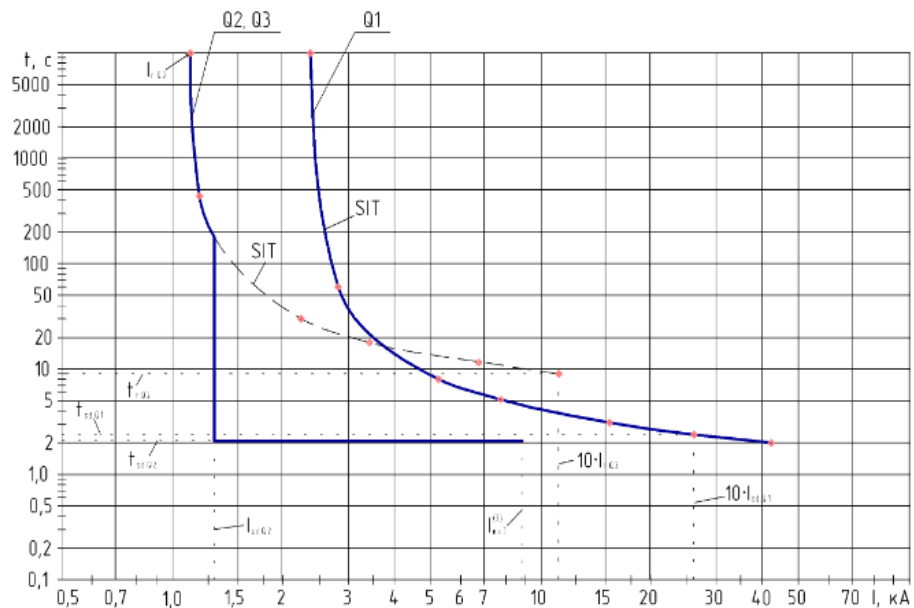


Рисунок 10.3 – Карта селективности

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

13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ

10.5 Газовая защита

Газовая защита применяется для защиты трансформатора от повреждений внутри бака, сопровождающихся выделением газа из трансформаторного масла, а также при понижении уровня масла в баке. При возникновении внутри трансформатора каких-либо повреждений, сопровождающихся электрической дугой (при КЗ обмоток на корпус бака или на магнитопровод, нарушениях магнитной системы) и выделением большого количества тепла, происходит разложение трансформаторного масла с образованием газов. В результате в трансформаторе масло с газом выходит в расширитель. Между баком и расширителем устанавливается газовое реле РГТ 80 с уставкой скоростного элемента (нижнего) 0,65 м/с. Верхняя пара контактов действует на сигнал при слабом газовыделении и понижении уровня масла, ввиду постоянного наличия в цехе оперативно-ремонтного персонала, нижняя пара контактов действует на отключение при бурном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Таким образом, газовую защиту выполним с помощью реле РГТ-80 и блока ANSI 63 цифрового терминала SEPAM T87, который защищает трансформатор от изменения уровня масла и внутренних повреждений с помощью логических входов, связанных с устройствами, встроенными в трансформатор.

10.6 Защита от перегрева

Защиту от перегрева печного трансформатора осуществим с помощью функции ANSI 49T устройства Sepam T87. Данная защита позволяет обнаружить, перегрев трансформатора путём измерения температуры внутри трансформатора, оснащенного датчиками типа «термометр сопротивления».

Защита от перегрева имеет две независимые уставки:

- уставка аварийной сигнализации ($T_{s1}=75^{\circ}\text{C}$);
- уставка отключения ($T_{s2}=95^{\circ}\text{C}$).

Защита от перегрева запускается, когда контролируемая температура больше установленной уставки T_s .

В случае обнаружения неисправности датчика защита блокируется, и выходы защиты устанавливаются на «0». Сообщение «НЕИСПРАВНОСТЬ ДАТЧИКА» формируется в матрице управления, и выдается сообщение аварийной сигнализации с указанием номера модуля MET 148-2 с неисправным датчиком.

Выводы по разделу 10

В данном разделе была рассчитана релейная защита силового трансформатора, установленного на ГПП завода и построена диаграмма селективности.

										Лист
										99
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата	13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ					

11 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

11.1 Обеспечение охраны окружающей среды на предприятии

В процессе производства на трубопрокатном заводе загрязнение сточной воды получают от охлаждения валков, шеек валков и подшипников, от смыва и транспортирования окалины, а также от охлаждения вспомогательных механизмов – пил, ножниц и других механизмов. Водоснабжение прокатных станков устраивают только оборотным; воду от нагревательных печей и колодцев нецелесообразно смешивать со сточной водой от станков, чтобы не разбавлять ее. При этом для сортопрокатных станков, как правило, устраивают в цехах первичные отстойники для улавливания крупной окалины; во вторичных отстойниках происходит улавливание остаточной окалины и масла. Исследования показали, что содержание масла в оборотной воде в количестве 10 - 50 мг/л никаких осложнений в работе системы водоснабжения и в работе самих станков не вызывает; наблюдается только отложение мелкой окалины и масла на внутренней поверхности водопроводных труб. Поэтому в воде, подаваемой на станы, содержание масла должно быть возможно меньше, в противном случае эти трубы необходимо чаще промывать водой с воздухом. Для охлаждения очищенной оборотной воды применяют брызгальные бассейны или градирни с брызгальным оросителем.

Большое значение придается вовлечению персонала завода в деятельность по охране окружающей среды. Разрабатываются различные системы повышения заинтересованности работников предприятий в решении экологических проблем, систематически проводится обучение рабочих и специалистов основам экологического менеджмента. В структуре управляющей компании работает Отдел промышленной безопасности, который осуществляет контроль реализации мер по защите экологии и анализ их эффективности.

11.2 Состав подстанции

Состав основного оборудования подстанции: 2 масляных трансформатора типа ТРДН-25000/110/10/10 с принудительным дутьевым и естественным масляным охлаждением (Д), масса масла составляет 17690 кг. 2 трехфазных вакуумных выключателя типа ВЭБ-110-40/1250 У1 со встроенными трансформаторами тока. ЗРУ выполнена в виде ячеек К-104М с выкатными тележками и укомплектованная вакуумными выключателями типа ВВЭ-10-20/630 У3. Для защиты от грозовых перенапряжений на стороне высокого напряжения предусмотрены ограничители перенапряжения ОПН-110/88.

11.3 Планировка и конструктивная часть ГПП.

Целью данного раздела является рассмотрение вопросов безопасности жизнедеятельности применительно к главной понизительной подстанции (ГПП) на стадии проектирования.

									Лист
									100
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата	13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ				

При выборе местоположения главной понизительной подстанции (ГПП), необходимо учесть следующие требования.

Площадка ПС, по возможности, размещается вблизи:

- центра электрических нагрузок;
- автомобильных дорог, по которым возможно передвижение трейлеров необходимой грузоподъемности, габариты проезда 4 метра;

Площадка ПС выбрана с учетом:

- вне зон атмосферы, загрязненной промышленными выбросами, в проекте подстанция располагается с неветренной стороны относительно преобладающего ветра с южной стороны;
- на незатопаемом месте с уровнем грунтовых вод ниже заложения фундаментов и инженерных коммуникаций;
- данная площадка, рельеф которой, не требует производства трудоемких и дорогостоящих планировочных работ;
- допустимое расстояние от открытых подстанций до зданий промышленного назначения исходя из мощности трансформаторов 25 МВА проектируемой подстанции составляет 50 метров;
- для питающих ВЛ, а также зданий и сооружений допускается принимать границы санитарных разрывов вдоль трассы ВЛ с горизонтальным расположением проводов не менее 20 метров для данного класса напряжения 110 кВ.

11.4 Требования к установке трансформатора.

Согласно ПУЭ, в проекте выполнены следующие требования при установке трансформатора ТРДН-25000/110/10/10 на открытой подстанции:

- установка трансформаторов обеспечивает удобные и безопасные условия его осмотра без снятия напряжения;
- фундаменты силовых трансформаторов должны предусматривать их установку непосредственно на фундамент;
- на фундаментах трансформаторов предусмотрены места для установки домкратов;
- уклон трансформатора, необходимый для обеспечения поступления газа к газовому реле, должен создаваться путем установки подкладок со стороны газового реле таким образом, чтобы крышка имела подъем не менее 1-1,5% к горизонтали, а трубопровод от трансформатора к расширителю - подъем не менее 2-4%, таким образом, трубопровод и установленное в нем газовое реле имеют наклон на 3-5,5% к горизонтали;
- трансформаторы необходимо устанавливать так, чтобы отверстие защитного устройства выброса масла не было направлено на близко установленное оборудование, для выполнения этого требования допускается установка заградительного щита против отверстия клапана;
- трансформаторы с искусственным охлаждением типа (Д) снабжены устройствами для автоматического пуска и останова устройства системы охлаждения;

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		101

– для демонтажа и монтажа узлов трансформатора и системы охлаждения должен быть обеспечен подъезд автокранов соответствующей грузоподъемности и длины стрелы или должны быть предусмотрены другие способы механизации монтажных работ на месте установки трансформатора.

11.5 Обеспечение безопасности работ на ГПП

11.5.1 Обеспечение безопасности работ и осмотров

Для обеспечения безопасности работ и осмотров ОРУ-110/10 кВ выдержаны следующие изоляционные расстояния [15]:

– от токоведущих частей или от элементов оборудования или изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций или постоянных внутренних ограждений высотой не менее 2 900 мм;

– между проводами разных фаз – 2500 мм;

– от токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением до габаритов транспортируемого оборудования – 1650 мм;

– от неогражденных токоведущих частей до земли или до кровли зданий при наибольшем провисании проводов – 2700 мм;

– от контакта и ножа разъединителя РГ-110/1000 У1 в отключенном положении до ошиновки, присоединенной ко второму контакту – 1100 мм;

Транспортное обслуживание проектируемой подстанции обеспечиваем с проектируемых технологических проездов, шириной 6 м.

К подстанции обеспечиваем подъезды:

– с западной стороны – с асфальтобетонным покрытием;

– с восточной стороны – с асфальтобетонным покрытием.

На территории подстанции предусматривается центральный технологический проезд для доставки трансформаторов и другого оборудования с асфальтобетонным покрытием, другие внутренние проезды подстанций предусматриваются с щебеночным покрытием.

Подъезд пожарных машин обеспечен со всех сторон.

Внешний технологический подъезд и внутренние центральные технологические проезды подстанций предусматриваем с асфальтобетонным покрытием, общей толщиной 0,69 м. Другие внутренние проезды подстанций предусматриваются с щебеночным покрытием, общей толщиной 0,64 м. Покрытие площадки ОРУ предусматривается щебеночным, толщиной 0,40 м.

11.5.2 Обеспечение электробезопасности на ГПП.

На всем электрооборудовании ОРУ и ЗРУ предусматриваются надписи мнемосхемы, поясняющие назначение электрооборудования, а также предупреждающие плакаты.

Токоведущие части должны быть окрашены в соответствии с ПУЭ: фаза А - желтым цветом, фаза В - зеленым, фаза С – красным. Проводники защитного

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		102

заземления во всех электроустановках, а также нулевые защитные проводники в электроустановках напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью, в т.ч. шины, должны иметь буквенное обозначение РЕ и цветовое обозначение чередующимися продольными или поперечными полосами одинаковой ширины (для шин от 15 до 100 мм) желтого и зеленого цветов [10].

Нулевые рабочие (нейтральные) проводники обозначаются буквой N и голубым цветом. Совмещенные нулевые защитные и нулевые рабочие проводники должны иметь буквенное обозначение PEN и цветовое обозначение: голубой цвет по всей длине и желтозеленые полосы на концах

Защитные средства, применяемые на подстанции

На ГПП согласно [50] предусмотрены следующие защитные средства:

- изолирующая штанга: U = 110 кВ-1 шт. (ШИ-110), U = 10 кВ-1 шт (ШИ-10);
- указатель напряжения: УВН-110 на U = 110 кВ - 2 шт., УВН-80 на U = 10 кВ - 2 шт., МИН-1 на U = 0,4 кВ - 1 шт.;
- изолирующие клещи: U = 10 кВ - 1 шт., U = 0,4 кВ - 1 шт.;
- диэлектрические перчатки - 2 пары;
- диэлектрические боты на ОРУ - 1 пара;
- диэлектрические калоши - 1 пара;
- диэлектрические ковры - по местным условиям;
- шланговый противогаз - 2 шт;
- защитные очки - 2 шт;
- медицинская аптечка;
- временные ограждения - 2 шт;
- переносные заземления: на U = 110 кВ - 2 комплекта, на U = 10 кВ - 2 комплекта, на U = 0,4 кВ - 2 комплекта;
- предупредительные плакаты - 8 комплектов [42].

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

Все ячейки КРУ К-104М имеют механические блокировки, которые исключают выкат тележки при включённом выключателе. ЗРУ должно быть расположено в отдельном здании, иметь два выхода, расположенных с противоположных торцов здания. Двери ЗРУ должны иметь самозакрывающиеся замки, открываемые без ключа с внутренней стороны РУ. Подземные туннели силовых и контрольных кабелей служат фундаментами для оборудования ячеек. Проемы в полу, через которые проходят кабели, заделываются асбестом или цементом, вентиляционные отверстия закрываются густыми металлическими сетками.

Замки в дверях помещений РУ одного напряжения должны открываться одним и тем же ключом; ключи от входных дверей РУ и других помещений не должны подходить к замкам камер, а также к замкам дверей в ограждениях электрооборудования.

11.6 Устройства сигнализации и контроля изоляции

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		103

На ГПП предусматривается звуковая и световая сигнализация отключения вакуумных выключателей, выполненная в шкафах КРУ трансформаторов напряжения.

Также предусмотрены периодический и постоянный контроль изоляции. Периодический контроль производится в сроки, установленные [48] или при обнаружении дефектов. Постоянный контроль предусмотрен в течение всего времени работы электроустановки. Устройство контроля изоляции фиксирует факт возникновения однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) в электрической сети. Устройство подключается секций сборных шин подстанции, используя информацию о напряжении нулевой последовательности. Устройство контроля изоляции сети напряжением 10 кВ выполняется с использованием трехфазного трансформатора напряжения (ТВ) типа НАЛИ-10. На рисунке 12.1 приведена схема включения устройства контроля изоляции, выполненная с использованием трансформатора напряжения типа НАЛИ-10. Вторичная обмотка ТВ, соединенная по схеме «разомкнутого треугольника», является фильтром напряжения нулевой последовательности $3U_0$.

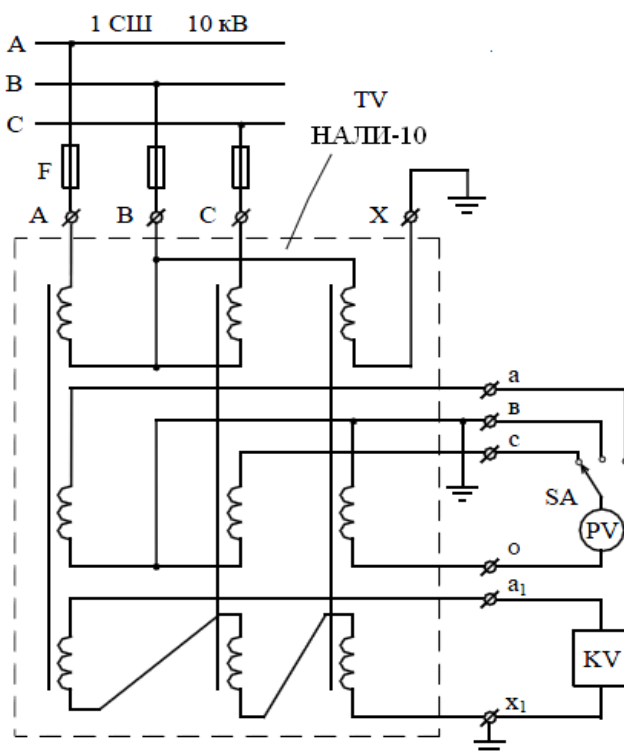


Рисунок 11.1 – Схема включения устройства контроля изоляции в сети 110 кВ

11.7 Молниезащита ГПП.

Молниезащита ГПП осуществляется в соответствии с [53]. Территория ГПП находится в районе с грозовой деятельностью от 40 до 60 часов в год.

Устанавливаем 4 молниеотвода: два на линейные порталы и два одиночных стержневых молниеотвода рядом с силовыми трансформаторами, устанавливаем на прожекторные мачты, причем, необходимо отметить, что

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ

согласно ПУЭ [15п.4.5.141] электропроводку к прожекторным мачтам на участке от точки выхода из кабельного сооружения до мачты и далее по ней следует выполнять кабелями с металлической оболочкой, либо с кабелями без металлической оболочки в трубах.

Около конструкции с молниеотводом эти кабели должны быть проложены непосредственно в земле на протяжении не менее 10 метров.

Построение внешних областей зон молниеотводов (полуконусов с габаритами h_0 , r_0) производится по формулам для одиночных стержневых молниеотводов.

Расположение выбранных молниеотводов М1 – М4, с указанием границ зонзащит на уровне защищаемых объектов представлено на рисунке 12.2.

Высота молниеотвода определяется по выражению [53]:

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

где h_x – высота защищаемого объекта, м;

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

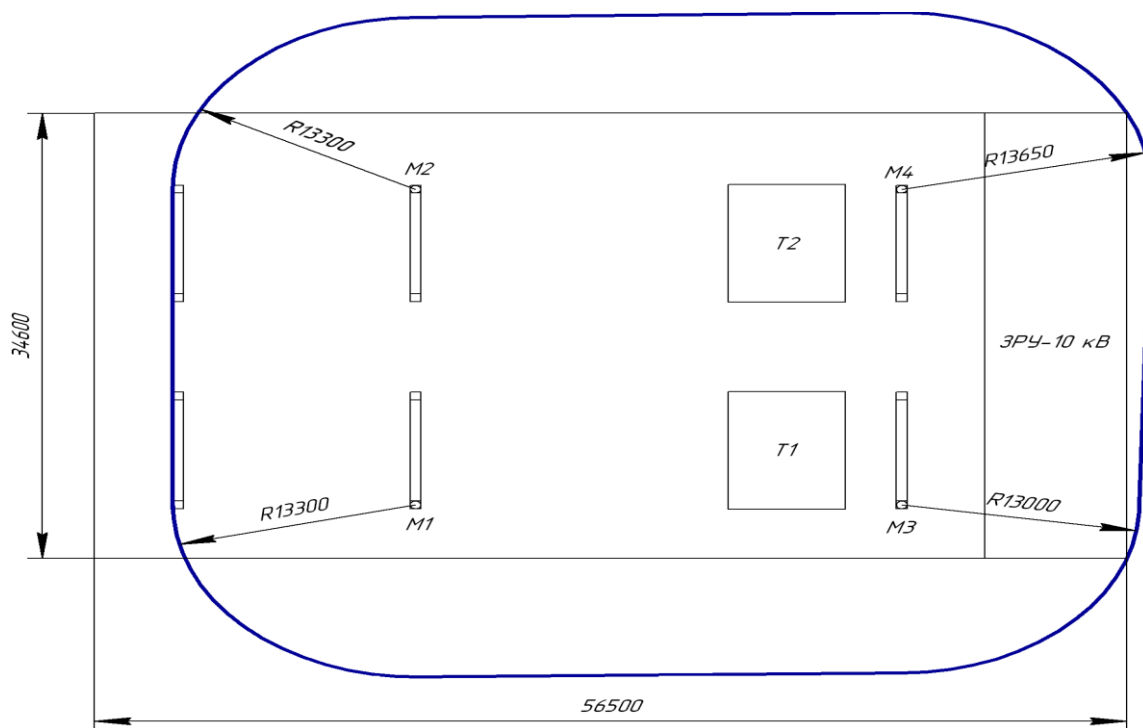


Рисунок 12.2 – Молниезащита ГПП

Высота молниеотводов М1 и М2:

$$h_1 = h_2 = \frac{13,3 + 1,63 \cdot 14}{1,5} = 24,1 \text{ м.}$$

Высота молниеотводов М3 и М4:

$$h_3 = h_4 = \frac{13,65 + 1,63 \cdot 6,3}{1,5} = 15,9 \text{ м.}$$

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ

Лист

105

Высота зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода:

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

Высота зоны защиты молниеотводов М1 и М2:

$$h_{o1} = h_{o2} = 0,92 \cdot 24,1 = 22,2 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты молниеотводов М3 и М4:

$$h_{o3} = h_{o4} = 0,92 \cdot 15,9 = 14,6 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода:

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

Радиус зоны защиты молниеотводов М1 и М2:

$$r_{o1} = r_{o2} = 1,5 \cdot 22,2 = 33,3 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты молниеотводов М3 и М4:

$$r_{o3} = r_{o4} = 1,5 \cdot 14,6 = 21,9 \text{ м.}$$

Габаритные размеры внутренней области зоны защиты двух одиночных стержневых молниеотводов определяются по формуле [53]

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

$$r_c = \frac{(r_{o1} + h_{o2})}{2},$$

Габаритные размеры внутренних областей между молниеотводами М1 и М3:

$$h_{c13} = h_{c24} = \frac{(22,2 + 14,6)}{2} = 18,4.$$

$$r_{c13} = r_{c24} = \frac{(33,3 + 21,9)}{2} = 27,6.$$

Габаритные размеры внутренней области между молниеотводами М1 и М2:

$$h_{c12} = \frac{(18,4 + 18,4)}{2} = 18,4.$$

$$r_{c14} = \frac{(33,3 + 33,3)}{2} = 33,3.$$

Габаритные размеры внутренних областей между молниеотводами М3 и М4:

$$h_{c34} = \frac{(14,6 + 14,6)}{2} = 14,6.$$

$$r_{c34} = \frac{(27,6 + 27,6)}{2} = 27,6.$$

11.8 Расчёт тока однофазного замыкания на землю

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		106

Исходная схема для расчёта тока однофазного замыкания на землю передтрансформатором ГПП ТРДН-25000/110/10/10 представлена на рисунке 12.3.

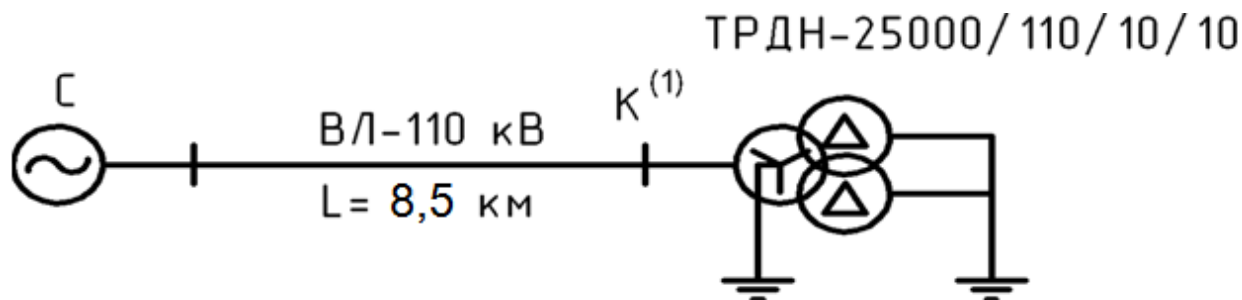


Рисунок 12.3 – Расчётная схема

Расчётный ток однофазного замыкания на землю определим по формуле:

$$I_k^{(1)} = \frac{3 \cdot S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot X_\ominus}, \quad (11.5)$$

где S_B – базисная мощность ($S_B = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$);
 U_B – базисное напряжение ($U_B = 115 \text{ кВ}$);
 X_\ominus – эквивалентное сопротивление.

При однофазном замыкании на землю эквивалентное сопротивление определяется по формуле:

$$X_\ominus = X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma},$$

где $X_{1\Sigma}$ – суммарное сопротивление прямой последовательности;
 $X_{2\Sigma}$ – суммарное сопротивление обратной последовательности ($X_{2\Sigma} = X_{1\Sigma}$);
 $X_{0\Sigma}$ – суммарное сопротивление нулевой последовательности.

Сопротивления системы и ВЛ были определены ранее:

$$x_c = 0,37$$

$$x_l = 0,18$$

Схема для расчёта сопротивлений прямой и обратной последовательности приведена на рисунке 12.4.

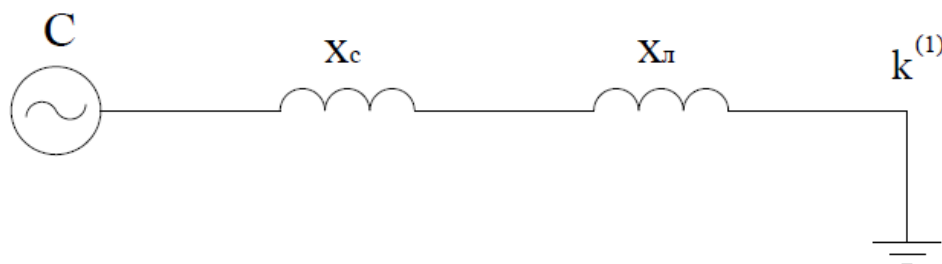


Рисунок 12.4 – Схема замещения для расчёта сопротивлений прямой и обратной последовательности

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ

Лист

107

Для расчёта сопротивления нулевой последовательности составим схему замещения (рисунок 12.5).

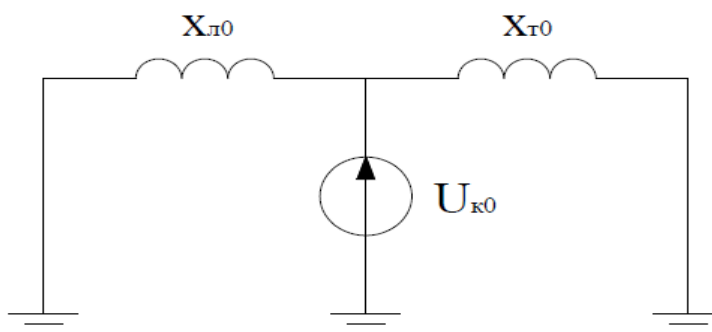


Рисунок 12.5 – Схема замещения для расчёта сопротивления нулевой последовательности

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

$$X_{л0} = 6 \cdot X_{л1}, \quad (11.6)$$

$$x_{л0} = 6 \cdot 0,18 = 1,62.$$

Сопротивление трансформатора определим по выражению:

$$X_{т0} = 1,875 \cdot \frac{U_k \cdot S_6}{100 \cdot S_{нт}}, \quad (11.7)$$

$$x_{т0} = 1,875 \cdot \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 25} = 7,875.$$

Суммарное сопротивление нулевой последовательности:

$$X_{0\Sigma} = \frac{1,62 \cdot 7,875}{1,62 + 7,875} = 1,34.$$

Определим эквивалентное сопротивление:

$$x_0 = 0,47 + 0,47 + 1,34 = 2,28.$$

Определим ток однофазного замыкания на землю:

$$I_k^{(1)} = \frac{3 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 2,28} = 6,12 \text{ кА.}$$

11.9 Расчет заземления

Наибольший ток через заземления при замыкании на землю со стороны 110 кВ – 6,42 кА.

Грунт в месте сооружения подстанции – суглинок.

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ

Лист

108

Площадь территории подстанции $S = 56,5 \times 34,6 = 1955 \text{ м}^2$, определяемая по конструктивному чертежу ОРУ-110/10 кВ.

Удельное сопротивление верхнего слоя грунта $\rho_1 = 500 \text{ (Ом/м)}$ (с учетом промерзания), при $h_1 = 2 \text{ м}$; удельное сопротивление нижнего слоя грунта $\rho_2 = 100 \text{ (Ом/м)}$. Глубина заложения $t = 0,7 \text{ м}$; длина вертикального заземлителя $l_3 = 5 \text{ м}$.

Время действия релейной защиты выключателя ВЭБ-110-40/1250 УХЛ1:
 $t_{рз} = 0,12 \text{ с}$; $t_{ов} = 0,06 \text{ с}$.

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

$$I_3 = I_{о33} \cdot \left(1 - \frac{x_o}{x_T}\right), \quad (11.8)$$

где $x_o = 1,34 \text{ Ом}$ – сопротивление нулевой последовательности до места КЗ
 $x_T = 7,875 \text{ Ом}$ – сопротивление нулевой последовательности

$$I_3 = 6,12 \cdot \left(1 - \frac{1,34}{7,875}\right) = 5,01 \text{ кА}.$$

Расчётная длительность воздействия тока на человека:

$$\tau_b = \tau_{рз} + \tau_{ов}, \quad (11.9)$$

где $t_{р.з}$ – время действия релейной защиты трансформатора ГПП, с;
 $t_{о.в}$ – время отключения выключателя, с.

$$\tau_g = 0,12 + 0,06 = 0,18 \text{ с}.$$

Допустимое напряжение прикосновения $U_{пр.доп} = 400 \text{ В}$ [41].

Коэффициент прикосновения

$$K_{п} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_T}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}}, \quad (11.10)$$

где $M = 0,5$ – параметр, зависящий от соотношения ρ_1/ρ_2 ;

$L_T = 360 \text{ м}$ – длина горизонтальных заземлителей;

$l = 5 \text{ м}$ – длина вертикального заземлителя;

$a = 10 \text{ м}$ – расстояние между вертикальными заземлителями;

β – коэффициент, учитывающий сопротивление стекания тока на землю.

Коэффициент, учитывающий сопротивление стекания тока на землю

$$\beta = \frac{R_{ч}}{R_{ч} + R_{с}}, \quad (11.11)$$

В расчетах принимают $R_{ч} = 1000 \text{ (Ом)}$, $R_{с} = 1,5 \cdot \rho_1 = 1,5 \cdot 500 = 750 \text{ (Ом)}$.

										Лист
										109
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата	13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ					

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 750} = 0,57.$$

При значении $\rho_1/\rho_2 = 0,5$ получим $M = 0,75$.

$$K_{II} = \frac{0,5 \cdot 0,57}{\left(\frac{5 \cdot 360}{10 \cdot \sqrt{1955}} \right)^{0,45}} = 0,14.$$

Потенциал на земле равен:

$$U_3 = \frac{U_{дон}}{k_n} = \frac{400}{0,14} = 2,76 \text{ кВ.} < 10 \text{ (кВ) (в пределах допустимого).}$$

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{3, \text{доп}} = \frac{U_3}{I_3}, \quad (11.12)$$

где I_3 – ток, стекающий с заземлителя проектируемого заземляющего устройства при однофазном коротком замыкании.

$$R_3 = \frac{2760}{5320} = 0,51 \text{ Ом.}$$

Число вертикальных заземлителей:

$$n_b = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{2 \cdot l_b}, \quad (11.13)$$

$$n_b = \frac{4 \cdot \sqrt{1955}}{2 \cdot 5} = 17,7.$$

Принимаем $n_b = 18$ шт.

Число ячеек по сторонам квадрата

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (11.14)$$

$$m = \frac{360}{2 \cdot \sqrt{1955}} - 1 = 3,9$$

Принимаем $m = 4$.

Длина полос в расчётной модели:

$$L'_r = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1), \quad (11.15)$$

$$L'_r = 2 \cdot \sqrt{1955} \cdot (4 + 1) = 442,2 \text{ м.}$$

$$L_B = l_B \cdot n_B, \quad (11.16)$$

$$L_B = 5 \cdot 18 = 90 \text{ м.}$$

Длина стороны ячейки

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (11.17)$$

$$b = \frac{1955}{4} = 11,1 \text{ м.}$$

Относительная глубина

$$m = \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \geq 0,1, \quad (11.18)$$

$$m = \frac{5 + 0,7}{\sqrt{1955}} = 0,12 \geq 0,1.$$

Тогда

$$A = 0,356 - 0,25 \cdot 0,14 = 0,321.$$

При значении $\rho_1/\rho_2 = 0,5$; $a/l_B = 2$ определяем

$$\frac{1-t}{L_B} = \frac{2-0,5}{5} = 0,3$$

$$R_3 = l \cdot p_2, \quad (11.19)$$

$$R_3 = 1 \cdot 100 = 100 \text{ Ом/м}$$

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = A \cdot \frac{R_3}{\sqrt{S}} + \frac{R_3}{L_B + L'_T}, \quad (11.20)$$

$$R_3 = 0,321 \cdot \frac{100}{\sqrt{1955}} + \frac{100}{442,2 + 90} = 0,8.$$

$$U_{np} = K_{II} \cdot I_3 \cdot R_3, \quad (11.21)$$

$$U_{np} = 0,1 \cdot 5009 \cdot 0,8 = 398,8 \text{ В.}$$

$$U_{np} = 398,8 \text{ В} < U_{np,доп} = 400 \text{ В.}$$

11.10 Заземляющие ножи и система блокировки.

Для предотвращения неправильных операций в РУ устанавливаются блокирующие устройства между выключателями и разъединителями, с одной стороны, и между разъединителями и заземляющими ножами — с другой.

На заземлителях линейных разъединителей со стороны линии допускается иметь только механическую блокировку с приводом разъединителя [51].

Распределительные устройства должны быть оборудованы оперативной блокировкой от неправильных действий при переключениях в электрических установках (сокращенно – оперативной блокировкой), предназначенной для предотвращения неправильных действий с разъединителями, заземляющими ножами, отделителями и короткозамыкателями. [15.п.4.2.27]

Распределительные устройства и ПС, как правило, должны быть оборудованы стационарными заземлителями, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки.

Проектом предусматривается установка разъединителей 110 кВ с полимерной опорно-стержневой изоляцией с двигательными приводами на главные ножи и ножи заземления. [15.п.4.2.28]

Основные и заземляющие ножи каждого разъединителя имеют механическую блокировку на приводе, вследствие чего основной нож нельзя включить, если замкнут заземляющий, и, наоборот, если замкнут рабочий нож, нельзя включить заземляющий. Без этого условия электромагнитная блокировка получилась бы чрезмерно сложной даже для такой простой первичной цепи.

11.11 Освещение

Рабочее и аварийное освещение в нормальном режиме питается от разных независимых источников питания.

Рассчитаем освещенность ОРУ подстанции, площадь которого составляет 1955 м².

Суммарный световой поток определим по формуле:

$$\Sigma\Phi = E_n \cdot S \cdot k_3 \cdot k_n, \quad (11.22)$$

где E_n – норма освещенности, 10лк [7].

S – площадь ОРУ м²;

k_3 – коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнения отражателя, защитного стекла, лампы ($k_3 = 1,2 \dots 1,5$);

k_n – коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещенности площади ($k_n = 1,15 \dots 1,5$).

$$\Sigma\Phi = 10 \cdot 1955 \cdot 1,5 \cdot 1,5 = 43988 \text{ лм.}$$

Освещение ОРУ осуществляется прожекторами типа ПСЗ-35А с металлогалогенной разрядной лампой ДРИ-250С, питающимися от сети переменного тока напряжением 220 В.

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		112

Технические характеристики светильника:

- тип лампы – ДРЛ-400
 - КПД светильника $\eta=50\%$
 - максимальная сила света $I_{\text{макс}} = 16000$ кд
 - световой поток лампы прожектора – 5000 лм.
- Определим требуемое число прожекторов:

$$N = \frac{\sum \Phi}{\Phi_{\text{п}} \cdot \eta_{\text{пр}}}, \quad (11.23)$$

где $\Phi_{\text{л}}$ – световой поток лампы прожектора;
 η – КПД прожектора.

$$N = \frac{43998}{24000 \cdot 0,50} = 3,6.$$

Принимаем число светильников равное 4.

Определим высоту установки прожектора [7]:

$$H = \sqrt{\frac{I_{\text{макс}}}{700}}, \quad (11.24)$$

Согласно [7, табл. 10] – нормируемой освещенности 10 лк соответствует величина $\frac{I_{\text{макс}}}{H^2} = 700$

$$H = \sqrt{\frac{16000}{700}} = 4,9.$$

Четыре светильника устанавливаем на мачтах освещения на четырех сторонах ОРУ-110 кВ.

11.12 Пожарная безопасность

На территории ОРУ-110 кВ устанавливаются вакуумные выключатели, поэтому ОРУ-110 кВ относится к категории В4 [55]. Конструкция ОРУ выполняется из несгораемых материалов (железобетон, металл) [55]. По степени пожарной опасности ЗРУ-10 кВ относится к производственным сооружениям категории В4[55], так как в ЗРУ-10 кВ устанавливаются вакуумные выключатели.

Согласно [56, 59] с целью предупреждения возникновения пожара в распределительных устройствах 110 и 10 кВ на ГПП предусматриваются следующие технические мероприятия и решения.

Электрооборудование и сети в процессе эксплуатации не должны загружаться выше допустимых пределов, а при коротких замыканиях иметь достаточную отклоняющую способность и термическую стойкость. Силовые

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		113

трансформаторы оборудованы газовой защитой, срабатывающей на сигнал и отключение.

В соответствии с ПУЭ для предотвращения растекания масла и нераспространения пожара при повреждении маслonaполненных силовых трансформаторов под трансформаторами смонтированы маслоприемники, (рис.4), т.к. количество масла одного трансформатора превышает 1000 кг (для ТРДН-25000/110/10/10 объем масла составляет 17,6 тонн). Из маслоприемников масло сбрасывается по сети маслоотводов в закрытый маслосборник вместимостью 25 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 днища должна производиться откачка и вывоз в установленные места.

Фундаменты под маслonaполненные трансформаторы выполнены из негорючих материалов. Так же для предотвращения растекания масла выполняется подсыпка гравия. Гравийная засыпка должна содержаться в чистом состоянии и не реже одного раза в год промываться. Здание ЗРУ выполняется из алюминиевых панелей с минеральными утеплителями, относящихся к группе негорючих со степенью огнестойкости 0,5 часа. Отходящие кабели прокладываются в кабельных траншеях. ЗРУ имеет 2 выхода по концам наружу, с samozапирающимися замками, открываемыми со стороны ЗРУ без ключа.

Двери обиты железом с асбестовой подкладкой и имеют ширину не менее 0,75 м и высоту 1,9 м. Двери между помещениями ЗРУ разных напряжений открываются в сторону помещения низшего напряжения. Помещение РУ более высокого напряжения имеют ворота с железными створками для перемещения через них габаритного оборудования (например, ячеек КРУ). Ворота открываются наружу и расположены в конце ЗРУ. Перекрытие кабельных каналов выполнены съемными плитами из негорючих материалов в уровень с чистым полом помещения. В целях своевременного извещения о пожаре в ЗРУ предусмотрена пожарная сигнализация, непосредственно связанная с пожарной охраной. Сигнализация выполняется на основе датчиков типа АТИМ-3 и ДТЛ (70° С). Вблизи средств связи вывешиваются таблички о порядке действия при пожаре (подача сигнала, вызов пожарной охраны) [54].

Для локализации очагов пожара на ГПП предусмотрены первичные средства пожаротушения [57]:

ОРУ-110 кВ:

– пожарный щит ЩП-Е с принадлежностями (багор – 1 шт; комплект для резки электропроводов: ножницы диэлектрические, боты диэлектрические, коврик – 1 комп; противопожарное полотно – 1 шт; лопата совковая – 1 шт; ящик для песка ЯП-0,5 – 1 шт, огнетушитель ОП-8 – 1 шт);

– ящик с песком у каждого трансформатора.

										Лист
										114
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата	13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ					

Выводы по разделу 11

В данной главе рассмотрена характеристика проектируемого объекта как источника потенциальных опасностей для окружающей среды и людей, обеспечение охраны окружающей среды при проектировании объектов и их эксплуатации, требования безопасности к устройству электроустановок и выбор защитных мер и мероприятий по электробезопасности, обеспечение охраны труда при эксплуатации электроустановок, обеспечение пожарной безопасности может быть рекомендован к внедрению.

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		115

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполнен расчет электрических нагрузок трубопрокатного завода, согласно усовершенствованному методу упорядоченных диаграмм, который позволил разработать схемы внешнего и внутреннего электроснабжения.

Выбраны мощность, количество и место установки цеховых трансформаторов с современными трансформаторами типа ТМГ, обеспечивающими минимальные затраты при эксплуатации, малые габариты ТП и высокую надежность работы подстанций.

Распределение электрической энергии внутри предприятия осуществляется на напряжении 10 кВ по смешанной схеме, обеспечивающей оптимальные режимы работы электрической сети, надлежащее качество электроэнергии и надежность. Учитывая климатические условия, характеристики грунта и плотность застройки было принято решение прокладывать кабельные линии преимущественно в траншеях. В качестве проводника использовались кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПвПу-10 сечением 70, 95, 120, 185, 240, мм².

В работе подробно рассмотрим вопрос компенсации реактивной мощности. Это объясняется низким значением средневзвешенного коэффициента мощности на предприятии, высокой стоимостью электроэнергии и значительным потреблением реактивной мощности. Выбор оптимального местоположения и мощности компенсирующих устройств позволило оптимизировать режимы работы электрической сети и, как следствие, улучшить экономические показатели ее работы.

В результате проведенных расчетов была спроектирована система электроснабжения медеэлектролитного завода, отвечающая всем требованиям безопасности, качества электроэнергии, надёжности, удобства эксплуатации и технико-экономической эффективности.

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		116

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Вакуумные выключатели ВВЭ-10 - <http://www.vsoyuz.com/ru/produkcija/cb/vakuumnye-vyklyuchateli-10-kv/vrs-10.htm>
- 2 Вакуумные выключатели типа HVX - [vyklyuchateli/vakuumnye/hvx-hvx-17.html](http://www.vsoyuz.com/ru/produkcija/cb/vakuumnye-vyklyuchateli-10-kv/vrs-10.htm)
- 3 РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок.
- 4 Кудрин, Б. И. Электроснабжение: учебник/ Б. И. Кудрин.-М.: Издательский центр «Академия», 2012-352 с.
- 5 Преимущества герметичных трансформаторов типа ТМГ перед трансформаторами типа ТМ и ТМЗ.— http://www.mitek.spb.ru/files/energoinfodec07_135774-3030.pdf. Каталог трансформаторов масляных(ТМ), трансформаторов масляных герметичных(ТМГ).РосЭнергоСистемы. http://www.elektrozavod.ru/sites/default/files/production/catalog/pdf/additional/pk_2_6_b.pdf и Электрозавод. http://etm-res.ru/pdf-files/booklets/katalog_metz_2007.pdf
- 6 Каталог трансформаторов масляных с защитой при помощи азотной подушки <http://elektropostavka.ru/transformatori-tmz/>
- 7 Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
- 8 Ершов, А.М. и др. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие к курсовому проекту/ А.М. Ершов, О.А. Петров, Ю.В. Ситчихин. Ч.1. – Челябинск: ЧПИ, 1985. – 57 с.
- 9 НТП ЭПП-94. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. Нормы технологического проектирования. 1-я редакция.
- 10 Ершов, А.М. Электрические нагрузки: Учебное пособие – Челябинск, 2007г. – 107с.
- 11 <https://www.trans-mtk.com/products/maslyanyetransformatory/transformatory-tmg/>
- 12 Электрооборудование и автоматика электротермических уставок. Справочник. 1978 г. – 303 стр.
- 13 <http://meganorm.ru/Data2/1/4294839/4294839475.pdf>
- 14 Каталог выключателей <http://forca.ru/download/vikl/vbet35.pdf>
- 15 Правила устройства электроустановок (7-е издание). – М.: Изд-во стандартов, 2017. – 848 с.
- 16 Каталог разъединителей. Завод электротехнического оборудования http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/razyediniteli-narujnoy-ustanovki-serii-rg/rg-35-kv
- 17 Каталог разъединителей. Завод электротехнического оборудования http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/razyediniteli-narujnoy-ustanovki-serii-rg/rg-110-kv
- 18 Каталог ОПН. Таврида. <http://tavrida.nt-rt.ru/images/showcase/katalog.pdf> стр. 125

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		117

19 Ограничители перенапряжения нелинейные в фарфоровой изоляции на классы напряжения 6-35 кВ. Техническое описание и инструкция по эксплуатации, Сп-б, 2003.

20 Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М.
– http://www.nzif.ru/uploads/sel/psch4tm03m/ruk_03_02_m.pdf

21 Трансформатор напряжения НАЛИ-10УХЛ1.– <http://www.ues.su/catalog/item211/>.

22 Трансформаторы напряжения типа ЗНОГ-110.– http://www.vit.zp.ua/documents/oelo/ru/znog-110_ru.pdf.

23 Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Свердловской области от 23 декабря 2016 г. №227-ПК «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на территории Свердловской области. –<http://www.tarif96.ru/LegalActs/Show/10112>.

24 Информация на сайте ПАО «СвердловЭнерго», для юридических лиц, в разделе «Нерегулируемые тарифы», в разделе «Средневзвешенные нерегулируемые цены на оптовом рынке для покупателей с интегральным учетом».

– <http://www.esbt74.ru>

25 Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанции и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК».

– М.: МРСК, 2012. – 72 с.

26 Ершов, А.М Релейная защита и автоматика в СЭС. Часть 3. Защита электрических сетей напряжением 6–10 кВ. 2013г Челябинск ЮУрГУ.–161 с.

27 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 848 с.

28 Комплектные распределительные устройства внутренней установки 6-10 кВ.– http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/2_kru2006.pdf.

29 Вакуумные выключатели типа ВРС.–<http://www.konstalin.ru/?star-tid=3&id=161>

30 Измерительные трансформаторы тока.– http://www.cztt.ru/transformator_toka.html.

31 Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы НАЛИ-СЭЩ-10-1У2.– http://www.electroshield.ru/izmeritelnye_transformatory_nali.

32 Камеры (ячейки) КСО.– https://www.chelzeo.ru/catalog/kamery_kso/kameri_sbornie_odnostoronnego_obs_luzhivaniya_serii_kso-366. Каталог предохранителей типа ПКТ http://www.elektrotehnik.ru/pdf/Predokhraniteli_PKT_Elektrotehnik.pdf

33 Комплектные токопроводы и шинопроводы.–http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/3_compl_tokopr_shinoproov2007.pdf

34 Автоматические выключатели серия «Электрон».–http://www.kontaktor.ru/auto_breakers/detail_page.php?ID=201

35 ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Изд-во стандартов, 2013. – 26 с.

36 Овчаренко, А.С. Повышение эффективности электроснабжения

										Лист
										118
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата	13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ					

промышленных предприятий: учебник / А.С. Овчаренко.– Киев.: Техника, 1989. – 287 с.

37 Письмо Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации №41695-ХМ/09 от 09.12.2016. Индексы изменения сметной стоимости на 4 квартал 2016 года. – М.: Изд-во стандартов, 2016. – 27 с.

38 Комплектные конденсаторные установки от 0,4 до 10 кВ.– http://slavenergo.ru/kondensatornaja_ustanovka

39 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин.– М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 352 с.

40 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика СЭС: учебник для ВУЗов /В.А. Андреев. – 3-е изд. – М.: ВШ, 1991. – 412 с

41 ГОСТ 12.0.003-80 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»

42 ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ «Средства защиты работающих. Классификация»

43 Межотраслевые правила обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты

44 СП52.13330 «Естественное и искусственное освещение»

45 СанПиН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки»

46 ГОСТ12.2.024-76ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля»

47 СанПиН 2.2.4.3359-16 «Сан.-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах»

48 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Подготовлено ООО «ВНИЭЭ» УТВЕРЖДЕНО Министерством энергетики Российской федерации приказ от 8 июля 2002 года, №204

49 ГОСТ Р 50571-4-44-2011 «Электроустановки низковольтные. Часть 4-44. Требования по обеспечению безопасности. Защита от отклонений напряжения и электромагнитных помех»

50 Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. СО 153-34.03.603-2003.

51 СТО 56947007-29.130.15.114-2012 Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ. М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2012. – 63 с.

52 ГОСТ 19912-2001. Грунты. Методы полевых испытаний статическим и динамическим зондированием

53 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций СО 153-34.21.122-2003. М.: ЦПТИ ОРГРЭС, 2004. – 31 с.

54 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок ПОТЭУ

55 НПБ 105 – 03 «Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности»

56 ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ «Пожарная безопасность»

										Лист
										119
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата	13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ					

57 ВППБ 01-02-95 «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий»

58 НПБ 110-03 «Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией»

59 НПБ 104-03 «Проектирование систем оповещения людей о пожаре»

					13.03.02.2018.641.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		120

Таблица 1.2–Расчет электрических нагрузок по ремонтно-механический цех

Исходные данные							Расчетные данные									
Технологические данные				Справочные данные			P _c = ΣK _{i.a} ·P _{номі} , кВт	Q _c = ΣK _{i.a} ·P _{номі} ·tgφ _i , квар	Σn·P _{2номі}	nэ	K _{p.a}	K _{p.p}	P _p = K _{p.a} ·ΣK _i ·P _{номі} , кВт	Q _p = K _{p.p} ·ΣK _i ·P _{номі} ·tgφ _i , квар	S _p , кВА	I _p , А
Наименование узла питания или группы электроприемников	Число электроприемников	Номинальная мощность, приведенная к ПВ = 100%, кВт	К _{i.a}	cos φ	tg φ											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Отделение крупных редукторов																
Токарно-винторезный станок	5	10,0	50,0	0,14	0,50	1,72	7,0	12,12	500							
То же	3	15,0	45,0	0,17	0,65	1,16	7,6	8,94	675							
То же	6	28,0	168,0	0,20	0,65	1,16	33,6	39,28	4704							
Карусельный станок	11	28,0	308,0	0,20	0,65	1,16	61,6	72,01	8624							
То же	5	40,0	200,0	0,20	0,65	1,16	40,0	46,76	8000							
То же	2	35,0	70,0	0,20	0,65	1,16	14,0	16,36	2450							
Горизонтально-расточный станок	8	7,0	56,0	0,14	0,40	2,29	7,8	17,96	392							
То же	2	14,0	28,0	0,17	0,65	1,16	4,8	5,56	392							
Продольно-строгальный станок	5	40,0	200,0	0,20	0,65	1,16	40,8	46,76	8000							
Долбежный станок	3	28,0	84,0	0,20	0,65	1,16	16,8	19,64	2352							
Горизонтально-фрезерный станок	3	10,0	30,0	0,14	0,50	1,72	4,2	7,27	300							
Вертикально-фрезерный станок	4	10,0	40,0	0,14	0,50	1,72	5,6	9,70	400							
Продольно-фрезерный станок	1	30,0	30,0	0,20	0,65	1,16	6,0	7,01	900							
Радиально-сверлильный станок	5	4,5	22,5	0,12	0,40	2,29	2,7	6,18	101							
Вентилятор	5	4,5	22,5	0,80	0,80	0,75	18,0	13,50	101							
Кран мостовой	3	81,0	243,0	0,35	0,50	1,72	85,1	147,10	19683							
Итого силовой нагрузки по ШМА-1	71	4,5-81,0	1597,0	0,22	0,60	1,34	354,8	476,20	57574	44,30	1,00	1,025	354,80	488,20	603,50	916,90
Расчет пикового тока отделения	I _{пик} = I _{пуск} + I _p = 1687,50 + 77,60 = 1765 А															
I _p -расчетный ток постоянным режимом работы-вентилятор ЭП с наибольшим пусковым током кран мостовой: P _{ном} = 81 кВт; K _{пуск} = 5; η = 0,7; cos φ = 0,5	I _p = (n·P _{ном})/(√3·U _{ном} ·η _{ном} ·cosφ _{ном}) = (6·4,5)/(√3·0,38·0,9·0,8) = 57,44 А; I _{пуск} = (K _{пуск} ·P _{ном})/(√3·U _{ном} ·η _{ном} ·cosφ _{ном}) = (5·81)/(√3·0,38·0,7·0,5) = 1687,50 А;															
Отделение сварки																
Радиально-сверлильный станок	6	4,5	27,0	0,12	0,40	2,29	3,24	7,42	121							
То же	7	14,0	98,0	0,17	0,65	1,16	16,61	19,47	1372							
Вертикально-фрезерный станок	8	7,0	56,0	0,14	0,50	1,73	7,84	13,57	392							
Горизонтально-фрезерный станок	8	10,0	80,0	0,17	0,65	1,16	13,60	15,90	800							
Пресс гидравлический	4	4,5	18,0	0,12	0,40	2,29	2,16	4,94	81							
Покрасочно-сушильная установка	3	19,0	57,0	0,80	0,96	0,29	45,60	13,30	1083							
Сварочный трансформатор	4	24,5	98,0	0,40	0,50	1,73	39,20	67,89	2401							
Машина точечной сварки	3	75,0	225,0	0,35	0,70	1,02	78,75	80,34	16875							
Вентилятор	7	4,5	31,5	0,80	0,80	0,75	25,20	18,90	141							
Кран мостовой	3	71,0	213,0	0,35	0,50	1,73	74,55	129,10	15123							
Итого силовой нагрузки по ШМА-2	53	4,5-71,0	903,5	0,34	0,63	1,20	306,80	370,90	38390	21,26	1,00	1,036	306,80	384,30	491,74	747,13
Расчет пикового тока отделения	I _{пик} = I _{пуск} + I _p = 1479,16 + 108,62 = 1587,78 А															
I _p -расчетный ток с постоянным режимом работы ЭП ЭП с наибольшим пусковым током кран мостовой: P _{ном} = 71 кВт; K _{пуск} = 5; η = 0,7; cos φ = 0,5	I _p = (n·P _{ном})/(√3·U _{ном} ·η _{ном} ·cosφ _{ном}) = (7·4,5)/(√3·0,38·0,80·0,65) = 108,62А I _{пуск} = (K _{пуск} ·P _{ном})/(√3·U _{ном} ·η _{ном} ·cosφ _{ном}) = (5·71)/(√3·0,38·0,7·0,5) = 1479,16 А;															

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Термическое отделение																
Камерная печь	3	75,0	225,0	0,80	0,98	0,20	180,0	36,55	16875,0							
То же	2	60,0	120,0	0,80	0,98	0,20	96,0	19,49	7200,0							
То же	3	30,0	90,0	0,80	0,96	0,29	72,0	21,00	2700,0							
Электропечь цементная	2	75,0	150,0	0,80	0,98	0,20	120,0	24,36	11250,0							
Шахтная отпускная печь	3	36,0	108,0	0,80	0,96	0,29	86,4	25,20	3888,0							
Отпускная печь	4	40,0	160,0	0,80	0,96	0,29	128,0	37,33	6400,0							
Пресс гидравлический	6	2,8	16,8	0,12	0,40	2,29	2,0	4,61	47,0							
Дробометная очистительная камера	6	15,0	90,0	0,45	0,70	1,02	40,5	41,31	1350,0							
Закалочный станок	6	10,0	90,0	0,14	0,50	1,73	8,4	14,53	600,0							
То же	8	2,8	22,4	0,12	0,40	2,29	2,7	6,15	62,8							
Вентилятор	13	4,5	58,5	0,80	0,80	0,75	46,8	35,10	263,3							
Итого силовой нагрузки по ШМА-3	56	2,8-75,0	1101,0	0,71	0,94	0,34	782,8	265,70	50636,0	23,93	1,00	1,034	782,80	274,74	829,62	1260,5
Расчет пикового тока отделения	$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск}} + I_{\text{р}} = 362 + 154 = 516 \text{ A}$															
$I_{\text{р}}$ -расчетный ток постоянным режимом работы ЭП ЭП с наибольшим пусковым током электропечь цементная: $P_{\text{ном}} = 75 \text{ кВт}; K_{\text{пуск}} = 3; \eta = 0,97; \cos \phi = 0,98.$	$I_{\text{р}} = (n \cdot P_{\text{ном}}) / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \eta_{\text{ном}} \cdot \cos \phi_{\text{ном}}) = (13 \cdot 4,5) / (\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,90 \cdot 0,65) = 154 \text{ A}$ $I_{\text{пуск}} = (K_{\text{пуск}} \cdot P_{\text{ном}}) / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \eta_{\text{ном}} \cdot \cos \phi_{\text{ном}}) = (3 \cdot 75) / (\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,97 \cdot 0,98) = 362,91 \text{ A};$															
Ремонтно-механический цех																
Отделение крупных редукторов	71	4,5-81,0	1597,0	0,22	0,60	1,34	354,80	476,25	57574							
Отделение сварки	53	4,5-71,0	903,5	0,34	0,63	1,20	306,80	370,89	38390							
Термическое отделение	56	2,8-75,0	1101,0	0,71	0,94	0,33	782,80	265,69	50636							
Всего силовой нагрузки по цеху	180		3604,0	0,39	0,80	0,75	1444,40	1112,80	146600	88,50	0,72	0,72	1025,52	790,11	1294,60	1966,9
Освещение цеха: $P_{y.o} = 16,7 \text{ Вт/м}^2; K_{c.o} = 0,9; F_{\text{ц}} = 5260 \text{ м}^2$			81,0	0,90	0,95	0,30							73,00	22,00		
Итого с учетом освещения	180	2,8-81,0	3685,0	0,39	0,80	0,75	1444,40	1112,80	146600	88,50	-	-	1098,52	812,11	1366,60	2076,3

Таблица 1.3–Расчет электрических нагрузок по предприятию

Исходные данные							Расчетные данные														
Данные технологов				Справочные данные			$P_c = \sum K_{ли.а} \cdot P_{ном.и}, \text{ кВт}$	$Q_c = \sum K_{ли.а} \cdot P_{ном.и} \cdot \text{tg}\varphi_1, \text{ квар}$	$K_{р.а}$	$K_{р.р}$	$P_p = K_{р.а} \cdot \sum K_{ли.и} \cdot P_{ном.и}, \text{ кВт}$	$Q_p = K_{р.р} \cdot \sum K_{ли.и} \cdot P_{ном.и} \cdot \text{tg}\varphi_1, \text{ квар}$	$F_{ли}, \text{ м}^2$	$P_{у.о}, \text{ Вт/м}^2$	$\text{tg } \varphi_0$	$K_{с.о}$	$P_{р.о}, \text{ кВт}$	$Q_{р.о}, \text{ квар}$	$P_p + P_{р.о}, \text{ кВт}$	$Q_p + Q_{р.о}, \text{ квар}$	$S_p, \text{ кВА}$
Наименование цехов и узлов системы электроснабжения промышленного предприятия	$P_{ном}, \text{ кВт}$	n_3	$\sum P_{ном}, \text{ кВт}$	$K_{ли.а}$	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$															
Нагрузка 0,38 кВ																					
1 Заводуправление		15	90	0,33	0,65	1,17	30	35	1,02	30	30	35	2111	0,010	0,3	0,85	18	5	48	41	63
2 Ремонтно-механический цех		88	3604	0,39	0,80	0,75	1444	1112	0,72	0,72	1025	790	5260	0,016	0,3	0,90	73	22	1098	812	1366
3 Блок механических цехов		190	7880	0,55	0,80	0,75	4334	3251	0,77	0,77	3337	2503	10483	0,015	0,3	0,90	142	42	3479	2545	4310
4 Компрессорная		11	350	0,85	0,85	0,62	298	184	1,00	1,00	298	184	896	0,015	0,3	0,90	12	4	310	188	362
5 Очистные сооружения		20	3000	0,85	0,85	0,62	2550	1580	0,90	0,90	2295	1422	2464	0,010	0,3	0,80	20	6	2315	1428	2720
6 Центральная котельная		25	760	0,65	0,75	0,88	494	436	0,90	0,90	445	392	1456	0,010	0,3	0,80	12	3	456	396	604
7 Трубопрокатный цех		100	7055	0,65	0,76	0,86	4586	3922	0,80	0,80	3669	3137	19001	0,020	0,3	0,90	342	103	4011	3240	5156
8 ЦЗЛ		65	1240	0,35	0,65	1,17	434	507	0,70	0,70	304	355	2710	0,015	0,3	0,75	30	9	334	364	494
9 Кислородная станция		40	1835	0,85	0,89	0,51	1560	799	0,85	0,85	1326	679	1120	0,015	0,3	0,80	13	4	1339	683	1503
10 Транспортный цех		25	230	0,45	0,76	0,86	104	89	1,00	1,00	104	89	4682	0,015	0,3	0,90	63	19	167	107	198
11 Склад		10	190	0,35	0,70	1,02	67	68	1,10	1,10	73	75	4872	0,010	0,3	0,60	29	9	102	83	132
12 Кузнечно-прессовый цех		100	4610	0,65	0,76	0,86	2997	2562	0,80	0,80	2397	2050	6597	0,020	0,3	0,90	119	36	2516	2086	3268
13 Цех ремонта прокатного оборудования		95	3460	0,55	0,75	0,88	1903	1678	0,77	0,77	1465	1292	2834	0,015	0,3	0,90	38	11	1504	1304	1990
14 Литейный цех		30	1180	0,65	0,80	0,75	767	575	0,85	0,85	652	489	10556	0,020	0,3	0,90	190	57	842	546	1003
Освещение территории													234740	0,001	0,3	1,00	235	70	235	70	245
Итого по нагрузке 0,4 кВ		647	35484	0,62	0,79	0,78			0,80	0,80	17419	13684					1334	402	18682	13872	22867
Нагрузка 10 кВ																					
7 Трубопрокатный цех																					
Преобразователи частоты	1250	6	7500	0,65	0,75	0,88	4875	4299	1,00		4875	4299									
12 Кузнечно-прессовый цех																					
Индукционные установки	630	4	2520	0,80	0,80	0,75	2016	1512	1,00		2016	1512									
14 Литейный цех																					
ДСП	1500	2	3000	0,45	0,65	1,17	1350	1578	1,00		1350	1578									
Итого по нагрузке 10 кВ		12	13020	0,63	0,74	0,90	8241	7390			8241	7390									
Итого по предприятию			48504	0,62	0,78	0,81	29037	23600	0,90		24428	19336					1334	402	24796	22339	33374

Таблица 1.4 – Расчёт картограммы электрических нагрузок

Наименование цеха	$P_{p.i}$	$P_{p.n/v.i}$	$P_{ocb.i}$	$P_{p.n/n.i}$	X_i	Y_i	R_i	$\alpha_{n/v.i}$	$\alpha_{ocb/v.i}$	$\alpha_{v/v.i}$
1 Заводоуправление	48	30	18		39	56	4	226	134	0
2 Ремонтно-механический цех	1098	1025	73		356	316	14	316	44	0
3 Блок механических цехов	3479	3337	142		169	285	34	345	15	0
4 Компрессорная	310	298	12		292	253	10	344	16	0
5 Очистные сооружения	2315	2295	20		285	305	28	357	3	0
6 Центральная котельная	456	445	12		419	316	12	351	9	0
7 Трубопрокатный цех	8886	3669	342	4875	210	152	54	149	14	198
8 ЦЗЛ	334	304	30		49	135	11	327	33	0
9 Кислородная станция	1339	1326	13		356	253	21	356	4	0
10 Транспортный цех	167	104	63		494	264	7	201	159	0
11 Склад	102	73	29		504	161	6	258	102	0
12 Кузнечно-прессовый цех	4532	2397	119	2016	383	152	39	190	9	160
13 Цех ремонта прокатного оборудования	1504	1465	38		49	302	22	351	9	0
14 Литейный цех	2192	652	190	1350	185	56	27	107	31	222
Итого	26762	17419	1101	8241						
Центр электрических нагрузок					245	197				

Таблица 2.2–Выбор числа и мощности трансформаторных подстанций

№ порядк овой ТП	Поря дков ый № цеха	Кат. над.	Pp, кВт	Qp, квар	Sр, кВА	Fц, м ²	σ, кВА/м ²	Sэ.т., кВА	Тип тр-ра	Sн.т., кВА	Nтр в ТП, шт	NТП	Кз.т. доп	Q1.p, квар	Q1, квар	Qк.у., квар	Кз.н/Кз.п	ΔPхх, кВт	ΔPк з, кВт	Iхх, %	Uкз, %	ΔPт, кВт	ΔQт, кВт	Pp+ΔPт, кВт	Qp+ΔQ т, кВт	Sр, кВА		
0,4 кВ																												
НРП-1	1	3	48	41	63	2111	0,03																					
ТП1	8	2	334	364	494	2710	0,18																					
Итого	-	2	382	405	556	2710	0,21	1000	ТМГ	630	2	1	0,8	409	405	0	0,56/1,13	1,68	5,6	1,8	5,5	5	25	389	431	580		
ТП2	2	2	1098	812	1366	5260	0,20	1000	ТМГ	1000	2	1	0,8	1163	812	0	0,68/1,36	1,40	10,8	1,2	5,5	13	74	1111	886	1421		
ТП3	3	2	3479	2545	4310	10483	0,41	2500	ТМГ	2500	2	1	0,8	1974	1974	571	0,8/1,4*	3,75	24,0	0,8	6,0	38	232	3517	2206	4152		
НРП-2	4	2	310	188	362	896	0,37																					
ТП4	5	2	2315	1428	2720	2464	1,10																					
Итого	-	2	2624	1616	3082	2464	1,47	2500	ТМГ	2500	2	1	0,8	3019	1616	0	0,63/1,26	3,75	24,0	0,8	6,0	32	154	2651	1770	3188		
НРП-3	10	2	167	107	198	4682	0,04																					
ТП5	6	2	456	396	604	1456	0,41																					
Итого	-	2	623	503	802	1456	0,45	2500	ТМГ	630	2	1	0,8	792	503	0	0,63/1,26	1,68	5,6	1,8	5,5	4	25	627	528	819		
ТП6,7	7	2	4011	3240	5156	19001	0,27	1600	ТМГ	1600	2	2	0,8	3183	3183	57	0,8/1,4*	2,80	15,0	1,3	5,5	50	308	4060	3491	5355		
ТП8	9	2	1339	683	1503	1120	1,34	2500	ТМГ	1000	2	1	0,8	875	683	0	0,75/1,4*	1,90	10,8	1,2	5,5	16	86	1355	769	1558		
НРП-4	11	3	102	83	132	4872	0,03																					
ТП9	12	2	2516	2086	3268	6597	0,50																					
Итого	-	2	2618	2169	3400	6597	0,52	2500	ТМГ	2500	2	1	0,8	3024	2169	0	0,68/1,36	3,75	24,0	0,8	6,0	33	163	2647	2003	3319		
ТП10	13	2	1504	1304	1990	2834	0,70	2500	ТМГ	1000	2	1	0,8	547	547	757	0,8/1,4*	1,90	10,8	1,2	5,5	18	94	1521	641	1651		
ТП11	14	2	842	546	1003	10556	0,10	630	ТМГ	630	2	1	0,8	554	546	0	0,8/1,4*	1,68	5,6	1,8	5,5	7	34	849	579	1040		
Итого по 0,4 кВ																						215	1244					
10 кВ																												
ПЧ1-6	7		1250	1102	1667				ТСЗП	2000	1	6					0,83	3,80	23,0	0,5	6,5	119	602	1369	1704	2186		
ИУ1-4	12		630	473	788				ТСЗП	1000	1	4					0,79	1,90	8,0	0,8	8,0	27	230	657	703	962		
ДСП1-2	14		1500	1754	2308				ЭТМ ПК	2500	1	2					0,92	4,20	23,0	3,2	25,0	48	1225	1548	2979	3357		
Итого по 10 кВ																						194	2057					
Итого по предприятию																						409	3301					

1,4* - часть нагрузки 3 кат. отключается оперативном персоналом в случае послеаварийного режима

Таблица 5.1 – Выбор кабельных линий

Конечные пункты кабельных линий	Рр, кВт	Qр, квар	Sрк, кВА	Iрк, А	Fэ, мм2	Fст, мм2	Тип и кол-во кабелей	Способ прокладки	Нагрузка на кабель, А		Iдоп, А	Кп, о.е.	Кт, о.е.	I ¹ _{доп} , А	K _{AB} , о.е.	I ¹ _{AB} , А	L, м	го, Ом/км	хо, Ом/км	Δи, %
									в норм. режиме	в п/ав. режиме										
10 кВ																				
ТП11-ТП1	195	215	290	17	10	16	2хАПвПУ-10 (3х95)	в траншее	16	32	204	0,85	1,03	101	1,25	126	159	0,86	0,14	0,45
ГПП-ТП2	555	443	742	43	25	35	2хАПвПУ-10 (3х95)	каб. блок	41	82	204	0,85	1,03	137	1,25	171	311	0,86	0,14	1,15
ГПП-ТП3	1758	1103	2076	120	71	240	2хАПвПУ-10 (3х240)	каб. блок	119	238	343	0,85	1,03	232	1,25	290	355	0,32	0,11	2,81
ГПП-ТП4	1326	885	1594	92	54	185	2хАПвПУ-10 (3х185)	каб. блок	92	184	296	0,85	1,03	169	1,25	212	274	0,55	0,12	2,75
ТП8-ТП5	396	251	469	27	16	95	2хАПвПУ-10 (3х95)	в траншее	19	38	204	0,85	1,03	101	1,25	126	111	0,86	0,14	0,19
ГПП-ТП6	2030	1746	2677	155	91	185	2хАПвПУ-10 (3х185)	в траншее	155	310	296	0,85	1,03	137	1,25	171	164	0,164	0,13	1,94
ТП6-ТП7	2030	1746	2677	155	91	185	2хАПвПУ-10 (3х185)	на лотках	155	310	341	1,00	1,01	137	1,25	171	121	0,164	0,13	1,72
ГПП-ТП8	991	648	1185	64	37	95	2хАПвПУ-10 (3х95)	каб. блок	44	88	204	0,85	1,03	127	1,25	158	269	0,86	0,14	2,01
ГПП-ТП9	1323	1001	1659	95	56	95	2хАПвПУ-10 (3х95)	в траншее	95	190	204	0,85	1,03	169	1,25	212	170	0,86	0,14	1,80
ГПП-ТП10	760	320	825	47	28,0	95	2хАПвПУ-10 (3х95)	в траншее	47	94	204	0,85	1,03	127	1,25	158	522	0,86	0,14	4,1
ГПП-ТП11	621	522	811	47	28	25	2хАПвПУ-10 (3х95)	в траншее	30	60	204	0,85	1,03	101	1,25	126	208	0,86	0,14	0,82
ГПП-ПЧ 1- 6	1250	1102	1667	96	80	95	4хАПвПУ-10 (3х120)	в траншее	63	-	232	0,85	1,03	137	1,25	171	225	0,55	0,12	1,51
ГПП-ДСП1,2	1500	1754	2308	133	111	120	2хАПвПУ-10 (3х120)	в траншее	96	-	232	0,85	1,03	169	1,25	212	120	0,55	0,12	0,80
ГПП-ИУ 1,2	630	473	788	45	38	50	2хАПвПУ-10 (3х120)	в траншее	27	-	232	0,85	1,03	101	1,25	126	109	0,55	0,12	0,48
0,4 кВ																				
ТП1-НРП1	24	22	32	47	27	35	2хААБл-0,4 (4х35)	в траншее	47	94	95	0,85	1,03	83	1,25	104	114	1,1	0,06	0,32
ТП4-НРП2	155	94	182	264	154	95	3хААБл-0,4 (4х95)	в траншее	264	396	3х118	0,85	1,03	310	1,25	387	10	0,41	0,06	0,73
ТП5-НРП3	84	53	100	143	85	95	2хААБл-0,4 (4х185)	в траншее	143	286	314	0,85	1,03	275	1,25	344	86	0,28	0,04	0,23
ТП9-НРП4	51	42	66	95	56	95	ААБл-0,4 (4х95)	в траншее	95	-	118	0,85	1,03	104	1,25	130	48	0,41	0,06	0,34