

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 северной группы цехов завода по ремонту
металлургических машин

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2018.509.00.00 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.В. Чернов
« ___ » _____ 2018 г.

Нормоконтролер
старший преподаватель

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

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

1 План генеральный северной группы цехов завода по ремонту металлургических машин	– 1 лист
2 Схема принципиальная электрическая электроснабжения	– 1 лист
3 Плакат по релейной защите и автоматике СЭС	– 1 лист
4 Чертеж конструктивный главной понизительной подстанции	– 1 лист
5 Плакат по безопасности жизнедеятельности	– 1 лист
6 Плакат по экономике	– 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.В. Чернов
(подпись) (И.О. Фамилия)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка руководителя о выполнении
1 Введение	03.03.18	
2 Сравнение отечественных и зарубежных технологий	05.03.18	
3 Расчет электрических нагрузок и построение картограммы	08.03.18	
4 Выбор силовых трансформаторов на предприятии	25.03.18	
5 Выбор и обоснование схем внешнего электроснабжения	30.03.18	
6 Выбор и обоснование схемы внутризаводского электроснабжения	06.04.18	
7 Расчет электрических сетей напряжением до и выше 1000 В	13.04.18	
8 Расчет токов коротких замыканий и выбор оборудования в электрических сетях напряжением выше 1000 В	20.04.18	
9 Компенсация реактивной мощности	06.05.18	
10 Расчет показателей качества напряжения	13.05.18	
11 Релейная защита и автоматика	25.05.18	
12 Вопросы охраны труда и техники безопасности	30.05.18	
13 Заключение	30.05.18	
14 Библиографический список	02.06.18	
15 Пояснительная записка	12.06.18	
16 Графическая часть	20.06.18	

Заведующий кафедрой

(подпись)

И.М. Кирпичникова

(И.О. Фамилия)

Руководитель работы

(подпись)

И.П. Титов

(И.О. Фамилия)

Студент

(подпись)

В.В. Чернов

(И.О. Фамилия)

АННОТАЦИЯ

Чернов В.В. Электроснабжение северной группы цехов завода по ремонту металлургических машин. – Челябинск: ЮУрГУ, ПЗ, 2018. – 123 с., 25 илл., 53 табл. библиогр. список – 53 наим., 6 листов чертежей ф. А1

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

Завод относится к средним по мощности предприятиям и состоит из 16 цехов с суммарной установленной мощностью 43 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 35 и 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 неоднозначности, производится путем сравнения техника-экономических показателей схемы на напряжении 35 и 110 кВ. в результате проведенных расчетов схема внешнего электроснабжения на напряжении 110 кВ получилась на 17,3% дешевле и, как следствие, наиболее рациональной.

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

Приведено подробное описание и расчет уставок релейной защиты трансформатора, установленного в цеховой понизительной подстанции типа ТМГ-630/10/0,4.

13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата					
Разраб.	Чернов				Электроснабжение северной группы цехов завода по ремонту металлургических машин				
Пров.	Титов								
Н. контр.	Аверина								
Утв.	Кирпичникова								
					Лит.	Лист	Листов		
					В	К	Р	3	123
					ФГАОУ ВО ЮУрГУ (НИУ) Кафедра «ЭСССЭ»				

ОГЛАВЛЕНИЕ

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА	6
ВВЕДЕНИЕ	7
СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ	8
Выводы по разделу	10
1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК.....	11
1.1 Расчет нагрузок по электроремонтному цеху.....	11
1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию.....	13
1.3 Расчет картограммы электрических нагрузок	17
Выводы по разделу 1	20
2 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПРЕДПРИЯТИИ	
2.1 Выбор трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций	21
2.2 Выбор напряжения и трансформаторов ГПП	23
Выводы по разделу 2	28
3 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	29
3.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП.....	31
3.2 Расчет ЛЭП от подстанции энергосистемы по подстанции предприятия	32
3.3 Расчет токов короткого замыкания.....	32
3.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры.....	34
3.5 Определение технико-экономических показателей схемы внешнего электрооборудования	38
3.6 Выбор оптимального варианта схемы внешнего электрооборудования.....	40
Выводы по разделу 3	40
4 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ. ВЫБОР ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ	
4.1 Выбор напряжения и схемы внутреннего электрооборудования	41
4.2 Выбор кабельных линий	42
Выводы по разделу 4	43
5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	44
5.1 Расчет токов короткого замыкания выше 1000 В.....	45
5.2 Расчет токов короткого замыкания до 1000 В	51
Выводы по разделу 5	53
6 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	
6.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП	54
6.2 Выбор выключателей КРУ.....	54
6.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ	55
6.4 Выбор трансформаторов напряжения	57

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		4

6.5	Выбор ячеек, устанавливаемых на вводе цеховых ТП	59
6.6	Выбор соединения силового трансформатора ГПП с РУ НН ГПП.....	60
6.7	Проверка кабелей 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания.....	60
6.8	Выбор трансформаторов собственных нужд	62
6.9	Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП.....	62
6.10	Выбор кабельной и коммутационной аппаратуры для электроприемников электромонтажного цеха	63
	Выводы по разделу 6	64
7	РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	65
	Выводы по разделу 7	73
8	РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС ...	74
8.1	Расчет коэффициента искажения синусоидальности напряжения.....	75
8.2	Расчет колебания напряжения.....	79
8.3	Несимметрия напряжения.....	79
8.4	Расчет провала напряжения при пуске двигателя	81
	Выводы по разделу 8	82
9	РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА ЦЕХОВОЙ ТП	
9.1	Релейная защита отходящего от ТП ШМА	84
9.2	Релейная защита сборных шин 0,4 кВ трансформатора.....	87
9.3	Релейная защита трансформатора на стороне 0,4 кВ.....	91
9.4	Релейная защита трансформатора предохранителями со стороны 10 кВ	96
9.5	Релейная защита кабельной линии, питающей трансформатор	98
9.5.1	Мгновенная токовая отсечка кабельной линии	99
9.5.2	Селективная токовая отсечка кабельной линии	100
9.5.3	Защита кабельной линии от однофазных замыканий на землю ..	102
	Выводы по разделу 9	103
10	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	
10.1	Обеспечение охраны окружающей среды на предприятии.....	104
10.2	Планировка и конструктивная часть ГПП	105
10.3	Устройства сигнализации и контроля изоляции	107
10.4	Молниезащита ГПП.....	109
10.5	Расчёт тока однофазного замыкания на землю	111
10.6	Расчёт заземления	113
10.7	Пожарная безопасность	116
10.8	Освещение ОРУ 110/10 кВ	117
10.9	Охрана труда и безопасность при эксплуатации электроустановок	119
	Выводы по разделу 10	119
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	120
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	121

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

1 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1 кВ – 26657 кВт.

2 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением свыше 1 кВ – 16540 кВт (4хИУ по 630 кВт, 4хСД по 630 кВт, 2хДСП по 2000 кВт, 6хПЧ по 1250 кВт).

3 Категория основных потребителей по надежности электроснабжения – II.

4 Активная расчётная мощность на шинах главной понизительной подстанции: 17855 кВт.

5 Коэффициент реактивной мощности: расчетный $\text{tg}\varphi=0,49$; заданный энергосистемой $\text{tg}\varphi=0,50$.

6 Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.

7 Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 2700 МВ·А, тип и сечение питающих линий ВЛ 110 кВ – АС-3х70/11.

8 Расстояние от предприятия до питающей подстанции 16 км.

9 Количество, тип и мощность трансформаторов главной понизительной подстанции: 2хТДН-16000/110/10.

10 Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия 10 кВ.

11 На территории устанавливаются трансформаторные подстанции с трансформаторами типов ТМГ, мощностью 250, 400, 630, 1000 кВ·А.

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

13 Число часов использования максимума нагрузки 4355 ч/год.

14 Тип и сечение кабельных линий: АПвП-10 с сечением 35, 50, 70, 95, 150 мм².

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		6

ВВЕДЕНИЕ

Системой электроснабжения называют совокупность устройств, для производства, передачи и распределения электрической энергии.

Системы электроснабжения промышленных предприятий создаются для обеспечения питания электроэнергией промышленных приемников электрической энергией, к которым относятся электродвигатели разных машин и механизмов, электрические печи, аппараты и машины для электрической сварки, осветительные установки и другие промышленные приемники электроэнергии. Задача электроснабжения промышленных предприятий возникла одновременно с широким внедрением электропривода в качестве движущей силы различных машин, механизмов и строительством электрических станций.

Первые электрические станции сооружались в городах для освещения и питания электрического транспорта, а также при фабриках и заводах. Несколько позднее появилась возможность сооружения электрических станций в местах залежей топлива или в местах использования энергии воды, в известной степени независимо от мест нахождения потребителей электрической энергии – городов и промышленных предприятий. Передача электрической энергии к центрам потребления стала осуществляться линиями электропередачи высокого напряжения на большие расстояния.

В настоящее время большинство потребителей получает электрическую энергию от энергосистем. По мере развития электропотребления усложняются и системы электроснабжения промышленных предприятий. В них включаются сети высоких напряжений, распределительные сети, а в ряде случаев и сети промышленных ТЭЦ. Возникает необходимость внедрять автоматизацию систем электроснабжения промышленных предприятий и производственных процессов, осуществлять в широких масштабах диспетчеризацию процессов производства с применением телесигнализации и вести работу по экономии электрической энергии.

В настоящее время основной проблемой является создание рациональных систем электроснабжения промышленных предприятий. Созданию таких систем способствуют такие факторы, как: выбор и применение рациональных напряжений, правильный выбор места размещения цеховых и главных распределительных и понизительных подстанций, совершенствование методики определения электрических нагрузок. Таким образом, оптимизация производственных процессов в сочетании с оптимизацией систем промышленного электроснабжения может дать дополнительные средства за счет сокращения непроизводственных расходов.

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		7

СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

Мировые тенденции развития кабельных энергораспределительных сетей среднего напряжения в течение последних десятилетий направлены на внедрение кабелей с теплостойкой экструдированной изоляцией (сшитый полиэтилен и этилен-пропиленовая резина) и замену ими кабелей с бумажной пропитанной изоляцией.

В настоящее время в промышленно развитых странах Европы и Америки большую часть рынка силовых кабелей (в США и Канаде - 85% всего рынка, Германии и Дании - 95%, а в Японии, Франции, Финляндии и Швеции - 100%) занимают кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Основной особенностью СПЭ-кабелей является их принципиально новая изоляция – сшитый полиэтилен. Полиэтилен как изоляция известен достаточно давно. Но обычному термопластичному полиэтилену присущи серьезные недостатки, главным из которых является резкое ухудшение характеристик при температурах, близких к температуре плавления. Изоляция из термопластичного полиэтилена начинает терять форму, электрические и механические характеристики уже при температуре 85 °С.

Изоляция из сшитого полиэтилена сохраняет форму, электрические и механические характеристики даже при температуре 130 °С.

Термин «сшивка» или «вулканизация» подразумевает обработку полиэтилена на молекулярном уровне. Поперечные связи, образующиеся в процессе сшивки между макромолекулами полиэтилена, создают трехмерную структуру, которая и определяет высокие электрические и механические характеристики материала, меньшую гигроскопичность, больший диапазон рабочих температур.

В мировой кабельной промышленности при производстве силовых кабелей используются две технологии сшивки, принципиальное различие которых заключается в реагенте, с помощью которого происходит процесс сшивки полиэтилена.

В последнее время в России ведущие энергосистемы также ориентированы на использование кабелей среднего напряжения с изоляцией из СПЭ при прокладке новых кабельных линий и замене либо капитальном ремонте старых.

Первым российским производителем СПЭ-кабеля в 1996 г. стала московская компания АББ «Москабель», использующая технологию пероксидной сшивки. Первым российским производителем СПЭ-кабеля из силаносшитого полиэтилена в 2003 г. стало ОАО «Камкабель».

Переход на кабели с изоляцией из СПЭ взамен кабелей с БПИ обусловлен рядом неоспоримых преимуществ [1]:

– в зависимости от условий прокладки пропускная способность СПЭ-кабелей в 1,2 – 1,3 раза больше благодаря более высокой допустимой длительной температуре,

– термическая стойкость СПЭ-кабелей при токах короткого замыкания (КЗ) выше благодаря большей предельной температуре, удельная повреждаемость СПЭ-кабелей в 10 – 15 раз ниже, чем у БПИ-кабелей,

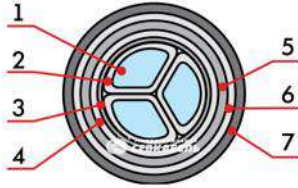
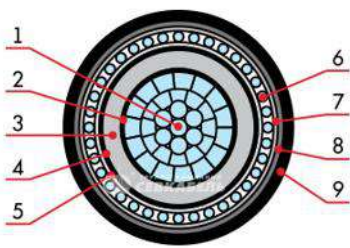
					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		8

- большой срок службы СПЭ-кабеля,
 - более легкие условия монтажа СПЭ-кабелей, обусловленные меньшими массой, диаметром, радиусом изгиба, отсутствием тяжелой свинцовой (или алюминиевой) оболочки,
 - СПЭ-кабели можно прокладывать при отрицательных температурах (до -20 °С) без предварительного подогрева благодаря использованию полимерных материалов для изоляции и оболочки,
 - отсутствие в конструкции СПЭ-кабелей жидких компонентов уменьшает время и снижает стоимость монтажа,
 - СПЭ-кабели высоко экологичны благодаря отсутствию утечки масла и загрязнения окружающей среды при повреждении,
 - гигроскопичность конструктивных элементов СПЭ-кабеля значительно меньше, чем БПИ-кабеля, высокие диэлектрические свойства изоляции,
 - СПЭ-кабели не имеют ограничений по разности уровней кабельной трассы.
- Приведем сравнительную таблицу технических характеристик кабелей из сшитого полиэтилена и кабелей БПИ (таблица А).

Таблица А – Сравнительная таблица технических характеристик кабелей БПИ и СПЭ

Технические характеристики	БПИ [2]	СПЭ [1]
1	2	3
Номинальное переменное напряжение частоты 50 Гц	10 кВ	10 кВ
Температура окружающей среды при эксплуатации кабеля	от -50°С до +50°С	от -50°С до +50°С от -60°С до +50°С
Относительная влажность воздуха (при температуре до +35°С)	98%	98%
Минимальная температура прокладки кабеля без предварительного подогрева	0°С	-20°С -15°С
Предельная длительно допустимая рабочая температура жил:	70°С	90°С
Предельно допустимая температура нагрева жил кабелей в аварийном режиме (или режиме перегрузки)	90°С	130°С
Максимальная температура нагрева жил при коротком замыкании	200°С	250°С 400°С (до 5 сек . по условиям невозгорания кабеля)
Минимально допустимый радиус изгиба при прокладке: одножильного кабеля многожильного кабеля	25 диам. кабеля 15 диам. кабеля	15 диам. кабеля 10 диам. кабеля
Срок службы не менее	20 лет	30 лет
Гарантийный срок эксплуатации кабеля	4,5 года	5 лет

Продолжение таблицы А

1	2	3
<p>Конструкция</p>	 <p>1 Жила однопроволочная или многопроволочная медная или алюминиевая; 2 Пропитанная бумажная изоляция фазная; 3 Пропитанная бумажная изоляция поясная; 4 Свинцовая оболочка; 5 Подушка; 6 Броня из стальных лент или проволок (Кл); 7 Наружный покров (для кабелей типа Б, Б2л, Бл).</p>	 <p>1 Круглая многопроволочная уплотненная жила (алюминиевая или медная) с числом жил 1, 3; 2 Экструдированный полупроводящий слой из сшитого полиэтилена; 3 Экструдированный сшитый полиэтилен; 4 Экструдированный полупроводящий слой из сшитого полиэтилена; 5 Слой электропроводящей бумаги или электропроводящей водоблокирующей ленты; 6 Экран из медных проволок, поверх которых наложена медная лента; 7 Разделительный слой из водоблокирующей ленты; 8 Алюмополимерная лента; 9 Оболочка из полиэтилена или из ПВХ.</p>

Выводы по разделу

В сложившейся рыночной ситуации стоимость кабелей с изоляцией из СПЭ незначительно выше, чем кабелей с БПИ, поэтому наряду со всеми ранее перечисленными достоинствами кабелей с изоляцией из СПЭ, принимаем решение для реализации внутризаводского электроснабжения использовать кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена.

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

13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ

1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Для расчета электрических нагрузок на предприятии будем использовать усовершенствованный метод упорядоченных диаграмм [3]. В системе электро-снабжения предприятия существует несколько характерных точек, в которых необходимо определить расчетные электрические нагрузки.

1.1 Расчет нагрузок по электроремонтному цеху

Всю систему электроснабжения предприятия можно разделить на шесть уровней. Произведем расчет электрических нагрузок последовательно начиная от низших уровней к высшим.

К I уровню СЭС относится отдельный электроприёмник – аппарат, механизм, установка, станок.

Расчетные нагрузки на I уровне определяются по выражениям

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

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

где $k_{и.а}$ – коэффициент использования по активной мощности [4].

$tg\varphi_{ном}$ – коэффициент реактивной мощности электроприёмника [4].

Ко II уровню СЭС относятся распределительные шинопроводы и распределительные щиты напряжением до 1 кВ.

Расчетную нагрузку на II уровне можно найти по формулам

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

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

$$S_p^{II} = \sqrt{(P_p^{II})^2 + (Q_p^{II})^2} \quad (1.5)$$

$$I_p^{II} = \frac{S_p^{II}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (1.6)$$

где $K_{ра}$ – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, приводится в [5] в зависимости от эффективного числа электроприемников и средневзвешенного коэффициента использования по активной мощности;

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

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

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

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		11

Эффективное число электроприемников и средневзвешенное значение коэффициента использования, необходимые для выбора расчетных коэффициентов по активной и реактивной мощности, найдем по выражениям

$$n_3 = \frac{\left(\sum_{i=1}^n p_{\text{ном}i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n p_{\text{ном}i}^2}; \quad (1.7)$$

$$K_{\text{иа}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot p_{\text{ном}i}}{\sum_{i=1}^n p_{\text{ном}i}}; \quad (1.8)$$

где n – реальное число электроприёмников;

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

При числе однофазных ЭП более трех при различных $K_{\text{и}}$ и $\cos\varphi$, а также при включении их на фазные и линейные напряжения определение максимальной нагрузки производится следующим образом: все однофазные ЭП, включенные на фазное и линейное напряжение, распределяются по возможности равномерно по фазам и представлены в таблице 1.1. Общая средняя нагрузка по отдельным фазам определяется суммированием однофазных нагрузок данной фазы и групп однофазных нагрузок с одинаковыми $K_{\text{и}}$ и $\cos\varphi$, включенных на линейное напряжение с соответствующим приведением этих нагрузок по [4, табл.2.21] к нагрузкам одной фазы и фазному напряжению

$$P_{\text{срА}} = k_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{AB})} \cdot k_{\text{AB}(\text{A})} + k_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{CA})} \cdot k_{\text{CA}(\text{A})} + k'_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{AO})}, \quad (1.9)$$

$$Q_{\text{срА}} = k_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{AB})} \cdot q_{\text{AB}(\text{A})} + k_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{CA})} \cdot q_{\text{CA}(\text{A})} + k'_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{AO})} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (1.10)$$

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

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

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

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

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

Условная трёхфазная мощность от ОЭП для наиболее загруженной фазы:

$$P_{\text{с}} = 3 \cdot P_{\text{с.ф.макс}} \cdot \quad (1.11)$$

$$Q_{\text{с}} = 3 \cdot Q_{\text{с.ф.макс}} \cdot \quad (1.12)$$

Средневзвешенное значение коэффициента использования

$$K_{\text{иа}} = \frac{P_{\text{срА}}}{\frac{1}{2}(P_{(\text{АВ})} + P_{(\text{АС})}) + P_{\text{А0}}} \quad (1.13)$$

Результаты расчетов однофазной нагрузки, произведенных по формулам (1.9) – (1.13) представлены в таблице 1.1.

К III уровню СЭС относится щит низкого напряжения трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ.

Расчетные нагрузки на III уровне определяются по выражениям

$$P_p^{\text{III}} = K_{\text{ра}} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot p_{\text{ном}i} \quad (1.14)$$

$$Q_p^{\text{III}} = K_{\text{ра}} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot p_{\text{ном}i} \cdot \text{tg}\varphi_i \quad (1.15)$$

Чтобы получить полную расчетную мощность цеха, необходимо учесть осветительную нагрузку

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

$$Q_{\text{р.осв}} = P_{\text{р.осв}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{осв}} \quad (1.17)$$

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

$P_{\text{у.осв}}$ – удельная осветительная нагрузка, Вт/ м²;

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

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

Полная расчетная низковольтная нагрузка цеха

$$S_{\text{р.ц}} = \sqrt{(P_p^{\text{III}} + P_{\text{р.осв}})^2 + (Q_p^{\text{III}} + Q_{\text{р.осв}})^2} \quad (1.18)$$

Результаты расчета по формулам (1.1) – (1.18) представим в таблице 1.2.

1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

При расчете электрических нагрузок по предприятию рассматриваются IV-VI уровни СЭС.

К IV уровню относятся шины распределительной подстанции напряжением 10 кВ. Ввиду отсутствия на предприятии РП-10 кВ, поэтому данный уровень не подлежит рассмотрению.

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		13

Таблица 1.1 – Расчет нагрузок однофазных электроприемников по электроремонтному цеху

Наименование узлов СЭС и ЭП	P _{ном} , кВт	P _{номΣ} , кВт	n	n•P _{ном} ² , кВт ²	Установленная мощность ЭП, подключенных на линейное напряжение			Коэффициенты приведения			Установленные мощности ЭП, подключенных на фазное напряжение			k _{на}	cosφ	tgφ	Средние мощности за наиболее загруженную смену								
					ab	bc	ca	к фазе	k	g	a	b	c				P _c , кВт			Q _c , квар					
																	a	b	c	a	b	c			
Термический участок																									
ОЭП, подключенные на U _л :																									
8 Сварочный преобразователь	14	42	3	588	14			a	1,17	0,86	-	-	-	0,20	0,40	2,30	3,3			2,4					
9 Трансформатор сварочный	25	50	2	1250				b	-0,17	1,44	-	-	-								-0,5			4,0	
							39		b	1,17	0,86	-	-				-					9,1			6,7
								c	-0,17	1,44	-	-	-						-1,3			11,2			
								c	1,17	0,86	-	-	-						9,1			6,7			
								a	-0,17	1,44	-	-	-						-1,3			11,2			
Итого по ОЭП, подключенные на U _л :		92	5	1838	14	39	39										2,0	8,7	7,8	13,6	10,7	17,9			
ОЭП, подключенные на U _ф :																									
10 Машина электросварочная шовная	50	100	2	5000							0,0	50,0	50,0	0,35	0,70	1,02	0	17,5	17,5	0	17,9	17,9			
11 Машина электросварочная точечная	90	90	1	8100							90,0	0,0	0,0	0,35	0,70	1,02	31,5	0	0	32,1	0	0			
12 Машина электросварочная стыковочная	25	75	3	1875							25,0	25,0	25,0	0,35	0,70	1,02	8,8	8,8	8,8	8,9	8,9	8,9			
Итого по ОЭП, подключенные на U _ф :		265	6	14975							115,0	75,0	75,0												
Всего по ОЭП:		357	11	16813	14	39	39				115,0	75,0	75,0	0,30	0,61	1,30	42,2	34,9	34,1	54,7	37,5	44,7			

Таблица 1.2 – Расчет электрических нагрузок по электроремонтному цеху

Исходные данные				Расчетные величины						Расчетная мощность						
По заданию технологов			Справочные данные			$k_{на} \cdot P_{ном},$ кВт	$k_{на} \cdot P_{ном} \cdot tg\phi,$ квар	$n \cdot p_{ном}^2$	$n_э$	$K_{ра}$	K_{pp}	$K_{ра} \cdot k_{на} \cdot P_{ном},$ кВт	$K_{pp} \cdot k_{на} \cdot P_{ном} \cdot tg\phi,$ квар	$S_p,$ кВА	I_p, A	
Наименование электроприемников и узлов	N _{ЭП}	Номинальная мощность, приведенная к длительному режиму		$k_{на}$	$\cos\phi$											$tg\phi$
		$P_{ном},$ кВт	$P_{ном},$ кВт													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ШР-1																
1 Пресс двухкривошипный	5	20,0	100,0	0,17	0,65	1,17	17,0	19,9	2000							
2 Ножницы высечные	2	5,6	11,2	0,14	0,45	1,98	1,6	3,1	63							
3 Пресс правильный	3	14,0	42,0	0,17	0,65	1,17	7,1	8,3	588							
4 Вертикально-сверлильный станок	4	6,0	24,0	0,12	0,50	1,73	2,9	5,0	144							
5 Станок зубонарезной	1	7,0	7,0	0,14	0,50	1,73	1,0	1,7	49							
6 Пресс-ножницы комбинированные	4	4,5	18,0	0,14	0,50	1,73	2,5	4,4	81							
7 Станок обдирочно-точильный	5	7,0	35,0	0,12	0,50	1,73	4,2	7,3	245							
8-12 Однофазная нагрузка	11	14,0-90,0	357,0	0,30	0,61	1,30	126,6	164,1	16813							
13 Вентилятор	3	7,0	21,0	0,65	0,80	0,75	13,7	10,2	147							
14 Мостовой кран	1	30,0	30,0	0,20	0,50	1,73	6,0	10,4	900							
Итого силовой нагрузки по ШРА-73 80x5	39	4,5-30,0	645,2	0,28	0,61	1,28	182,5	234,4	21030	20	1,03	1,04	188,0	243,2	307,4	467,0
ШР-2																
15 Карусельный станок одностоечный	4	28,0	112,0	0,17	0,65	1,17	19,0	22,3	3136							
16 Зубофрезерный станок	5	4,0	20,0	0,12	0,50	1,73	2,4	4,2	80							
17 Вертикально-фрезерный станок	5	4,5	22,5	0,12	0,40	2,29	2,7	6,2	101							
18 То же	9	2,8	25,2	0,13	0,45	1,98	3,3	6,5	71							
19 Горизонтально-фрезерный станок	7	5,6	39,2	0,14	0,50	1,73	5,5	9,5	220							
20 Поперечно-строгальный станок	4	3,2	12,8	0,12	0,50	1,73	1,5	2,7	41							
Итого силовой нагрузки по ШРА-73 35x5	34	3,2-28,0	231,7	0,15	0,56	1,49	34,4	51,3	3648	15	1,46	1,04	50,3	53,5	73,4	111,5
ШР-3																
21 Токарно-винторезный станок	7	8,0	56,0	0,17	0,65	1,17	9,5	11,1	448							
22 То же	8	4,5	36,0	0,20	0,65	1,17	7,2	8,4	162							
23 Токарный многорезцовый автомат	4	7,0	28,0	0,18	0,65	1,17	5,0	5,9	196							
24 Радиально-сверлильный станок	4	7,0	28,0	0,12	0,40	2,29	3,4	7,7	196							
25 Вентилятор	4	4,5	18,0	0,65	0,80	0,75	11,7	8,8	81							
26 Кран-балка	2	7,3	14,6	0,35	0,50	1,73	5,1	8,9	107							
27 Таль электрическая	1	1,7	1,7	0,30	0,50	1,73	0,5	0,9	3							
Итого силовой нагрузки по ШРА-73 35x5	30	1,7-8,0	182,3	0,23	0,63	1,22	42,4	51,6	1192	28	1,03	1,03	43,7	53,3	68,9	104,7
28 Э/печь сопротивления шахтная	2	60,0	120,0	0,60	0,98	0,20	72,0	14,6	7200							
29 То же	2	25,0	50,0	0,60	0,98	0,20	30,0	6,1	1250							
30 Э/печь сопротивления камерная	1	24,0	24,0	0,60	0,98	0,20	14,4	2,9	576							
31 То же	1	50,0	50,0	0,60	0,98	0,20	30,0	6,1	2500							
32 То же	1	30,0	30,0	0,60	0,98	0,20	18,0	3,7	900							
33 Э/печь сопротивления	3	75,0	225,0	0,60	0,98	0,20	135,0	27,4	16875							
34 Молот пневматический ковочный	2	55,0	110,0	0,24	0,65	1,17	26,4	30,9	6050							
35 Вентилятор	3	14,0	42,0	0,65	0,80	0,75	27,3	20,5	588							
36 Таль электрическая	2	2,8	5,6	0,15	0,50	1,73	0,8	1,5	16							
Итого силовой нагрузки по ШРА-73 35x5	11	1,00-90,00	248,6	0,47	0,89	0,51	116,9	59,9	14191	4	1,22	1,08	142,6	64,7	156,6	237,9

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Электроремонтный цех ШМА4-1250 1(8x100)																
1 ШР-1	39	4,5-30,0	645,2	0,28	0,61	1,28	182,5	234,4	21030							
2 ШР-2	34	3,2-28,0	231,7	0,15	0,56	1,49	34,4	51,3	3648							
3 ШР-3	30	1,7-8,0	182,3	0,23	0,63	1,22	42,4	51,6	1192							
4 ШР-4	17	2,8-75,0	656,6	0,54	0,95	0,32	353,9	113,6	35955							
Всего силовой нагрузки по электроремонтному цеху	120	1,7-75,0	1715,8	0,36	0,81	0,74	613,4	450,9	61825	48	0,75	0,75	460,0	338,2	570,9	867,5
Освещение $P_{уд}=15 \text{ Вт/м}^2$, $K_{с.о.}=0,9$, $F_{ц}=1440 \text{ м}^2$				0,90	0,95	0,33							19,4	6,4	20,5	
Итого с учетом освещения	120	1,7-75,0	1715,8	0,36	0,81	0,74	613,4	450,9	61825	48	-	-	479,5	344,6	590,4	897,1

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ

Лист

16

К V уровню относятся шины главной понизительной подстанции предприятия. Расчетные нагрузки на V уровне определяются по выражениям

$$P_p^V = K_{ом} \cdot \left[\sum_1^{m_1} P_{pi}^{III} + \sum_1^{N_1} k_{иаи} \cdot p_{номи} + \sum_1^M P_{pi}^{IV} + \sum_1^{L_1} \Delta P_{ти} \right] + P_{осв}, \quad (1.19)$$

$$Q_p^V = K_{ом} \left[\sum_1^{m_1} Q_{pi}^{III} + \sum_1^{N_1} k_{иаи} \cdot p_{номи} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i + \sum_1^M Q_{pi}^{IV} + \sum_1^{L_1} \Delta Q_{ти} \right] + Q_{осв}, \quad (1.20)$$

где m_1 – число узлов (ТП) СЭС третьего уровня, питающихся от СШ 10 кВ ГПП
 N_1 – число высоковольтных электроприёмников, питающихся от СШ 10 кВ ГПП;

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

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

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

К VI уровню СЭС относится граница раздела предприятия и энергоснабжающей организации. Расчетные нагрузки на VI уровне определяются по выражениям

$$P_p^{VI} = P_p^V + \Delta P_{т.гпп}, \quad (1.21)$$

$$Q_p^{VI} = Q_{эс1} = P_p^{VI} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{норм} \approx P_p^V \cdot \operatorname{tg} \varphi_{норм}, \quad (1.22)$$

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

Результаты расчёта по формулам (1.19) – (1.22) представим в таблице 1.3.

1.3 Расчет картограммы электрических нагрузок

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

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

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}; \quad (1.23)$$

$$\alpha_{н/вi} = 360 \frac{P_{р.н/вi}}{P_{pi}}; \quad (1.24)$$

$$\alpha_{в/вi} = 360 \frac{P_{р.в/вi}}{P_{pi}}; \quad (1.25)$$

Таблица 1.3 – Расчет электрических нагрузок для группы цехов завода металлургических машин

Наименование цехов и узлов СЭС	P _{ном} , кВт	n _{эф}	P _{ном} , кВт	k _{на}	cosφ	tgφ	P _с , кВт	Q _с , квар	K _{ра}	P _р , кВт	Q _р , квар	F _ц , м ²	P _{уд.осв.} , кВт	cosφ	tgφ	K _{соев}	P _{росв.} , кВт/м ²	Q _{росв.} , квар	P _{р+} P _{росв.} , кВт	Q _{р+} Q _{росв.} , кВт	S _р , кВА
Нагрузка 0,4 кВ																					
1 Модельный цех		58	495	0,65	0,92	0,43	322	137	0,80	257	110	3850	0,020	0,95	0,33	0,80	62	20	319	130	344
2 Склад огнеупоров		7	110	0,20	0,70	1,02	22	22	1,54	34	35	3920	0,015	0,95	0,33	0,60	35	12	69	46	83
3 Мазутохранилище		11	1250	0,43	0,89	0,51	538	275	0,85	457	234	1681	0,015	0,95	0,33	0,60	15	5	472	239	529
4 Железнодорожный цех		2	710	0,18	0,52	1,64	128	210	2,97	380	623	4756	0,020	0,95	0,33	0,90	86	28	465	652	801
5 Кузнечно-прессовый цех		13	3500	0,39	0,57	1,44	1365	1968	0,85	1160	1672	3721	0,020	0,95	0,33	0,90	67	22	1227	1694	2092
6 Цех оцинкованной посуды		63	1500	0,40	0,64	1,20	600	720	0,70	420	504	3528	0,020	0,95	0,33	0,90	64	21	484	525	714
7 Компрессорная и насосная		38	250	0,68	0,79	0,78	170	132	0,85	145	112	3808	0,020	0,95	0,33	0,80	61	20	205	132	244
8 Газоочистка		21	630	0,78	0,84	0,65	491	317	0,90	442	286	3136	0,015	0,95	0,33	0,80	38	12	480	298	565
9 Чугунолитейный цех		41	2560	0,57	0,87	0,57	1459	827	0,85	1240	703	11135	0,020	0,95	0,33	0,90	200	66	1441	769	1633
10 Механосборочный цех		150	6085	0,31	0,61	1,30	1886	2450	0,70	1320	1715	8610	0,020	0,95	0,33	0,90	155	51	1475	1766	2301
11 Административно-бытовой корпус		44	400	0,40	0,95	0,33	160	53	1,00	160	53	2990	0,015	0,95	0,33	0,85	38	13	198	65	209
12 Сталелитейный цех		45	2390	0,59	0,87	0,57	1410	799	0,85	1199	679	10285	0,020	0,95	0,33	0,90	185	61	1384	740	1569
13 Термический цех		14	3500	0,70	0,78	0,80	2450	1966	0,90	2205	1769	4272	0,020	0,95	0,33	0,90	77	25	2282	1794	2903
14 Скрапоразделочная		8	405	0,33	0,70	1,02	134	136	1,16	155	158	2583	0,015	0,95	0,33	0,80	31	10	186	168	251
15 Склад песка		4	80	0,25	0,50	1,73	20	35	1,24	25	43	2173	0,015	0,95	0,33	0,60	20	6	44	49	66
16 Электроремонтный цех		48	1716	0,36	0,81	0,74	613	451	0,75	460	338	1440	0,015	0,95	0,33	0,90	19	6	479	345	590
Освещение территории												138818	0,001	0,95	0,33	1,00	139	46	139	46	146
Итого по нагрузке 0,4 кВ		226	25581	0,46	0,75	0,89	11768	10499	0,73	8591	7664						1291	424	9882	8088	12770
Нагрузка 10 кВ																					
5 Кузнечно-прессовый цех																					
Индукционные установки	630	4	2520	0,80	0,85	0,62	2016	1249	1,00	2016	1249										
7 Компрессорная и насосная																					
СД	630	4	2520	0,85	0,90	-0,48	2142	-1037	1,00	2142	-1037										
12 Сталелитейный цех																					
ДСП	2000	2	4000	0,65	0,60	1,33	2600	3467	1,00	2600	3467										
13 Термический цех																					
Тиристорные преобразователи	1250	6	7500	0,45	0,80	0,75	3375	2531	1,00	3375	2531										
Итого по нагрузке 10 кВ		16	16540	0,61	0,85	0,61	10133	6210		10133	6210										
Итого по предприятию			42121	0,52	0,80	0,76	21901	16709	0,85	15915	11793						1291	424	17206	12217	21102

$$\alpha_{\text{осв/в/и}} = 360 \frac{P_{\text{р.осв/и}}}{P_{\text{р/и}}}, \quad (1.26)$$

где $P_{\text{р/и}}$, $P_{\text{р.н/в/и}}$, $P_{\text{р.в/в/и}}$, $P_{\text{р.осв/и}}$ - 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 определяется из условия, чтобы радиус окружности, соответствующей минимальной расчетной нагрузке был равен 7 мм:

$$m = \frac{P_{\text{р/мин}}}{\pi \cdot R_{\text{мин}}^2}.$$

При определении координат центра электрических нагрузок задается условная система координат с началом отсчета в левом нижнем углу генерального плана предприятия, тогда координаты центра определяются по формулам [5]:

$$x_{\text{ц}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{р/и}} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_{\text{р/и}}}. \quad (1.27)$$

$$y_{\text{ц}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{р/и}} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{\text{р/и}}}, \quad (1.28)$$

где x_i, y_i - координаты центра i -го узла на генплане предприятия, м.

Результаты расчета по формулам (1.23) – (1.28) представим в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Расчёт картограммы электрических нагрузок

Наименование цеха	$P_{\text{р/и}}$, кВт	$P_{\text{р.н/в/и}}$, кВт	$P_{\text{р.осв/и}}$, кВт	$P_{\text{р.в/в/и}}$, кВт	x_i , м	y_i , м	R_i , мм	$\alpha_{\text{н/в/и}}$, град	$\alpha_{\text{осв/в/и}}$, град	$\alpha_{\text{в/в/и}}$, град
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1 Модельный цех	319	257	62		151	299	19	290	70	0
2 Склад огнеупоров	69	34	35		444	47	9	176	184	0
3 Мазутохранилище	472	457	15		560	260	23	348	12	0
4 Железнодорожный цех	465	380	86		540	311	23	294	66	0
5 Кузнечно-прессовый цех	3243	1160	67	2016	148	122	60	129	7	224
6 Цех оцинкованной посуды	484	420	64		151	208	23	313	47	0

Продолжение таблицы 1.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
7 Компрессорная и насосная	2347	145	61	2142	329	47	51	22	9	328
8 Газоочистка	480	442	38		553	47	23	332	28	0
9 Чугунолитейный цех	1441	1240	200		515	149	40	310	50	0
10 Механосборочный цех	1475	1320	155		52	171	40	322	38	0
11 Административно-бытовой корпус	198	160	38		40	301	15	291	69	0
12 Сталелитейный цех	3984	1199	185	2600	356	149	66	108	17	235
13 Термический цех	5657	2205	77	3375	165	40	79	140	5	215
14 Скрапоразделочная	186	155	31		411	311	14	300	60	0
15 Склад песка	44	25	20		491	260	7	201	159	0
16 Электроремонтный цех	479	460	19		32	40	23	345	15	0
Итого	21344	10059	1152	10133	257	114				

Координаты ЦЭН хц = 257 м; уц = 114 м.

Ввиду достаточной площади для размещения, главную понизительную подстанции предприятия располагаем в центре электрических нагрузок с координатами:

$$x_{ГПП} = 257 \text{ м}; y_{ГПП} = 114 \text{ м}.$$

Выводы по разделу 1

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

2 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПРЕДПРИЯТИИ

2.1 Выбор трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций

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

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, так как трансформаторы данного типа обладают рядом преимуществ над трансформаторами типа ТМ и ТМЗ [7]:

- Обладают малыми габаритными размерами;
- Экономичные в работе;
- Устойчивы к перегрузкам;
- Практически не требуют затрат на эксплуатацию;
- Безопасны в работе.

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

Существует связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора $S_{т.э}$ цеховой ТП и плотностью σ электрической нагрузки цеха [8], эта связь приведена в таблице 2.1.

Таблица 2.1

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

Плотность электрической нагрузки цеха определяется по формуле:

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

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

$F_{ц}$ – площадь цеха, м².

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

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		21

Количество трансформаторов всех подстанций цеха определяем по формуле:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$Q_{к.н} = Q_{p.ц} - Q_1. \quad (2.6)$$

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		22

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

$$K_{з.н} = \frac{\sqrt{P_{р.ц}^2 + Q_1^2}}{N_T \cdot S_{т.н}}; \quad (2.7)$$

$$K_{з.п} = \frac{\sqrt{P_{р.ц}^2 + Q_1^2}}{(N_T - 1) \cdot S_{н.т.і}}. \quad (2.8)$$

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 низковольтного распределительного пункта определяется по выражению

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

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

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

Проверка выполнения соотношения (2.9) при установке низковольтных распределительных пунктов (РПН) представлена в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Обоснование установки низковольтных распределительных пунктов

Номер цеховой ТП	Номер РПН	$S_{р.ц} \cdot L$, кВ·А·м
2	1	$83 \cdot 117 = 9711$
4	2	$251 \cdot 58 = 14558$
4	3	$66 \cdot 38 = 2508$
12	4	$209 \cdot 68 = 14212$

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

2.2 Выбор напряжения и трансформаторов ГПП

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.

Таблица 2.3 – Выбор числа и мощности трансформаторных подстанций

Наименование цехов, подразделений	Кат. над.	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	F _{ц,2} , м ²	σ, кВА/м ²	S _{эт} , кВА	Номер ТП	тип тр-ра	S _{ном} , кВА	N _{тр} в ТП	N _{ТП}	K _{эт доп}	Q _{1p} , квар	Q ₁ , квар	Q _{ку} , квар	K _{эт-н}	K _{эт-п/а}	ΔP _{хх} , кВт	ΔP _{кз} , кВт	I _{хх} , %	U _{кз} , %	ΔP _т , кВт	ΔQ _т , квар	P _p +ΔP _т , кВт	Q ₁ +ΔQ _т , квар	S _p , кВА		
1 Модельный цех	2	319	130	344	3850	0,09	630																						
Итого по ТП1:		319	130	344	3850	0,09	630	1	ТМГ	250	2	1	0,8	241	130	0	0,69	1,38	0,5	4,2	1,2	4,5	5	17	324	147	356		
2 Склад огнеупоров	3	69	46	83	3920	0,02	400	РПН1																					
7 Компрессорная и насосная	2	205	132	244	3808	0,06	400																						
Итого по ТП2:		275	178	327	3808	0,06	400	2	ТМГ	250	2	1	0,8	291	178	0	0,65	1,32	0,5	4,2	1,2	4,5	5	16	279	194	340		
3 Мазутохранилище	3	472	239	529	1681	0,31	1600																						
Итого по ТП3:		472	239	529	1681	0,31	1600	3	ТМГ	630	1	1	0,9	314	239	0	0,84	-	1,0	7,6	0,6	5,5	6	28	478	267	548		
4 Железнодорожный цех	2	465	652	801	4756	0,17	1000																						
14 Скрапоразделочная	3	186	168	251	2583	0,10	630	РПН2																					
15 Склад песка	3	44	49	66	2173	0,03	250	РПН3																					
Итого по ТП4:		696	869	1113	4756	0,17	1000	4	ТМГ	630	2	1	0,8	730	730	140	0,80	1,40*	1,0	7,6	0,6	5,5	12	52	707	781	1054		
5 Кузнечно-прессовый цех	2	1227	1694	2092	3721	0,56	2500																						
Итого по ТП5:		1227	1694	2092	3721	0,56	2500	5	ТМГ	1000																			

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

Величину рационального напряжения питания ГПП можно оценить по приближенной формуле Стилла [5]:

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \sqrt{L + 0,016 \cdot P_{\text{р.п}}}, \quad (2.10)$$

где $L = 16,0$ – длина питающей ГПП воздушной линии, км.

Сборные шины 10 кВ ГПП относятся к системе пятого уровня, тогда по выражению (1.19) расчетная активная нагрузка предприятия составит

$$P_p^V = 0,85 \cdot (8591 + 10133 + 384) + 1291 = 17533 \text{ кВт.}$$

Тогда рациональное напряжение по выражению (3.1) составит

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{16,0 + 0,016 \cdot 17533} = 75 \text{ кВ.}$$

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.

Перейдем к выбору трансформаторов главной понизительной подстанции предприятия. Номинальная мощность силовых трансформаторов подстанции определяется из условия получения из энергосистемы всей необходимой расчетной активной мощности предприятия и нормированного значения реактивной мощности

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

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

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

$$Q_{\text{эс}} = P_p^V \cdot \text{tg}\varphi_{\text{норм}}, \quad (2.12)$$

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

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП

$$\Delta Q_{\text{т.ГПП}} = 0,07 \sqrt{(P_p^V)^2 + Q_{\text{эс}}^2}. \quad (2.13)$$

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

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		25

Номинальная мощность каждого трансформатора определяется из соотношений:

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{S_p^V}{n \cdot k_{\text{з.н.}}}, \quad (2.14)$$

где n – число трансформаторов ГПП;
 $k_{\text{з.н.}}$ – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме.

Коэффициент загрузки выбранных трансформаторов

$$k_{\text{з.н.}} = \frac{S_p^V}{n \cdot S_{\text{н.т.}}}. \quad (2.15)$$

Расчеты по выражениям (2.11) – (2.15) представим в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Выбор трансформаторов ГПП

$U_{\text{ном}}$, кВ	S_p^V , кВА	$Q_{\text{эс}}$, квар	$\Delta Q_{\text{т.гпп}}$, квар	$S_{\text{т.расч.}}$, кВА	$S_{\text{т.прин.}}$, кВА	$k_{\text{з.н.}}$
35	18433	7013	1322	13167	16000	0,58
110	19028	8766	1372	13592	16000	0,59

Таким образом, принимаем трансформаторы типа [9] ТДНС-16000/35/10 и ТДН-16000/110/10 [10], технические характеристики которых представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Технические характеристики трансформаторов

$S_{\text{т}}$, МВА	$U_{\text{вн}}$, кВ	$U_{\text{нн}}$, кВ	$\Delta P_{\text{кз}}$, кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	$U_{\text{кз}}$, %	$I_{\text{хх}}$, %
16	35	10	85	13	10,0	0,3
16	110	10	85	13	10,5	0,4

Для нормальной работы электроприёмников потребителей необходимо, чтобы напряжение не отклонялось от заданного уровня больше допустимых пределов, в связи с этим применяем трансформатор с регулированием напряжения под нагрузкой. Необходимость и достаточность установки РПН осуществляется следующим образом.

Определяем потери напряжения в трансформаторах

$$\Delta U_{\text{т}} = \frac{r_{\text{т}} \cdot (P_p^V + \Delta P_{\text{т.гпп}}) + x_{\text{т}} \cdot (Q_{\text{эс}} - \Delta Q_{\text{т.гпп}})}{U_{\text{ном}}}. \quad (2.16)$$

где $r_{\text{т}}$ – активное сопротивление трансформаторов ГПП, Ом;

x_T – реактивное сопротивление трансформаторов ГПП, Ом;
 $\Delta P_{T.ГПП}$ – потери активной мощности в трансформаторах ГПП, кВт;
 $\Delta Q_{T.ГПП}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, кВт;
 Активное и реактивное сопротивление трансформатора

$$r_T = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{НОМ}^2}{S_{Н.Т}^2}, \quad (2.17)$$

$$x_T = \frac{U_{кз} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{Н.Т}}, \quad (2.18)$$

где $\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания, кВт (таблица 2.5);
 $S_{Н.Т}$ – полная номинальная мощность трансформатора, кВ·А (таблица 2.5);
 I_{xx} – ток холостого хода трансформатора, % (таблица 2.5);
 $U_{к}$ – напряжение короткого замыкания, % (таблица 2.5);
 $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

Потери активной мощности в трансформаторах

$$\Delta P_T = n(\Delta P_{xx} + k_{з.н.}^2 \Delta P_{кз}), \quad (2.19)$$

где n – число трансформаторов ГПП;
 ΔP_{xx} – потери холостого хода, кВт (таблица 2.5);
 $\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания, кВт (таблица 2.5).

Потери реактивной мощности в трансформаторах

$$\Delta Q_T = n \left(\frac{I_{xx}}{100} S_{Н.Т} + k_{з.н.}^2 \frac{U_{к}}{100} S_{Н.Т} \right), \quad (2.20)$$

где I_{xx} – ток холостого хода трансформатора, % (таблица 2.5);
 $U_{к}$ – напряжение короткого замыкания, % (таблица 2.5).

Определяем расчетное число ответвлений

$$n_{отв.р} = \frac{\Delta U_T}{U_{НОМ}} \cdot 100\%. \quad (2.21)$$

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

Выбор ответвлений трансформаторов выполненный по выражениям (2.16) – (2.21) представим в таблице 2.6.

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		27

Таблица 2.6 –Выбор ответвлений трансформаторов

$U_{ном}$, кВ	r_T , Ом	x_T , Ом	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , квар	ΔU_T , кВ	$n_{отв.р}$, %	$n_{отв.пасп}$, %
35	0,41	7,66	82	1158	0,53	1,52	$1 \cdot 1,78 = 1,78$
110	4,02	79,41	86	1316	1,74	1,58	$1 \cdot 1,78 = 1,78$

Выводы по разделу 2

В данном разделе по результатам расчета электрических нагрузок выбрано 15 трансформаторных подстанций на базе трансформаторов ТМГ мощностью 250 400, 630 и 1000 кВ·А. На основании расчетов данного раздела, для выбора оптимального напряжения внешнего электроснабжения необходимо сравнить две схемы внешнего электроснабжения на напряжения 35 и 110 кВ.

3 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ СХЕМ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Для проведения технико-экономического сравнения вариантов схем внешнего электроснабжения на рисунках 3.1 и 3.2 изобразим схемы внешнего электроснабжения на напряжение 35 и 110 кВ соответственно.

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

В РУ 6-10 кВ двухтрансформаторных ГПП, ПГВ [11 п. 6.3.3] рекомендуется выполнять с двумя одиночными секционированными выключателями системами шин, в данном проекте, подключаемых к ветвям сдвоенного реактора с общей точкой, установленного на выводе трансформатора без расщепленной обмотки.

Питание специфических нагрузок [11 п. 6.3.13.1-2-3] в нормальном режиме рекомендуется производить от отдельной секции сборных шин 6-10 кВ

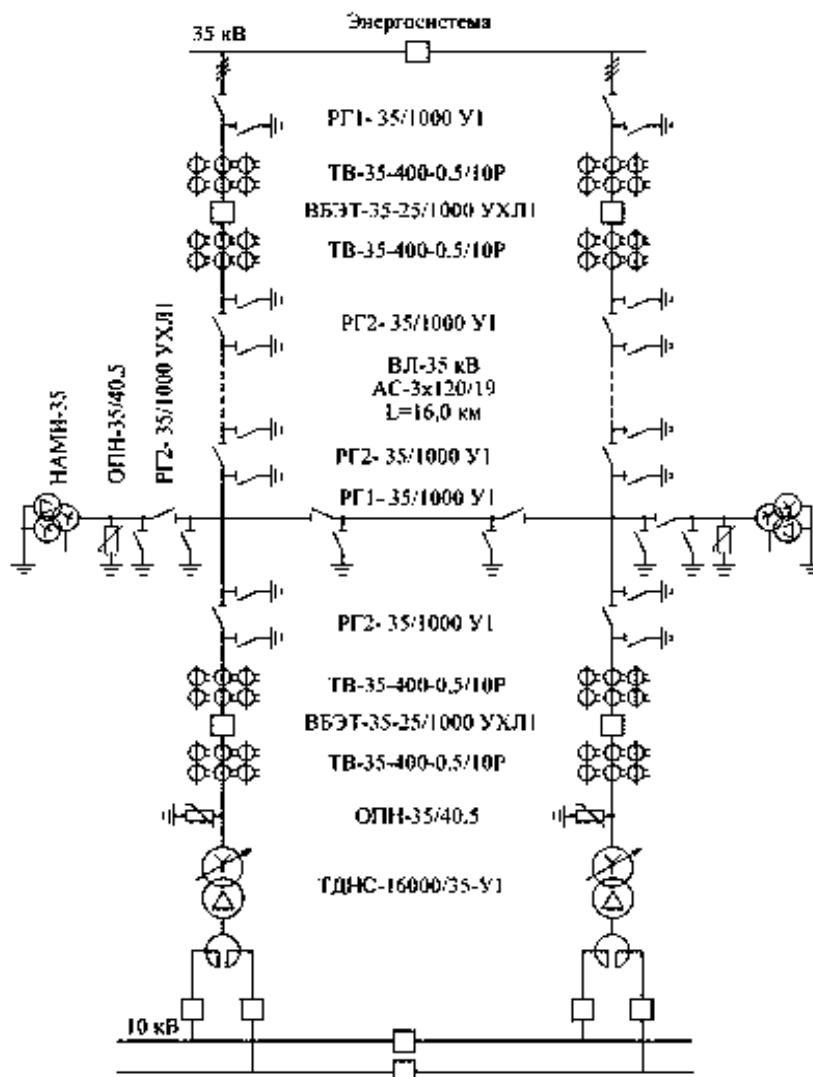


Рисунок 3.1 – Вариант схемы внешнего электроснабжения на 35 кВ

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ

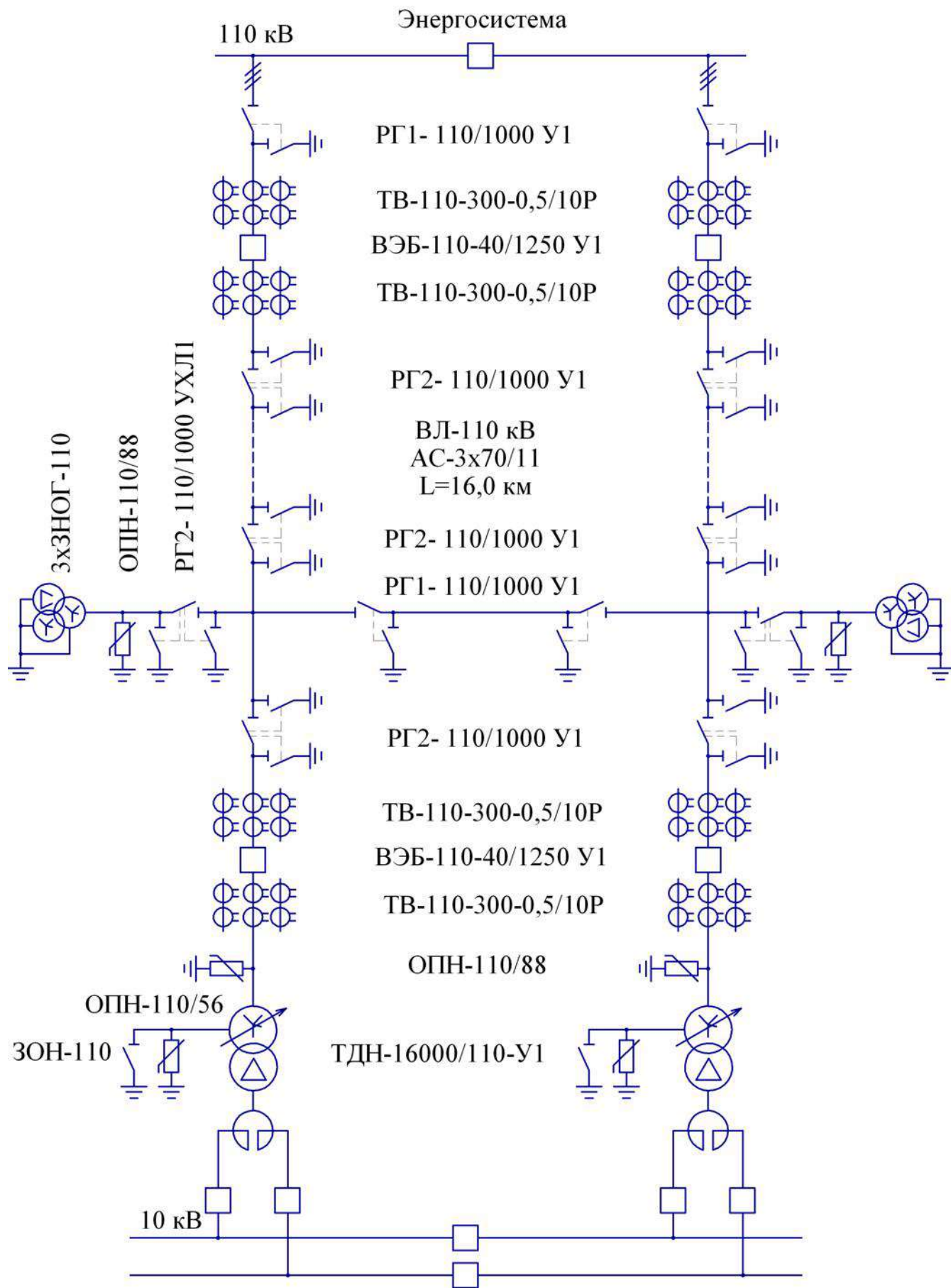


Рисунок 3.1 – Схема внешнего электроснабжения предприятия

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ

3.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП

Потери активной мощности в трансформаторах

$$\Delta P_T = n(\Delta P_{xx} + k_{3.н.}^2 \Delta P_{кз}), \quad (3.1)$$

где $n = 2$ - число трансформаторов ГПП;

ΔP_{xx} - потери холостого хода, кВт (таблица 2.5);

$\Delta P_{кз}$ - потери короткого замыкания, кВт (таблица 2.5).

Потери реактивной мощности в трансформаторах

$$\Delta Q_T = n \left(\frac{I_{xx}}{100} S_{н.т} + k_{3.н.}^2 \frac{U_k}{100} S_{н.т} \right), \quad (3.2)$$

где I_{xx} - ток холостого хода трансформатора, % (таблица 3.2);

U_k - напряжение короткого замыкания, % (таблица 3.2).

Потери электроэнергии в трансформаторах:

$$\Delta A_T = n(\Delta P_{xx} \cdot T_\Gamma + k_{3.н.}^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau), \quad (3.3)$$

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

Годовое число часов максимальных потерь

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10^4} \right)^2 \cdot 8760, \quad (3.4)$$

где $T_M = 4355$ - годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки, ч/год [4];

Результаты расчета по формулам (3.1) – (3.4) представим в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Определение потерь электроэнергии в трансформаторах ГПП

$U_{ном}$, кВ	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	I_{xx} , %	U_k , %	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , кВт	T_M , ч/год	τ , ч/год	$\frac{\Delta A_T}{\text{год}}$, МВт·ч
35	13	85	0,3	10,0	82	1158	4355	2742	382
110	13	85	0,4	10,5	86	1316	4355	2742	393

3.2 Выбор ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия

Нагрузка в начале линии

$$S_{p.l.} = \sqrt{(P_{p.l.} + \Delta P_T)^2 + Q_{эс}^2} \quad (3.5)$$

Расчетный ток одной цепи линии

$$I_{p.l.} = \frac{S_{p.l.}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_{ном}} \quad (3.6)$$

Ток в послеаварийном режиме:

$$I_{п} = 2 \cdot I_{p.l.} \quad (3.7)$$

Сечение проводов находим по экономической плотности тока

$$F_э = \frac{I_{p.l.}}{j_э} \quad (3.8)$$

где $j_э$ – экономическая плотность тока, в нашем случае $j_э = 1,1 \text{ А/мм}^2$ при $T_m = 4355 \text{ ч/год}$ [4].

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta A_{п} = n \cdot (3 \cdot I_{p.l.}^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot \tau), \quad (3.9)$$

где L – расстояние от подстанции энергосистемы до ГПП, км.

Выбор ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия, выполненный по формулам (3.5) – (3.9), представим в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Выбор ЛЭП

$U_{ном},$ кВ	$S_{p.l.},$ кВА	$I_{p.l.},$ А	$I_{п},$ А	$F_э,$ мм ²	$F_{ст},$ мм ²	$I_{д.доп.},$ Ом/км	$r_0,$ Ом/км	$L,$ км	$\frac{\Delta A_{п},}{\text{год}}$ МВт·ч
35	18960	156	312	142	150	450	0,20	16,0	1288
110	19679	52	104	47	70	265	0,43	16,0	301,9

3.3 Расчет токов короткого замыкания

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

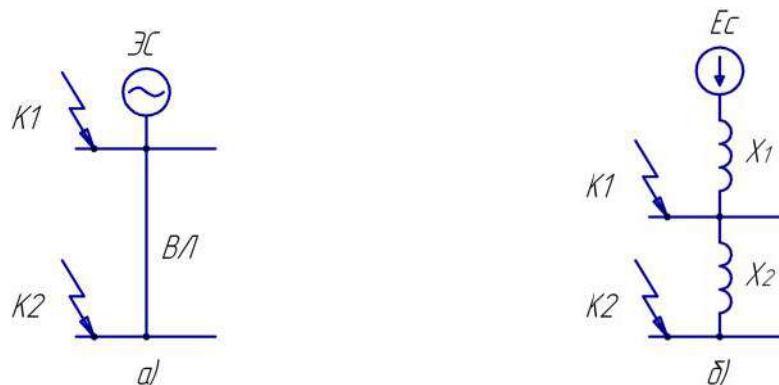


Рисунок 3.2 – Схемы для расчёта токов короткого замыкания:
а) принципиальная схема; б) схема замещения

Определим сопротивление элементов схемы замещения.

Сопротивление системы

$$x_1 = x_c = \frac{S_6}{S_k} \quad (3.10)$$

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

S_k – мощность короткого замыкания, МВ·А.

Ток короткого замыкания в точке K_1

$$I_{k1} = I_{нт1} = I_{п01} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot x_1} \quad (3.11)$$

Ударный ток короткого замыкания в точке 1:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1} \cdot I_{k1} \quad (3.12)$$

где $k_{уд1} = 1,72$ – ударный коэффициент [4].

Сопротивление воздушной линии

$$x_2 = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2} \quad (3.13)$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление воздушной линии, Ом/км [4];

$U_6 = 115$ – базисное напряжение, кВ.

Ток короткого замыкания в точке K_2

$$I_{k2} = I_{нт2} = I_{п02} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot (x_1 + x_2)} \quad (3.14)$$

Ударный ток короткого замыкания в точке 2:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot k_{уд2} \cdot I_{k2}. \quad (3.15)$$

где $k_{уд2} = 1,8$ – ударный коэффициент [4].

Результаты расчета по формулам (3.10) – (3.15) представим в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Расчет токов короткого замыкания

$U_{ном}$, кВ	$S_{б}$, МВА	$U_{б}$, кВ	$S_{к}$, МВА	x_1 , о.е.	x_2 , о.е.	$I_{к1}$, кА	$I_{к2}$, кА	$i_{уд1}$, кА	$i_{уд2}$, кА
35	1000	37	1100	0,91	4,79	17,2	2,7	41,8	7,0
110	1000	115	3000	0,37	0,53	13,6	5,6	33,0	14,2

3.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры

Выключатели выбираются по условиям [4]:

– по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (3.16)$$

– по номинальному току

$$I_{ном} \geq I_{max}; \quad (3.17)$$

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

Ток утяжеленного режима цепей питающих линий

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot S_{н}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}}; \quad (3.18)$$

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

$$I_{п,т} \leq I_{отк.ном}; \quad (3.19)$$

– по электродинамической стойкости

$$I_{п,0} < I_{пр.скв.} = I_{дин.}; \quad (3.20)$$

$$i_y \leq i_{пр.скв.} = i_{дин.}; \quad (3.21)$$

где $I_{\text{пр.скв.}}$, $i_{\text{пр.скв.}}$ – действующее и амплитудное значения предельного сквозного тока КЗ, А;
 – по возможности отключения аperiodической составляющей тока КЗ $i_{\text{а,}\tau}$ в момент τ расхождения контактов по условию:

$$i_{\text{а,}\tau} \leq i_{\text{а,ном}}; \quad (3.22)$$

Аperiodическая составляющая тока КЗ вычисляется по формуле:

$$i_{\text{а,}\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п,0}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (3.23)$$

где τ – время от начала КЗ до прекращения соприкосновения контактов, с;
 $T_a = 0,05$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания, с [4].

Расчетное время

$$\tau = t_{\text{р.з.мин}} + t_{\text{с.в}}, \quad (3.24)$$

где $t_{\text{р.з.мин}} = 0,02$ – наименьшее время срабатывания релейной защиты, с [4];
 $t_{\text{с.в}}^{35} = 0,04$, $t_{\text{с.в}}^{110} = 0,035$ – собственное время отключения выключателя, с [12, 13].

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

$$i_{\text{а,ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{отк,ном}}. \quad (3.25)$$

где $\beta_{\text{н}}^{35} = 0,32$, $\beta_{\text{н}}^{110} = 0,4$ – номинальное относительное содержание аperiodической составляющей [12, 13].

– по термической стойкости к тепловому импульсу тока КЗ

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (3.26)$$

где B_k – полный тепловой импульс КЗ, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$;
 $I_{\text{тер}}^{35} = 25$, $I_{\text{тер}}^{110} = 40$ – ток термической стойкости, кА [12, 13];
 $t_{\text{тер}} = 3$ – время протекания тока термической стойкости, с [12, 13].

Полный тепловой импульс

$$B_k = I_{\text{п,0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a), \quad (3.27)$$

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

Время от начала короткого замыкания до его отключения

$$t_{отк} = t_{р.з.} + t_{о.в.} \quad (3.28)$$

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

$t_{о.в.}^{35} = 0,060$, $t_{о.в.}^{110} = 0,055$ – полное время отключения выключателя, с [12, 13].

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [12, 13] выбранных выключателей по выражениям (3.16) – (3.28) представим в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Выбор выключателей

Условия выбора [4]	Вариант 35 кВ		Вариант 110 кВ	
	Расчетные данные	Каталожные данные [12] ВБЭТ-35III-25/630	Расчетные данные	Каталожные данные [13] ВЭБ-110-40/1250
$U_{ном} \geq U_{уст}$;	$U_{уст} = 35,0$ кВ;	$U_{ном} = 35,0$ кВ;	$U_{уст} = 110,0$ кВ;	$U_{ном} = 110,0$ кВ;
$I_{ном} \geq I_{мах}$;	$I_{мах} = 369,5$ А;	$I_{ном} = 630,0$ А;	$I_{мах} = 117,6$ А;	$I_{ном} = 1250,0$ А;
$I_{отк.ном} \geq I_{п,т}$;	$I_{п,0} = 17,2$ кА;	$I_{отк} = 25,0$ кА;	$I_{п,0} = 13,6$ кА;	$I_{отк} = 40,0$ кА;
$i_{а,ном} \geq i_{а,т}$;	$i_{а,т} = 7,0$ кА;	$i_{а,ном.} = 11,4$ кА;	$i_{а,т} = 5,5$ кА;	$i_{а,ном.} = 22,6$ кА;
$I_{пр.скв.} \geq I_{п,0}$;	$I_{п,0} = 17,2$ кА;	$I_{пр.скв} = 25,0$ кА;	$I_{п,0} = 13,6$ кА;	$I_{пр.скв} = 40,0$ кА;
$i_{пр.скв.} \geq i_{дин.}$;	$i_y = 41,8$ кА;	$i_d = 63,0$ кА;	$i_y = 33,0$ кА;	$i_d = 102,0$ кА;
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$;	$B_k = 795,5$ кА ² · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875$ кА ² · с ;	$B_k = 494,3$ кА ² · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ кА ² · с ;

Разъединители выбираются, согласно условиям [4]:

– по конструкции, роду установки;

– по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном} ; \quad (3.29)$$

– по номинальному току

$$I_{ном} \geq I_{мах} ; \quad (3.30)$$

– по электродинамической стойкости:

$$I_{п,0} < I_{пр.скв.} = I_{дин.}$$

$$i_y \leq i_{пр.скв.} = i_{дин.}$$

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} ; \quad (3.33)$$

где $I_{тер}^{35} = 25$, $I_{тер}^{110} = 40$ – ток термической стойкости, кА [14];

$t_{тер} = 3$ – время протекания тока термической стойкости, с [14].

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [14] выбранных разъединителей по выражениям (3.29) – (3.33) представим в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Выбор разъединителей

Условия выбора [4]	Вариант 35 кВ		Вариант 110 кВ	
	Расчетные данные	Каталожные данные [14] РГ-35/1000УХЛ1	Расчетные данные	Каталожные данные [14] РГ-110/1000-40УХЛ1
$U_{ном} \geq U_{уст}$;	$U_{уст} = 35,0$ кВ;	$U_{ном} = 35$ кВ;	$U_{уст} = 110,0$ кВ;	$U_{ном} = 110$ кВ;
$I_{ном} \geq I_{max}$;	$I_{max} = 369,5$ А;	$I_{ном} = 1000$ А;	$I_{max} = 117,6$ А;	$I_{ном} = 1000$ А;
$i_{пр.скв.} \geq i_{д.}$;	$i_{у} = 41,8$ кА;	$i_{д} = 50$ кА;	$i_{у} = 33,0$ кА;	$i_{д} = 100$ кА;
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$;	$B_k = 795,5$ кА ² · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200$ кА ² · с ;	$B_k = 494,3$ кА ² · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ кА ² · 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 3.6.

Таблица 3.6 – Выбор трансформаторов напряжения

Прибор и место его установки		Тип	Мощ-ть одной обм-ки, ВА	Число обм-к	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая мощность	
								P ₂ , Вт	Q ₂ , вар
35 кВ									
W	Цепи питающих, линий	Д-335	1,5	2	1,0	0,0	1	3,0	-
var		Д-335	1,5	2	0,0	1,0	1	-	3,0
РІК		СЭТ-4ТМ.03 М [15]	1,5	2	0,8	0,6	1	0,8	0,6
Итого								3,8	3,6
НАМИ-35УХЛ1 [16]								S _{2Σ} = 5,2 ВА	
U _{Іном} = 35 кВ									
S _{2,кл.тчн.0,5} = 100 ВА		S _{2,кл.тчн.0,5} = 100 > S _{2Σ}							
110 кВ									
W	Цепи питающих, линий	Д-335	1,5	2	1,0	0,0	1	3,0	-
var		Д-335	1,5	2	0,0	1,0	1	-	3,0
РІК		СЭТ-4ТМ.03М	1,5	2	0,8	0,6	1	0,8	0,6
Итого								3,8	3,6
ЗНОГ-110У1								S _{2Σ} = 5,2 ВА	
S _{2,кл.тчн.0,5} = 300 ВА		S _{2,кл.тчн.0,5} = 3 · 100 = 300 > S _{2Σ}							

Для защиты оборудования главной понизительной подстанции предприятия от перенапряжений выбираем по каталогу [17] следующие ограничители перенапряжения: ОПН-35/40,5, ОПН-110/88, ОПН-110/56.

3.5 Определение технико-экономических показателей схемы внешнего электроснабжения

Экономически выгодным решением считается вариант, которому соответствует минимум приведенных ежегодных затрат. При сравнении вариантов учитывается коммутационная аппаратура отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы, воздушные линии, вводные коммутационные аппараты ГПП, силовые трансформаторы ГПП.

Годовые приведенные затраты находятся из выражения [4]:

$$Z = \sum_i^n E_i \cdot k_i + C_3, \quad (3.34)$$

где C_3 - стоимость годовых потерь электроэнергии;

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

Общие ежегодные отчисления от капитальных вложений

$$E_i = E_n + E_{ai} + E_{oi}, \quad (3.35)$$

где $E_n = 0,12$ - 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 [18]:

$$C_3 = (\Delta A_T + \Delta A_n) \cdot C_0', \quad (3.36)$$

где C_0' - удельная стоимость потерь электроэнергии.

Удельная стоимость потерь электроэнергии

$$C_0' = \delta \left(\frac{12 \cdot \alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right), \quad (3.37)$$

где $\delta_{35} = 1,05$, $\delta_{110} = 1,03$ - поправочный коэффициент;

$\alpha_{35} = 1208,56$, $\alpha_{110} = 959,11$ - основная ставка тарифа [19], $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{мес}}$;

$\beta_{35} = 1,3396$, $\beta_{110} = 1,3488$ - стоимость одного кВт·ч электроэнергии [19],
руб
кВт·ч

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

Результаты технико-экономических расчетов по выражениям (3.34) – (3.37) сведен в таблицу 3.7 и 3.8. Стоит отметить, что при определении стоимости электрооборудования руководствовались данными представленными в [20].

Сдвоенные реактор был выбран в разделе токов короткого замыкания

Таблица 3.7 – Технико-экономические показатели варианта 35 кВ

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Ст-сть ед-цы тыс.руб	k_i , тыс.руб	E_i , 1/год	$k_i \cdot E_i$, тыс.руб/год	ΔA кВтч/год	C_3 , тыс.руб/год	Прив. затр., тыс.руб / год
Разъединитель РГ2-35/1000	пол	12	41	492	0,193	95			
Разъединитель РГ1-35/1000	пол	24	51	1224	0,193	236			
Выключатель ВБЭТ-35Ш-25/630	шт	4	452	1808	0,193	349			
Трансформатор напряжения НАМИ-35УХЛ1	шт	2	220	440	0,193	85			
ОПН-35/40,5	шт	12	15	180	0,193	35			
Трансформатор ТДНС-16000/35-У1	шт	2	3270	6540	0,193	1262	382835	2664	
Двухцепная ВЛ-35 кВ АС-3х150/24 на стальных опорах	км	16	2027	32432	0,152	4930	1287559	8961	
Сдвоен. реактор ртстсг-10-2х630	шт	2	1000	2000	0,193	386			
Всего по варианту				43116		7378	1670011	11623	19001

Таблица 3.8 – Технико-экономические показатели варианта 110 кВ

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Ст-сть ед-цы тыс.руб	k_i , тыс.руб	E_i , 1/год	$k_i \cdot E_i$, тыс.руб/год	Потери ΔA кВтч/год	C_3 , тыс.руб/год	Прив. затр., тыс.руб / год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Разъединитель РГ1-110/1000-40	пол	12	76	912	0,193	176			
Разъединитель РГ2-110/1000-40	пол	24	89	2136	0,193	412			
Выключатель ВЭБ-110-40/2500	шт	4	6790	27160	0,193	5242			

Продолжение таблицы 3.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ОПН-110/88	шт	12	27	324	0,193	63			
ОПН-110/56	шт	2	69	138	0,193	27			
ЗОН-110	шт	2	54	108	0,193	21			
Трансформатор напряжения ЗНОГ-110У1	шт	6	260	1560	0,193	301			
Трансформатор ТДН-16000/110-У1	шт	2	3420	6840	0,193	1320	393005	2245	
Двухцепная ВЛ-110 кВ АС-3х70/11 на стальных опорах	км	16	1591	25456	0,152	3869	302676	1729	
Сдвоен. реа-тор ртстг-10-2х630	шт	2	1000	2000	0,193	386			
Всего по варианту				64634		11817	695681	3974	15791

3.6 Выбор оптимального варианта внешнего электроснабжения

Для выбора наилучшего варианта схемы внешнего электроснабжения сравним технико-экономические показатели рассмотренных вариантов схем. Результаты сведём в таблицу 3.9.

Таблица 3.9 – Технико-экономические показатели рассматриваемых вариантов

Вариант схемы	Капитальные затраты К, тыс. руб.	Приведённые капитальные затраты $\sum K_i E_i$, тыс. руб./год.	Потери электроэнергии ΔA , МВт·ч/год	Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб./год	Годовые приведённые затраты, тыс. руб./год
U = 35 кВ	43116	7378	1670	11623	19001
U = 110 кВ	64634	11817	695	3967	15791

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

$$\frac{19001 - 15791}{19001} \cdot 100\% = 16,89\%$$

Значит, принимаем схему внешнего электроснабжения предприятия на напряжение 110 кВ.

Выводы по разделу 3

В результате технико-экономического сравнения двух вариантов выбрана схема внешнего электроснабжения предприятия на 110 кВ, приведенные затраты которой ниже, по сравнению с вариантом схемы на 35 кВ, на 16,89 %.

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		40

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

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

4.1 Выбор напряжения и схемы внутреннего электроснабжения

Выбор величины напряжения распределительных сетей предприятия зависит от величины нагрузок на напряжениях 6 и 10 кВ. Критерием выбора являются приведенные затраты, которые рассчитываются как для сети, так и для понижающих подстанций. Согласно [11, п.5.3] распределительную сеть предприятия выполним на напряжении 10 кВ, так как отсутствует нагрузка на напряжение 6 кВ.

Дуговые сталеплавильные печи, индукционные печи и цеховые трансформаторные подстанции подключаем к разным ветвям сдвоенного реактора, установленного на вводе сетевого трансформатора [11, 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 [11, п.6.3]. Радиальные схемы распределения электроэнергии применяются при нагрузках, расположенных в различных направлениях [11, п.6.3.10].

Схему строим так, чтобы все её элементы постоянно находились под нагрузкой, а при аварии на одном из них оставшиеся в работе могли перенести на себя его нагрузку путём перераспределения её между собой с учётом допустимой перегрузки. Принципиальная схема внутреннего электроснабжения предприятия представлена на листе 2 графической части

Выбор способа распределения электроэнергии зависит от величины электрических нагрузок и их размещения, плотности застройки предприятия, конфигурации технологических, транспортных и других коммуникаций, типа грунта на территории предприятия. Распределительные сети предприятия напряжением 10 кВ выполним кабельными линиями. В качестве основного способа прокладки выбираем прокладку кабелей в траншее (в одной траншее допускается прокладка не более шести кабелей [21]). Поскольку грунт предприятия имеет низкую коррозионную активность, в грунте завода есть блуждающие токи, но отсутствуют колебания и растягивающие усилия, то выбираем кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена типа АПвП-10: А – алюминий (материал жилы); Пв – вулканизированный полиэтилен (фазная изоляция); П – оболочка из полиэтилена [22].

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		41

4.2 Выбор кабельных линий

Сечение кабелей напряжением 10 кВ определяется по экономической плотности тока и проверяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потери напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам КЗ [23].

Расчетный ток, протекающий по кабельной линии в нормальном режиме

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

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

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

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

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

Сечение кабельной линии первоначально определяется по экономической плотности тока

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

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

Для кабелей с алюминиевыми жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена при числе часов использования максимума нагрузки $T_m=4355$ ч/год [4] экономическая плотность тока равна $j_3=1,7$ А/мм² по результатам расчета выбирается кабель, имеющий ближайшее стандартное сечение по отношению к F_3 .

Фактический допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки равен

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

где K_n – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [21];

K_t – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [21];

n_k – число запараллеленных кабелей в кабельной линии.

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		42

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

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

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

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

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

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

Осуществим проверку по току перегрузки:

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

Потеря напряжения в кабельной линии

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

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

Расчет кабельных линий, произведенный по выражениям (4.1) – (4.8) представлен в таблице 4.1. Полученные сечения кабелей используются при расчете токов короткого замыкания, после которого определяется сечение кабеля F_T по термической стойкости к токам короткого замыкания.

Выводы по разделу 4

Внутризаводская схема электроснабжения выполнена по смешанной схеме обеспечивающей оптимальные режимы работы электрической сети, надлежащее качество электроэнергии и надежность. В качестве проводника использовались кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПвП-10.

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		43

Таблица 4.1 – Выбор кабельных линий

Конечные пункты кабельных линий	P _p , кВт	Q _p , квар	S _{рк} , кВА	I _{рк} , А	F _{э,2} , мм ²	F _{т,2} , мм ²	F _{ст,2} , мм ²	Тип и кол-во кабелей	Способ прокладки	Нагрузка на кабель, А		I _{доп} , А	K _п , о.е.	K _т , о.е.	Γ _{доп} , А	K _{ав} , о.е.	Γ _{ав} , А	L, км	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	Δu, %
										в норм. режиме	в п/ав. режиме										
10 кВ																					
ГПП-ТП5	1030	853	1337	77	45	70	70	2хАПвП-10 (3х70)	в траншее	77	154	165	0,85	1,00	140	1,25	175	0,073	0,55	0,12	0,10
ТП5-ТП6	408	298	506	29	17	70	70	2хАПвП-10 (3х70)	в траншее	29	58	165	0,85	1,00	140	1,25	175	0,086	0,55	0,12	0,04
ТП6-ТП1	162	73	178	10	6	70	70	2хАПвП-10 (3х70)	в траншее	10	21	165	0,93	1,00	153	1,25	192	0,082	0,55	0,12	0,02
ГПП-ТП2	383	259	462	27	16	70	70	2хАПвП-10 (3х70)	в траншее	27	53	165	0,85	1,00	140	1,25	175	0,072	0,55	0,12	0,03
ТП2-ТП8	244	162	293	17	10	70	70	2хАПвП-10 (3х70)	в траншее	17	34	165	0,90	1,00	149	1,25	186	0,224	0,55	0,12	0,07
ГПП-ТП3	478	267	548	32	19	70	70	АПвП-10 (3х70)	в траншее	32	-	165	0,86	1,00	142	-	-	0,424	0,55	0,12	0,25
ГПП-ТП4	354	391	527	30	18	70	70	2хАПвП-10 (3х70)	в траншее	30	60	165	0,86	1,00	142	1,25	177	0,456	0,55	0,12	0,22
ГПП-ТП7	700	410	811	47	28	70	70	2хАПвП-10 (3х70)	в траншее	47	94	165	0,87	1,00	144	1,25	179	0,078	0,55	0,12	0,07
ГПП-ТП9	729	421	842	49	29	70	70	2хАПвП-10 (3х70)	в траншее	49	97	165	0,86	1,00	142	1,25	177	0,202	0,55	0,12	0,18
ТП9-ТП10	364	211	421	24	14	70	70	2хАПвП-10 (3х70)	в траншее	24	49	165	0,93	1,00	153	1,25	192	0,068	0,55	0,12	0,03
ГПП-ТП11	849	614	1047	60	36	70	70	2хАПвП-10 (3х70)	в траншее	60	121	165	0,85	1,00	140	1,25	175	0,222	0,55	0,12	0,24
ТП11-ТП12	424	307	524	30	18	70	70	2хАПвП-10 (3х70)	в траншее	30	60	165	0,93	1,00	153	1,25	192	0,054	0,55	0,12	0,03
ГПП-ТП13	1155	967	1507	87	51	70	70	2хАПвП-10 (3х70)	в траншее	87	174	165	0,86	1,00	142	1,25	177	0,072	0,55	0,12	0,11
ТП13-ТП14	578	484	753	43	26	70	70	2хАПвП-10 (3х70)	в траншее	43	87	165	0,86	1,00	142	1,25	177	0,046	0,55	0,12	0,03
ГПП-ТП15	487	335	591	34	20	70	70	АПвП-10 (3х70)	в траншее	34	-	165	0,86	1,00	142	-	-	0,214	0,55	0,12	0,13
ГПП-ИУ	630	390	741	43	25	95	95	АПвП-10 (3х95)	в траншее	43	-	195	0,85	1,00	166	-	-	0,108	0,41	0,12	0,07
ГПП-СД	630	-305	700	40	24	35	35	АПвП-10 (3х35)	в траншее	40	-	95	0,85	1,00	81	-	-	0,076	1,10	0,14	0,10
ГПП-ДСП	2000	2667	3333	192	113	35	150	АПвП-10 (3х150)	в траншее	192	-	245	0,87	1,00	213	-	-	0,048	0,26	0,11	0,08
ГПП-ПЧ	1250	938	1563	90	53	95	95	АПвП-10 (3х95)	в траншее	90	-	195	0,85								

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Принципиальную схему для расчета токов короткого замыкания представим на рисунке 5.1.

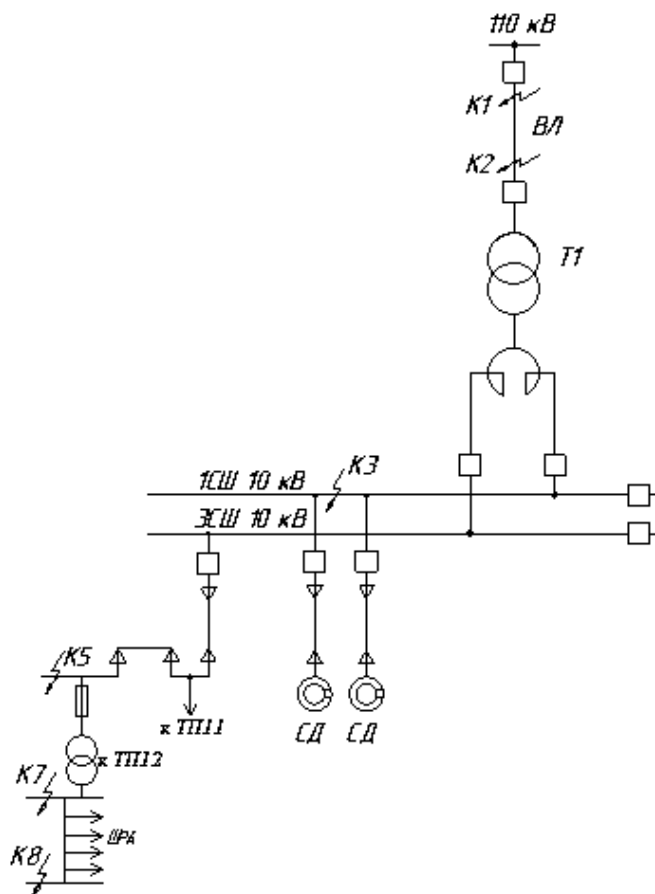


Рисунок 5.1 – Схема для расчетов токов короткого замыкания

Расчет токов КЗ производим в следующих точках:

- К₃ – в РУ 10 кВ ГПП;
- К₅ – в сети напряжением 10 кВ перед трансформатором ТП-12;
- К₇ – в сети напряжением 0,4 кВ за трансформатором ТП-12;
- К₈ – в сети напряжением 0,4 кВ в конце шинопровода ШРА.

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

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

Сопротивление системы

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

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

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		45

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

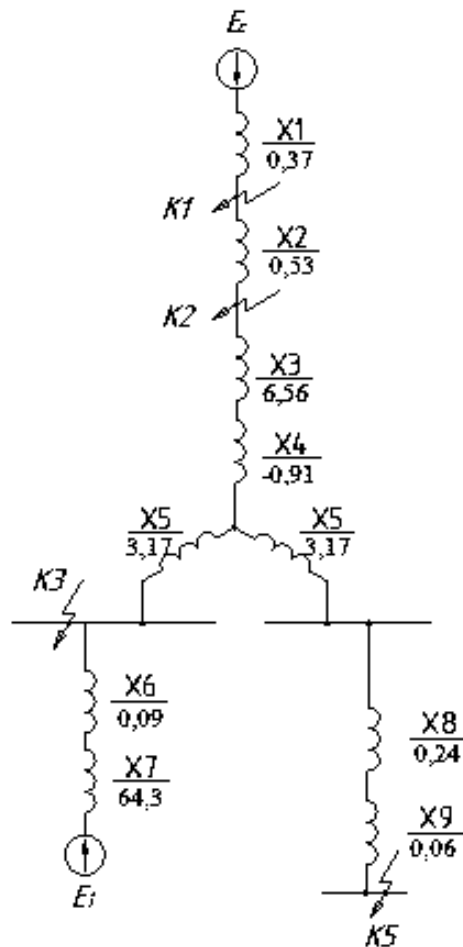


Рисунок 5.2 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Сопротивление воздушных линий (ВЛ)

$$x_2 = x_{л} = x_{0\text{вл}} \cdot L_{\text{вл}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср1}}^2}, \quad (5.2)$$

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.

$$x_2 = x_{л} = 0,44 \cdot 16 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,53.$$

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

13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ

Сопrotивление трансформатора ГПП

$$x_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{н.т}}, \quad (5.3)$$

где U_k - напряжение короткого замыкания;

$S_{н.т}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА.

$$x_3 = x_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,56.$$

Токоограничивающие реакторы выбираются из следующих условий:

– номинальное напряжение реактора должно соответствовать номинальному напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном.LR}$$

$$10 \leq 10 \text{ кВ}$$

– номинальный ток ветви сдвоенного реактора не должен быть меньше максимального длительного тока нагрузки цепи, в которую он включен

$$I_{макс} \leq I_{ном.LR}$$

$$I_{макс} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 616 \text{ А}$$

$$616 \text{ А} \leq 630 \text{ А}$$

Таким образом, принимаем к установке трехфазный сдвоенный реактор типа РТСТСГ-10-2х630-0,25УЗ [24].

Рассчитаем приведенные значения сопротивлений сдвоенного реактора в относительных единицах

$$x_4 = x_{RL1} = -k_{св} \cdot x_L \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{ср}^2} = -0,4 \cdot 25 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = -0,91,$$

$$x_5 = x_{LR2} = x_{LR3} = (1 + k_{св}) \cdot x_L \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{ср}^2} = (1 + 0,4) \cdot 0,25 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 3,17,$$

Сопrotивление кабельной линии

$$x_{кл} = \frac{1}{n_{кл}} \cdot x_{0кл} \cdot L_{кл} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{ср2}^2}, \quad (5.6)$$

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

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ

Лист

47

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

$L_{\text{кл}}$ – длина КЛ, км;

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

$$x_6 = \frac{1}{1} \cdot 0,14 \cdot 0,076 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,09$$

Таблица 5.1 – Расчет сопротивлений кабельных линий

	x_6	x_8	x_9
x_0 , Ом/км	0,14	0,12	0,12
L , км	0,076	0,222	0,054
x , о.е.	0,09	0,24	0,06

Сопротивление синхронных двигателей:

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

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

P_d – номинальная активная мощность двигателя, кВт;

$$x_7 = x_d = \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{5} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3 \cdot 0,9 \cdot 0,9}{630} = 64,3$$

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

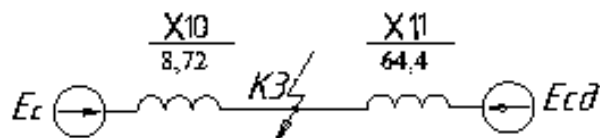


Рисунок 5.3 – Схема замещения для расчета КЗ в точке K_3

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

$$x_{10} = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5. \quad (5.8)$$

$$x_{11} = x_6 + x_7 \quad (5.9)$$

$$x_{10} = 0,37 + 0,53 + 5,56 + (-0,91) + 3,17 = 8,72$$

$$x_{11} = 0,09 + 64,3 = 64,4$$

Базисный ток

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (5.10)$$

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

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви

$$I_c = \frac{E_c}{x_{10}} \cdot I_6. \quad (5.11)$$

$$I_{CD} = \frac{E_2}{x_{11}} \cdot I_6. \quad (5.12)$$

$$I_c = \frac{1}{8,72} \cdot 55 = 6,3 \text{ кА.}$$

$$I_{CD} = \frac{1,1}{64,4} \cdot 55 = 0,94 \text{ кА.}$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке К₃

$$I_{кз3/0/} = I_c + I_{CD}. \quad (5.13)$$

$$I_{кз3/0/} = 6,3 + 0,94 = 7,24 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k, \quad (5.14)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент.

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 7,24 = 19,6 \text{ кА.}$$

Мощность короткого замыкания в точке К₃

$$S_{кз3} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_k. \quad (5.15)$$

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		49

$$S_{кз3} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 7,24 = 132 \text{ МВА.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точке К₃

$$I_{кз3}^{(2)} = \frac{S_{кз3}}{2U_{cp}}$$

$$I_{кз3}^{(2)} = \frac{132}{2 \cdot 10,5} = 6,3 \text{ кА}$$

Определим ток короткого замыкания в точке К₅.

Суммарное индуктивное сопротивление

$$x_{\Sigma 5} = x_8 + x_9 + x_{10}. \quad (5.16)$$

$$x_{\Sigma 5} = 8,72 + 0,24 + 0,06 = 9.$$

Полное сопротивление

$$z_{\Sigma 5} = \sqrt{r_{\Sigma 5}^2 + x_{\Sigma 5}^2}. \quad (5.17)$$

$$z_{\Sigma 5} = \sqrt{0^2 + 9^2} = 9.$$

Мощность короткого замыкания в точке К₅

$$S_{кз5} = \frac{1000}{9} = 111 \text{ МВА.}$$

Трехфазный ток короткого замыкания в точке К₅

$$I_{к5} = \frac{111 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 6,1 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К₅

$$i_{уд5} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 6,1 = 13,8 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точке К₅

$$I_{кз5}^{(2)} = \frac{S_{кз5}}{2U_{cp}} \quad (5.18)$$

$$I_{кз5}^{(2)} = \frac{111}{2 \cdot 10,5} = 5,3 \text{ кА}$$

Произведем расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ. Схема замещения прямой последовательности для расчета токов КЗ в точке К₇ и К₈ (рисунок 5.1) представлен на рисунке 5.4

При питании потребителя от энергосистемы через понижающий трансформатор напряжением 10/0,4 кВ действующее значение периодической составляющей тока трехфазного тока КЗ рассчитывается по формуле:

$$I_k = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}}$$

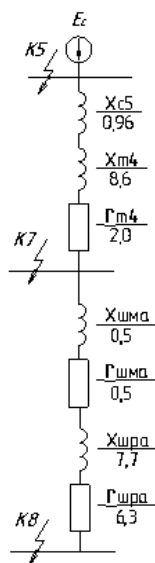


Рисунок 5.4 – схема замещения для расчета КЗ в точке К₇ и К₈

Сопротивление системы

$$x_c = \frac{U_{cp}^2}{S_{кз}}, \quad (5.19)$$

$$x_{c5} = \frac{400^2}{111 \cdot 10^3} = 1,44$$

Активные и индуктивные сопротивления трансформатора ТМГ-630, приведены к ступени низшего напряжения 0,4 кВ, представлены в таблице 5.2

Таблица 5.2 – Сопротивление трансформатора

S _{нт} , КВА	Схема соединения обмоток	U _к , %	Сопротивления, мОм		
			Прямой последовательности		
			r _т	x _т	z _т
630	Д / Y ₀	5,5	2,0	8,6	9,0

Сопrotивление шинопровода ШРА

$$r_{\text{шра}} = r_{\text{уд.шра}} \cdot L_{\text{шра}} \quad (5.20)$$

$$X_{\text{шра}} = X_{\text{уд.шра}} \cdot L_{\text{шра}} \quad (5.21)$$

$$r_{\text{шра}} = 0,09 \cdot 70 = 6,3$$

$$X_{\text{шра}} = 0,11 \cdot 70 = 7,7$$

Сопrotивление шинопровода ШМА питающего ШРА по формулам (5.20) и (5.21)

$$r_{\text{шма}} = 0,02 \cdot 25 = 0,5$$

$$X_{\text{шма}} = 0,02 \cdot 25 = 0,5$$

Суммарное активное сопротивление до точек К₇ и К₈

$$r_{\Sigma 7} = r_{\text{т4}} = 2,0 \quad (5.22)$$

$$r_{\Sigma 8} = r_{\text{т4}} + r_{\text{шма}} + r_{\text{шра}}$$

$$r_{\Sigma 8} = 2,0 + 0,5 + 6,3 = 8,8$$

Суммарное индуктивное сопротивление до точек К₇ и К₈

$$X_{\Sigma 7} = X_{\text{с5}} + X_{\text{т4}} \quad (5.23)$$

$$X_{\Sigma 8} = X_{\text{с5}} + X_{\text{т4}} + X_{\text{шма}} + X_{\text{шра}}$$

$$X_{\Sigma 7} = 0,96 + 8,6 = 9,56$$

$$X_{\Sigma 8} = 0,96 + 8,6 + 0,5 + 7,7 = 17,76$$

Полное сопротивление до точек К₇ и К₈

$$z_{\Sigma 7} = \sqrt{2,0^2 + 9,56^2} = 9,76$$

$$z_{\Sigma 8} = \sqrt{8,8^2 + 17,76^2} = 19,8$$

Ток трехфазного КЗ в точках К₇ и К₈

$$I_{\text{к7}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 9,76 \cdot 10^{-3}} = 23,7 \text{ кА.}$$

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		52

$$I_{к8} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 19,8 \cdot 10^{-3}} = 11,6 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точках К₇ и К₈

$$i_{уд7} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 23,7 = 53,6 \text{ кА.}$$

$$i_{уд8} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 11,6 = 26,2 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точках К₇ и К₈

$$I_{к37}^{(2)} = \frac{U_{ср}}{2z_{\Sigma 7}} \quad (5.24)$$

$$I_{к38}^{(2)} = \frac{U_{ср}}{2z_{\Sigma 8}} \quad (5.25)$$

$$I_{к37}^{(2)} = \frac{400}{2 \cdot 9,76 \cdot 10^{-3}} = 20,5 \text{ кА}$$

$$I_{к38}^{(2)} = \frac{400}{2 \cdot 19,8 \cdot 10^{-3}} = 10,1 \text{ кА}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания, выполненные по выражениям (5.1) – (5.25), представим в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	Напряжение $U_{ср}$ расчетной точки, кВ	Токи, кА			Мощность КЗ ступени, МВА
		$I_k^{(3)}$, кА	$I_k^{(2)}$, кА	$i_{уд}$, кА	
К ₃	10,5	7,24	6,3	19,6	132
К ₅	10,5	6,1	5,3	13,8	111
К ₇	0,4	23,7	20,5	53,6	10,5
К ₈	0,4	11,6	10,1	26,2	6,1

Выводы по разделу 5

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

6 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

6.1 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:

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н.}}} \quad (6.1)$$

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1232 \text{ А.}$$

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле

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

где $t_{\text{р.з.}} = 1,2$ – время действия МТЗ трансформатора ГПП (рисунок 5.1), с;

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

$T_a = 0,12$ – время протекания аperiodической составляющей тока КЗ, с [4].

$$B_k = 6,4^2 \cdot (1,2 + 0,06 + 0,12) = 57,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Условия выбора, расчетные параметры сети по формулам (6.1) – (6.2) и каталожные данные ячеек КРУ [25] представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Выбор КРУ

Условия выбора [4]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные К-104М [25]
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 1232,0 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600,0 \text{ А}$
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{y}}$	$i_{\text{y}} = 17,5 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$	$B_k = 57,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

6.2 Выбор выключателей КРУ

Подробный выбор выключателя на вводе в КРУ рассмотрен в таблице 6.2. Секционный выключатель принимается того же типа, что и вводной.

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		54

В ячейках КРУ типа К-104М устанавливаются вакуумные выключатели типа ВВЭ-10-20/1600 У3 [26].

Сравнение расчетных и каталожных данных для выбранных выключателей на вводе в КРУ представим в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

Условия выбора [4]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные [26] ВВЭ-10-20/1600 У3
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 1232,0 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600,0 \text{ А}$
$I_{\text{ном.отк}} \geq I_{\text{п,0}}$	$I_{\text{п,0}} = 6,4 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.отк}} = 20,0 \text{ кА}$
$i_{\text{ном}} \geq i_{\text{а,т}}$	$i_{\text{а,т}} = 2,6 \text{ кА}$	$i_{\text{а,ном}} = 14,0 \text{ кА};$
$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п,0}}$	$I_{\text{п,0}} = 6,4 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 20,0 \text{ кА}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{y}}$	$i_{\text{y}} = 17,5 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{k}}$	$B_{\text{k}} = 57,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

6.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ

В ячейках КРУ типа К-104М устанавливаются трансформаторы тока типа ТЛК-10-1500-0,5/10Р-У3 [27]. 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 6.3.

Таблица 6.3 – Выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ ГПП

Условия выбора [4]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные [27] ТЛК-10-1500-0,5/10Р-У3
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 1232,0 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1500 \text{ А}$
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{y}}$	$i_{\text{y}} = 17,5 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{k}}$	$B_{\text{k}} = 57,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для проверки выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке составляем схему включения трансформаторов тока и измерительных приборов, представленную на рисунке 6.1.

В цепи устанавливаются следующие измерительные приборы: амперметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии, включенные по схеме неполной звезды (таблица 6.4).

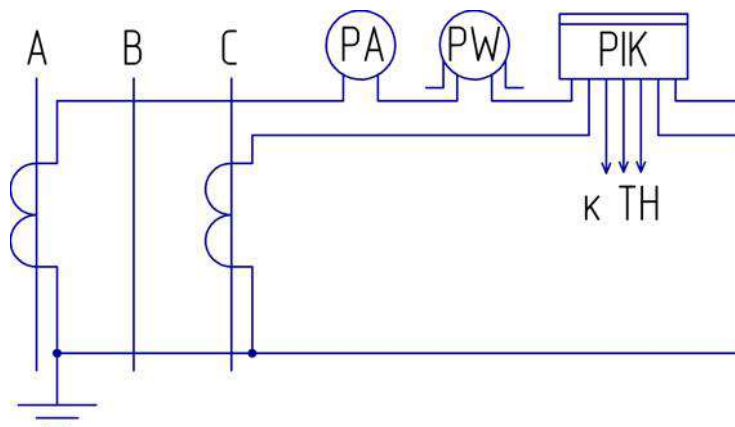


Рисунок 6.1 – Схема включения приборов в неполную звезду

Таблица 6.4 – 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

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (6.3)$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (6.4)$$

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

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

Сечение соединительных проводов при соединении в неполную звезду:

$$q = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}. \quad (6.5)$$

Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке, выполненная по выражениям (6.3) – (6.5) представлена в таблице 6.5.

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

13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ

Лист

56

Таблица 6.5 – Проверка трансформатора тока по вторичной нагрузке

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

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель марки АКРВГ с сечением 4 мм^2 .

Выбор выключателей и трансформаторов тока, устанавливаемых в ячейках отходящих линий, представлен в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Выбор выключателей и трансформаторов тока

Кабельные линии (начало – конец)	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$I_{\text{max}}, \text{А}$	$I_{\text{п.0}}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
ГПП-ТП5	10,5	138	5,9	15,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-150-0,5/10Р У3
ГПП-ТП2	10,5	53	5,9	15,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3
ГПП-ТП3	10,5	32	5,9	15,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3
ГПП-ТП4	10,5	53	5,9	15,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3
ГПП-ТП7	10,5	82	5,9	15,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-150-0,5/10Р У3
ГПП-ТП9	10,5	98	5,9	15,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3
ГПП-ТП11	10,5	147	5,9	15,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3
ГПП-ТП13	10,5	167	5,9	15,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-200-0,5/10Р У3
ГПП-ТП15	10,5	34	5,9	15,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3
ГПП-ИУ	10,5	43	5,9	15,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3
ГПП-СД	10,5	40	5,9	15,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3
ГПП-ДСП	10,5	192	5,9	15,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3
ГПП-ПЧ	10,5	90	5,9	15,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3

6.4 Выбор трансформаторов напряжения

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

Производителем ячеек К-104М предусматривается установка трансформаторов напряжения типа НАЛИ-10У2 [28, табл. 5].

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим условиям:

– по напряжению

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} ; \quad (6.6)$$

– по конструкции и схеме соединения обмоток;

– по классу точности.

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПKN001-10У3и втычной разъединитель. Принципиальную схему подключения трансформаторов напряжения НАЛИ-10У2 представим на рисунке 6.2.

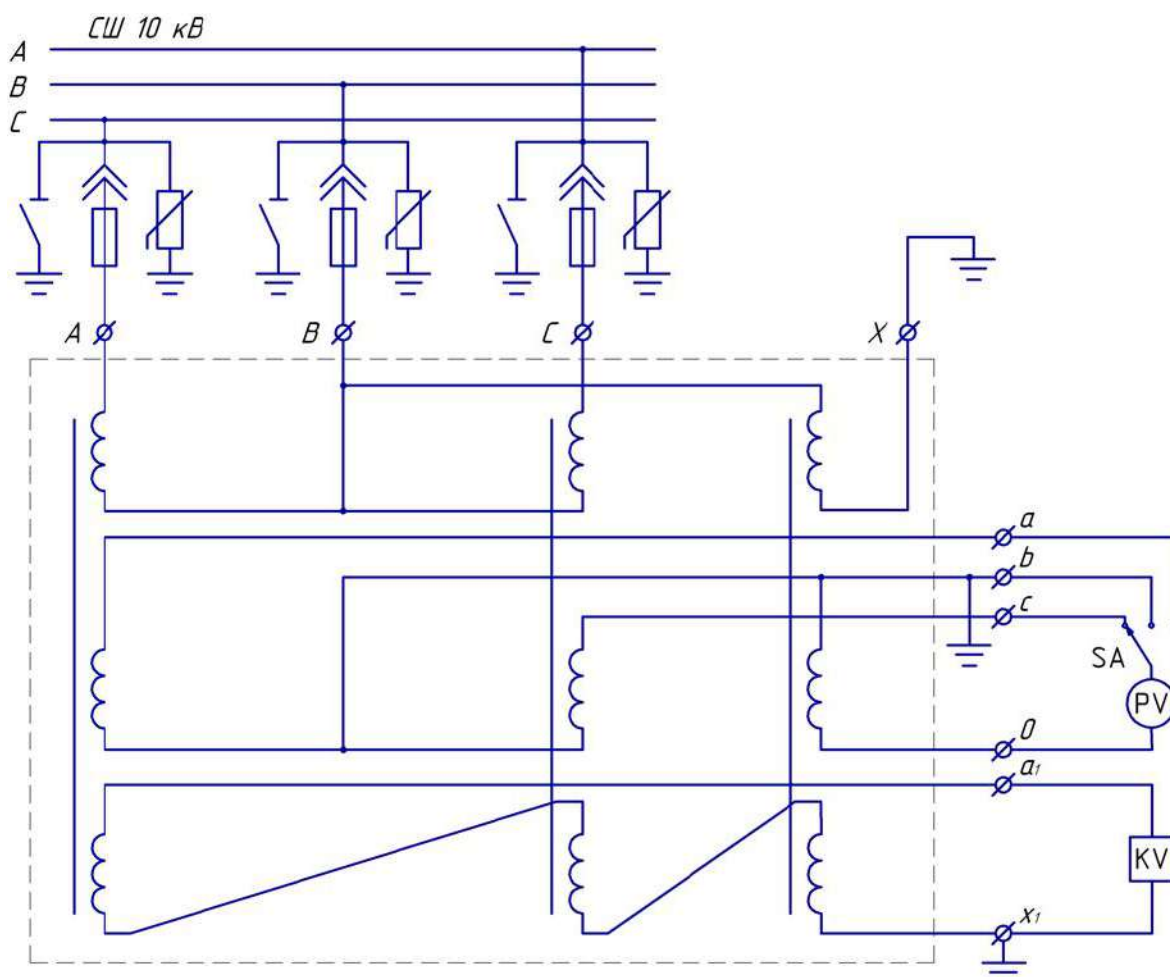


Рисунок 6.2 – Схема подключения трансформатора напряжения типа НАЛИ-10У2

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

$$S_{2ном} \geq S_{нагр} ; \quad (6.7)$$

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

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

Выбор трансформаторов напряжения по выражениям (6.6) – (6.7), устанавливаемых в ячейках КРУ, представлен в таблице 6.7.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ

Лист

58

Таблица 6.7 – Выбор трансформаторов напряжения

Прибор и место его установки		Тип	Мощ-ть одной обм-ки, ВА	Чис-ло обм-к	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая мощность	
								P ₂ , Вт	Q ₂ , вар
PV	Секция СШ	Э-335	2,0	1	1,00	0,00	2	4	-
PW	Цепь силового тр-ра	Д-335	1,5	2	1,00	0,00	1	3	-
РК	Цепь силового трансформатора и отходящих линий	СЭТ 4.ТМ	3,0	2	0,38	0,93	9	14	18
Итого								21	18
НАЛИ-10У3		Трехфазный трансформатор напряжения						S _{2Σ} = 28 ВА	
U _{ном} = 10 кВ									
S _{2,кл.т.чн.0,5} = 200 ВА		S _{2ном} = 200 > S _{2Σ}							

6.5 Выбор ячеек, устанавливаемых на вводах цеховых ТП

Для магистрально подключенных цеховых [29] ТП принимаем к установке камеры сборные одностороннего обслуживания КСО-203-4н-2У3, которые комплектуются выключателями нагрузки с предохранителями типа ВНР-10 (с ручным приводом ПР-17) и разъединителями серии РВ-10 [30].

Для примера рассмотрим выбор указанных выше коммутационных аппаратов для ТП-1, на которых установлены по два трансформатора типа ТМГ-250. Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные выключателей нагрузки с предохранителями [31] представлены в таблицах 6.8 и 6.9.

Таблица 6.8 – Выбор выключателей нагрузки

Условия выбора [4]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВНР-10/400У3
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10,5$ кВ	$U_{ном} = 10,5$ кВ
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 20,2$ А	$I_{ном} = 400,0$ А
$i_{дин} \geq i_y$	$i_y = 17,5$ кА	$i_{дин} = 81,0$ кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 32,2$ кА ² · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200,0$ кА ² · с

Таблица 6.9 – Выбор предохранителей

Условия выбора [4]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ПКТ103-10-25-20У3
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10,5$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 20,2$ А	$I_{ном} = 25$ А
$I_{ном.отк} \geq I_k$	$I_k = 6,4$ кА	$I_{ном.отк} = 20$ кА

Аналогично выбираются выключатели нагрузки и предохранители на вводе других ТП. Результаты расчёта сведём в таблицу 6.10.

Таблица 6.10 – Выбор выключателей нагрузки с предохранителями

Номер ТП	$U_{\text{ном}}$, кВ	I_{max} , А	$I_{\text{отк.}}$, кА	Тип предохранителя	Тип выключателя нагрузки
ТП-1	10	20,2	5,9	ПКТ102-10-25-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-2	10	20,2	5,9	ПКТ102-10-25-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-5	10	80,8	5,9	ПКТ102-10-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-6	10	32,3	5,9	ПКТ102-10-40-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-8	10	32,3	5,9	ПКТ102-10-40-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-9	10	50,9	5,9	ПКТ102-10-80-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-10	10	50,9	5,9	ПКТ102-10-80-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-11	10	50,9	5,9	ПКТ102-10-80-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-12	10	50,9	5,9	ПКТ102-10-80-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-13	10	80,8	5,9	ПКТ102-10-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-14	10	80,8	5,9	ПКТ102-10-100-20У3	ВНР-10/400 У3

6.6 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 [32].

Выбор токопровода представим в таблице 6.11.

Таблица 6.11 – Выбор токопровода

Условия выбора [4]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные [32]
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 1232,0 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600,0 \text{ А}$
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 17,5 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 57,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 2977,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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

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

Для расчета всех характерных термических сечений кабелей на рисунке 5.1 представлена карта селективности.

Термически стойкое сечение определим по выражению:

$$F_{т.с.} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (6.8)$$

где $C=90$ – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля, $\frac{A \cdot c^{1/2}}{мм^2}$

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

Тепловой импульс тока короткого замыкания определяется по выражению (6.2) с учетом уставок максимальной токовой защиты для соответствующих элементов сети, указанных на рисунке 5.1.

Результаты расчетов термически стойких сечений по выражению (6.8) и (6.2) представим в таблице 6.12.

Таблица 6.12 – Проверка кабелей на термическую стойкость

Начало и конец кабельной линии	I_k , кА	$t_{р.з.}$, с	$t_{о.в.}$, с	T_a , с	B_k , $кА^2 \cdot с$	C , $\frac{A \cdot c^{1/2}}{мм^2}$	$F_{т.с.}$, $мм^2$
ГПП – ТП	6,4	0,6	0,06	0,12	32,2	90	63
ГПП – ДСП	6,4	0,0	0,06	0,12	7,4	90	30
ГПП – ИУ	6,4	0,9	0,06	0,12	44,6	90	74
ГПП – СД	6,4	0,0	0,06	0,12	7,4	90	30
ГПП – ПЧ	6,4	0,9	0,06	0,12	44,6	90	74

В таблице 6.13 представим все кабели, для которых произведено увеличение площади сечения, выбранной по условиям нормального и утяжеленного режимов работы, до термически устойчивого сечения.

Таблица 6.13 – Термически устойчивые сечения кабелей

Начало и конец кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, $мм^2$	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, $мм^2$	Тип и площадь сечения нового кабеля
1	2	3	4
ГПП-ТП5	50	70	АПвП-10 (3x70)
ТП5-ТП6	16	70	АПвП-10 (3x70)
ТП6-ТП1	16	70	АПвП-10 (3x70)
ГПП-ТП2	16	70	АПвП-10 (3x70)
ТП2-ТП8	16	70	АПвП-10 (3x70)
ГПП-ТП3	16	70	АПвП-10 (3x70)
ГПП-ТП4	16	70	АПвП-10 (3x70)
ГПП-ТП7	25	70	АПвП-10 (3x70)
ГПП-ТП9	25	70	АПвП-10 (3x70)

Продолжение таблицы 6.13

1	2	3	4
ТП9-ТП10	16	70	АПвП-10 (3x70)
ГПП-ТП11	35	70	АПвП-10 (3x70)
ТП11-ТП12	25	70	АПвП-10 (3x70)
ГПП-ТП13	50	70	АПвП-10 (3x70)
ТП13-ТП14	25	70	АПвП-10 (3x70)
ГПП-ТП15	25	70	АПвП-10 (3x70)
ГПП-ИУ	95	95	АПвП-10 (3x95)
ГПП-СД	35	35	АПвП-10 (3x35)
ГПП-ПЧ	95	95	АПвП-10 (3x95)

6.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

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

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

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

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

$$S_{\text{тсн}} = \frac{0,1}{100} \cdot 16000 = 16 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Исходя из условий питания вспомогательных механизмов предприятия, выбираем два трансформатора типа ТСКС-/40 [33], которые подключаются к обмотке НН силовых трансформаторов ГПП через предохранители типа ПКТ-10.

6.9 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП

Выбранные цеховые трансформаторные подстанции укомплектованы автоматическими выключателями серии Masterpact NW [34]. Выбор вводных и секционных автоматических выключателей на стороне низшего напряжения цеховых ТП представим в таблице 6.14.

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		62

Таблица 6.14 – Выбор автоматических выключателей в РУНН ТП НН ТП

Номер ТП	Место установки выключателя	$I_{утяж},$ А	$I_k,$ кА	$i_{уд},$ кА	Тип выключателя [34]
ТП-1	Вводной	504	7,8	17,7	NW 06
	Секционный	252	7,8	17,7	NW 06
ТП-2	Вводной	504	7,8	17,7	NW 06
	Секционный	252	7,8	17,7	NW 06
ТП-3	Вводной	1272	7,8	17,7	NW 16
ТП-4	Вводной	1272	7,8	17,7	NW 16
	Секционный	636	7,8	17,7	NW 06
ТП-5	Вводной	2020	7,8	17,7	NW 25
	Секционный	1010	7,8	17,7	NW 16
ТП-6	Вводной	808	7,8	17,7	NW 06
	Секционный	404	7,8	17,7	NW 06
ТП-7	Вводной	2020	7,8	17,7	NW 25
	Секционный	1010	7,8	17,7	NW 16
ТП-8	Вводной	808	7,8	17,7	NW 10
	Секционный	404	7,8	17,7	NW 06
ТП-9	Вводной	1272	7,8	17,7	NW 16
ТП-9	Секционный	636	7,8	17,7	NW 06
ТП-10	Вводной	1272	7,8	17,7	NW 16
	Секционный	636	7,8	17,7	NW 10
ТП-11	Вводной	2020	7,8	17,7	NW 25
	Секционный	1010	7,8	17,7	NW 16
ТП-12	Вводной	2020	7,8	17,7	NW 25
	Секционный	1010	7,8	17,7	NW 16
ТП-13	Вводной	2020	7,8	17,7	NW 25
	Секционный	1010	7,8	17,7	NW 16
ТП-14	Вводной	2020	7,8	17,7	NW25
	Секционный	1010	7,8	17,7	NW 16
ТП-15	Вводной	1272	7,8	17,7	NW 16

6.10 Выбор кабельной и коммутационной аппаратуры для электроприемников электроремонтного цеха

Выбор распределительных шинопроводов производится по следующим условиям [11]:

– по расчетному току

$$I_{р.ш} \leq I_{ном.ш} \quad (6.9)$$

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

– по допустимой потере напряжения

$$\frac{\sqrt{3} \cdot I_{р.ш} \cdot L_{ш} \cdot 100}{U_{ном}} \cdot (r_{0.ш} \cdot \cos \varphi + x_{0.ш} \cdot \sin \varphi) \leq \Delta U_{доп}; \quad (6.10)$$

где $L_{ш}$ – длина шинопровода, м;

$r_{0,ш}$ – удельное активное сопротивление шинпровода Ом/м;

$x_{0,ш}$ – удельное реактивное сопротивление шинпровода Ом/м;

$\Delta U_{доп} = 5\%$ – допустимая потеря напряжения, % [11].

Выбор распределительных шинпроводов, произведенный по выражениям (6.10) – (6.11), устанавливаемых в ремонтно-механическом цехе представим в таблице 6.15.

Таблица 6.15 – Выбор распределительных шинпроводов

Тип	Марка	$I_{ном.ш}, А$	$I_{р.ш}, А$	$L_{ш}, м$	$r_{0,ш}, мОм/м$	$x_{0,ш}, мОм/м$	$\Delta U_{ш}, \%$
ШР-1	ШРА4-630	630	467,0	64,4	0,09	0,11	1,95
ШР-2	ШРА 4-160	160	111,5	59,3	0,29	0,25	1,11
ШР-3	ШРА 4-160	160	104,7	50,8	0,29	0,25	0,91
ШР-4	ШРА4-630	630	577,6	70,5	0,09	0,11	2,21

Выводы по разделу 6

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

7 РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Одним из важных вопросов, решаемых при проектировании СЭС предприятия, является вопрос о компенсации реактивной мощности, включающий расчет и выбор компенсирующих устройств. Передача значительной реактивной мощности по линиям и через трансформаторы невыгодна по следующим причинам: возникают дополнительные потери активной мощности и энергии во всех элементах СЭС, обусловленные загрузкой их реактивной мощностью; возникают дополнительные потери напряжения; загрузка реактивной мощностью линий электропередачи, трансформаторов уменьшает их пропускную способность.

Методика определения мощности компенсирующих устройств основывается на минимизации затрат на генерацию реактивной мощности и затрат на передачу реактивной мощности по электрическим сетям, обусловленных потерями активной мощности [4].

На рисунке 7.1 приведена схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности.

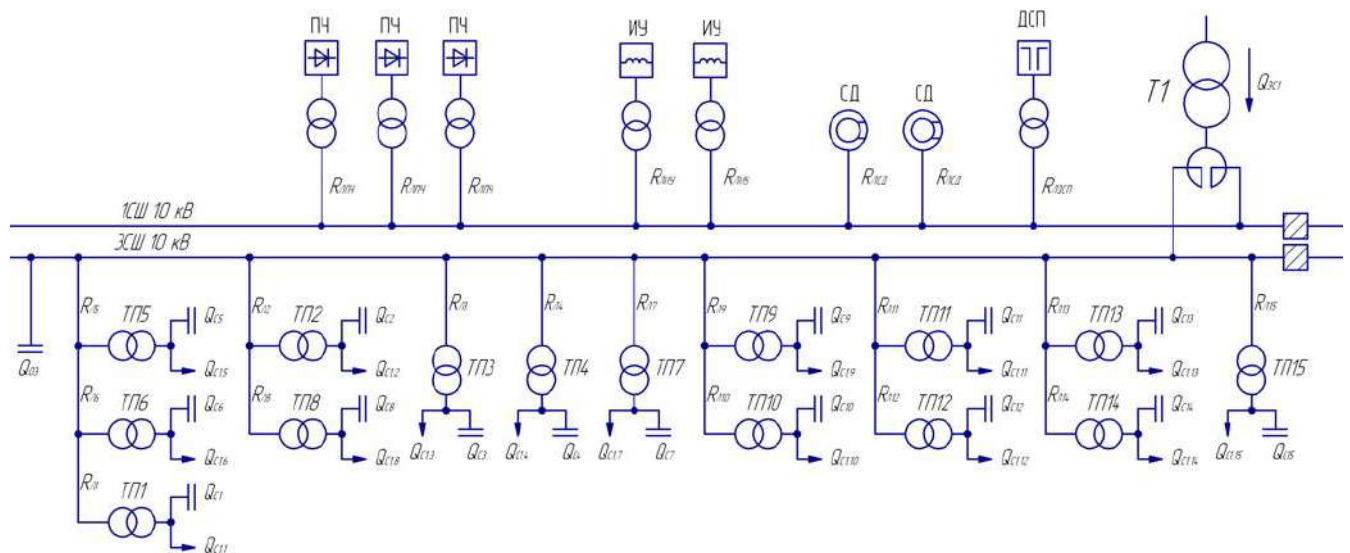


Рисунок 7.1 – Схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности

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

$$R_{\tau} = \frac{\Delta P_k \cdot U_{\text{н.}}^2}{S_{\text{н.т.}}^2}, \quad (7.1)$$

где ΔP_k – мощность короткого замыкания трансформатора, кВт (таблица 2.3);

$S_{\text{н.т.}}$ – номинальная мощность трансформатора, ВА (таблица 2.3).

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

13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ

Активные сопротивления кабельных линий найдем по формуле:

$$R_{л} = r_{0л} \cdot L. \quad (7.2)$$

Аналогичные расчеты проводятся для остальных ТП и линий по выражениям (7.1) – (7.2), результаты сведены в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 - Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

Трансформаторная подстанция	$S_{н.т.і}$, кВА	Q_{li} , квар	$\Delta Q_{тi}$, квар	$R_{тi}$, Ом	$R_{ли}$, Ом
ТП-1	250	65	8	6,72	0,05
ТП-2	250	89	8	6,72	0,04
ТП-3	630	239	28	1,91	0,23
ТП-4	630	365	26	1,91	0,25
ТП-5	1000	513	41	1,08	0,04
ТП-6	400	210	16	3,69	0,05
ТП-7	1000	370	40	1,08	0,04
ТП-8	400	149	13	3,69	0,12
ТП-9	630	192	18	1,91	0,11
ТП-10	630	192	18	1,91	0,04
ТП-11	630	281	26	1,91	0,12
ТП-12	630	281	26	1,91	0,03
ТП-13	1000	449	35	1,08	0,04
ТП-14	1000	449	35	1,08	0,03
ТП-15	630	266	32	1,91	0,12
Итого		4110	370		

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

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной мощности

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

где δ – поправочный коэффициент;

$\alpha=959,11 \cdot 12=11509,3$ руб/ кВт·год – основная ставка тарифа 2018 г. [35];

$\beta=1,348$ руб/ кВт·ч – стоимость одного кВт·ч электроэнергии 2018 г. [35];

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

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

$$C_0 = 1,03 \cdot (11509,32 \cdot 1 + 1,3488 \cdot 2742) = 15664 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}}.$$

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

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

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

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

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

$\alpha_{\text{изм}} = 75,96$ - индекс изменения сметной стоимости [35].

Тогда

$$Z_{\text{Г.КН}} = 0,223 \cdot 12000 \cdot 74,09 + 15664 \cdot 4 = 260921 \text{ руб/Мвар}.$$

Затраты на генерацию реактивной мощности высоковольтными БК (10 кВ)

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

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

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

Тогда

$$Z_{\text{Г.КВ}} = Z_{10} = 0,223 \cdot 6000 \cdot 74,09 + 15664 \cdot 2 = 130460 \text{ руб/Мвар}.$$

Также в составе электроприемников имеются синхронные двигатели. Данные о двигателях приведены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Данные о двигателях

Наименование	Тип двигателя	U_n , кВ	$P_{\text{Д.ном.}i}$, МВт	$Q_{\text{Д.ном.}i}$, Мвар	N_i , шт	n_i , об/мин	D_{1i} , кВт	D_{2i} , кВт
СД1	СТД	10	0,63	0,32	4	3000	2,02	3,25

Располагаемая реактивная мощность СД:

$$Q_{\text{СД.}mi} = \alpha_m \cdot N_i \cdot \sqrt{P_{\text{СД.ном.}i}^2 + Q_{\text{СД.ном.}i}^2}. \quad (7.3)$$

Затраты на генерацию реактивной мощности синхронными двигателями:

$$Z_{\text{Г.СД}i} = C_0 \cdot \frac{D_{1i}}{Q_{\text{СД.н.}i}}. \quad (7.4)$$

$$Z_{\text{Г.СД}i} = C_0 \cdot \frac{D_{2i}}{N_i \cdot Q_{\text{СД.н.}i}^2}, \quad (7.5)$$

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

$$Q_{\text{СДі}} = \frac{3_{10} - 3_{1\text{Г.СДі}}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{\text{э.СДі}}}, \quad (7.6)$$

$$R_{\text{э.СДі}} = \frac{R_{\text{л.СДі}}}{N_1} + \frac{3_{2\text{Г.СДі}}}{a \cdot C_0}. \quad (7.7)$$

Результаты расчета по формулам (7.3) – (7.7) сведены в таблицу 7.3.

Таблица 7.3

Наименование	$Q_{\text{СД.мі}}$, Мвар	$3_{1\text{Г.СДі}}$, руб/Мвар	$3_{2\text{Г.СДі}}$, руб/Мвар ²	$R_{\text{э.СДі}}$, Ом	$Q_{\text{сд}}$, Мвар
СД1	1,696	98881	124289	0,81	0,12
Итого	1,696				0,12

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

Для ТП, питающихся по радиальным линиям, (рисунок 7.2) эквивалентное сопротивление составит

$$R_{\text{э1}} = r_1 = R_{\text{л1}} + R_{\text{т1}}. \quad (7.8)$$

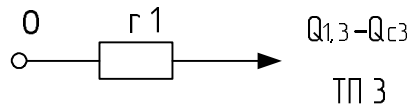


Рисунок 7.2 – Схема замещения радиальной линии

Для ТП, питающихся по магистральной линии (рисунок 7.3), например, ТП-2 и ТП-8, эквивалентная проводимость точки 1 схемы определяется формулой

$$\frac{1}{R_{\text{т1}}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2}. \quad (7.9)$$

Эквивалентные сопротивления присоединений:

$$R_{\text{э1}} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\text{т1}}} \right) r_1. \quad (7.10)$$

$$R_{\text{э2}} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\text{т1}}} \right) \cdot (r_{12} + r_2). \quad (7.11)$$

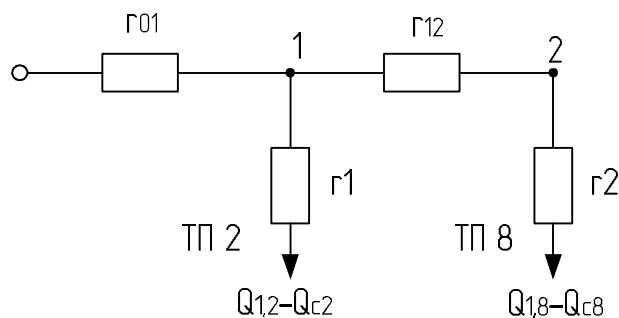


Рисунок 7.3 – Схема замещения магистральных линий

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

$$Q_{ci} = Q_{li} + \Delta Q_{ri} + \frac{z}{R_{zi}}, \quad (7.12)$$

$$z = \frac{3_{10} - 3_{\Gamma.КН}}{2 \cdot a \cdot C_0}. \quad (7.13)$$

Результаты расчета по формулам (7.3) – (7.13) мощностей Q_{ci} остальных низковольтных БК сводим в таблицу 7.4. Если $Q_c < 0$ Мвар, то принимаем $Q_c = 0$ Мвар, так как Q_c является экономически нецелесообразной.

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

$$Q_0 = \sum_{i=1}^n (Q_{li} + \Delta Q_{ri}) + \frac{\Delta Q_{\Gamma.ПП}}{2} + \frac{\sum_{i=1}^n Q_{Bi}}{2} - \sum_{i=1}^n Q_{ci} - \frac{\sum_{i=1}^n Q_{CDi}}{2} - \frac{Q_{\text{эс}}}{2}. \quad (7.14)$$

Таблица 7.4 – Расчёт мощности БК

Место установки БК	R_{zi} , Ом	Q_{ci} , Мвар		$Q_{кyi}$, квар	$Q_{кyi} + Q_{ci}$, квар	Тип принятой стандартной БК [36]	$Q_{сi}$, квар
		расч.	прин.				
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП-1	7,27	0,016	0,016	0	16	КРМ-0,4-20-5 У3	20
ТП-2	6,83	0,036	0,036	0	36	КРМ-0,4-40-5 У3	40
ТП-3	2,14	0,073	0,073	0	73	КРМ-0,4-75-25 У3	75
ТП-4	2,17	0,199	0,199	70	269	КРМ-0,4-275-25 У3	275

Тогда

$$Q_{\text{эс}}'' = 15619 - \frac{0,7}{0,85} \cdot 1696 = 14222 \text{ квар.}$$

Окончательно принимаем

$$Q_{\text{эс}} = Q_{\text{эс}}'' = 8766 \text{ квар.}$$

Коэффициент реактивной мощности, задаваемый предприятию энергосистемой

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

$$\operatorname{tg} \varphi_3 = \frac{8766}{17533} = 0,5.$$

Определим экономически целесообразную реактивную мощность, приходящуюся на СШ1, для этого определим расчетную активную мощность 1СШ по формуле (3.2)

$$P_{\text{р1}} = 0,5 \cdot [0,85 \cdot (10133 + 232)] = 4405 \text{ кВт}$$

Тогда

$$Q_{\text{эс1}} = 4405 \cdot 0,5 = 2202 \text{ квар}$$

Определим экономически целесообразную реактивную мощность, приходящуюся на СШ3

$$Q_{\text{эс3}} = 0,5 \cdot Q_{\text{эс}} - Q_{\text{эс1}}$$

$$Q_{\text{эс3}} = 0,5 \cdot 8766 - 2202 = 2181 \text{ квар}$$

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

$$K_{\Delta Q} = \frac{\Delta Q_{\text{т}}^{\text{гпп}}}{S_{\text{р.п.}}}$$

$$K_{\Delta Q} = \frac{1316}{19679} = 0,067$$

Тогда

$$\Delta Q_{\text{т.1СШ}}^{\text{гпп}} = K_{\Delta Q} \cdot S_{\text{р.1СШ}}$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ

Лист

71

$$\Delta Q_{T.1СШ}^{\text{гмп}} = 0,067 \cdot \sqrt{4405^2 + 2202^2} = 330 \text{ квар}$$

Для 3СШ

$$\Delta Q_{T.3СШ}^{\text{гмп}} = 0,5 \cdot (\Delta Q_T^{\text{гмп}} - 2 \cdot \Delta Q_{T.1СШ}^{\text{гмп}})$$

$$\Delta Q_{T.3СШ}^{\text{гмп}} = 0,5 \cdot (1316 - 2 \cdot 330) = 328 \text{ квар}$$

Необходимая мощность ВБК на 1 СШ

$$Q_{01} = 330 + \frac{1249 + 3467 + 2531}{2} - \frac{120}{2} - 2202 = 1691 \text{ квар.}$$

Принимаем к установке ВБК типа УКРМ-10,5-1800-450-12-К УХЛ1 [36].

Необходимая мощность ВБК на 3 СШ

$$Q_{03} = (4110 + 370) + 328 - 1316 - 2181 = 1311 \text{ квар квар.}$$

Принимаем к установке ВБК типа УКРМ-10,5-1350-450-12-К УХЛ1 [36].

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

$$\text{tg}\varphi_{P1} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{Bi} + \Delta Q_T^{\text{ГПП}} - \sum_{i=1}^n Q_{CDi} - Q_{\text{ст.В}}}{P_{P1}};$$

$$\text{tg}\varphi_{P3} = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{Li} + \Delta Q_{Ti}) + \Delta Q_T^{\text{ГПП}} + \sum_{i=1}^n Q_{\text{кв}i} - \sum_{i=1}^n Q_{\text{ст.н}i}}{P_{P3}}$$

$$\text{tg}\varphi_{P1} = \frac{3623 + 330 - 60 - 1800}{4405} = 0,48;$$

$$\text{tg}\varphi_{P3} = \frac{(4110 + 370) + 328 + 852 - 2300 - 1350}{3651} = 0,5$$

Резерв реактивной мощности

$$Q_{\text{рез}\%} = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{\text{CD.н}i} - Q_{\text{CD}i})}{Q_P} \cdot 100\% .$$

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

13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ

Лист

72

$$Q_{\text{рез}\%} = \frac{1696 - 120}{15619} \cdot 100\% = 10,1\% .$$

Выводы по разделу 7

В данном разделе решены вопросы компенсации реактивной мощности на шинах главной понизительной подстанции. Отклонение расчетного значения $\text{tg}\varphi_p = 0,49$ от значения, заданного энергосистемой $\text{tg}\varphi_{\text{с}} = 0,50$, объясняется дискретностью шкалы компенсирующих устройств.

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		73

8 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС

Соблюдение норм качества электрической энергии (ЭЭ) необходимо обеспечивать как при проектировании СЭС, так и её эксплуатации. Так, при проектировании СЭС целесообразно исходить из условия, что нормы качества ЭЭ, соответствующие вероятности 0,95, должны быть обеспечены в нормальных эксплуатационных режимах, причем в наиболее тяжелых нормальных и послеаварийных режимах значения ПКЭ не должны выходить за предельно допустимые значения

Особенностью технологического процесса на рассматриваемом предприятии является плавка металла посредством индукционных тигельных печей. В основе работы тигельной печи лежит трансформаторный принцип передачи энергии индукцией от первичной цепи ко вторичной. Подводимая к первичной цепи электрическая энергия переменного тока превращается в электромагнитную, которая во вторичной цепи переходит снова в электрическую, а затем в тепловую. Для питания индукционной печи напряжением повышенной частоты используется тиристорный преобразователь с явно выраженным звеном постоянного тока, в котором одна группа тиристоров работает в режиме выпрямления по мостовой схеме, а другая – в режиме инвертирования. Наличие тиристорного преобразователя приводит к генерации высших гармоник в питающую сеть. Высшие гармоники оказывают отрицательное влияние на работу системы электроснабжения, вызывая дополнительные активные потери в трансформаторах, электрических машинах и сетях, сокращение срока службы изоляции электрических машин и аппаратов, повышенную аварийность в кабельных сетях, уменьшение коэффициента мощности за счет мощности искажения.

Кроме того, в сталелитейном цехе используются дуговые сталеплавильные печи. Печи работают непрерывно. Длительные отключения печи происходят только при ее ремонтах. Число кратковременных отключений в процессе одной плавки достигает нескольких десятков.

Печные трансформаторы имеют следующие особенности:

- высокое значение номинального тока вторичной обмотки;
- большой коэффициент трансформации;
- число ступеней и диапазон регулирования напряжения гораздо больше, чем у силовых трансформаторов;
- трансформаторы обладают высокой стойкостью против эксплуатационных коротких замыканий (КЗ) с кратностью тока $(2,5-3)I_n$, имеют высокую механическую прочность.

Режим работы ДСП характеризуется несинусоидальностью токов и напряжений, которая вызвана нелинейностью электрической дуги как приемника электроэнергии. Степень проявления нелинейности зависит от состояния шихты и температуры

Кроме того, наличие синхронных двигателей на предприятии может привести к провалам напряжения вызванных пуском данных двигателей, так как пусковой ток двигателя создает повышенные потери напряжения в цепи, что вызывает понижение напряжения в СЭС.

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		74

8.1 Расчет коэффициента искажения синусоидальности напряжения

Расчет высших гармонических тока и напряжения в заданных точках системы электроснабжения предприятия выполняется на основе схем замещения для каждой гармоники, согласно методике расчета, представленной в [4].

Изобразим на рисунке 8.1 принципиальную схему и схему замещения для расчета несинусоидальности напряжения.

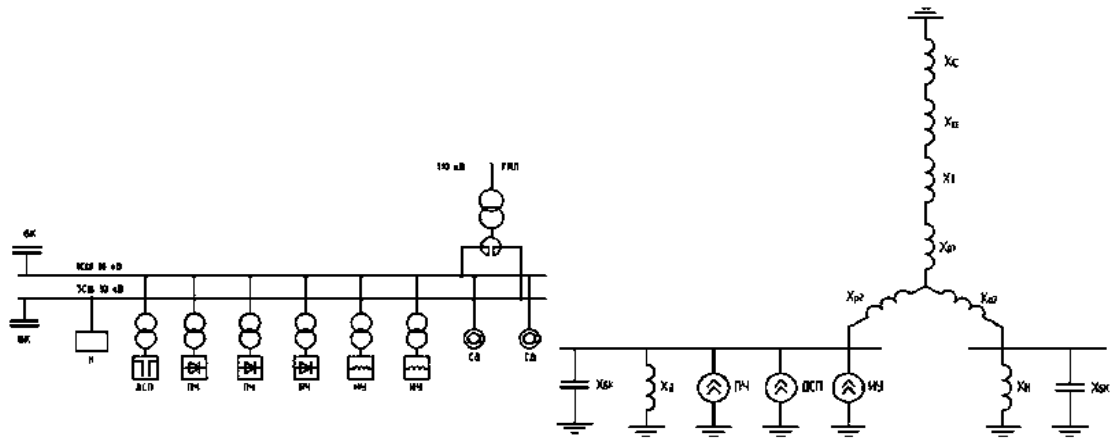


Рисунок 8.1

Произведем расчет параметров элементов схемы замещения, изображенной на рисунке 8.2.

Сопротивление энергетической системы

$$x_{cv} = 0,65 \cdot v \cdot \frac{U_{ст}^2}{S_k}, \quad (8.1)$$

где S_k – мощность КЗ для рассматриваемой ступени СЭС, МВА.

Сопротивление воздушной линии

$$x_{lv} = x_0 \cdot L \cdot \frac{U_{ст}^2}{U_{ном}^2} \cdot v, \quad (8.2)$$

где $x_0 = 0,44$ – удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

$L = 16,0$ – длина воздушной линии, км;

$U_{ном} = 110$ – номинальное напряжение линии, кВ.

Сопротивление силового трансформатора

$$x_{tv} = \frac{U_k \cdot U_{ст}^2}{100 \cdot S_{т.ном}} \cdot v, \quad (8.3)$$

где $U_k = 10,5$ - напряжение КЗ трансформатора, %;

$S_{т.ном} = 16$ - номинальная мощность трансформатора, МВА.

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

13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ

Лист

75

Общее сопротивление сдвоенного реактора

$$x_{p1v} = -k_{cb} \cdot x_p \cdot v, \quad (8.4)$$

где k_{cb} – коэффициент связи.

Сопротивление ветви сдвоенного реактора

$$x_{p2v} = (1 + k_{cb}) \cdot x_p \cdot v. \quad (8.5)$$

Сопротивление высоковольтных двигателей

$$x_{dv} = \frac{17 \cdot v}{S_{дс}}, \quad (8.6)$$

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

Общее сопротивление «спокойной» нагрузки «Н»

$$x_{nv} = \frac{U_{ст}^2}{S_n} \cdot v. \quad (8.7)$$

Источником искажения являются:

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

– индукционные установки, генерирующие в сеть следующие гармоники: 5, 7, 11, 13.

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

Эквивалентные токи гармоник, генерируемые электрическими печами

$$I_{v1} = \frac{\sqrt[4]{N_{дсп}} \cdot S_{дсп}}{\sqrt{3} \cdot U_{ст} \cdot v^2}. \quad (8.8)$$

где $N_{дсп}$ – число ДСП, ВА.

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

Эквивалентные токи гармоник, генерируемые тиристорными преобразователями

$$I_{v2} = \frac{S_{пс2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ст} \cdot v}, \quad (8.9)$$

где $S_{пс2}$ – суммарная полная мощность тиристорных преобразователей, ВА.

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		76

Преобразование схемы замещения, изображенной на рисунке 8.2, представим на рисунке 8.3.

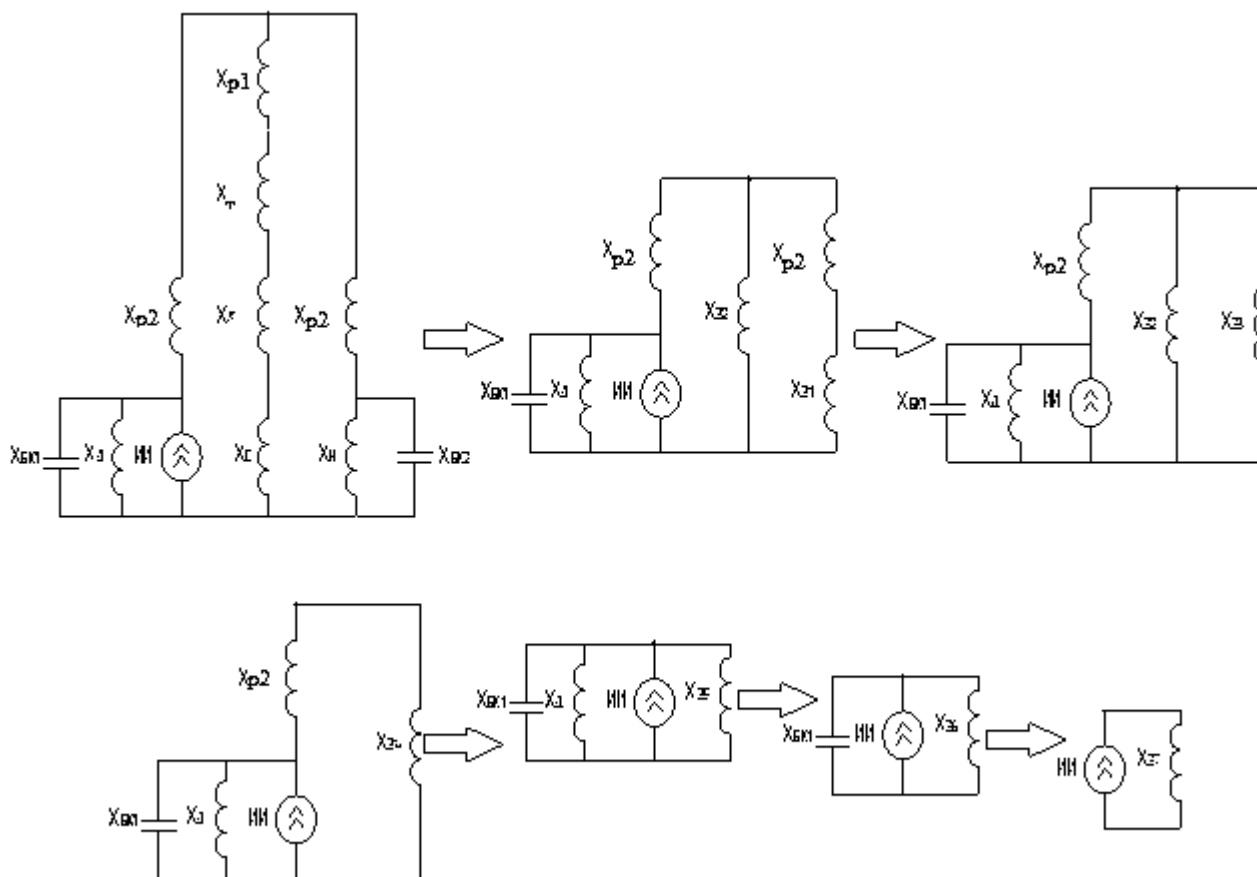


Рисунок 8.3 –Преобразование схемы замещения

Рассчитаем параметры схем замещения, представленных на рисунке 8.3

$$X_{\text{э1в}} = \frac{X_{\text{бк2в}} \cdot X_{\text{нв}}}{X_{\text{бк2в}} + X_{\text{нв}}} \quad (8.13)$$

$$X_{\text{э2в}} = X_{\text{св}} + X_{\text{лв}} + X_{\text{тв}} + X_{\text{п1в}} \quad (8.14)$$

$$X_{\text{э3в}} = X_{\text{э1в}} + X_{\text{п2в}} \quad (8.15)$$

$$X_{\text{э4в}} = \frac{X_{\text{э2в}} \cdot X_{\text{э3в}}}{X_{\text{э2в}} + X_{\text{э3в}}} \quad (8.16)$$

$$X_{\text{э5в}} = X_{\text{п2в}} + X_{\text{э4в}} \quad (8.17)$$

$$X_{\text{э6v}} = \frac{X_{\text{э5v}} \cdot X_{\text{дv}}}{X_{\text{э5v}} + X_{\text{дv}}} \quad (8.18)$$

$$X_{\text{э7v}} = \frac{X_{\text{бк1v}} \cdot X_{\text{э6v}}}{X_{\text{бк1v}} + X_{\text{э6v}}} \quad (8.19)$$

Напряжение на СШ1 и СШ3 определим соответственно по формулам

$$U_{\text{СШ1v}} = I_v \cdot x_{\text{э7v}} \quad (8.20)$$

$$U_{\text{СШ3v}} = I_v \cdot x_{\text{э7v}} \cdot \frac{X_{\text{э1v}} \cdot X_{\text{э4v}}}{X_{\text{э3v}} \cdot X_{\text{э5v}}} \quad (8.21)$$

Коэффициент искажения синусоидальности напряжения

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{13} U_v^2}}{U_\phi} \cdot 100\% . \quad (8.22)$$

Результаты расчета по формулам (8.13) – (8.22) представим в таблице 8.2.

Таблица 8.2

v	X _{э1v}	X _{э2v}	X _{э3v}	X _{э4v}	X _{э5v}	X _{э6v}	X _{э7v}	U _{сш1v}	U _{сш3v}	K _U ^{СШ1}	K _U ^{СШ3}
2	25,19	1,14	26,47	1,09	2,37	2,16	2,33	28,42	12,46	2,79%	0,10%
3	165,15	1,71	167,07	1,69	3,61	3,29	3,92	47,87	22,17		
5	-28,13	2,85	-24,93	3,22	6,42	5,80	11,03	155,53	87,99		
7	-14,84	3,99	-10,36	6,49	10,97	9,71	-88,13	-808,13	-684,73		
11	-8,13	6,27	-1,09	-1,32	5,72	5,49	379,4	9133,9	-15698		
13	-6,70	7,41	1,62	1,33	9,65	9,09	-9,78	-197,86	112,65		

Из таблицы 8.2 видно, что значения коэффициента искажения синусоидальности напряжения лежат в рамках допустимых значений, регламентированных [38], а именно: $K_U^{\text{СШ1}} = 2,79 < K_{U,\text{н.доп}} = 10\%$, $K_U^{\text{СШ3}} = 0,10 < K_{U,\text{н.доп}} = 2\%$.

8.2 Расчет колебаний напряжения

Для ДСП колебания тока разделяют на регулярные и нерегулярные. Нерегулярные случайные толчки тока с частотой 0,1-1 Гц вызваны замыканиями и обрывами дуги. С определенными допущениями случайные колебания описываются нормальным законом распределения. С вероятностью 0,95 такие колебания не превышают номинального значения тока, однако для периода расплавления колебания могут достигать до $1,5I_n$. Дисперсия колебаний снижается с увеличением мощности печи. Регулярные колебания токов с частотой 2-10 Гц вызываются перемещением дуг, вибрацией электродов, изменениями проводимости в зоне горения, колебаниями поверхности жидкого металла. Колебания напряжения обусловлены падением напряжения на элементах питающей сети от шин предприятия до энергосистемы и вызваны толчками токов.

Размах колебаний напряжения на шинах СШ1

$$\delta U_{t, \text{СШ1}} = \frac{\sqrt[4]{N_{\text{дсп}}} \cdot S_{\text{дсп}}}{S_{\text{к.з}}} \cdot 100\%.$$

где $S_{\text{к.з}}$ – мощность КЗ на шинах СШ1, МВА;

$S_{\text{п.т.i}}$ – мощность i-той печи, МВА.

$S_{\text{п.т.макс}}$ – максимальная мощность печи, МВА.

$$\delta U_{t, \text{СШ1}} = \frac{\sqrt[4]{2} \cdot 2,0}{107} \cdot 100\% = 2,22\%.$$

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

Определим размах изменения колебаний напряжения в точке СШ3

$$\partial U_{t, \text{СШ3}} = \partial U_{t, \text{СШ1}} \cdot \frac{X_{\text{э1в}} \cdot X_{\text{э4в}}}{X_{\text{э3в}} \cdot X_{\text{э5в}}}$$
$$\partial U_{t, \text{СШ3}} = 2,22 \cdot \frac{10,03 \cdot 0,54}{10,67 \cdot 1,18} = 0,95\%.$$

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

8.3 Несимметрия напряжения

ДСП вызывают несимметрию токов и напряжений. Несимметрию разделяют на статическую и динамическую. Статическая несимметрия вызвана неодинаковостью сопротивления токопровода и контактных соединений. Динамическая несимметрия вызывается неодинаковостью условий зажигания дуг под различными электродами, несовпадением моментов эксплуатационных КЗ.

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		79

Рассчитаем коэффициент несимметрии по напряжению обратной последовательности:

$$k_{2U} = \frac{U_2}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% \leq 2\%; \quad (8.22)$$

где U_2 – напряжение обратной последовательности, кВ;

I_2 – ток обратной последовательности, А.

Напряжение обратной последовательности

$$U_2 = I_2 \cdot x_{\text{кз}}. \quad (8.23)$$

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

Из расчётов тока короткого замыкания (п.5 пояснительной записки) известно сопротивление КЗ в точке подключения ДСП к распределительной сети в относительных единицах $x'_{\text{кз}} = 3,46$, тогда в именованных единицах

$$x_{\text{кз}} = x'_{\text{кз}} \cdot \frac{U_6^2}{S_6}. \quad (8.24)$$

Ток обратной последовательности

$$I_2 = \frac{P_{\text{п}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi}. \quad (8.25)$$

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

Пульсирующая мощность

$$P_{\text{п}} = P'_{\text{п}} + P''_{\text{п}}. \quad (8.26)$$

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

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

Мощность «мёртвой» и «дикой» фазы соответственно

$$P'_{\text{п}} = P_{\text{ном}} \cdot \left(\frac{1}{3} - \frac{\xi_{\text{кз}}}{6} \right). \quad (8.27)$$

$$P''_{\text{п}} = P_{\text{ном}} \cdot \left(\frac{1}{3} + \frac{\xi_{\text{кз}}}{6} \right). \quad (8.28)$$

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

Результаты расчета по формулам (8.22) – (8.28) представим в таблице 8.5.

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		80

Таблица 8.3

$x'_{кз},$ о.е.	$U_6,$ кВ	$S_6,$ МВА	$x_{кз},$ Ом	$P_{п'},$ кВт	$P'_{п'},$ кВт	$P''_{п'},$ кВт	$I_2,$ А	$U_2,$ В	$k_{2U},$ %
9,97	10,5	1000	1,10	1333	567	767	91,6	112,1	0,96

Из данных таблицы 8.3 видно, что значение коэффициента несимметрии напряжения по обратной последовательности лежит в рамках допустимых значений, регламентированных [39].

8.4 Расчет провала напряжения при пуске двигателей

Расчёт напряжения на зажимах ЭД, подключенных к сборным шинам ГПП выполняют по схеме замещения, представленной на рисунке 8.3.



Рисунок 8.3 – Схема замещения для расчета напряжения на зажимах ЭД

Активными сопротивлениями можно пренебречь и элементы СЭС представляют своими индуктивными сопротивлениями, приведенными к базисным значениям, расчет данных сопротивлений представлен в п.5 пояснительной записки.

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключены ЭД

$$U_d = U_c \cdot \frac{x_{пэ}}{x_c + x_{пэ}}, \quad (8.29)$$

где U_c – напряжение питающей сети, кВ;

$x_{пэ}$ – эквивалентное сопротивление узла, о.е.;

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

Эквивалентное сопротивление узла

$$x_{пэ} = \frac{S_6 \cdot U_{ном}^2}{S_{пэ} \cdot U_6^2}; \quad (8.30)$$

где S_6 – базисная мощность, МВА;

U_6 – базисное напряжение, кВ;

$S_{пэ}$ – суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла, МВА

Эквивалентное сопротивление узла

$$x_{пз} = \frac{S_б \cdot U_{ном}^2}{S_{п.э} \cdot U_б^2}, \quad (8.31)$$

где $S_б$ – базисная мощность, МВА;

$U_б$ – базисное напряжение, кВ;

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

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла

$$S_{п.э} = \sqrt{(\sum P_n)^2 + (\sum S_{п} + \sum Q_n)^2}, \quad (8.32)$$

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

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

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

Расчетная пусковая мощность ЭД

$$S_{п} = \frac{P_{д.н} \cdot K_{п}}{\cos \varphi_n \cdot \eta_n}; \quad (8.33)$$

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

$K_{п}$ – кратность пускового тока ЭД.

Результаты расчета по формулам (8.29) – (8.33) представим в таблице 8.4.

Таблица 8.4

$S_б$, МВА	$U_б$, кВ	$K_{п}$, о.е.	$S_{п}$, кВА	P_n , кВт	Q_n , квар	$S_{п.э}$, МВА	$x_{п.э}$, Ом	x_c , Ом	U_d , кВ	$\Delta U_{\%}$, %
1000	10,5	5	3889	4531	3364	8,55	116,9	9,97	9,67	7,9

При запуске синхронных двигателей допускается провал напряжения не более 20% относительно номинального напряжения сети [39], значит, как видно из таблицы 8.4, провал напряжения при пуске высоковольтных двигателей находится в рамках допустимых значений.

Выводы по разделу 8

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

9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА ЦЕХОВОЙ ТП

9.1 Релейная защита отходящего от ТП ШМА

В данном разделе произведем выбор устройств релейной защиты отходящего от ТП шинпровода магистрального алюминиевого марки АДО ШМА4-2500 2(10x120) с длительно допустимым током 2500 А и питающей распределительный шинпровод ШРА-73 [40, 41]

Номинальный ток выключателя выбирается равным или больше максимального рабочего тока нагрузки

$$I_n \geq I_{\text{раб.макс}} \quad (9.1)$$

где $I_{\text{раб.макс}}$ – максимальный рабочий ток нагрузки, А.

$$I_{n.QF4} \geq 420 \text{ А.}$$

По каталогу выбираем автоматический выключатель Compact NSX630F с номинальным током $I_n = 630 \text{ А}$, номинальной предельной отключающей способностью при напряжении сети 380 В – полный ток отключения $I_{cu} = 36 \text{ кА}$, что чуть больше предельного тока трехфазного КЗ в месте установки выключателя $I_{k7} = 23,7 \text{ кА}$

Для управления выключателем выберем блок контроля и управления Micrologic 5.3.

Данный блок осуществляет три вида токовых защит:

- защиту от перегрузки с регулируемыми уставками тока I_r и времени t_r ;
- селективную токовую отсечку с регулируемыми уставками тока I_{sd} и времени t_{sd} ;
- мгновенную токовую отсечку с регулируемой уставкой тока I_i ;

Проведем расчет данных защит.

Защита от перегрузки.

Уставка тока защиты от перегрузки I_r должна быть равной или больше рабочего максимального тока, протекающего через выключатель QF4

Согласно каталогу уставки 400 А, 450 А и т.д. принимаем 450А

$$I_{r.QF4} \geq I_{\text{раб.макс}}$$

Поэтому по каталогу принимаем уставку тока защиты от перегрузки равной

$$I_{r.QF4} = 450 \text{ А.}$$

Условные токи несрабатывания и срабатывания защиты от перегрузки

$$I_{nd} = 1,05 \cdot I_{r.QF4} \quad (9.2)$$

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		83

$$I_d = 1,20 \cdot I_{r.QF4} \quad (9.3)$$

$$I_{nd} = 1,05 \cdot 450 = 473 \text{ А}$$

$$I_d = 1,20 \cdot 450 = 585 \text{ А}$$

Принимаем уставку по времени защиты от перегрузки выключателя QF4 равной $I_{r.QF4} = 4$ с при токе $6 \cdot I_{r.QF4} = 6 \cdot 450 = 2700$ А.

Выбранный блок Micrologic 5.3 при $I_{r.QF4} = 4$ с имеет времена срабатывания защиты от перегрузки:

$$- 80-100 \text{ с при токе } 1,5 \cdot I_{r.QF4} = 1,5 \cdot 450 = 675 \text{ А.}$$

$$- 3,2-4,0 \text{ с при токе } 6 \cdot I_{r.QF4} = 6 \cdot 450 = 2700 \text{ А.}$$

$$- 2,24-2,8 \text{ с при токе } 7,2 \cdot I_{r.QF4} = 7,2 \cdot 450 = 3240 \text{ А.}$$

Эти точки будут использованы при построении ВТХ защиты от перегруза выключателя QF4.

Селективная токовая отсечка.

Уставка тока I_{sd} связана с уставкой по току I_r защиты от перегрузки. Для предварительного определения уставки тока определим отношение пикового тока $I_{пик.QF2}$ к уставке тока $I_{r.QF4}$

$$\frac{I_{пик.QF4}}{I_{r.QF4}} = \frac{938}{450} = 2,09 \leq \frac{I_{sd.QF4}}{I_{r.QF4}}$$

Ближайшая большая уставка будет $I_{sd.QF4} = 3 \cdot I_{r.QF4} = 3 \cdot 450 = 1350$ А.

Точность срабатывания селективной токовой отсечки блока Micrologic 5.3 составляет $\pm 10\%$ и находится в пределах $(0,9 - 1,1) \Delta I_{sd}$. Определим границы $\Delta I_{sd.QF4}$ зоны разброса срабатывания

$$0,9 \cdot 1350 = 1215 \text{ А и } 1,1 \cdot 1350 = 1485 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности селективной токовой отсечки к минимальному току КЗ в точке К8

$$K_{ч.ко} = \frac{I_{к8}^{(3)}}{I_{sd.QF4}} \quad (9.4)$$

$$K_{ч.ко} = \frac{11600}{1350} = 8,6 \geq 1,5$$

Уставку по времени t_{sd} селективной токовой отсечки выключателя QF4 принимаем равной $t_{sd.QF4} = 0,1$ с. Диапазон изменения времени срабатывания селективной токовой отсечки составит $\Delta t_{sd.QF4} = 0,08 - 0,14$ с.

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		84

Мгновенная токовая отсечка.

Уставка тока I_i имеет постоянное для расцепителя значение и связана с номинальным током выключателя

$$I_i = 11 \cdot I_n \quad (9.5)$$

$$I_{i,QF4} = 11 \cdot 630 = 6930 \text{ А.}$$

Точность срабатывания мгновенной токовой отсечки составляет $\pm 15\%$.

Тогда границы ΔI_i зоны разброса срабатывания будут

$$0,85 \cdot 6930 = 5891 \text{ А и } 1,15 \cdot 6930 = 7970 \text{ А.}$$

Проверим чувствительность мгновенной токовой отсечки выключателя QF4 к минимальному току КЗ в месте его установки

$$K_{ч.мо} = \frac{I_{к7}^{(2)}}{I_{i,QF4}} \geq 2 \quad (9.6)$$

$$K_{ч.мо} = \frac{20500}{6930} = 2,9 \geq 2$$

Проверим выбранный автоматический выключатель по предельной коммутационной стойкости при отключении КЗ. Предельно отключаемый ток автоматическим выключателем должен быть больше максимального тока КЗ в месте его установки

$$I_{cu} \geq I_{к7}^{(3)} \quad (9.7)$$

$$36 \geq 23,7$$

Результаты расчетов, выполненных по формулам (9.1) – (9.7) защитных времятоковых характеристик электронных расцепителей выключателей QF4 сведены в таблицы 9.1 и 9.2

Таблица 9.1

выключатель, тип, расцепитель	$I_{\text{раб.макс.}}$ А	I_n А	Защита от перегруза				время срабатывания, с при значениях тока, А отнесенного к току I_r		
			I_r А	$\frac{t,c}{I_{nd}}$ А/о.е.	$\frac{t,c}{I_d}$ А/о.е.	$\frac{t_{r,c}}{I}$ А			
QF4 Compact NSX630F Micrologic 5.3A	420	630	450	$\frac{10000}{473}$ 1,05	$\frac{10000}{585}$ 1,20	$\frac{6}{3780}$	$\frac{80-100}{675}$ $1,5 \cdot I_r$	$\frac{3,2-4,0}{2700}$ $6 \cdot I_r$	$\frac{2,24-2,8}{3240}$ $7,2 \cdot I_r$

Таблица 9.2

выключатель	селективная токовая отсечка						мгновенная токовая отсечка					
	$I_{\text{пик}}$, А	I_{sd} , А	ΔI_{sd} , А	$K_{\text{ч.со}}$	t_{sd} , с	Δt_{sd} , с	I_i , кА	ΔI_i , А	$I_{\text{к7}}^{(2)}$, кА	$K_{\text{ч.мо}}$	$I_{\text{к7}}^{(3)}$, кА	$I_{\text{сш}}$, кА
QF4	938	1350	$\frac{1215}{1485}$	8,6	0,1	$\frac{0,08}{0,14}$	6,93	$\frac{5891}{7970}$	20,5	2,9	23,7	36

9.2 Релейная защита сборных шин 0,4 кВ трансформатора

Релейная защита сборных шин 0,4 кВ трансформатора выполнена с помощью секционного выключателя QF3.

Рабочий максимальный ток секционного автоматического выключателя QF1 выбирается из условия

$$I_{\text{раб.макс.QF3}} = 0,7 \cdot I_{\text{раб.макс.Т}} = 0,7 \cdot K_{\text{з.п.}} \cdot I_{\text{Т.Н}}^{\text{НН}} \quad (9.9)$$

где $I_{\text{Т.Н}}^{\text{НН}}$ – номинальный ток трансформатора на стороне низшего напряжения, А.
 $K_{\text{з.п.}}$ – коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме

Номинальный ток трансформатора на стороне НН

$$I_{\text{Т.Н}}^{\text{НН}} = \frac{S_{\text{Т.Н}}}{\sqrt{3} \cdot U_c} \quad (9.10)$$

$$I_{\text{Т.Н}}^{\text{НН}} = \frac{630 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400} = 909 \text{ А}$$

Рабочий максимальный ток секционного автоматического выключателя QF3

$$I_{\text{раб.макс.QF3}} = 0,7 \cdot 1,4 \cdot 909 = 1414 \text{ А}$$

Номинальный ток секционного выключателя QF3 должен быть равным или больше тока, протекающего по нему рабочего максимального тока

$$I_{\text{QF3.н}} \geq I_{\text{раб.макс.QF3}} \quad (9.11)$$

По каталогу выбираем автоматический выключатель Masterpact NW16N1 с номинальным током $I_n = 1600 \text{ А}$, номинальной предельной отключающей способностью при напряжении сети 380 В – полный ток отключения $I_{\text{сш}} = 42 \text{ кА}$, что значительно больше предельного тока трёхфазного КЗ в месте установки выключателя $I_{\text{к7}} = 23,7 \text{ кА}$ [36]

Для управления секционным выключателем и защиты электрической сети выберем блок контроля и управления Micrologic 5.3.

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		86

Данный блок осуществляет три вида токовых защит:

- защиту от перегрузки с регулируемыми уставками тока I_r и времени t_r ;
- селективную токовую отсечку с регулируемыми уставками тока I_{sd} и времени t_{sd} ;
- мгновенную токовую отсечку с регулируемой уставкой тока I_1 ;

Проведем расчет данных защит.

Защита от перегрузки.

Уставка тока защиты от перегрузки I_r должна быть равной или больше рабочего максимального тока, протекающего через выключатель QF3

$$I_{r.QF3} \geq I_{\text{раб.макс.QF3}} \quad (9.12)$$

Полученное значение уставки по току I_r меньше номинального тока выключателя $I_{QF3.n} = I_n = 1600$ А. Блок управления позволяет делать меньшие уставки по току защиты от перегрузки. Для определения положения переключателя I_r рассматривается соотношение

Ближайшие по значению уставки 1250 А и 1600 А

$$\frac{I_r}{I_n} \leq I_{r.QF3} \quad (9.13)$$

$$\frac{1414}{1600} \leq 0,88$$

Ближайшее большее относительное значение уставки по току равно 0,9, тогда уставка тока защиты от перегрузки будет равна

$$I_{r.QF3} = 0,9 \cdot 1600 = 1440 \text{ А.}$$

Условные токи несрабатывания и срабатывания защиты от перегрузки

$$I_{nd} = 1,05 \cdot I_{r.QF3} \quad (9.14)$$

$$I_d = 1,20 \cdot I_{r.QF3} \quad (9.15)$$

$$I_{nd} = 1,05 \cdot 1440 = 1512 \text{ А.}$$

$$I_d = 1,20 \cdot 1440 = 1728 \text{ А.}$$

Проверим селективность защит от перегрузки автоматических выключателей QF3 и QF2. Ток несрабатывания $I_{nd.QF3} = 1512$ А защиты от перегруза выключателя QF3 должен быть больше тока срабатывания $I_{d.QF4} = 585$ А защиты от перегруза выключателя QF4. Условие выполняется, следовательно, ВТХ этих двух защит накладываться друг на друга не будут.

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		87

Принимаем уставку по времени защиты от перегрузки выключателя QF3 равной $I_{r.QF3} = 4$ с при токе $6 \cdot I_{r.QF3} = 6 \cdot 1440 = 8640$ А.

Выбранный блок Micrologic 5.3 при $I_{r.QF3} = 4$ с имеет времена срабатывания защиты от перегрузки:

– 70-100 с при токе $1,5 \cdot I_{r.QF3} = 1,5 \cdot 1440 = 2160$ А.

– 3,2-4,0 с при токе $6 \cdot I_{r.QF3} = 6 \cdot 1440 = 8640$ А.

– 2,16-2,7 с при токе $7,2 \cdot I_{r.QF3} = 7,2 \cdot 1440 = 10368$ А.

Эти точки будут использованы при построении ВТХ защиты от перегруза выключателя QF3.

Селективная токовая отсечка.

Уставка тока I_{sd} селективной токовой отсечки должна быть отстроена от пикового тока, который протекает по секционному выключателю QF3.

Пиковый ток секционного автоматического выключателя QF3

$$I_{\text{пик.QF3}} = K_{\text{н.о.}} \cdot I_{\text{раб.макс.QF3}} \quad (9.16)$$

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

$$I_{\text{пик.QF3}} = 1,35 \cdot 1414 = 1909 \text{ А.}$$

Уставка тока I_{sd} связана с уставкой по току I_r защиты от перегрузки. Для предварительного определения уставки тока определим отношение пикового тока $I_{\text{пик.QF3}}$ к уставке тока $I_{r.QF3}$

$$\frac{I_{\text{пик.QF3}}}{I_{r.QF3}} = \frac{1909}{1440} = 1,33 \leq \frac{I_{sd.QF3}}{I_{r.QF3}}$$

Ближайшая большая уставка будет $I_{sd.QF3} = 1,5 \cdot I_{r.QF3} = 1,5 \cdot 1440 = 2160$ А.

Полученная уставка селективной токовой отсечки выключателя QF3 должна быть проверена на селективность с уставкой тока селективной токовой отсечки выключателя QF2. Условием токовой селективности двух последовательно защит является выполнение соотношения

$$\frac{I_{sd.QF3}}{I_{sd.QF2}} \geq K_{\text{н.согл.}} \quad (9.17)$$

Значение коэффициента надежности согласования можно принять равным $K_{\text{н.согл}} = 1,3$

$$\frac{2160}{1350} = 1,6 \geq 1,3$$

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

13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ

Лист

88

Условие согласования уставок по току двух селективных токовых отсеков, установленных на автоматических выключателях разных уровней СЭС, выполняется.

Точность срабатывания селективной токовой отсечки блока Micrologic 5.3 составляет $\pm 10\%$ и находится в пределах $(0,9 - 1,1) \Delta I_{sd}$. Определим границы $\Delta I_{sd.QF3}$ зоны разброса срабатывания

$$0,9 \cdot 2160 = 1944 \text{ А и } 1,1 \cdot 2160 = 2376 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности селективной токовой отсечки к минимальному току КЗ в точке К₇

$$K_{ч.ко} = \frac{I_{к7}^{(3)}}{I_{sd.QF3}} \quad (9.18)$$

$$K_{ч.ко} = \frac{23,7 \cdot 10^3}{2160} = 10,9 \geq 1,5$$

Выбор уставки по времени t_{sd} селективной токовой отсечки выключателя QF3 необходимо производить с учетом защитных ВТХ нижестоящего выключателя QF4.

$$t_{sd.QF3} = t_{sd.QF4} + \Delta t \quad (9.19)$$

$$t_{sd.QF3} = 0,1 + 0,1 = 0,2 \text{ с.}$$

Диапазон изменения времени срабатывания селективной токовой отсечки составит $\Delta t_{sd.QF3} = 0,14 - 0,20 \text{ с.}$

Мгновенная токовая отсечка.

Секционный выключатель QF3 защищает одну из секций сборных шин (в зависимости от того, какой выведен из работы трансформатор).

С этой целью мгновенная токовая отсечка отстраивается от максимального тока внешнего КЗ

$$I_{i.QF3} = K_{н.о} \cdot I_{к8}^{(3)} \quad (9.20)$$

$$I_{i.QF3} = 1,5 \cdot 11,6 \cdot 10^3 = 17,4 \text{ кА}$$

Ближайшая уставка $I_{i.QF3} = 12 \cdot I_{н.QF3} = 12 \cdot 1600 = 19200 \text{ А.}$

Точность срабатывания мгновенной токовой отсечки блока Micrologic 5.3 составляет $\pm 10\%$. Тогда границы ΔI_i зоны разброса срабатывания будут

$$0,9 \cdot 19200 = 17280 \text{ А и } 1,1 \cdot 19200 = 21120 \text{ А.}$$

Диапазон срабатывания по времени Δt_i мгновенной токовой отсечки составляет: время несрабатывания 20 мс; максимальное время отключения 50 мс.

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		89

Коэффициент чувствительности мгновенной токовой отсечки к минимальному току КЗ в месте установки выключателя QF1

$$K_{ч.мо} = \frac{I_{к7}^{(2)}}{I_{i.QF3}} \geq 2 \quad (9.21)$$

$$K_{ч.мо} = \frac{23700}{19200} = 1,23 \leq 2$$

Поэтому мгновенная токовая отсечка будет выведена из работы.

Проверим выбранный автоматический выключатель по предельной коммутационной стойкости при отключении КЗ. Предельно отключаемый ток автоматическим выключателем должен быть больше максимального тока КЗ в месте его установки

$$I_{cu} \geq I_{к7}^{(3)} \quad (9.22)$$

$$42 \geq 23,7$$

9.3 Релейная защита трансформатора на стороне 0,4 кВ

Релейная защита трансформатора со стороны 0,4 кВ выполнена с помощью автоматического выключателя QF1.

Номинальный ток вводного автоматического выключателя QF1 должен быть равным или больше тока, протекающего по нему рабочего максимального тока

$$I_{QF1.n} \geq I_{раб.макс.QF1} \quad (9.23)$$

Рабочий максимальный ток секционного автоматического выключателя QF1 выбирается из условия

$$I_{раб.макс.QF1} = K_{з.п.} \cdot I_{Т.н.}^{HN} \quad (9.24)$$

$$I_{раб.макс.QF1} = 1,6 \cdot 1443 = 2309 \text{ А}$$

По каталогу выбираем автоматический выключатель Masterpact NW25N1 с номинальным током $I_n = 2500 \text{ А}$, номинальной предельной отключающей способностью при напряжении сети 380 В – полный ток отключения $I_{cu} = 65 \text{ кА}$, что чуть больше предельного тока трехфазного КЗ в месте установки выключателя $I_{к7}^{(3)} = 23,7 \text{ кА}$

Для управления секционным выключателем и защиты электрической сети выберем блок контроля и управления Micrologic 5.0. Данный блок осуществляет три вида токовых защит:

– защиту от перегрузки с регулируемыми уставками тока I_r и времени t_r ;

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		90

- селективную токовую отсечку с регулируемыми уставками тока I_{sd} и времени t_{sd} ;
- мгновенную токовую отсечку с регулируемой уставкой тока I_r ;

Проведем расчет данных защит.

Защита от перегрузки

Уставка тока защиты от перегрузки I_r должна быть равной или больше рабочего максимального тока, протекающего через выключатель QF1

$$I_{r.QF1} \geq I_{\text{раб.макс.QF1}}$$

Полученное значение уставки по току I_r значительно номинального тока выключателя $I_{QF1.n} = I_n = 2500$ А. Расцепитель позволяет делать меньшие уставки по току защиты от перегрузки. Для определения положения переключателя I_r рассматривается соотношение. Ближайшая по значению уставка из каталога 2500 А.

$$\frac{I_r}{I_n} \leq I_{r.QF1} \quad (9.25)$$

$$\frac{I_r}{I_n} = \frac{2309}{2500} = 0,92$$

Ближайшее большее относительное значение уставки по току равно 0,95, тогда уставка тока защиты от перегрузки будет равна

$$I_{r.QF1} = 0,95 \cdot 2500 = 2375 \text{ А.}$$

Условные токи несрабатывания и срабатывания защиты от перегрузки

$$I_{nd} = 1,05 \cdot I_{r.QF1} \quad (9.26)$$

$$I_d = 1,20 \cdot I_{r.QF1} \quad (9.27)$$

$$I_{nd} = 1,05 \cdot 2375 = 2493 \text{ А}$$

$$I_d = 1,20 \cdot 2375 = 2850 \text{ А}$$

Проверим селективность защит от перегруза автоматических выключателей QF1 и QF3

$$I_{nd.QF1} \geq I_{d.QF3} \quad (9.28)$$

$$2493 \text{ А} \geq 1728 \text{ А}$$

Условие выполняется, следовательно, ВТХ этих двух защит накладываться друг на друга не будет.

Время срабатывания t_r защиты от перегрузки выключателя QF1 выбирается с учетом согласования с защитными ВТХ нижестоящего секционного автоматического выключателя QF3. Учитывая изложенное, примем уставку времени защиты от перегрузки выключателя QF1 равной $t_{r.QF1} = 4$ с при токе $6 \cdot I_{r.QF1} = 6 \cdot 2375 = 14250$ А.

Выбранный блок Micrologic 5.3 при $t_{r.QF1} = 4$ с имеет времена срабатывания защиты от перегрузки:

– 70-100 с при токе $1,5 \cdot I_{r.QF1} = 1,5 \cdot 2375 = 3562$ А.

– 3,2-4,0 с при токе $6 \cdot I_{r.QF1} = 6 \cdot 2375 = 14250$ А.

– 2,16-2,7 с при токе $7,2 \cdot I_{r.QF1} = 7,2 \cdot 2375 = 17100$ А.

Эти точки будут использованы при построении ВТХ защиты от перегрузки выключателя QF1

Селективная токовая отсечка.

Уставка тока I_{sd} селективной токовой отсечки должна быть отстроена от пикового тока, который протекает по вводному выключателю QF1.

Пиковый ток вводного автоматического выключателя QF1

$$I_{\text{пик.QF1}} = K_{\text{н.о.}} \cdot I_{\text{раб.макс.QF1}} \quad (9.29)$$

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

$$I_{\text{пик.QF1}} = 1,35 \cdot 2309 = 3117 \text{ А.}$$

Уставка тока I_{sd} связана с уставкой по току I_r защиты от перегрузки. Для предварительного определения уставки тока определим отношение пикового тока $I_{\text{пик.QF1}}$ к уставке тока $I_{r.QF1}$

$$\frac{I_{\text{пик.QF1}}}{I_{r.QF1}} = \frac{3117}{2375} = 1,29 \leq \frac{I_{sd.QF1}}{I_{r.QF1}}$$

Ближайшая большая уставка будет равна

$$I_{sd.QF1} = 1,5 \cdot I_{r.QF1} = 1,5 \cdot 2375 = 3562 \text{ А.}$$

Полученная уставка селективной токовой отсечки выключателя QF1 должна быть проверена на селективность с уставкой по току селективной токовой отсечки выключателя QF3

Условием токовой селективности двух последовательных защит является выполнение соотношения

$$\frac{I_{sd.QF1}}{I_{sd.QF3}} \geq K_{\text{н.согл.}} \quad (9.30)$$

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		92

Значение коэффициента надежности согласования можно принять равным $K_{н.согл} = 1,3$

$$\frac{3562}{2160} = 1,65 \geq 1,3$$

Как видно из выражения, условие согласование уставок по току двух селективных токовых отсечек, установленных на автоматических выключателях QF1 и QF3, выполнено.

Точность срабатывания селективной токовой отсечки блока Micrologic 5.3 составляет $\pm 10\%$ и находится в пределах $(0,9 - 1,1) \Delta I_{sd}$. Определим границы $\Delta I_{sd, QF1}$ зоны разброса срабатывания

$$0,9 \cdot 3562 = 3206 \text{ А и } 1,1 \cdot 3562 = 3918 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности селективной токовой отсечки к минимальному току КЗ в точке К₇

$$K_{ч.ко} = \frac{I_{к7}^{(2)}}{I_{sd, QF1}} \quad (9.31)$$

$$K_{ч.ко} = \frac{23700}{3562} = 6,65 \geq 1,5$$

Диапазон изменения времени срабатывания селективной токовой отсечки составит $\Delta t_{sd, QF1} = 0,23 - 0,32 \text{ с.}$

Мгновенная токовая отсечка.

Мгновенная токовая отсечка отстраивается от максимального тока внешнего КЗ

$$I_{i, QF1} = K_{н.о} \cdot I_{к8} \quad (9.32)$$

$$I_{i, QF1} = 1,5 \cdot 11,6 = 17,4 \text{ А.}$$

Ближайшая большая уставка $I_{i, QF1} = 10 \cdot 2500 = 25000 \text{ А.}$

Точность срабатывания селективной токовой отсечки блока Micrologic 5.3 составляет $\pm 10\%$

Тогда границы ΔI_i зоны разброса срабатывания будут

$$0,9 \cdot 25000 = 22500 \text{ А и } 1,1 \cdot 25000 = 27500 \text{ А.}$$

Диапазон срабатывания по времени Δt_i мгновенной токовой отсечки составляет: время несрабатывания 20 мс; максимальное время отключения 50 мс.

Коэффициент чувствительности мгновенной токовой отсечки к минимальному току КЗ в месте установки выключателя QF1

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		93

$$K_{ч.мо} = \frac{I_{к7}^{(2)}}{I_{i.QF1}} \quad (9.33)$$

$$K_{ч.мо} = \frac{20500}{25000} = 0,82 \leq 2$$

Поэтому мгновенная токовая отсечка будет выведена из работы.

Проверим выбранный автоматический выключатель по предельной коммутационной стойкости при отключении КЗ. Предельно отключаемый ток автоматическим выключателем должен быть больше максимального тока КЗ в месте его установки

$$I_{cu} \geq I_{к7}^{(3)} \quad (9.34)$$

$$65 \geq 23,74$$

Результаты расчетов, выполненных по формулам (9.8) – (9.34) защитных времятоковых характеристик электронных расцепителей выключателей QF1 QF3 сведем в таблицы 9.3 и 9.4

Таблица 9.3

выключатель, тип, расцепитель	$I_{\text{раб.макс.}}$ А	I_n А	Защита от перегруза						
			I_r А	$\frac{t_c}{I_{nd}}$ А/о.е.	$\frac{t_c}{I_d}$ А/о.е.	$\frac{t_{r,c}}{I}$ А	время срабатывания, с при значениях тока, А отнесенного к току I_r		
QF3 Masterpact NW16N1 Micrologic 5.0A	1414	1600	1440	<u>10000</u>	<u>10000</u>	4	<u>70-100</u>	<u>3,2-4,0</u>	<u>2,16-2,7</u>
				<u>1512</u>	<u>1728</u>		<u>2160</u>	<u>8640</u>	<u>10368</u>
				1,05	1,20		$1,5 \cdot I_r$	$6 \cdot I_r$	$7,2 \cdot I_r$
QF1 Masterpact NW25N1 Micrologic 5.0A	2309	2500	2375	<u>10000</u>	<u>10000</u>	4	<u>70-100</u>	<u>3,2-4,0</u>	<u>2,16-2,7</u>
				<u>2493</u>	<u>2850</u>		<u>3562</u>	<u>14250</u>	<u>17100</u>
				1,05	1,20		$1,5 \cdot I_r$	$6 \cdot I_r$	$7,2 \cdot I_r$

Таблица 9.4

выключатель	селективная токовая отсечка							мгновенная токовая отсечка					
	$K_{но}$	$I_{\text{пик.}}$ А	I_{sd} А	ΔI_{sd} А	$K_{ч.со}$	t_{sd} с	Δt_{sd} с	I_i кА	ΔI_i А	$I_{к7}^{(2)}$ кА	$K_{ч.мо}$	$I_{к7}^{(3)}$ кА	I_{cu} кА
QF3	1,35	1909	2160	<u>1944</u> <u>2376</u>	10,9	0,2	<u>0,14</u> <u>0,20</u>	19,2	<u>12960</u> <u>15840</u>	20,5	1,23	23,7	42
QF1	1,35	3117	3562	<u>3206</u> <u>3918</u>	6,65	0,3	<u>0,23</u> <u>0,32</u>	25,0	<u>14400</u> <u>17600</u>	20,5	0,82	23,7	65

На рисунке 9.1 представим карту селективности защит, установленных на следующих автоматических выключателях: QF1, QF4 и QF3.

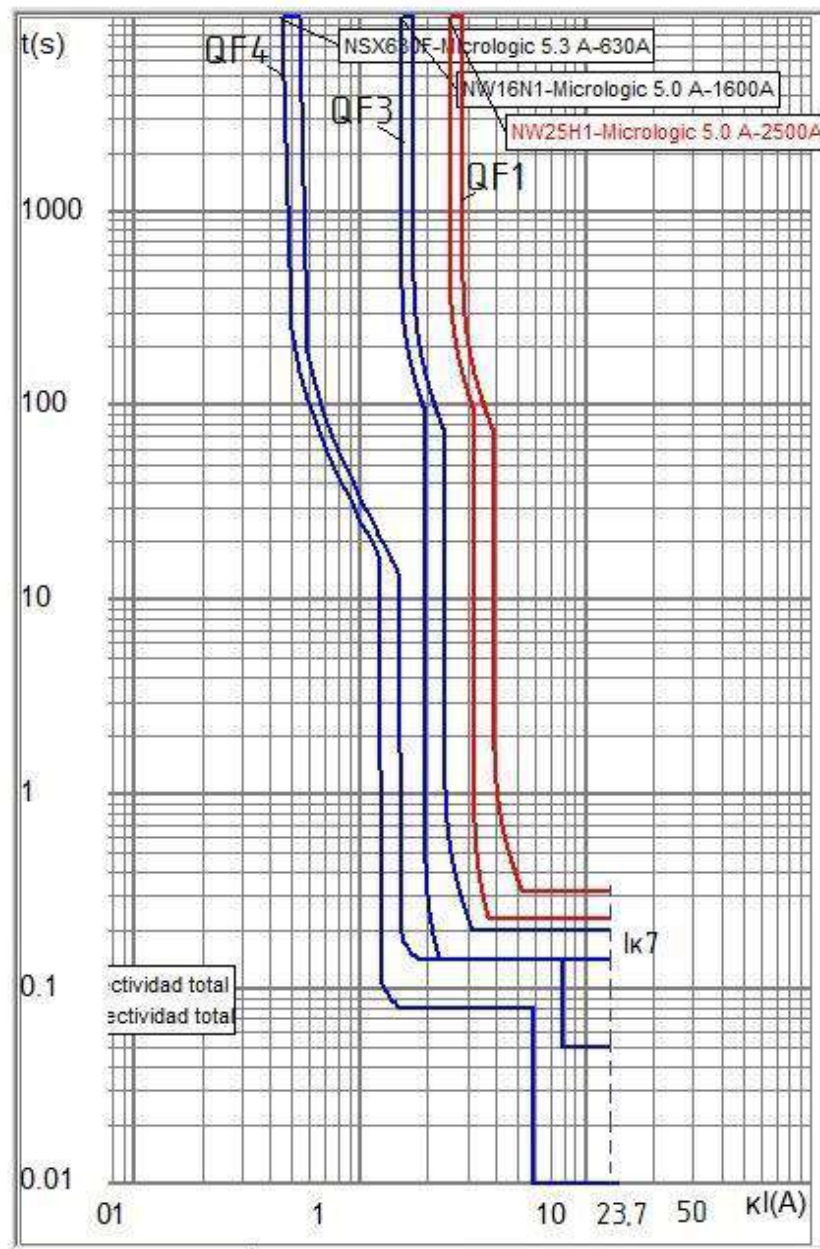


Рисунок 9.1 – Карта селективности

9.4 Релейная защита трансформатора предохранителями со стороны 10 кВ

Релейная защита трансформатора ТМГ-630/10/0,4 выполнена с помощью предохранителей типа ПКТ-10.

Номинальный ток плавкой вставки предохранителя со стороны ВН трансформатора выбирается с учетом отстройки от броска тока намагничивания при включении трансформатора в режиме холостого хода

$$I_{\text{вс.н}}^{\text{ВН}} \geq 2 \cdot I_{\text{т.н}}^{\text{ВН}}$$

где $I_{\text{т.н}}^{\text{ВН}}$ – номинальный ток трансформатора на стороне ВН, А.

Номинальный ток трансформатора на стороне ВН определим по формуле

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ

Лист

95

$$I_{Т.Н}^{ВН} = \frac{S_{Т.Н}}{\sqrt{3} \cdot U_c}$$

$$I_{Т.Н}^{ВН} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 34,6 \text{ А}$$

$$I_{ВС.Н}^{ВН} \geq 2 \cdot 34,6 = 69 \text{ А}$$

Значит, выбираем плавкую вставку типа ПКТ-10 с ближайшим током $I_{Ф1.Н} = 80 \text{ А}$.

Теперь необходимо произвести проверку селективности защит. Согласование защитных ВТХ выключателя QF2 и предохранителя F1 можно проверить только при построении времятоковых характеристик.

Ближайшее приближение ВТХ предохранителя F1 к ВТХ защиты выключателя QF2 возможно в двух точках А (2508 А; 55 с) и А' (15100 А; 0,32 с).

Каталожные ВТХ плавких предохранителей типа ПКТ представим на рисунке 9.2.

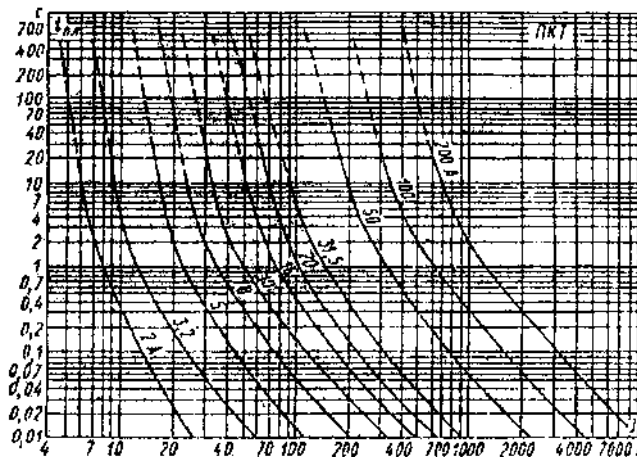


Рисунок 9.2 – Времятоковые характеристики плавких предохранителей типа ПКТ напряжением 10 кВ

Для определения защитных характеристик плавкой вставки построим каталожную времятоковую характеристику $t_{пл.вс} = f(I_{пл})$ – для этого заполним таблицу 9.5. В 1-ю строку запишем времена плавления $t_{пл.вс}$, взятые из рисунка 2.3, во 2-ю строку занесем соответствующие им токи $I_{пл}$.

Для получения зоны разброса срабатывания предохранителя $\pm 25\%$ каждое время плавления $t_{пл.вс}$ умножим на 0,75 и 1,25, а результаты занесем в 3-ю строку таблицы 9.5

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

13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ

Таблица 9.5

время плавления $t_{\text{пл.вс}}$, с	400	40	4	1	0,32	0,1	0,04	0,01
диапазон плавления	300,0-500,0	30,0-50,0	3,00-5,00	0,75-1,25	0,24-0,40	0,075-0,125	0,03-0,05	0,0075-0,0125
$\Delta t_{\text{пл.вс}}$, с при разбросе $\pm 25\%$								
ток плавления $I_{\text{пл.вс}}$, А, вставки $I_{\text{вс1.н}} = 80$ А	<u>185</u> 4625	<u>220</u> 5500	<u>290</u> 7250	<u>370</u> 9250	<u>530</u> 13250	<u>810</u> 20250	<u>1400</u> 35000	<u>2400</u> 60000
ток плавления $I_{\text{пл.вс}}$, А, вставки $I_{\text{вс2.н}} = 100$ А	<u>215</u> 5375	<u>270</u> 6750	<u>370</u> 9250	<u>480</u> 12000	<u>710</u> 17750	<u>1200</u> 30000	<u>1800</u> 45000	<u>3200</u> 80000

Как видно из данных, представленных в таблице 9.5, ВТХ плавкой вставки номиналом 80 А с учетом зоны разброса, будет пересекать ВТХ защиты выключателя QF2, поэтому окончательно принимаем плавкую вставку номиналом $I_{\text{Ф1.н}} = 100$ А.

Выбранный плавкий предохранитель проверим на чувствительность к минимальным токам КЗ, за трансформатором

$$K_{\text{ч.Ф1}} = \frac{I_{\text{к7}}^{(2)}}{I_{\text{Ф1.н}} \cdot K_{\text{т.н}}}$$

$$K_{\text{ч.Ф1}} = \frac{20500}{100 \cdot 25} = 8,2 \geq 3$$

Таким образом, выбранный предохранитель имеет достаточную чувствительность.

Последним этапом выбора плавкого предохранителя, является проверка по отключающей способности.

$$I_{\text{п.о}} \geq I_{\text{к.макс}}$$

где $I_{\text{п.о}}$ – предельно отключаемый ток предохранителя, кА;

$I_{\text{к.макс}}$ – максимальный ток КЗ в месте установки предохранителя, кА.

$$20,0 > 9,2 \text{ кА.}$$

Значит, выбранный предохранитель удовлетворяет требованиям по отключающей способности.

9.5 Релейная защита кабельной линии, питающей трансформатор

Для защиты кабельной линии в ее начале установлено устройство защиты типа Seram S20, которое получает информацию от трех фазных трансформаторов тока. Выход устройства S20 связан с соленоидом отключения выключателя Q30.

Для защиты кабельной линии устройство S20 содержит:

– от многофазных КЗ селективную токовую защиту с зависимой от тока выдержкой времени и мгновенную токовую отсечку (функция ANSI51 – две ступени);

– от однофазных замыканий на землю токовую защиту (функция ANSI 51N).

9.5.1 Мгновенная токовая отсечка кабельной линии

Ток срабатывания мгновенной токовой отсечки (МТО) выбирается наибольшим, исходя из следующих двух условий:

– отстройки от максимального тока трехфазного КЗ в конце кабельной линии

$$I_{iQ30} \geq K_{н.о} \cdot I_{к5}^{(3)}$$

где $K_{н.о}$ – коэффициент надежности отстройки мгновенной токовой отсечки.

$$I_{iQ30} \geq 1,15 \cdot 9200 = 10580 \text{ А}$$

– согласование с ВТХ нижестоящего предохранителя F1

$$I_{iQ30} \geq K_{н.согл.} \cdot \frac{I_{iF1}}{K_{тн}}$$

где $K_{н.согл.}$ – коэффициент надежности согласования защит;

$K_{тн}$ – коэффициент трансформации трансформатора.

$$I_{с.мо} = I_{iQ30} \geq 1,3 \cdot \frac{25000}{25} = 1300 \text{ А}$$

Таким образом, за расчетный ток срабатывания защиты принимаем наибольший из определенных выше токов $I_{iQ30} = 10580 \text{ А}$.

МТО имеет независимую от тока характеристику, срабатывает без выдержки времени и действует на отключение трансформатора. Постоянная минимальная выдержка времени перед отключением, обусловленная временем срабатывания контактов выключателя, составляет 50 мс.

МТО должна быть проверена на чувствительность к току двухфазного КЗ в минимальном режиме работы сети в месте установки защиты, т.е. на сборных шинах ГПП, от которых питается кабельная линия. Определим соответствующий коэффициент чувствительности отсечки

$$K_{ч.мо} \cdot \frac{I_{к3}^{(2)}}{I_{iQF30}}$$

$$K_{ч.мо}^{(2)} = \frac{9900}{10580} = 0,93 \leq 2,0$$

Что говорит о недостаточной чувствительности МТО при защите кабельной линии, имеющей небольшое сопротивление, и невозможности её использования.

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		98

9.5.2 Селективная токовая отсечка кабельной линии

Селективная токовая отсечка с выдержкой времени, выполняется с действием на отключение. Защита осуществляется с помощью цифровых терминалов Seram S20 (функция 51).

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

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

$$I_{sdQ19} \geq \frac{K_{н.о}}{K_B} \cdot I_{раб.макс}$$

$$I_{sdQ19} \geq \frac{1,2}{0,935} \cdot 66 = 84,7 \text{ А}$$

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

$$I_{sdQ30} \geq \frac{K_{н.о}}{K_B} \cdot I_{дл.доп}$$

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

$$I_{sdQ30} \geq \frac{1,1}{0,935} \cdot 265 = 311 \text{ А}$$

Таким образом, за расчетный ток срабатывания защиты принимаем наибольший из определенных выше токов $I_{sd.Q30} = 311 \text{ А}$.

Проверим чувствительность селективной токовой отсечки. Она должна быть чувствительна к токам двухфазного КЗ в конце защищаемой кабельной линии в минимальном режиме работы сети.

$$K_{ч.ко} = \frac{I_{к5}^{(2)}}{I_{sdQ30}}$$

$$K_{ч.ко} = \frac{7900}{311} = 25,4 \geq 1,5$$

Коэффициент чувствительности для зоны резервирования

$$K_{ч.ко.рез} = \frac{I_{к7}^{(2)}}{I_{sdQ30}}$$

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		99

$$K_{\text{ч.ко.пез}} = \frac{20500}{311 \cdot 25} = 2,63 \geq 1,2$$

Значит, защита удовлетворяет требованиям чувствительности.

Рассчитаем зависимую времятоковую характеристику рассматриваемой селективной защиты.

При уставке тока $I_{\text{sd.Q30}} = 311 \text{ А}$ кривая должна пройти через точку с координатами – уставка времени t_{sdQ30} времени при токе $I_* = 10 \cdot I_{\text{sd.Q30}} = 3110 \text{ А}$

Время срабатывания селективной токовой отсечки принимается по условию

$$t_{\text{sdQ30}} = t_{\text{sdFl}} + \Delta t + \Delta t$$

$$t_{\text{sdQ30}} = 0,3 + 0,3 + 0,3 = 0,9$$

Выбираем тип характеристики SIT.

Рассчитаем коэффициент T_{MS}

$$T_{\text{MS}} = \frac{t(I_*) \cdot [(I_*)^{0,02} - 1]}{0,14}$$

$$T_{\text{MS}} = \frac{0,9 \cdot [10^{0,02} - 1]}{0,14} = 0,3$$

Определим время срабатывания защиты при кратности тока $I_* = 1,05$

$$t_{\text{sd}}(I_*) = \frac{0,14 \cdot T_{\text{MS}}}{(I_*)^{0,02} - 1}$$

$$t_{\text{sd}}(1,05) = \frac{0,14 \cdot 0,3}{1,05^{0,02} - 1} = 43,45 \text{ с}$$

Дальнейшие расчеты точек защитной характеристики сводим в таблицу 9.6

Таблица 9.6

выкл.	Селективная защита трансформатора на стороне ВН									
	уставки времени		тип кривой	T_{MS}^{N}	$t_{\text{с.з.}}$, с при разных I_* , А					
	t_{sd} , с	$10 \cdot I_{\text{sd}}$, А			1,05	1,2	3	6	10	42,1
Q30	0,9	3110	SIT	0,3	<u>43,45</u> 302,6	<u>11,61</u> 345,6	<u>1,91</u> 864,7	<u>1,16</u> 1729	<u>0,90</u> 2882	<u>0,55</u> 12100

По результатам, представленным в таблице 9.6, на рисунке 9.3 изобразим ВТХ защит, установленных на выключателе Q30.

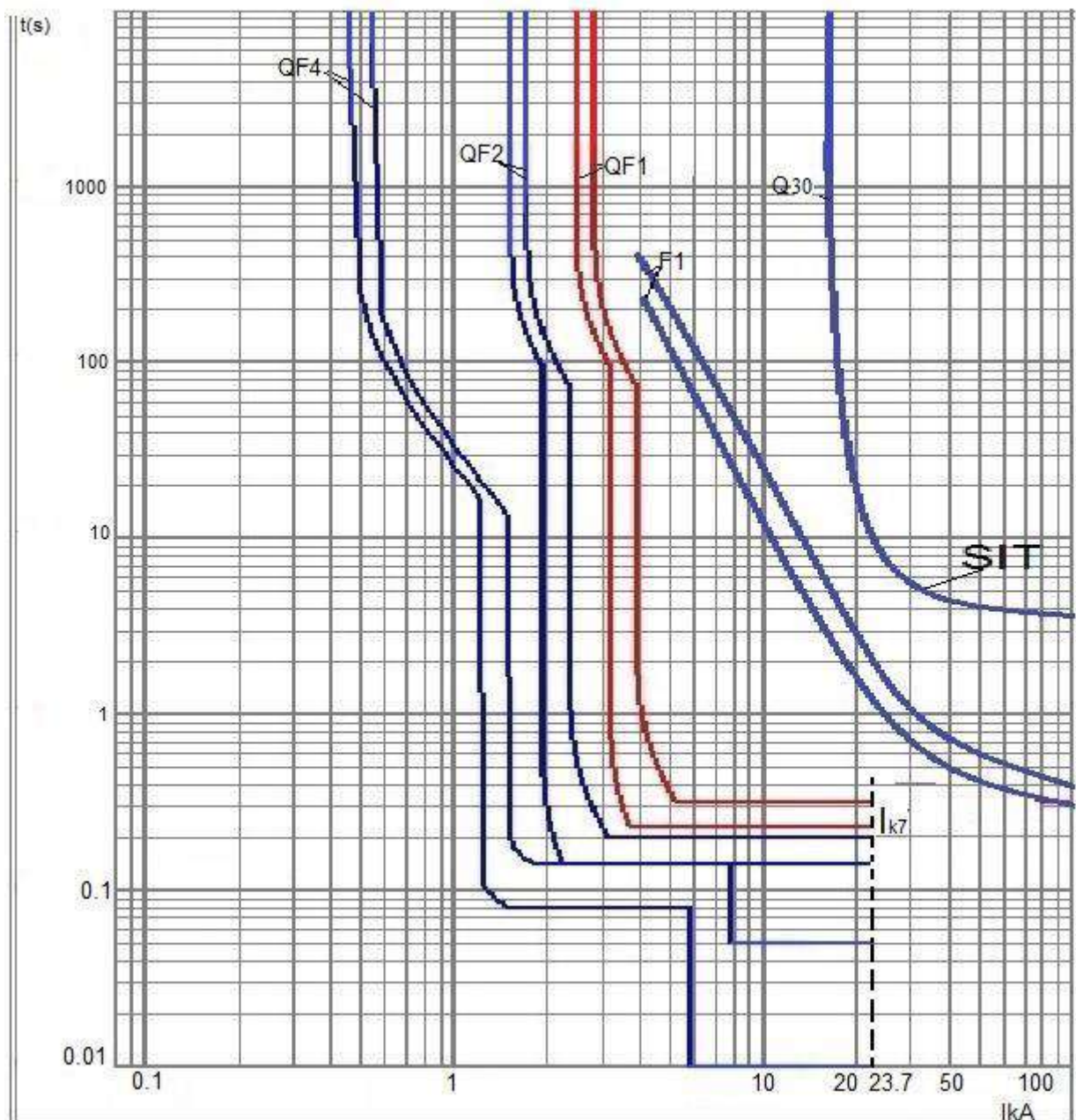


Рисунок 9.3 – карта селективности

9.5.3 Защита кабельной линии от однофазных замыканий на землю

Так как сеть 10 кВ – сеть с малыми токами замыкания на землю, то защита выполняется с действием на сигнал.

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

Для кабеля марки АПвП-10 (3x120) удельный емкостный ток однофазного замыкания на землю $I_{c0} = 1,904$ А / км.

Тогда ток нулевой последовательности линии, обусловленный током утечки составит

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ

$$I_{081} = I_{c0} \cdot L,$$

где L – длина кабельной линии, км;

$$I_{08} = 1,904 \cdot (0,276 + 0,108) = 0,73 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{c3} = k_{н.с} \cdot k_{бр} \cdot I_{01},$$

где $k_{н.с} = 1,2$ – коэффициент надежности срабатывания;

$k_{н.с} = 2,5$ – коэффициент, учитывающий броски тока при перемежающихся дуговых замыканиях.

$$I_{c3} = 1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,73 = 2,19 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности определяется по выражению

$$k_{ч} = \frac{I_{с.Σ}}{I_{с.с3}} \geq 1,5$$

Суммарное значение емкостного тока сети предприятия

$$I_{с.Σ} = I_{с.кл.Σ} + I_{с.дв.Σ}$$

Суммарный емкостный ток от кабельных линий предприятия

$$I_{с.кл.Σ} = \frac{U_{ном} \cdot L_{кл.Σ}}{10}$$

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

$$I_{с.кл.Σ} = \frac{10 \cdot 2,078}{10} = 2,078 \text{ А}$$

Найдем емкость фазы электродвигателя

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

$$C_{сд} = \frac{0,0187 \cdot 1,25 \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot 0,9 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{10 \cdot (1 + 0,08 \cdot 10)}} = 5,67 \cdot 10^{-9} \text{ Ф}$$

Тогда емкостный ток двигателя

$$I_{с.дв} = 2\pi f \cdot 3 \cdot C_{дв} \cdot U_{ном.ф}$$

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		102

$$I_{c.сД} = 2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 3 \cdot 5,67 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 0,031 \text{ А}$$

Определим суммарный емкостный ток от всех двигателей предприятия

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

$$I_{c.дв\Sigma} = 0,031 \cdot 4 = 0,41 \text{ А.}$$

Тогда суммарное значение емкостного тока сети предприятия

$$I_{c.\Sigma} = 2,078 + 0,41 = 0,124 \text{ А.}$$

Поэтому коэффициент чувствительности будет равен

$$k_{\text{ч}} = \frac{2,49}{2,19} = 1,67 \geq 1,5$$

Выводы по разделу 9

Были произведены расчеты относительно установленной нагрузке, в соответствии были выбраны автоматические выключатели, уставки. А также построены время-токовые характеристики.

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		103

10 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

10.1 Обеспечение охраны окружающей среды на предприятии

В процессе производства на заводе металлургических машин стационарными источниками выбросов в атмосферу выбрасывается большое количество загрязняющих твердых и газообразных веществ. Для поддержания экологической обстановки окружающей среды на предприятии установлены газопылеулавливающие системы: сухие и мокрые инерционные пылеуловители, рукавные фильтры, электрофильтры, газоочистки. Для поддержания работы газопылеулавливающих установок в заданном режиме, исключения снижения эффективности очистки, цехами предприятия совместно со службой охраны природы и с привлечением подрядных организаций ведутся капитальные, текущие ремонты и реконструкции данных установок [42]. Конвертерные газы очищаются в аппаратах мокрой, сухой и электрической очистки.

Основными загрязняющими атмосферу выбросами на предприятии являются: пыль; оксиды углерода и азота; сернистый газ; фториды. Продувка конвертерной плавки сопровождается интенсивным выделением газов, состоящих в основном из СО и СО₂. Кроме того, в зоне высоких температур образуется большое количество оксидов железа. Газовыми потоками производится вынос мелкодисперсных частиц металла и шлака, сыпучих материалов. Общее количество пыли составляет 20-60 г/м³, с температурой 1400-1600 °С. Запылённость газов после газоочистки составляет не более 0,1 г/м³, что соответствует требованиям Федерального закона №96 «Об охране атмосферного воздуха» [42].

У предприятия существует потребность в технической воде для технологических нужд. В производстве вода используется, в основном, для следующих целей:

- охлаждение конструкций нагревательных печей;
- охлаждение и обработка продуктов производства;
- приготовление технологических растворов;
- гидротранспортировка отходов производства;
- «мокрая» очистка технологических газов (газоочистки).

Для рационального использования технической воды на заводе функционируют оборотные циклы систем водоснабжения.

Производство деталей на предприятии сопровождается образованием большого количества отходов. Основную часть образующихся в процессе производства стальных заготовок отходов на заводе составляют металлургические шлаки – доменные и сталеплавильные. Часть этих шлаков оседает на шлакоотвалах. Металлургические шлаки ценное техногенное сырье для производства строительных материалов, а также для собственных нужд – как оборотный продукт [43].

Внедрение технологий утилизации отходов производства на предприятии способствует защите окружающей среды от загрязнения промышленными отходами.

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		104

10.2 Планировка и конструктивная часть ГПП

При выборе местоположения главной понизительной подстанции (ГПП) учтены требования [11]. ГПП максимально приближена к ранее рассчитанному центру электрических нагрузок с учетом застройки территории, рельефа и геологии местности (лист 1 графической части).

Распределительное устройство 110 кВ ГПП выполнено открытым.

Площадка подстанции:

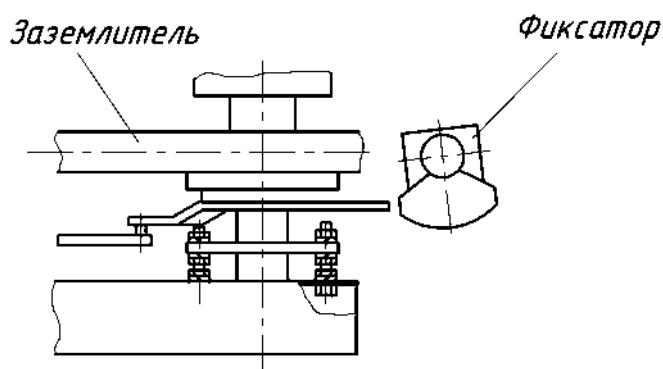
– территория подстанции спланирована с уклоном для стока ливневых вод (уклон не более 3%);

– территория подстанции должна быть огорожена внешним забором высотой 2 м [11].

К ОРУ 2 . предусмотрен проезд вдоль выключателей для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений, а также передвижных лабораторий. Габариты проезда 4 м.

Для защиты персонала от ошибочных действий предусмотрена механическая, электромагнитная блокировка между основными и заземляющими ножами разъединителя (рисунки 10.1 и 10.2) которые исключают возможность включения заземлителей при включенном выключателе.

Разъединитель включен, заземлители отключены



Разъединитель отключен, заземлители включены

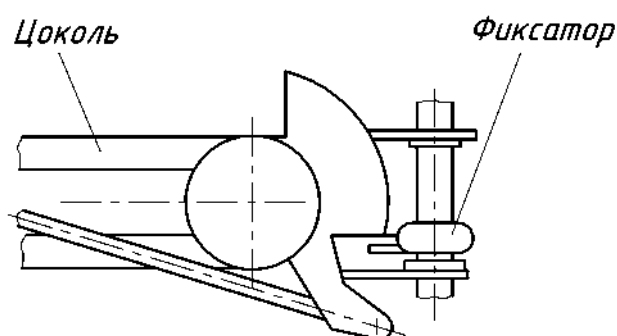


Рисунок 10.1 – Конструкция механической блокировки разъединителя РГ-110

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ

Лист
105

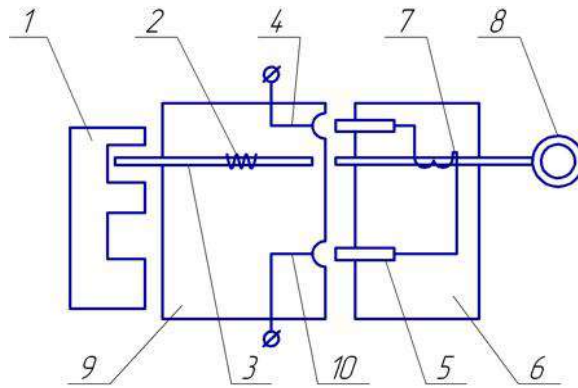


Рисунок 10.2 – Конструкция электромагнитной и замковой блокировок разъединителя РГ-110

Электромагнитная и замковая блокировки (рисунок 10.1) состоят из замка 9, устанавливаемого на приводе 1, и универсального переносного ключа 6. Замок 9 состоит из пластмассового корпуса, в котором размещается стержень 3, пружина 2, гнезда 4 и 10. Под действием пружины 2 стержень 3 выходит из корпуса и запирает привод 1. Переносной ключ 6 состоит из пластмассового корпуса, в котором размещены штыри 5, катушка 7 и сердечник катушки 8. Если отключение привода разрешено, то от источника постоянного тока подводится напряжение к гнездам 4 и 10. Оперативный персонал вставляет ключ штырями в гнезда замка. По катушке 7 протекает ток, намагничивая сердечник 8 и соприкасающийся с ним стержень 3. Оперативный персонал при помощи кольца вытягивает сердечник 8 и стержень 3, отпирая привод 1.

Для обеспечения безопасности работ и осмотров ОРУ-110/10 кВ выдержаны следующие изоляционные расстояния [21]:

- от токоведущих частей или от элементов оборудования или изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций или постоянных внутренних ограждений – 2900 мм;
- между проводами разных фаз – 2500 мм;
- от токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением до габаритов транспортируемого оборудования – 1650 мм;
- от неогражденных токоведущих частей до земли или до кровли зданий при наибольшем провисании проводов – 3600 мм;
- между токоведущими частями разных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи и не отключенной другой, от токоведущих частей до верхней кромки внешнего забора, между токоведущими частями и зданиями или сооружениями – 2900 мм;
- от контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной ко второму контакту – 1100 мм.

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

Все ячейки КРУ К-104М должны быть оснащены механическими блокировками, 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, необходимо заделывать асбестом или цементом, вентиляционные отверстия нужно закрывать густыми металлическими сетками.

На всем электрооборудовании ОРУ и ЗРУ должны предусматриваться надписи-мнемосхемы, поясняющие назначение электрооборудования, а также предупреждающие плакаты. Токоведущие части должны быть окрашены в соответствии с [21]: фаза А – желтым цветом, фаза В – зеленым, фаза С – красным.

 желтый	Фаза "А"	 красный	Положительный полюс (+)
 зеленый	Фаза "В"	 синий	Отрицательный полюс (-)
 красный	Фаза "С"	 голубой	Нулевая рабочая (М)

Маркировка по ПУЭ фаз А, В и С при переменном и постоянном токах



нолевой рабочий и нолевой защитный

10.3 Устройства сигнализации и контроля изоляции

На ГПП предусматривается звуковая и световая сигнализация отключения элегазовых выключателей, выполненная в шкафах КРУ трансформаторов напряжения. Предусматривается передача аварийного сигнала на диспетчерские пункты. На ЗРУ 10 кВ предусмотрена также передача предупредительных сигналов повышения температуры масла в трансформаторах КТП. Сигнал передается на диспетчерские пункты (ОПУ). Также предусмотрены периодический и постоянный контроль изоляции. Периодический контроль производится в сроки, установленные 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 (TV) типа НАЛИ-10.

На рисунке 10.3 приведена схема включения устройства контроля изоляции, выполненная с использованием трансформатора напряжения типа НАЛИ-10. Вторичная обмотка TV, соединенная по схеме «разомкнутого треугольника», является фильтром напряжения нулевой последовательности $3U_0$. В нормальном режиме работы сети при симметричных напряжениях фаз относительно земли $U_{Aг}$, $U_{Bг}$ и $U_{Cг}$ на выводах этой обмотки напряжение, пропорциональное напряжению ней-трали U_N , практически отсутствует. При возникновении ОЗЗ, например, фазы А напряжение этой фазы относительно земли $U_{Aг}$ становится равным нулю. Напряжения неповрежденных фаз В и С относительно земли $U_{Bг}$ и $U_{Cг}$ увеличиваются с фазного значения до линейного, а напряжение на нейтрали сети N становится равным значению фазного напряжения источника питания поврежденной фазы $U_N = U_A$. При этом на обмотке, соединённой по схеме «разомкнутого треугольника» напряжение достигает 100 В и защита напряжения нулевой последовательности срабатывает на сигнал.

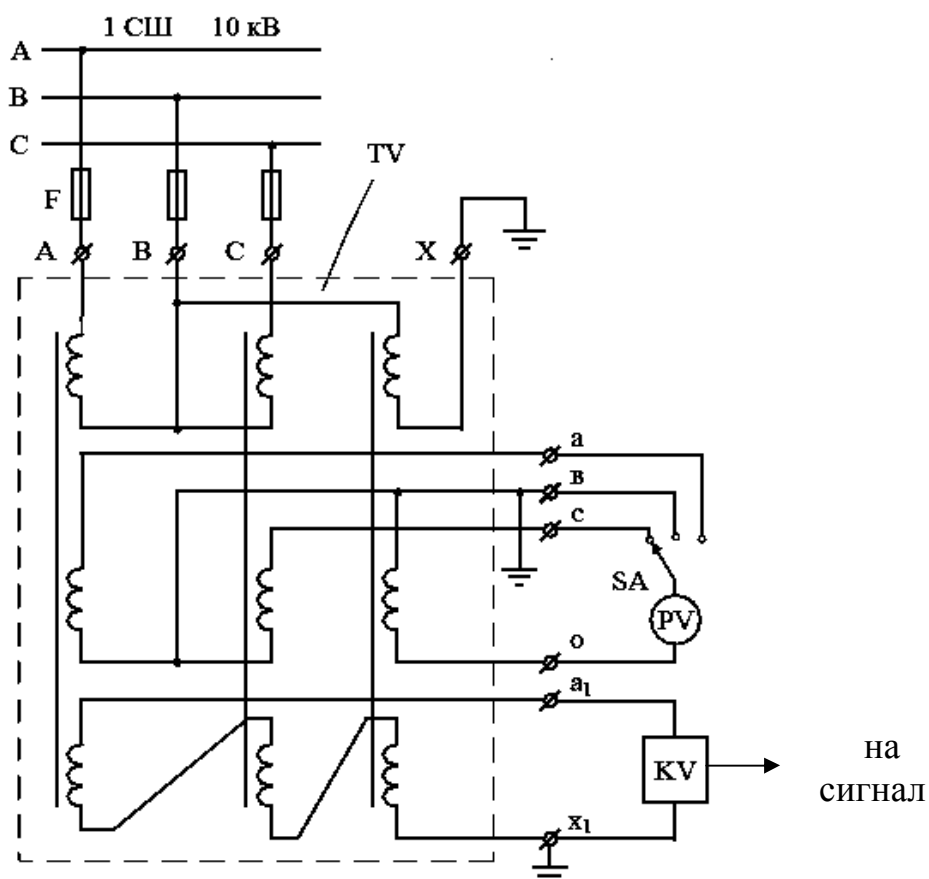


Рисунок 10.3 – Схема включения устройства контроля изоляции

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ

10.4 Молниезащита ГПП

Молниезащита ГПП осуществляется в соответствии с [45]. Территория ГПП находится в районе с грозовой деятельностью до 40 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 согласно ПУЭ [21, п.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 зон защит на уровне защищаемых объектов представлено на рисунке 10.4.

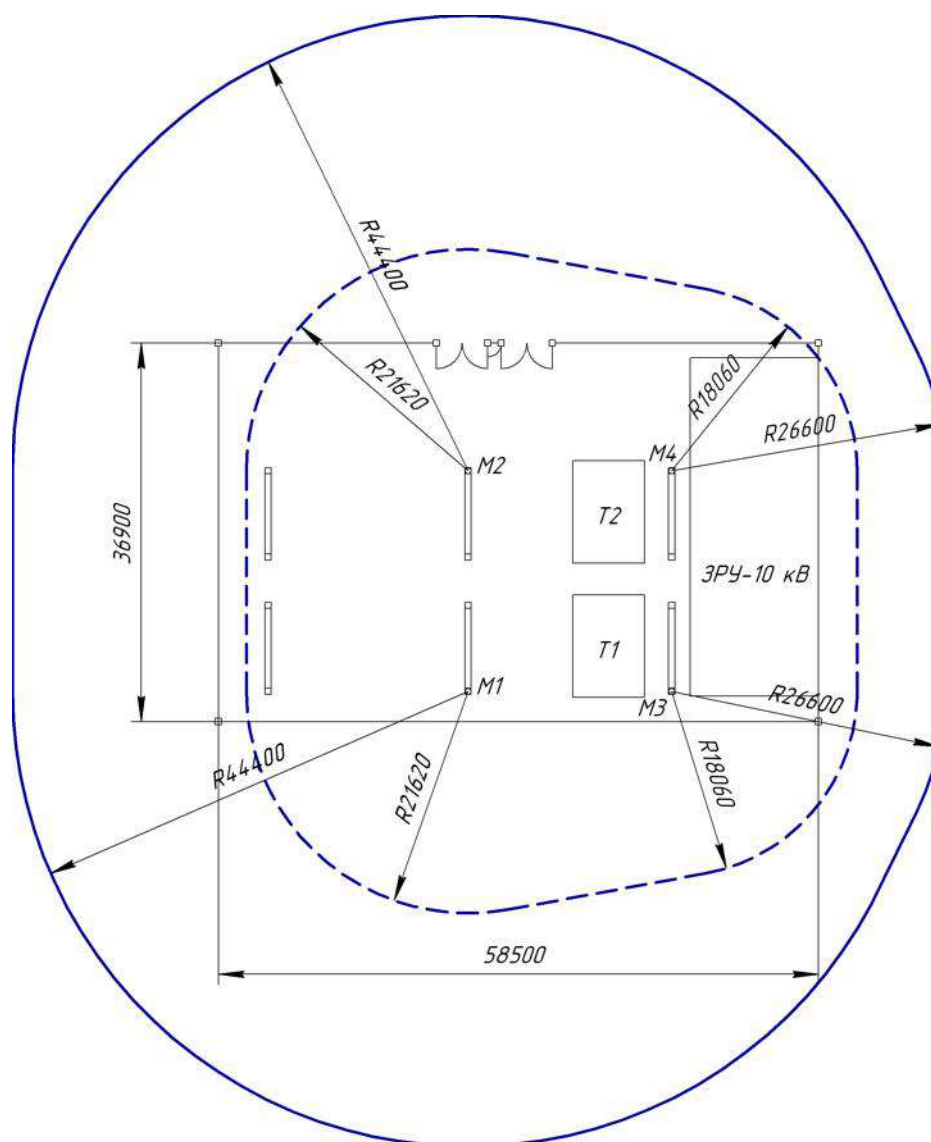


Рисунок 10.4 – Молниезащита ГПП

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ

Лист
109

Высота молниеотвода определяется по выражению [45]:

$$h = \frac{r_x + 1,63 \cdot h_x}{1,5}.$$

где h_x – высота защищаемого объекта, м;

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

Высота молниеотводов М1 и М2

$$h_1 = h_2 = \frac{21,620 + 1,63 \cdot 14,0}{1,5} = 29,6 \text{ м.}$$

Высота молниеотводов М3 и М4

$$h_3 = h_4 = \frac{18,060 + 1,63 \cdot 5,2}{1,5} = 17,7 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода [45]:

$$h_0 = 0,92 \cdot h.$$

Высота зоны защиты молниеотводов М1 и М2

$$h_{01} = h_{02} = 0,92 \cdot 29,6 = 27,2 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты молниеотводов М3 и М4

$$h_{03} = h_{04} = 0,92 \cdot 17,7 = 16,3 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода на уровне земли

$$r_0 = 1,5 \cdot h$$

Радиус зоны защиты молниеотводов М1 и М2

$$r_{01} = r_{02} = 1,5 \cdot 29,6 = 44,4 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты молниеотводов М3 и М4

$$r_{03} = r_{04} = 1,5 \cdot 17,7 = 26,6 \text{ м.}$$

Габаритные размеры внутренней области зоны защиты двух одиночных стержневых молниеотводов определяются по формуле [45]:

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

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

Габаритные размеры внутренних областей между молниеотводами М1 и М3

$$h_{c13} = h_{c24} = \frac{(27,2 + 16,3)}{2} = 21,8 \text{ м.}$$

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		110

$$r_{c13} = r_{c24} = \frac{(44,4 + 26,6)}{2} = 35,5 \text{ м.}$$

Габаритные размеры внутренних областей между молниеотводами М1 и М2

$$h_{c12} = \frac{(27,2 + 27,2)}{2} = 27,2 \text{ м.}$$

$$r_{c12} = \frac{(35,5 + 35,5)}{2} = 35,5 \text{ м.}$$

Габаритные размеры внутренних областей между молниеотводами М3 и М4

$$h_{c34} = \frac{(16,3 + 16,3)}{2} = 16,3 \text{ м.}$$

$$r_{c34} = \frac{(26,6 + 26,6)}{2} = 26,6 \text{ м.}$$

10.5 Расчёт тока однофазного замыкания на землю

Исходная схема для расчёта тока однофазного замыкания на землю перед трансформатором ГПП ТДН-16000/110/10 представлена на рисунке 10.5.

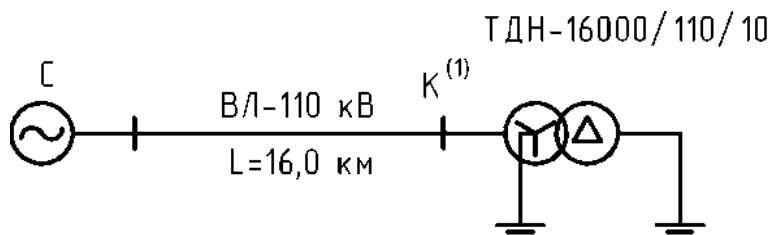


Рисунок 10.5 – Расчётная схема

Расчётный ток однофазного замыкания на землю определим по формуле [4]:

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

где S_6 – базисная мощность ($S_6 = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$);

U_6 – базисное напряжение ($U_6 = 115 \text{ кВ}$);

x_3 – эквивалентное сопротивление.

При однофазном замыкании на землю эквивалентное сопротивление определяется по формуле [4]:

$$x_3 = x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma};$$

где $x_{1\Sigma}$ – суммарное сопротивление прямой последовательности;

$x_{2\Sigma}$ – суммарное сопротивление обратной последовательности ($x_{2\Sigma} = x_{1\Sigma}$);

$x_{0\Sigma}$ – суммарное сопротивление нулевой последовательности.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ

Лист

111

Сопротивления системы и ВЛ были определены ранее:

$$x_c = 0,37;$$

$$x_{л1} = 0,53.$$

Схема для расчёта сопротивлений прямой и обратной последовательности приведена на рисунке 10.6.

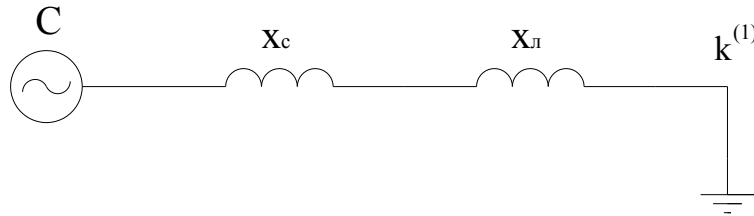


Рисунок 10.6 – Схема замещения для расчёта сопротивлений прямой и обратной последовательности

Для расчёта сопротивления нулевой последовательности составим схему замещения (рисунок 10.7).

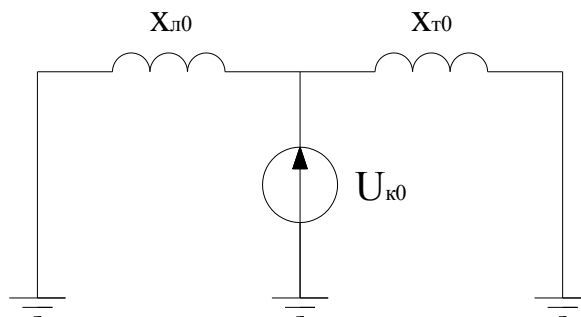


Рисунок 10.7 – Схема замещения для расчёта сопротивления нулевой последовательности

Сопротивление нулевой последовательности для двухцепной ВЛ с грозозащитным тросом определяется по формуле [4]:

$$x_{л0} = 6 \cdot x_{л1}.$$

$$x_{л0} = 6 \cdot 0,53 = 3,18.$$

Сопротивление трансформатора определим по выражению

$$x_{т0} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\phi}}{S_{ном}}.$$

$$x_{т0} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,56.$$

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

13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ

Суммарное сопротивление нулевой последовательности

$$x_{0\Sigma} = \frac{3,18 \cdot 6,56}{3,18 + 6,56} = 2,14.$$

Определим эквивалентное сопротивление

$$x_0 = 7,46 + 7,46 + 2,14 = 17,06.$$

Определим ток однофазного замыкания на землю:

$$I_k^{(1)} = \frac{3 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 17,06} = 0,88 \text{ кА.}$$

10.6 Расчёт заземления

Наибольший ток через заземления при замыкании на землю со стороны 110 кВ – 0,88 кА.

Грунт в месте сооружения подстанции – суглинок;

Площадь территории подстанции $S = 36,9 \times 58,50 = 2159 \text{ м}^2$, определяемая по конструктивному чертежу ОРУ-110/10 кВ;

Удельное сопротивление грунта: $\rho_1 = 100 \text{ Ом/м}$; $L = 2 \text{ м}$; $\rho_2 = 140 \text{ Ом/м}$;

Время действия релейной защиты выключателя ВЭБ-110-40/1250 УХЛ1:

$t_{рз} = 0,12 \text{ с}$; $t_{ов} = 0,07 \text{ с}$.

За расчётный ток принимаем ток, стекающий с заземлителя при однофазном замыкании [4]:

$$I_3 = I_{033} \cdot \left(1 - \frac{x_0}{x_T} \right),$$

где $x_0 = 2,14 \text{ Ом}$ – сопротивление нулевой последовательности до места КЗ;

$x_T = 6,56 \text{ Ом}$ – сопротивление нулевой последовательности трансформатора.

$$I_3 = 0,88 \cdot \left(1 - \frac{2,14}{6,56} \right) = 0,59 \text{ кА.}$$

Расчётная длительность воздействия тока на человека:

$$\tau_B = t_{рз} + t_{ов},$$

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

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

$$\tau_B = 0,12 + 0,07 = 0,19 \text{ с.}$$

Допустимое напряжение прикосновения $U_{пр.доп} = 400 \text{ В}$ [47].

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		113

Коэффициент прикосновения [4]

$$K_n = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_r}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}},$$

где $M = 0,5$ – параметр, зависящий от соотношения ρ_1/ρ_2 ;

$L_r = 360$ м – длина горизонтальных заземлителей;

$l_B = 5$ м – длина вертикального заземлителя;

$a = 10$ м – расстояние между вертикальными заземлителями;

β – коэффициент, учитывающий сопротивление стекания тока на землю.

Коэффициент, учитывающий сопротивление стекания тока на землю [47]

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c}$$

где $R_q = 1000$ Ом – сопротивление тела человека.

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 1060} = 0,38.$$

$$K_n = \frac{0,5 \cdot 0,38}{\left(\frac{5 \cdot 360}{10 \cdot \sqrt{2159}} \right)^{0,45}} = 0,1$$

Потенциал на земле [4]:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп.}}}{K_n}.$$

$$U_3 = \frac{400}{0,1} = 4000 \text{ В.}$$

Сопротивление заземляющего устройства [4]:

$$R_3 = \frac{U_3}{I_3}.$$

$$R_3 = \frac{4000}{592} = 6,8 \text{ Ом.}$$

Число вертикальных заземлителей [4]:

$$n_B = \frac{4\sqrt{S}}{2 \cdot l_B}.$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ

Лист

114

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{2159}}{2 \cdot 5} = 18,5.$$

Принимаем $n_B = 19$ шт. Электроды из угловой стали 80x5x3000
Число ячеек по сторонам квадрата [4]:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1.$$

$$m = \frac{360}{2 \cdot \sqrt{2159}} - 1 = 2,8.$$

Принимаем $m = 3$.

Длина полос в расчётной модели [4]:

$$L'_r = 2\sqrt{S} \cdot (m+1).$$

$$L'_r = 2 \cdot \sqrt{2159} \cdot (3+1) = 371,7 \text{ м.}$$

$$L_B = l_B \cdot n_B.$$

$$L_B = 5 \cdot 19 = 95 \text{ м.}$$

Длина стороны ячейки [4]:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}.$$

$$b = \frac{\sqrt{2159}}{3} = 15,5 \text{ м.}$$

Относительная глубина [4]:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \geq 0,1.$$

$$\frac{5 + 0,7}{\sqrt{2159}} = 0,13 \geq 0,1 \text{ м.}$$

Тогда

$$A = 0,372 - 0,25 \cdot 0,14 = 0,337.$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ

При $\frac{\rho_1}{\rho_2} = 0,7$; $a/l_B = 2$ определяем:

$$\frac{1-t}{l_B} = \frac{2-0,7}{5} = 0,26,$$

$$R_3 = 1 \cdot \rho_2,$$

$$R_3 = 1 \cdot 140 = 140 \text{ Ом/м.}$$

Общее сопротивление сложного заземлителя [4]:

$$R_3 = A \cdot \frac{R_3}{\sqrt{S}} + \frac{R_3}{L_r},$$

$$R_3 = 0,337 \cdot \frac{140}{\sqrt{2159}} + \frac{140}{372} = 1,39 \text{ Ом.}$$

$$U_{пр} = K_{п} \cdot I_3 \cdot R_3.$$

$$U_{пр} = 0,1 \cdot 592 \cdot 1,39 = 82,3 \text{ В.}$$

$$U_{пр} = 107,6 \text{ В} < U_{пр.доп.} = 400 \text{ В.}$$

10.7 Пожарная безопасность

На территории ОРУ-110 кВ устанавливаются элегазовые выключатели, поэтому ОРУ-110 кВ относится к категории В4 [48]. Конструкция ОРУ выполняется из негорючих материалов (железобетон, металл) [49]. По степени пожарной опасности ЗРУ-10 кВ относится к производственным сооружениям категории В4 [48], так как в ЗРУ-10 кВ устанавливаются вакуумные выключатели.

Согласно [48, 49] 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 трансформаторы оборудованы газовой защитой, срабатывающей на сигнал и отключение.

Для предотвращения растекания масла при повреждениях маслонеполненных силовых трансформаторов выполняются маслоприемники объемом 20,8 м³, рассчитанные на прием 100 % масла, содержащегося в корпусе трансформатора. Удаление масла из маслоприемника предусмотрено переносным насосным агрегатом. Маслоприемные устройства необходимо содержать в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы.

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		116

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).

Для локализации очагов пожара на ГПП предусмотрены первичные средства пожаротушения [48]:

1 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 – 1шт, огнетушитель ОП-8 – 1 шт).

– ящик с песком у каждого трансформатора.

2 ЗРУ-10 кВ:

– ящик с песком,

– пожарный щит ЩП-Е с принадлежностями, в составе: багор – 1 шт; комплект для резки электропроводов: ножницы диэлектрические, боты диэлектрические, коврик – 1 комп; противопожарное полотно – 1 шт; лопата совковая – 1шт; ящик для песка ЯП-0,5 – 1 шт, огнетушитель ОП-8 – 1 шт.

10.8 Освещение ОРУ 110/10 кВ

Площадь ОРУ-110 кВ:

$$S = L \cdot h,$$

где L – длина территории ОРУ-110/10 кВ, м;

h – ширина территории ОРУ-110/10 кВ, м.

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		117

$$S = 58,5 \cdot 36,9 = 2159 \text{ м}^2.$$

Норма освещённости $E_n = 10,0$ лк [51].

Суммарный световой поток [52]

$$\sum \Phi = E_n \cdot S \cdot k_3 \cdot k_n,$$

где $k_3 = 1,5$ - коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнения отражателя, защитного стекла, лампы;

$k_n = 1,5$ - коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещённой площадки.

$$\sum \Phi = 10 \cdot 2159 \cdot 1,5 \cdot 1,5 = 48578 \text{ лк}.$$

Для освещения принимаем светильники марки РКУ37-400-001У1 с техническими характеристиками [52]:

– тип лампы – ДРЛ-400;

– КПД светильника $\eta = 0,60$;

– максимальная сила света $I_{\max} = 16000$ кд;

– световой поток лампы прожектора $\Phi_n = 24000$ лм.

Необходимое число прожекторов:

$$N_{\text{пр}} = \frac{\sum \Phi}{\Phi_n \cdot \eta_{\text{пр}}}.$$

$$N_{\text{пр}} = \frac{48578}{24000 \cdot 0,60} = 3,4.$$

Принимаем число светильников равное 4.

Определим высоту установки прожектора [52]:

$$H = \sqrt{\frac{I_{\max}}{700}}.$$

Согласно [51, табл. 10] – нормируемой освещённости 10 лк соответствует величина $\frac{I_{\max}}{H^2} = 700$.

Поэтому получаем

$$H = \sqrt{\frac{16000}{700}} = 4,8 \text{ м}.$$

Четыре светильника устанавливаем на мачтах освещения на четырех сторонах ОРУ-110 кВ.

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		118

10.9 Охрана труда и безопасность при эксплуатации электроустановок

Оперативное обслуживание (оперативные переключения) в электроустановках осуществляется оперативным или оперативно-ремонтным персоналом. В электро-установках напряжением выше 1 кВ работники из числа оперативного персонала, самостоятельно обслуживающие электроустановки, должны иметь IV группу по электробезопасности (остальные – группу III). В электроустановках напряжением до 1 кВ работники из числа оперативного персонала, самостоятельно обслуживающие электроустановки должны иметь III группу [53].

Право единоличного осмотра электроустановок предоставляется: оперативному персоналу с группой не ниже III обслуживающему данную электроустановку; административно-техническому персоналу с группой V, для электроустановок напряжением выше 1 кВ и с группой IV для электроустановок напряжением до 1 кВ. Работники, не обслуживающие электроустановки, допускаются в них в сопровождении оперативного персонала с группой IV в электроустановки напряжением выше 1 кВ, и с группой III – в электроустановки напряжением до 1 кВ, либо в сопровождении работника имеющего право единоличного осмотра.

При выполнении работ в электроустановках не допускается самовольное проведение работ, а также расширение рабочих мест и объема задания, определенных нарядом, распоряжением или перечнем работ выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Капитальные ремонты электрооборудования напряжением выше 1 кВ, работа на токоведущих частях без снятия напряжения, выполняются по технологическим картам и проектам производства работ.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются: оформление работы нарядом или распоряжением, либо перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации, допуск к работе, надзор во время работы, оформление перерыва в работе, перевода на другое рабочее место, окончания работы.

[44] Предусмотрены следующие защитные средства:

изолирующая штанга, указатель напряжения, изолирующие клещи, диэлектрические перчатки, ковры, боты, ограждения и заземления.

Выводы по разделу 10

В данном разделе рассмотрено обеспечение окружающей среды на предприятии, особое внимание уделено вопросам электробезопасности на главной понижающей подстанции, в частности выбраны защитные средства, рассмотрено устройство сигнализации и контроля изоляции, произведен расчет молниезащиты, защитного заземления и освещения ГПП.

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		119

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе выполнен расчет электрических нагрузок группы цехов завода металлургических машин, согласно усовершенствованному методу упорядоченных диаграмм, который позволил разработать схемы внешнего и внутреннего электроснабжения.

Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения производился путем сравнения технико-экономических показателей схем на напряжения 35 и 110 кВ. В результате схема внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ получилась дешевле и, как следствие, наиболее рациональной.

Выбраны мощность, количество и место установки цеховых трансформаторов с современными трансформаторами типа ТМГ, обеспечивающими минимальные затраты при эксплуатации, малые габариты ТП и высокую надежность работы подстанций.

Распределение электрической энергии внутри предприятия осуществляется на напряжении 10 кВ по смешанной схеме, обеспечивающей оптимальные режимы работы электрической сети, надлежащее качество электроэнергии и надежность. Учитывая климатические условия, характеристики грунта и плотность застройки было принято решение прокладывать кабельные линии преимущественно в траншеях. В качестве проводника использовались кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПвП-10 сечением 35, 70, 95, 150 мм².

В проекте уделено внимание вопросу компенсации реактивной мощности. Это объясняется низким значением средневзвешенного коэффициента мощности на предприятии, высокой стоимостью электроэнергии и значительным потреблением реактивной мощности. Выбор оптимального местоположения и мощности компенсирующих устройств позволило оптимизировать режимы работы электрической сети и, как следствие, улучшить экономические показатели ее работы.

В разделе релейная защита приведено подробное описание и расчет уставок релейной защиты трансформатора цеховой трансформаторной подстанции. На чертеже представлены принципиальная и оперативная схема релейной защиты трансформатора и её характеристики

Особое внимание в работе уделено вопросам охраны труда в электроустановках. Также в работе рассматривались вопросы экономической деятельности предприятия.

В результате проведенных расчетов была спроектирована система электроснабжения группы цехов завода металлургических машин, отвечающая всем требованиям по качественному и надёжному электроснабжению.

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		120

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Кабели силовые с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10, 15, 20 и 35 кВ. – <http://sevcable.ru/katalog/kabeli-silovye-s-izolyaciey-iz-sshitogo-polietilena-na-napryazhenie-10-15-20-i-35-kv>.
- 2 Кабели силовые с пропитанной бумажной изоляцией. – <http://www.sevcable.ru/katalog/kabeli-silovye-s-propitannoy-bumazhnoy-izolyaciey>.
- 3 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин.– М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 352 с.
- 4 Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
- 5 РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 12 с.
- 6 Справочная книга для проектирования электрического освещения / под ред. Г.М. Кнорринга. – СПб.: Энергоатомиздат, 1992. – 448 с.
- 7 Трансформаторы ТМГ. – <http://trf-ural.ru/transformatory-tmg-standartnye.html>.
- 8 Рекомендации по проектированию систем внутрицехового электроснабжения с параллельной работой трансформаторов КТП. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 24 с.
- 9 Каталог: ТДНС-16000/35/10 http://www.ues.su/catalog/transformers/tdns_35
10 : -16000/110/10<http://www.bemz.by/electro/transformers/90-tdn16>
- 11 20 НТП ЭПП-94. Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения ПП. – М.: Изд-во стандартов, 1994. – 48 с.
- 12 Выключатели вакуумные ВБЭТ-35Ш-25/630-1600УХЛ1.– http://www.ues.su/product_img/switches/vbet35/vbet35.pdf.
- 13 Выключатель элегазовый баковый типа ВЭБ-110.– http://www.uetm.ru/files/katalog_VEB-11.pdf
- 14 Разъединители серии РГ на напряжение 35 – 500 кВ. – http://www.ues.su/product_img/razyed/rg35/ues_zeto_catalog_rg35.pdf
- 15 Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М.– http://www.nzif.ru/uploads/sel/psch4tm03m/ruk_03_02_m.pdf
- 16 Трансформаторы напряжения типа ЗНОГ-110. – <http://www.molniya.ru/product/transformatory-napryazheniya-odnofaznyi-znog110-u1>.
- 17 Ограничители перенапряжения нелинейные. – http://www.uik.ru/netcat_files/696/638/h_4d82627dfea00289f4895db29b4c87fe.
- 18 Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 29 декабря 2016 г. №67/9 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на территории Челябинской области. – <http://www.tarif74.ru/LegalActs/Show/11348>.
- 19 Информация на сайте ПАО «Челябэнергосбыт», для юридических лиц, в разделе «Нерегулируемые тарифы», в разделе «Средневзвешенные нерегулируемые цены на оптовом рынке для покупателей с интегральным учетом». – <http://www.esbt74.ru>.

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		121

20 Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанции и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК». – М.: МРСК, 2012. – 72 с.

21 Правила устройства электроустановок. 7 издание. (под редакцией 6-7 изданий) 2017 г

22 Каталог: АПвПУ-10 кВ https://www.ruscable.ru/info/wire/mark/apvpu_kamkabel/

23 ГОСТ Р 52736-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. – М.: Стандартинформ, 2007. – 44 с.

24 Трансформаторно-реакторное оборудование.–http://www.uetm.ru/files/tree_1.pdf.

25 Комплектные распределительные устройства внутренней установки 6-10 кВ.– http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/2_kru2006.pdf.

26 Вакуумные выключатели типа ВВЭ. – <http://www.konstalin.ru/?startid=3&id=161>.

27 Измерительные трансформаторы тока.– http://www.cztt.ru/transformator_toka.html.

28 Трансформаторы напряжения НАЛИ трехфазные антирезонансные трехобмоточные на напряжение 6 и 10 кВ. – http://www.elektrozavod.ru/production/3_5.

29 Камеры (ячейки) КСО. – https://www.chelzeo.ru/catalog/kamery_kso/kameri_sbornie_odnostoronnego_obslyzhvaniya_serii_kso.

30 Каталог: ВНР-400

<http://www.avkenergo.ru/avkcatalog/vyklyuchateli-nagruzki/element6854.php>

31 : ПКТ-10 <http://rill.ru/docs/pkt.pdf>

32 Комплектные токопроводы и шинопроводы.–http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/3_compl_tokopr_shinoprov2007.pdf.

33 Каталог: ТСКС - 40 http://www.znvo.kz/produkti.html?flypage=flypage.tpl&page_shop.product_details&product_id=26

34 Автоматические выключатели серия Masterpact NW

<https://www.schneider-electric.ru/ru/product-range/1007-masterpact-nw/>

35 Письмо Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации №8802-ХМ/09 от 20.03.2017. Индексы изменения сметной стоимости на 1 квартал 2017 года. – М.: Изд-во стандартов, 2017. – 24 с.

36 Комплектные конденсаторные установки от 0,4 до 10 кВ.– http://slavenergo.ru/kondensatornaja_ustanovka.

37 Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. №380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. – <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=256534>.

38 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.

										Лист
										122
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата	13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ					

39 Овчаренко, А.С. Повышение эффективности электроснабжения промышленных предприятий: учебник / А.С. Овчаренко.– Киев.: Техника, 1989. – 287 с.

40 Руководство по эксплуатации Sepam серии 20. – http://www2.schneider-electric.com/resources/sites/SCHNEIDER_ELECTRIC/content/live/FAQS/237000/FA237482/ru_RU202012.pdf.

41 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика СЭС: учебник для ВУЗов / В.А. Андреев. – 3-е изд. – М.: ВШ, 2006. – 412 с.

42 Федеральный закон от 04.05.99 г. №96-ФЗ. Об охране атмосферного воздуха. – М.: КонсультантПлюс, 2014. – 13 с.

43 Федеральный закон от 24.06.98 г. №89-ФЗ. Об отходах производства и потребления. – М.: КонсультантПлюс, 2013. – 8 с.

44 СО 153-34.03.603-2003. Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. – М.: Изд-во стандартов 2003. – 36 с.

45 СО 153-343.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, строений и промышленных коммуникаций. – М.: Энергоатомиздат, 2003 – 48 с.

46 ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. – М.: Энергоатомиздат, 1982 –16 с.

47 ГОСТ 12.1.030-87. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. – М.: Изд-во стандартов, 1987. – 16 с.

48 Нормы пожарной безопасности 105-03. Определение категории помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 36 с.

49 СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. – М.: Изд-во стандартов, 1998. – 38 с.

50 ВППБ 01-02-95. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 36 с.

51 СНиП 23-05-10. Естественное и искусственное освещение. – М.: Изд-во стандартов, 2010. – 32 с.

52 Справочная книга по светотехнике / Под ред. Ю. Б. Айзенберга. – М.: Знак, 2006. – 952 с.

53 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Росминтруд, 2013. – 45 с.

					13.03.02.2018.509.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		123